

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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, (должность)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., проф.

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 120 МВт

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2018.128.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель, ст. преподаватель

\_\_\_\_\_/ А.В.Прокудин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор работы

студент группы П-478

\_\_\_\_\_/ Е.В.Петров /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер, ст. преподаватель

\_\_\_\_\_/ А.В.Прокудин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента  
Петрова Егора Васильевича

\_\_\_\_\_  
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-478

1. Тема выпускной квалификационной работы

Электрическая часть ТЭЦ мощностью 120 МВт

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_ 1.06.2018 г.

3. Исходные данные к работе

1) Подключение ТЭЦ к энергосистеме на 220 кВ

2) Подключение потребителей: 35 кВ и 10 кВ

3) Мощность трехфазного к.з. 3 ГВА





## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Разработка структурной схемы	01.03.2018	
Выбор электрических аппаратов	15.05.2018	
Разработка собственных нужд электростанции	01.04.2018	
Релейная защита на электростанции	15.04.2018	
Диагностика состояния силовых трансформаторов	01.05.2018	
Оформление РПЗ	15.05.2018	
Оформление графической части	01.06.2018	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Петров Е.В. – Электрическая часть ТЭЦ 120 МВт. – Челябинск: ЮУрГУ, П-478, 2018 г., стр. 85, илл. 19, табл. 33. Список литературы – 13 наименований. 5 листов чертежей формата А1

Тема дипломной работы - Электрическая часть ТЭЦ-120 МВт. В данном курсовом проекте спроектирована подстанция. На станции установлено два генератора, мощностью по 63 МВт. Топливо проектируемой электростанции газ. На основании НТП, на станции произведен выбор схемы выдачи электроэнергии и ее технико-экономическое обоснование. Был произведен выбор трансформаторов связи и блочных трансформаторов. На станции произведен выбор и обоснование упрощенных схем РУ различных напряжений, на ОРУ 220 кВ-схема с одной рабочей системой шин.

На станции выбрана схема снабжения собственных нужд и выбраны трансформаторы собственных нужд, также были выбраны пускорезервные трансформаторы собственных нужд. На станции был произведен расчет токов короткого замыкания, на основании которого, выбраны электрические аппараты на ОРУ 220 кВ в цепи трансформатора связи: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения.

					<i>13.03.02.2018.128.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петров</i>			<i>Электрическая часть ТЭЦ 120 МВт</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Прокудин</i>					<i>5</i>	<i>85</i>
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Прокудин</i>				<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	10
2. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ.....	11
2.1. Выбор схемы соединений основного оборудования .....	11
2.2. Распределение потоков мощности.....	11
2.3. Выбор трансформатора.....	12
2.4. Выбор линий электропередач.....	15
3. ВЫБОР КОМУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ ТОКОВЕДУЩИХ СЕТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЙ.....	18
3.1 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений РУВН.....	19
3.1.1. Выбор выключателей.....	21
3.1.2. Выбор разъединителей.....	21
3.1.3. Выбор трансформаторов тока.....	22
3.1.4. Выбор трансформаторов напряжения.....	25
3.1.5. Выбор токоведущих частей.....	27
3.2 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений ГРУ.....	27
3.2.1. Выбор выключателей.....	27
3.2.2. Выбор токоведущих частей .....	32
3.2.3. Выбор изоляторов.....	34
3.2.4. Выбор трансформаторов тока.....	35
3.2.5. Выбор трансформаторов напряжения.....	37
4. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ.....	40
4.1. Выбор схемы собственных нужд ТЭЦ .....	40
4.2. Выбор мощности ТСН и РТСН.....	41
4.3. Выбор трансформаторов сети 6/0,4 кВ.....	42

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				

4.4. Расчёт токов короткого замыкания С.Н.....	42
4.5. Выбор выключателей.....	43
4.6. Выбор разъединителей .....	45
4.7. Выбор токоведущих частей.....	46
4.8. Выбор изоляторов.....	48
4.9. Выбор трансформаторов тока .....	48
4.10. Выбор аккумуляторных батарей.....	50
4.11. Проверка успешности самозапуска электродвигателей С.Н.....	54
5. ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН.....	58
5.1. Кабельная линия 10 кВ.....	58
5.2. Трансформатор 10/6.3(6.3/0.4) кВ .....	59
5.3. Вводной выключатель.....	61
5.4. Секционный выключатель 10 кВ .....	61
5.5. Шины 10 кВ.....	62
5.6. Трансформатор 220/10 кВ.....	63
5.7. Воздушная линия 220 кВ.....	66
6. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	68
6.1. Основные виды повреждений трансформаторов .....	68
6.2. Способы диагностики состояния трансформаторов .....	71
6.3. Тепловизор ThermaCAM S65.....	72
6.3.1. Общие положения.....	72
6.3.2. Технические характеристики тепловизора.....	74
6.3.3. Тепловизионная диагностика СТ.....	78
6.3.3. Тепловизионная диагностика силовых трансформаторов.....	78
7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
8. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Электростанциями называют предприятия или установки, предназначенные для производства электрической энергии.

По особенностям основного технологического процесса преобразования энергии и виду используемого энергетического ресурса электростанции подразделяют на тепловые (ТЭС), атомные (АЭС), гидроаккумулирующие (ГАЭС), газотурбинные и др.

На тепловых электростанциях химическая энергия сжигаемого топлива преобразуется в парогенераторе (котле) в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединённую с генератором). Механическая энергия вращения преобразуется генератором в электрическую. Топливом для электростанций служат газ, мазут, а так же уголь, торф, горючие сланцы.

Специфика электрической части ТЭЦ определяется положением электростанции вблизи центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности может вдаваться в местную сеть непосредственно на генераторном напряжении. С этой целью на электростанции создаётся обычно генераторное распределительное устройство (ГРУ). Избыток мощности выдаётся в энергосистему на повышенном напряжении.

Существенной особенностью ТЭЦ является так же повышенная мощность теплового оборудования по сравнению с электрической мощностью электростанции с учётом выдачи тепла. Это обстоятельство определяет большой относительный расход электроэнергии на собственные нужды.

В данном дипломном проекте рассмотрен расчёт электрической части ТЭЦ с установленной мощностью 120 МВт.

Подстанции предназначаются для питания отдельных потребителей или крупного завода, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанции определяет ее схему.

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					

Шины высшего напряжения проектируемой подстанции являются узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит мощности. При выборе схем таких подстанций в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Схемы распределительных устройств низшего напряжения зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т.п. В зависимости от степени надежности электроснабжения, потребители разделяются на категории.

Выполнение данного подразумевает под собой проектирование подстанции: выбор структурной и главной схем, выбор схем РУ, расчет токов кз, ограничение токов кз, выбор оборудования, выполнение чертежа главной схемы.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				9

# 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Проектируется подстанция с данными представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1– Параметры проектируемой подстанции

Сторона генераторного напряжения				Высшее напр. $U_B$ , кВ	Сторона среднего напряжения			Данные о системе $S_{к.з.}$ , ГВА
$U_G$ , кВ	Мощн. ген. $P_G$ , МВт	Мощн. нагр. $S_{н.}$ , МВА	Число линий		$U_c$ , кВ	Мощн. нагр. $S_{н.}$ , МВА	Число линий	
10,5	2×60	77	6	220	35	11	2	3,0



$S_{С.Н}$  – полная мощность собственных нужд

$$\dot{S}_{ВН} = 2 \cdot \frac{63}{0,8} - 77 - 11 - 0,05 \cdot 2 \cdot \frac{63}{0,8} = 61,6 \text{ МВА.}$$

Составим схему и покажем на ней распределение потоков мощности в нормальном режиме (рис.2.2.1).

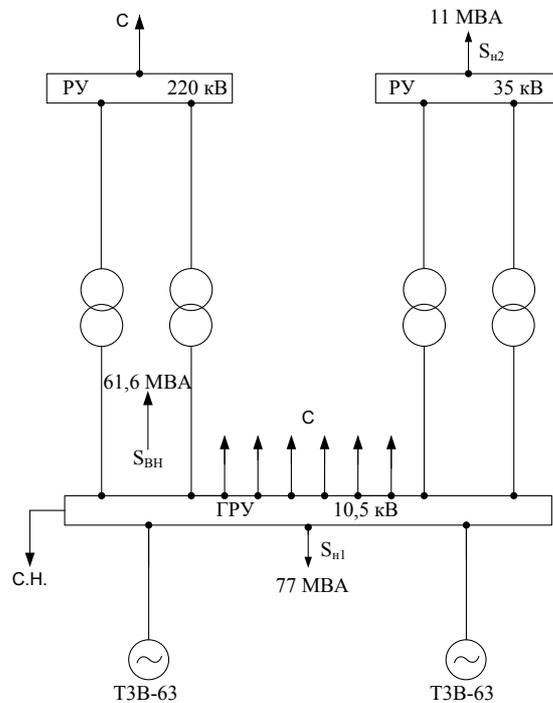


Рисунок 2.2.1– Схема распределения мощности

### 2.3. Выбор трансформатора

Количество трансформаторов на подстанции выбрано с учетом необходимости надежного снабжения электроэнергией потребителя. Поэтому по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность.

Необходимо рассчитать мощность потребителя для трех ситуаций: при максимальной нагрузке, минимальной и когда отключен один генератор. Находим

максимальную мощность из трех:

$$S_{\text{расч}}^{\min} = 2S_{\Gamma} - S_{\text{Н1}}^{\max} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 158 - 77 - 11 - 7,88 = 61,6 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{расч}}^{\max} = 2S_{\Gamma} - S_{\text{Н1}}^{\min} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 158 - 0,3 \cdot 77 - 11 - 7,88 = 116 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{расч}}^{\text{ав}} = S_{\Gamma} - S_{\text{Н1}}^{\max} - S_{\text{Н2}} - S_{\text{СН}} = 78,8 - 77 - 11 - 7,88 = -17,1 \text{ (МВА)}.$$

Максимальная мощность, протекающая через трансформатор связи, является мощность при минимальной нагрузке со стороны генераторного напряжения.

Мощность трансформатора связи выбираем из условия, что она должна быть в пределах 0,65–0,7 от максимальной расчетной мощности нагрузки:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq (0,65 \div 0,70) S_{\text{расч}}$$

С учётом данного условия выбираем трансформатор связи для стороны высокого напряжения

$$S_{\text{ном.тр}} = 0,65 \cdot 116 = 75,4 \text{ (МВА)}$$

Согласно расчету выбираем трансформатор ТДЦ–80000/220 (2 трансформатора, работающих параллельно), параметры которого представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1– Параметры трансформатора ТДЦ-80000/220

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТДЦ– 80000/220	80	242	10,5	11	320

Для среднего напряжения выбираем трансформатор ТД-10000/35 (2 трансформатора, работающих параллельно), параметры которого представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.1.- Параметры трансформатора ТДН-10000/35

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТДН-10000/220	10	38,5	10,5	7,5	65

С учётом выбранных трансформаторов, составим структурную схему подстанции (рис 2.3.1.).

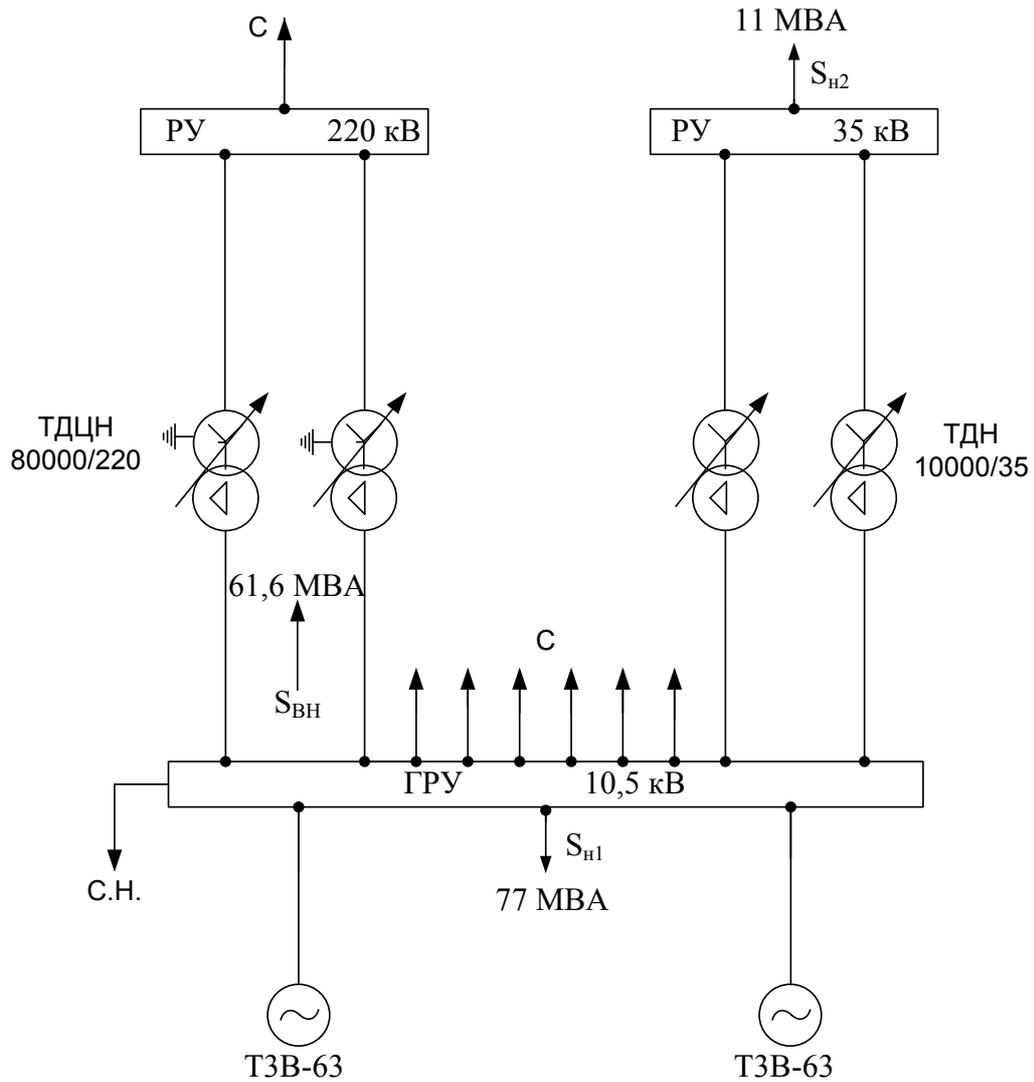


Рисунок 2.3.1– Структурная схема подстанции

## 2.4. Выбор линий электропередач

Для расчета сечения провода линий ВН, которые связаны с энергосистемой, необходимо определить нормальный длительный ток и ток в аварийном режиме (в данном случае при выведении из строя одной линии). Ток в нормальном режиме определяется по средней мощности, передаваемой в энергосистему:

$$S_{cp} = \frac{S_{max} + S_{min}}{2} \quad (2.2)$$

$$S_{cp} = \frac{116 + 61,6}{2} = 88,8 \text{ МВА.}$$

Нормальный режим: примем количество линий 4. Исходя из этого, определим ток в одной линии:

$$I_H = \frac{S_{cp}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (2.3)$$

$$I_H = \frac{88,8}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 4} = 0,059 \text{ кА.}$$

Аварийный режим: количество линий 3 и мощность максимальна.

$$I_A = \frac{S_{max}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (2.4)$$

$$I_A = \frac{116}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 0,101 \text{ кА.}$$

Определяем сечение провода для одной линии по экономической плотности тока, которую для Уральского региона принимаем  $0,9 \text{ А/мм}^2$ .

$$q_H = \frac{I_H}{\Delta_A} \quad (2.5)$$

$$q_H = \frac{59}{0,9} = 65,6 \text{ мм}^2$$

где  $\Delta_A$  – экономическая плотность тока для алюминия ( $0,9 \text{ А/мм}^2$ ).

Возьмём стандартное значение (АС-240/32).

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				15

Проверяем провод в аварийном режиме по допустимому току:  $I_{доп}=610 \text{ А} > I_A$  – провод проходит по допустимому длительному току в послеаварийном режиме.

Определяем провод, который передает мощность от ГРУ потребителю. В данном случае это будет кабельная линия с 6 параллельными линиями.

Определяем максимальный ток и минимальный, исходя из максимальной и минимальной потребляемой мощности.

$$I_{max} = \frac{S_H}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (2.6)$$

$$I_{max} = \frac{77}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 0,706 \text{ кА};$$

$$I_{min} = \frac{S_H^{min}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} \quad (2.7)$$

$$I_{min} = \frac{77 \cdot 0,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} = 0,212 \text{ кА};$$

$$I_{cp} = \frac{I_{max} + I_{min}}{2} \quad (2.8)$$

$$I_{cp} = \frac{0,706 + 0,212}{2} = 0,459 \text{ кА}.$$

Определяется сечение трехжильного кабеля по экономической плотности тока:

$$q_K = \frac{I_{cp}}{\Delta_M} \quad (2.9)$$

$$q_K = \frac{459}{1,6} = 287 \text{ мм}^2$$

где  $\Delta_M$ - экономическая плотность тока для меди (1,6 А/мм<sup>2</sup>)

Для КЛ с шестью параллельными линиями:

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				

Возьмём ближайшее нормированное сечение: 2 х 150 мм<sup>2</sup>.

Необходимо провести проверку кабеля по его способности работать в длительном послеаварийном режиме, при переброске мощности с одного кабеля на второй, при максимальной нагрузке на одну линию:

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot I_{\text{max}} \quad (2.10)$$

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot 706 = 1412 \text{ А}$$

Для медного кабеля с сечением 150 мм<sup>2</sup> допустимый длительный ток 379 А, следовательно, кабель проходит по допустимому длительному току в послеаварийном режиме.

Выбранный кабель: Медный 2 х 150 мм<sup>2</sup>.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

### 3. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЙ

При выборе оборудования на РУВН, а также и на другие части подстанции, будем стремиться к однотипности выбираемого оборудования, что упрощает расчет, монтаж и эксплуатацию этого оборудования. Выключатели также выбираются однотипные для всего РУВН.

Для выбора оборудования в распределительных устройствах необходимо определиться с токами, относительно которых будет подбираться оборудование.

1) Токи в линиях энергосистемы. Выбирается по самому большому. Самое большое значение в послеаварийном режиме:  $I_A = 101$  А.

2) Токи в кабельной линии. Выбирается по наибольшему току:  $I_{рсм} = 1412$  А.

3) Ток на высокой стороне трансформатора связи. Выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом его перегрузки на 40%:

$$I_{max.ТС} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{2\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.1)$$

$$I_{max.ТС} = 1,4 \cdot \frac{80}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А.}$$

4) Ток на низкой стороне трансформатора связи. Выбирается по номинальной мощности трансформатора с учетом его перегрузки на 40%:

$$I_{max.ТС} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{2\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.2)$$

$$I_{max.ТС} = 1,4 \cdot \frac{80}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,079 \text{ А.}$$

3.1. Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений для РУВН

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				18



$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{t_3+t_{c.в}}{T_a}}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 9 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,030}} = 3,97 \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов, для времени  $\tau$ :

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (3.3)$$

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \frac{45}{100} = 31,8 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot k_y \quad (3.4)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9 \cdot 1,717 = 21,9 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}; \quad (3.6)$$

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_3 + t_{c.в.} + T_a)$$

$$B_k = 81 \cdot 0,155 = 12,6 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					

Таблица 3.1.1– Параметры выключателя ВГТ-220

Параметр	Выключатель	Сравнение по параметрам РУ	Проверка выбора
Ном. Напряжение, кВ	220	220	$U_{\text{ном.ВЭБ}} \geq U_{\text{ном.}}$
Номинальный ток, А	2500	147	$I_{\text{ном.ВЭБ}} \geq I_{\text{max}}$
Номинальный ток отключения, кА	50	9,0	$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{П0}}$
Содержание апериодической составляющей, %	47		
Апериодическая составляющая тока, кА	31,82	3,97	$i_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{а.т.}}$
Наибольший пик тока включения, кА	125	$i_y = 21,9$	$i_{\text{ном.вкл}} \geq i_y$
Номинальный ток включения, кА	50	9,0	$I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{П0}}$
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	125	21,9	$I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq I_{\text{П0}}$
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	50	9,0	$i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_y$
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	7500	12,6	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k$

Собственное время отключения данного выключателя (по каталогу):  $t_{C.B} = 0,025$  с. Тогда расчетное время отключения:  $\tau = t_z + t_{c.в} = 0,01 + 0,025 = 0,035$  с.

По всем параметрам выбранный выключатель удовлетворяет требованиям, которые предъявляются к выключателям.

### 3.1.2. Выбор разъединителей.

Аналогично выключателю выбираем и разъединители.

РГ-220/2000. Параметры разъединителя представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2–Параметры разъединителя на РУ ВН

Параметр	РГ-220/2000	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.РУВН}}$
Ток нормального режима, А	2000	147	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток max режима, кА	2000	147	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на	40	9,0	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$

электродинамическую стойкость, кА	100	21,9	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, (кА) <sup>2</sup> с	4800	12,6	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На термическую стойкость разъединитель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:  $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2\text{с}$ .

По всем параметрам выбранный разъединитель удовлетворяет требованиям, которые предъявляются к разъединителям.

### 3.1.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, классу точности, по электродинамической стойкости. Выбираем трансформатор тока: ТГФМ-220, параметры которого представлены в таблице 3.1.3.1.

Таблица 3.1.3.1 – Параметры трансформатора тока

Параметр	ТГФМ	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	220	220	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РВВН}$
Ток нормального режима, А	300	235	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима, А	300	294	$I_{max} \leq I_{ном}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	86	9,0	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
	125	21,9	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого	2471	12,6	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

замыкания, (кА) <sup>2</sup> с			
--------------------------------	--	--	--

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствии с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Некоторые обмотки имеют класс точности 0,5 и предназначена для подключения счётчиков. Остальные обмотки имеет класс точности 1 и предназначена для подключения приборов технического учёта.

Согласно /2/:

- На цепь линии 220 кВ устанавливаются: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

- На цепь трехобмоточного трансформатора на стороне высокого напряжения устанавливается только амперметр.

- На цепь сборных шин устанавливается вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф, фиксирующий прибор ( $U_0$ ).

- На цепь секционного и шиносоединительного выключателей устанавливается только амперметр.

- На цепь обходного выключателя устанавливается: амперметр, ваттметр, варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  трансформатора тока не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$$

Таблица 3.1.3.2 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого		6	0,5	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (3.7)$$

$$r_{\text{приб}} \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

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

$I_2^2$  - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}} \quad (3.8)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

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

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

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \square_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}}, \quad (3.9)$$

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

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

13.03.02.2018.128 ПЗ

$l_{расч}$  – расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять  $l_{расч} = 140$  м.

По условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$ .

Рассчитаем сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 130}{0,86} = 4,61 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $5 \text{ мм}^2$

### 3.1.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

К установке примем трансформатор напряжения типа ЗНОГ-220, имеющий первичную обмотку  $220000 / \sqrt{3}$  (В), основную  $100 / \sqrt{3}$  (В) и дополнительную вторичную 100 (В). Остальные параметры трансформатора представлены в таблице 3.1.4.1.

					<i>13.03.02.2018.128 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 3.1.4.1.- Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5	Предел мощности, ВА
ЗНОГ-220	400	2500

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 3.1.4.2.

Схема подключения приборов показана на рисунке 3.1.4.

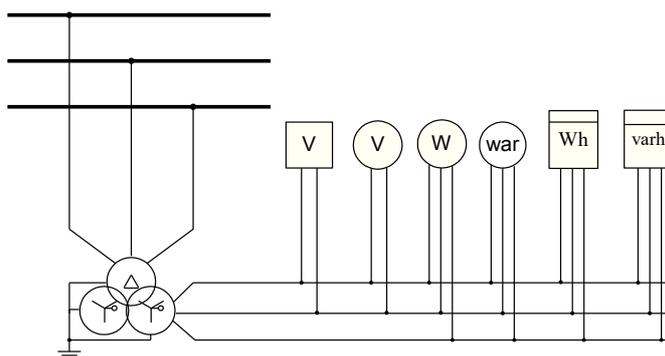


Рисунок 3.1.4 – Схема подключения измерительных приборов к ТН

Таблица 3.1.4.2 – Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	–	–	1	10	–
Ваттметр	Д-335	1,5	1	1	0	6	9	–
Варметр	Д-304	1,5	1	1	0	6	9	–
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	1	0,38	0,925	6	6,84	16,65
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И689	3 Вт	1	0,38	0,925	6	6,84	16,65
Итого							68	33,3

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Box} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{68^2 + 33,3^2} = 75,7 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

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

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил  $2,5 \text{ мм}^2$ .

### 3.1.5. Выбор токоведущих частей.

Токоведущие части в распределительных устройствах подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. По максимальному току определяем сечение провода. Параметры ошиновки представлены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 – Параметры ошиновки

Провод	Максимальный длительный ток, А	Допустимый ток провода, А
АС – 95/16	147	330

3.2. Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений для ГРУ

#### 3.2.1. Выбор выключателей для ГРУ

Для РУ НН целесообразно применение комплектных распределительных устройств. Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все его части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом, а также применение такого РУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производится реконструкция и расширение электроустановки.

$$I_{\text{норм}} \cong I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.10)$$

$$I_{\text{норм}} \cong I_{\text{ном.т}} = \frac{80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А}$$

Максимальный режим предполагает работу трансформатора с 40% перегрузкой:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.11)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ А}$$

По параметрам оборудования проектируемой подстанции выбираем на низком напряжении комплектное распределительное устройство КРУ К-63. Параметры выбранного выключателя, устанавливаемого в КРУ, и проверка выбора по расчетным параметрам приведена в таблицах 3.2.1–3.1.3.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГРУ (Рис. 3.2.1.)

						Лист
					13.03.02.2018.128 ПЗ	28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

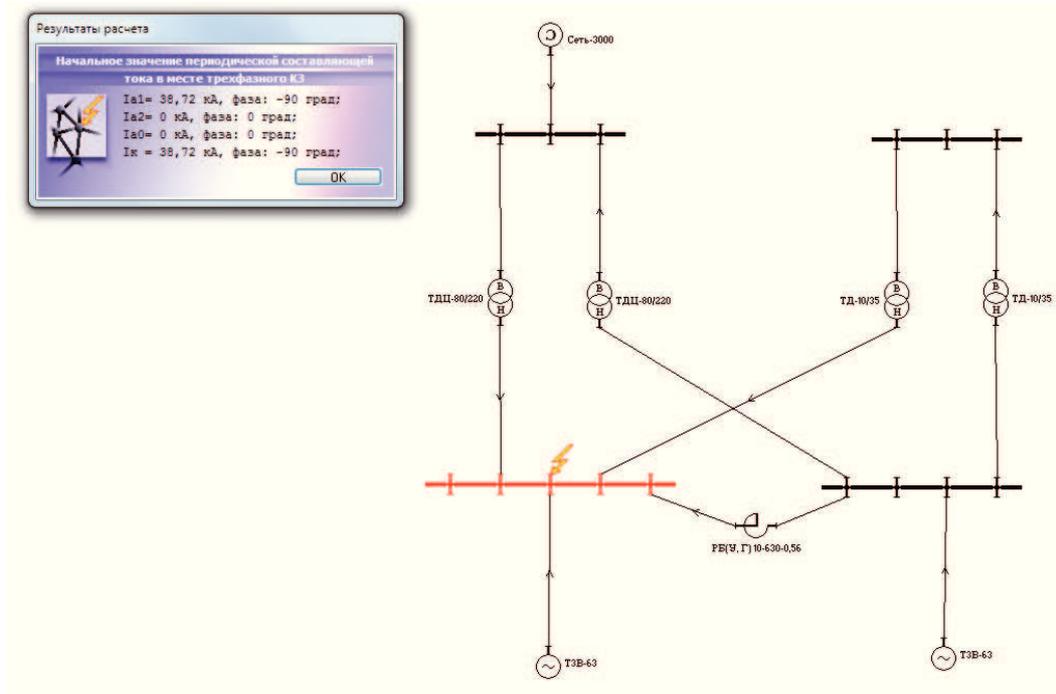


Рисунок 3.2.1– Периодическая составляющая тока короткого замыкания на шинах ГРУ

Таблица 3.2.1-Параметры выключателя для присоединения к трансформатору

Параметр	LF3	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток нормального режима	3150 А	2199 А	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима	3150 А	3079 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения	40 кА	38,7 кА	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Проверка включающей способности	40 кА	38,7 кА	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$

Продолжение таблицы 3.2.1

Параметр	LF3	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Проверка на электродинамическую стойкость	102 кА	75 кА	$i_y \leq i_{\text{вкл}}$
	40 кА	38,7 кА	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $\text{к} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{с}$	102 кА	75 кА	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
	4800	254	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (3.11)$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ к} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{с},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу).

Для обеспечения нормальной работы потребителя необходима установка выключателя, способного выдерживать ток нормального режима и отключать ток короткого замыкания за выключателем:

Аварийный режим характеризуется отключением одного из двух присоединений одного потребителя (к одному потребителю подходят две линии), тогда ток аварийного режима:

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot I_{\text{max}}. \quad (3.12)$$

$$I_{\text{рем}} = 2 \cdot 706 = 1412 \text{ А}.$$

Таблица 3.2.2–Параметры выключателя отходящего присоединения

Параметр	LF3	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток нормального режима	2000 А	459 А	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима	2000 А	1412 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения	40 кА	13 кА	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Проверка включающей способности	40 кА	13 кА	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$
Проверка на электродинамическую стойкость	102 кА	35,6 кА	$i_y \leq i_{вкл}$
	40 кА	13 кА	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$	102 кА	35,6 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
	4800	52,39	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели для КРУ низкого напряжения по всем параметрам удовлетворяют требованиям.

Так же и в цепь генератора необходимо выбрать выключатель. Параметры генераторного выключателя предоставлены в таблице 3.2.3.

$$I_{генр} = \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.12)$$

$$I_{генр} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4330 \text{ А.}$$

Таблица 3.2.3–Параметры выключателя в цепи генератора

Параметр	ВГГ-10	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток нормального режима	5000 А	4330 А	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима	5000 А	4330 А	$I_{max} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 3.2.3

Параметр	ВГГ-10	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальный ток отключения	63 кА	24 кА	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Проверка включающей способности	63 кА	24 кА	$I_{п.о} \leq I_{вкл}$
Проверка на электродинамическую стойкость	161 кА	66,4 кА	$i_y \leq i_{вкл}$
	63 кА	24 кА	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $k \cdot A^2 \cdot c$	161 кА	66,4 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
	11907	225	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ к} \cdot A^2 \cdot c,$$

Вместо разъединителей на КРУ используются втычные контакты, уже рассчитанные на параметры соответствующих ячеек КРУ и дополнительный расчет не требуется.

### 3.2.2. Выбор токоведущих частей

Определяем расчётные токи продолжительных режимов режима:

$$I_{норм} \cong I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.12)$$

$$I_{норм} \cong I_{ном.т} = \frac{80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А};$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.13)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем две полосы алюминиевых шин  $80 \times 10 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 3100 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 3079 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 3100 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (3.13)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{254 \cdot 10^6}}{91} = 175 \text{ мм}^2,$$

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

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

$$q_{\text{min}} = 175 \text{ мм}^2 < 800 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

если шины расположены горизонтально, то:

$$J = \frac{hb^3}{12} \quad (3.13)$$

$$J \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 42,6 \text{ см}^4;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8,0}} \approx 2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,42 \text{ м.}$$

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

Определяем напряжение в материале шин от взаимодействия фаз

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} \quad (3.13)$$

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot I^2_{\text{уд}} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{75^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 10,7} = 16,4 \text{ МПа}, \quad (3.14)$$

где  $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$

$$W = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^3$$

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

### 3.2.3. Выбор изоляторов

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расч}} \quad (3.15)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I^2_{\text{уд}} \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (27,87/2)^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 50,45 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = 50,45 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н.}$$

Изоляторы проходят по механической прочности.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

### 3.2.4. Выбор Трансформаторов тока.

Для КРУ возможно установка трансформаторов типа ТЛ. Выбираем трансформатор тока ТЛ – 10-2У3;Т3, параметры которого представлены в таблице 3.2.4.1.

Таблица 3.2.4.1 – Параметры трансформатора тока

Параметр	ТЛ – 10	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.КРУ}$
Ток нормального режима	3000 А	2199 А	$I_{норм} \leq I_{ном}$
Ток max режима	3000 А	3079 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
Проверка на электродинамическую стойкость	40 кА	38,7 кА	$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}$
	128 кА	75 кА	$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $k \cdot A^2 \cdot c$	4800	52,39	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Согласно:

- На цепь линии 6 кВ к потребителям устанавливаются: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

- На цепь трехобмоточного трансформатора на стороне низкого напряжения устанавливается амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии в каждой цепи обмоток НН.

- На цепь сборных шин на каждой секции устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключателем для измерения трех фазных напряжений.

- На цепь секционного выключателя устанавливается только амперметр.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z2 трансформатора тока не превосходила

нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е.  
 $Z_2 \leq Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$ .

Таблица 3.2.4.2 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого:		6	0,5	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (3.16)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

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

$I_2^2$  - вторичный ток трансформатора тока

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2ном} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{КОНТАКТОВ}} = 1 - 0,24 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом}.$$

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

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

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				

$$q = \frac{\rho l_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}} \quad (3.17)$$

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

$l_{РАСЧ}$  - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять  $l_{РАСЧ} = 100 м$ .

По условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$ .

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,66} = 4,29 \text{ мм}^2.$$

Для установки на приборы выбираем кабель АКРВГ с сечением жил  $5 \text{ мм}^2$ .

### 3.2.5. Трансформаторы напряжения.

Трансформаторы напряжения предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном},$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

К установке на КРУ выберем трансформатор напряжения типа:

ЗНОЛ.06 – 10УЗ, имеющий первичную обмотку  $110000 / \sqrt{3}$  (В), основную  $100 / \sqrt{3}$  (В) и дополнительную вторичную 100/3-100(В). Остальные параметры трансформатора представлены в таблице 3.2.5.1.

Таблица 3.2.5.1– Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальная мощность, ВА, в классе 0,5
ЗНОЛ.06 – 10УЗ	50

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 3.2.5.2.

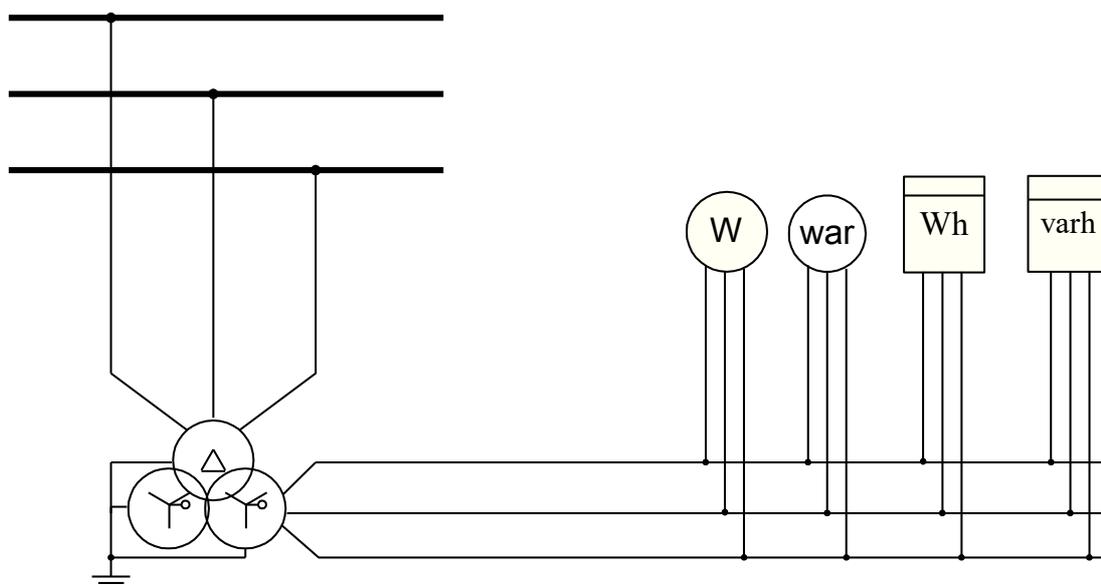


Рисунок 3.2.5–Схема подключения измерительных приборов к ТН

Таблица 3.2.5.2– Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	4	–
Ваттметр	Д-335	1,5	1	1	0	4	6	-
Варметр	Д-304	1,5	1	1	0	4	6	-
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	1	0,38	0,925	4	4,56	11,1
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И689	3 Вт	1	0,38	0,925	4	4,56	11,1
Итого							25,12	22,2

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Box} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,12^2 + 22,2^2} = 33,52 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора. Токоведущие части КРУ рассчитаны на выбранный ток и дальнейший расчет не требуется.

#### 4. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИИ

Назначение собственных нужд (С.Н.) станции заключается в следующем:

- Электроснабжение двигателей грузки (до 90%): приводов насосов вентиляторов, мельниц, подъемник;
- Электроснабжение других потребителей: осветительных и обогрев приборов, преобразовательных устройств, электрофильтров и др.

##### 4.1 Выбор схемы собственных нужд ТЭЦ

Схема собственных нужд станции зависит от следующих параметров:

- Число секций определяется по числу котлов;
- Общестанционная нагрузка питается вместе с агрегатной либо от отдельной секции.
- Рабочий трансформатор собственных нужд (ТСН) обеспечивает питание С.Н. во всех эксплуатационных режимах ТЭЦ.

Число резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) определяется следующим условием:

- при числе рабочих ТСН до 6 – 1;
- при числе рабочих ТСН 7 и более – 2.

Места подключения резервных ТСН:

- на свободную (от рабочего ТСН) секцию ГРУ;
- через развилку из 2х выключателей к 2м секциям ГРУ;
- отпайкой к выводам ТС в сторону ГРУ;
- к резервной системе сборных шин (если она есть).

С учётом выше перечисленных требований схема собственных нужд ТЭЦ примет вид (рис 1).

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

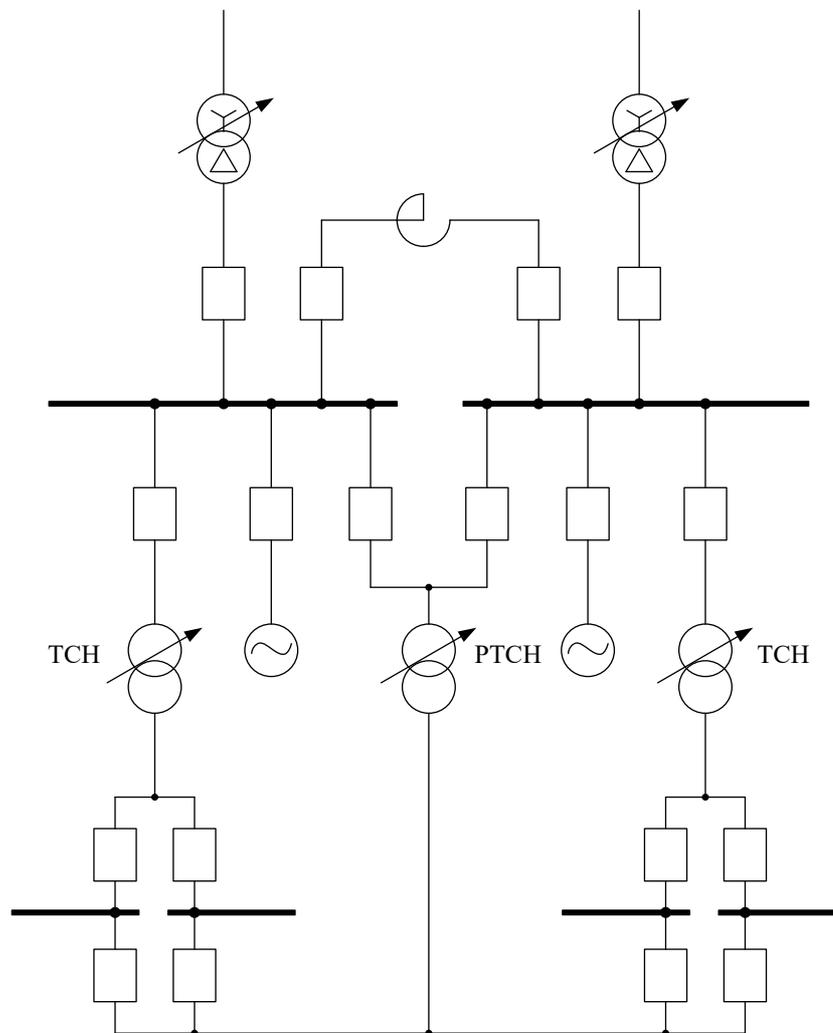


Рисунок 1 – Схема собственных нужд ТЭЦ

#### 4.2 Выбор мощности ТСН и РТСН

Полная мощность собственных нужд для газовой ТЭЦ составляет 5% от полной мощности станции, тогда:

$$S_{\text{С.Н.}} = 0,05 \cdot (2 \cdot S_{\text{Г}}) = 0,05 \cdot \left( 2 \cdot \frac{P}{\cos\varphi} \right) = 0,05 \cdot \left( 2 \cdot \frac{63}{0,8} \right) = 7,88 \text{ МВА.} \quad (1)$$

Так как в схеме С.Н. используется несколько ТСН, следовательно, полную мощность С.Н. необходимо разделить на их количество. Также следует учесть то, что ТСН не могут работать в режиме перегрузки. Определим мощности трансформаторов:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{С.Н.}}}{2} = \frac{7,88}{2} = 3,94 \text{ МВА.} \quad (2)$$

Согласно расчету выбираем трансформатор ТМН–4000/13,8 параметры которого представлены в таблице 1.

Таблица 1– Параметры трансформатора ТМН–4000/10

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТМН–4000/13,8	4	13,8	6,3	7,5	33,5

В случае отказа одного из ТСН его нагрузку необходимо перевести на РТСН, который должен пропускать ту же мощность, что и ТСН, следовательно РТСН будет такого же типа, как и ТСН: ТМН–4000/13,8.

#### 4.3 Выбор трансформаторов сети 6/0,4 кВ

Как правило, полная мощность сети 0,4 кВ составляет 10% от полной мощности собственных нужд, следовательно:

$$S_{\text{С.Н.}}^{0,4} = 0,1 \cdot S_{\text{С.Н.}} = 0,1 \cdot 7,88 = 0,79 \text{ МВА.} \quad (3)$$

Так как на каждый ТСН приходится по две полусекции, следовательно, на одну полусекции будет приходиться только часть мощности:

$$S_{\text{С.Н.}(1)}^{0,4} = \frac{S_{\text{С.Н.}}^{0,4}}{4} = \frac{0,79}{4} = 0,2 \text{ МВА.}$$

Согласно расчёту выбираем трансформатор ТМ-250/10, параметры которого представлены в таблице 2.

Таблица 2– Параметры трансформатора ТМ–4000/10

Тип	$S$ , МВ·А	$U_{\text{номВН}}$ , кВ	$U_{\text{номНН}}$ , кВ	$u_{\text{кВН}}$ , %	$P_{\text{к}}$ , кВт
ТМ–250/10	0,25	6	0,4	4,5	4,2

#### 4.4 Расчёт токов короткого замыкания С.Н.

Для расчёта токов короткого замыкания воспользуемся программой «ТОКО». Схема для расчёта токов короткого замыкания в программе, представлена на рисунке 2.



где  $S_{\text{ном.т}}$  – номинальная мощность ТСН, МВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ВН ТСН, кВ.

Номинальное напряжение  $U_{\text{ном}}=10$  кВ. Номинальный максимальный длительный ток  $I_{\text{max}}=220$  А (ТСН не перегружают). Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания  $I_{\text{п.0}}=39,7$  кА.

Для КЗ на С.Н.  $k_y=1,6$ ;  $T_a=0,02$  с (Система, связанная со сборными шинами 6 – 10 кВ через трансформаторы единичной мощностью).

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_3+t_{\text{с.в}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 39,7 \cdot e^{-\frac{0,058}{0,020}} = 3,1 \text{ кА}, \quad (5)$$

где  $t_3$  – время срабатывания защиты, с;

$t_{\text{с.в.}}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, с.

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов, для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{ан}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{25}{100} = 14,1 \text{ кА}, \quad (6)$$

где  $\beta$  – относительное содержание аperiodической составляющей, %.

Ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 39,7 \cdot 1,6 = 89,8 \text{ кА} \quad (7)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k; \quad (8)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}; \quad (9)$$

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_3 + t_{\text{с.в.}} + T_a) = 1576 \cdot 0,78 = 1229 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}. \quad (10)$$

Для данных параметров подходит элегазовый выключатель LF2. Параметры выбранного выключателя представлены в таблице 3.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 3 – Параметры выключателя в КРУ на стороне С.Н.

Параметр	LF2	Расчетное значение	Проверка выбора
Ном. Напряжение, кВ	10	10	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ}}$
Номинальный ток, А	2000	220	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
Номинальный ток отключения, кА	40	39,7	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$
Содержание апериодической составляющей, %	25	–	–
Апериодическая составляющая тока, кА	14,1	3,1	$i_{\text{а.ном.}} \geq i_{\text{а.т.}}$
Наибольший пик тока включения, кА	102	89,8	$i_{\text{НОМ.ВКЛ}} \geq i_{\text{у}}$
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	102	39,7	$I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}} \geq I_{\text{ПО}}$
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	102	89,8	$i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	4800	1229	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_{\text{к}}$

#### 4.6 Выбор разъединителей

Аналогично выключателю выбираем и разъединители.

Параметры разъединителя РВФ представлены в таблице 4.

Таблица 4–Параметры разъединителя на С.Н.

Параметр	РВФ	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение, кВ	10	10	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.РВФ}}$
Ток нормального режима, А	1000	220	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток max режима, кА	1000	220	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	40	39,7	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
	100	89,8	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, (кА) <sup>2</sup> с	4800	1229	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

На термическую стойкость разъединитель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:  $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2\text{с}$ .

По всем параметрам выбранный разъединитель удовлетворяет требованиям, которые предъявляются к разъединителям.

#### 4.7 Выбор токоведущих частей

Токи продолжительных режимов определены п. 1.5.

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, небольшой длины и находится в пределах станции.

Принимаем круглые алюминиевые шины диаметром 10 мм ( $q=78,5 \text{ мм}^2$ ),  $I_{\text{доп}}=245 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}}=220 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 245 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1229 \cdot 10^6}}{91} = 385 \text{ мм}^2, \quad (11)$$

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

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

$$q_{\text{min}} = 385 \text{ мм}^2 > 78,5 \text{ мм}^2.$$

Так как круглые алюминиевые шины диаметром 10 мм не проходят по термической стойкости, следовательно, нужно выбрать шины большего диаметра: принимаем круглые алюминиевые шины диаметром 25 мм ( $q=491 \text{ мм}^2$ ),  $I_{\text{доп}}=885 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}}=220 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 885 \text{ А}.$$

По термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = 385 \text{ мм}^2 < 491 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46



где  $W = \frac{\pi \cdot d^3}{32} = \frac{3,14 \cdot 2,5^3}{32} = 1,53$  момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>.

$$\sigma_{\text{расчф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 39,7^2 \cdot \frac{0,7^2}{0,8 \cdot 1,53} = 10,9 \text{ МПа.}$$

Что меньше  $\sigma_{\text{дон}} = 91$  МПа. Таким образом, шины механически прочны.

#### 4.8 Выбор изоляторов

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.} \quad (15)$$

Допустимое значение необходимо сверить с расчётным:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 39,7^2 \cdot \frac{0,7}{0,8} = 238,9 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} > F_{\text{расч}}.$$

Изоляторы проходят по механической прочности.

#### 4.9 Выбор трансформаторов тока

В цепь С.Н., для контроля тока, необходимо установить трансформаторы тока (ТТ). Выбираем ТЛ – 10, параметры которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры трансформатора тока

Параметр	ТЛ – 10	Расчетное или заданное значение	Проверка выбора
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.РУ}}$
Ток нормального режима	300 А	220 А	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
Ток max режима	300 А	220 А	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на электродинамическую стойкость	51 кА	38,7 кА	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}$
	128 кА	89,8 кА	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}$
по тепловому импульсу тока короткого замыкания, $\text{к} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{с}$	4800	1229	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Согласно ТД:

- На цепь трехобмоточного трансформатора на стороне низкого напряжения устанавливается амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии в каждой цепи обмоток НН.

- На цепь сборных шин на каждой секции устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключателем для измерения трех фазных напряжений.

- На цепь секционного выключателя устанавливается только амперметр.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  трансформатора тока не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е.  $Z_2 \leq Z_{2ном} = 1$  Ом.

Таблица 6 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого:		6	0,5	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}, \quad (16)$$

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

$I_2^2$  - вторичный ток трансформатора тока, А.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров.}} = Z_{2.НОМ} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт.}} = 1 - 0,24 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом}, \quad (17)$$

где  $Z_{2.НОМ}$  - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5 (из каталога на трансформатор тока), Ом;

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

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

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (18)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода (применяются провода с алюминиевыми жилами,  $\rho=0,0283$ );

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять  $l_{\text{расч}}=100$  м.

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup>.

Сечение соединительных проводов рассчитаем по формуле (18):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,66} = 4,29 \text{ мм}^2.$$

Для установки на приборы выбираем кабель АКРВГ с сечением жил 5 мм<sup>2</sup>.

#### 4.10 Выбор аккумуляторных батарей

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

На электростанциях с поперечными связями в тепловой части мощностью до 200 МВт включительно устанавливается одна аккумуляторная батарея.

На электростанциях для поддержания напряжения на шинах постоянного тока применяется тиристорный зарядно-подзарядный агрегат, позволяющий изменять число включенных в работу элементов. На подстанциях, в связи с низкой нагрузкой потребителей постоянного тока, указанный агрегат может не применяться.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

В последние годы появились новые типы аккумуляторов (БП с электродами большой поверхности, ТБ производства Тюменского аккумуляторного завода, *VARTA bloc* производства фирмы *HAWKER GmbH* Германия) с улучшенными технико-экономическими характеристиками.

Число основных элементов  $n_0$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{пз}}, \quad (19)$$

где  $U_{ш}^{max}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{пз}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 для аккумуляторов типа *Varta*). По формуле (19) определим число основных элементов:

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 104.$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_э^{max} = 2,7$  В (для электростанций) к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{min}$ :

$$n_{min} = \frac{U_{ш}^{max}}{U_э^{max}} = \frac{230}{2,7} = 86. \quad (20)$$

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

$$n = \frac{U_{ш}^{min}}{U_э^{min}} = \frac{220}{1,75} = 126. \quad (21)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{min} = 126 - 86 = 40. \quad (22)$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_n$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме. В случае отсутствия точной информации в приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно

включенных нагрузок: для тепловых электростанций с поперечными связями (на одну батарею) – 20А.

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

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} = 1,05 \cdot 20 \cdot 126 = 21 \text{ А.} \quad (23)$$

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах}, \quad (24)$$

где  $I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$  – максимальный толчковый ток;  $I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

$$I_{т.мах} = 20 + 2 \cdot 440 = 900 \text{ А.}$$

Под полученные значения токов подходит аккумуляторная батарея типа *Vb 2307* (2 - напряжение, В; 3 - тип положительных электродов  $3 = 50\text{Ач}$ ; 07 - число положительных электродов  $k$ ), параметры которой представлены в таблице 7

Таблица 7 – Параметры *Vb 2307*

Наименование типа	Разрядный ток, А		
	Часы		
	1	0,5	30"...0"
<i>Vb 2307</i>	203,0	311,5	910,0

На рис. (3) представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа *Varta* с пластинами емкостью 50 и 100 Ач соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину. По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.мах}}{k} = \frac{900}{7} = 128,6 \text{ А.} \quad (25)$$

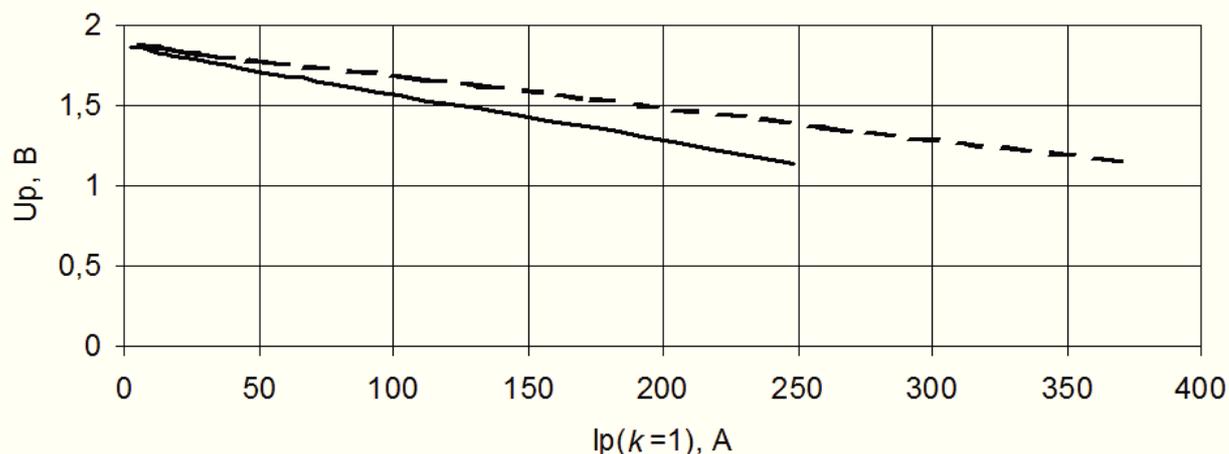


Рисунок 3 – Характеристики элемента *Varta bloc* с пластинами емкостью 50 (—)Ач и 100 (----) Ач

Далее определяется величину остаточного напряжения на шинах  $U_{ост} = U_p \bar{n}$ , В, на аккумуляторах при протекании максимального толчкового тока. Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p \cdot n}{U_{ном}} = \frac{1,5 \cdot 126}{220} \cdot 100\% = 85,9\% \quad (26)$$

Найденное значение  $U_{ш}/U_{ном}$  сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения по табл. 7.1 [2] с учетом потери напряжения в соединительных кабелях. Полученное значение  $U_{ш}/U_{ном}$  находится в допустимом диапазоне (электроприёмник: аппаратура управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты).

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств.

- Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,05 \cdot k + I_{п} = 0,05 \cdot 7 + 20 = 0,35 + 20 = 20,35 \text{ А.} \quad (27)$$

- Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 104 = 231,9 \text{ В.} \quad (28)$$

- Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = I_{пз} \cdot U_{пз} = 20,35 \cdot 231,9 = 4719,2 \text{ Вт} \approx 4,7 \text{ кВт.} \quad (29)$$

- Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{\Pi} = 5 \cdot 7 + 20 = 35 + 20 = 55 \text{ A.} \quad (30)$$

- Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 126 = 346,5 \text{ В.} \quad (31)$$

- Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 346,5 \cdot 55 = 19054,5 \text{ Вт} \approx 19 \text{ кВт.} \quad (32)$$

#### 4.11 Проверка успешности самозапуска электродвигателей С.Н.

Самозапуск – это восстановление нормальной работы электродвигателей С.Н. после кратковременного перерыва питания в системе С.Н.

Успешный самозапуск – это когда ответственные электродвигатели достигают нормальной частоты вращения за время, допустимое по условиям сохранения устойчивости технологического режима станции и нагрева электродвигателей.

Успешный самозапуск позволяет:

- удерживать в работе основное оборудование станции при К.З. в электрических сетях, при ошибочных и самопроизвольных отключениях рабочего питания С.Н.;
- обеспечить безопасный для оборудования аварийный останов энергетических агрегатов при отказах элементов цепи рабочего питания С.Н.
- ускорить восстановление нормальной работы энергетических агрегатов при некоторых отказах в технологической схеме;

Проверка успешности самозапуска электродвигателей С.Н. производится упрощённым методом:

$$U_{\text{ШО}} = \frac{U_{\text{ист}}}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot x_{\text{вн}} \cdot K_t \cdot I_{\Pi}}{U_{\text{дв.н}}}} \geq U_{\text{доп}}, \quad (33)$$

где  $U_{\text{ист}}$  – напряжение источника питания системы С.Н. ( $U_{\text{ист}} = 6 \text{ кВ}$ );

$U_{\text{дв.н}}$  – номинальное напряжение двигателей ( $U_{\text{дв.н}} = 6 \text{ кВ}$ );

$x_{вн}$  – сопротивление внешней цепи от шин бесконечной мощности до шин самозапускающейся нагрузки, включающее в себя сопротивление системы ( $x_c$ ), линии ( $x_l$ ), трансформатора ( $x_T$ ), или реактора ( $x_p$ ), шин ( $x_{ш}$ );

$K_t$  – коэффициент, учитывающий уменьшение кратности пускового тока электродвигателей при частичном затормаживании по сравнению с полным;

$I_{п}$  – суммарный пусковой ток полностью заторможенных двигателей;

$U_{доп}$  – допустимое напряжение на шинах (для ТЭС высокого давления

$U_{доп} = 0,6U_{ном}$ ).

$$x_{вн} = x_T = \frac{u_{k\%}}{100\%} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{4} = 0,45 \text{ Ом}, \quad (34)$$

где,  $u_{k\%}$  – напряжение короткого замыкания (табл. 1), %;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Необходимо определить время перерыва питания ( $t_{п.п}$ ) рассмотрим худший случай, при котором время перерыва будет максимальным: КЗ на ТСН и основная защита не сработала.

$$t_{п.п} = t_{з.р.} + t_{в.отк} + t_{АВР} = 1,25 + 0,055 + 0,5 = 1,805 \text{ с}, \quad (35)$$

где  $t_{з.р.}$  – время срабатывания резервной защиты, с;

$t_{в.отк.}$  – время отключения выключателя, с;

$t_{АВР}$  – время автоматического ввода резерва, с.

По полученному  $t_{п.п}$  определяется  $K_t = 0,75$  по рис. 4.

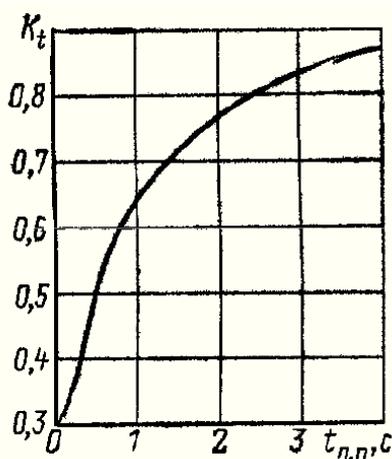


Рисунок 4 – Зависимость  $K_t(t_{п.п})$

Определим пусковой ток для эквивалентного двигателя:

$$I_{\text{дв.н}} = \frac{P_{\text{дв.н}}}{\eta_{\text{дв}} \cdot \cos \varphi_{\text{дв}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{4}{0,94 \cdot 0,87 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 448 \text{ А.} \quad (36)$$

где  $P_{\text{дв.н}} = P_{\text{дв.}\Sigma} = S_{\text{ном.т}}$  – мощность эквивалентного двигателя, которая равна мощности трансформатора ( $P_{\text{дв.н}} = 4 \text{ МВт}$ );

$\eta_{\text{дв}}$  – КПД двигателя ( $\eta_{\text{дв}} = 0,94$ );

$\cos \varphi_{\text{дв}}$  – коэффициент мощности двигателя ( $\cos \varphi_{\text{дв}} = 0,87$ ).

Суммарный пусковой ток полностью заторможенного эквивалентного двигателя:

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{дв.н}} = 5,6 \cdot 448 = 2508,8 \text{ А,} \quad (37)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент пуска ( $K_{\text{п}} = 5,6$ ).

Подставив полученные значения в формулу (33) получим:

$$U_{\text{ШО}} = \frac{6 \cdot 10^3}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot 0,45 \cdot 0,75 \cdot 2508,8}{6 \cdot 10^3}} = 4,82 \text{ кВ} \geq U_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6,3 = 3,78 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется, следовательно, самозапуск электродвигателей С.Н. будет успешным.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения курсового проекта были выбраны число и мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН), а также резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН).

Для выбранной схемы РУ С.Н. был произведён расчёт токов короткого замыкания, выбраны выключатели, разъединители, токоведущие части и аккумуляторные батареи. А также была произведена проверка успешности самозапуска электродвигателей С.Н.

Графическая часть проекта – главная схема электрических соединений РУ С.Н. – выполнена на листе формата А1.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН И НН

### 5.1 Кабельная линия 10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.91] для кабельных линий 10 кВ предусматриваются УРЗ от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ применяется в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы сети одного класса напряжения, чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Современные УРЗА выполняются трёх релейными и имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применим трехступенчатую токовую защиту:

1. токовая отсечка (ТО);
2. токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);
3. МТЗ.

Чтобы уменьшить время отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от ОЗЗ согласно [1, п. 3.2.96] применяется:

1. селективная защита с действием на сигнал;
2. селективная защита с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
3. устройства контроля изоляции (УКИ); отыскание повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При изолированном режиме работы нейтрали следует устанавливать токовую и направленную защиты от ОЗЗ. Согласно [4, п. 9.14.4] установим дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ). Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведём в таблицу 7.1.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 5.1 - Принятые к установке виды РЗА КЛ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная трехрелейная):	
ТО	Без выдержки времени
ТОВВ	Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ:	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

### 5.2 Трансформатор 10/6.3(6.3/0.4) кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] на трансформаторах 10/6.3(6.3/0.4) кВ применяются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов от внешних КЗ;
5. токов перегрузки;
6. понижения уровня масла.

От междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла в соответствии с [1, п. 3.2.53] для маслянных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла - на отключение.

От повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно [1, п. 3.2.54] применяется токовая отсечка (ТО) без выдержки времени со стороны 10

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

кВ, при срабатывании отключающая выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, вызванных внешними междуфазными КЗ, согласно [1, п. 3.2.59-3.2.61] устанавливаем МТЗ с действием на отключение со стороны 10 кВ.

Защита от однофазных КЗ на стороне 6,3 кВ согласно [1, п. 3.2.66] осуществляется с помощью МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности.

Во втором случае, который имеет место при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ, ПО защиты по току подключается к трансформатору тока в нулевом проводе обмотки 6,3 кВ.

От токов перегрузки по [1, п. 3.2.69] установим МТЗ с действием на сигнал. Согласно [4, п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для трансформатора 10/6.3(6.3/0.4) кВ сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Принятые к установке виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита	Двухступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	2-х фазная, 3-х релейная
МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	На отключение со стороны ВН
Защита от перегрузки	На сигнал
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

### 5.3 Вводной выключатель

Согласно [4, п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ 10 кВ применяют:

1. МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
2. ЗДЗ;
3. защита минимального напряжения (ЗМН);
4. УРОВ

Все виды РЗА для вводного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Принятые к установке виды РЗА ВВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. Н вводе секций ПС схема - полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с доп. реле.
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода.

### 5.4 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.2] на секционных выключателях предусматривается:

1. МТЗ;
2. АВР;
3. ЗДЗ;
4. УРОВ.

Все виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 5.4.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					61

Таблица 5.4 - Принятые к установке виды РЗА СВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ; по схеме неполная звезда
АВР	От потери питания
ЗДЗ	С контролем тока вводов
УРОВ	На отключение ВВ

### 5.5 Шины 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

1. ЗДЗ;
2. логическая защита шин (ЛЗШ) для ускорения отключения КЗ при отсутствии дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
3. УКИ.

В сети с изолированной нейтралью в соответствии с [3, п. 2.3.9] возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения.

Согласно [40, п. 5.6] к ТН ниш НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Виды РЗА секции шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
АЧР/ЧАПВ	На ТН секции
Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера.

## 5.6 Трансформатор 220/10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 220/10 кВ предусматриваются защиты от:

1. междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
2. однофазных КЗ в обмотке и на выводах 220 кВ;
3. витковых замыканий в обмотках;
4. токов в обмотках от внешних КЗ;
5. токов в обмотках от перегрузки;
6. понижения уровня масла.

Согласно [1, п. 3.2.53] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа от междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла - на отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле устанавливается отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, устанавливается отдельное газовое реле.

Согласно [42] трансформаторы с РПН 220 кВ должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно [1, п. 3.2.54] устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

В соответствии с [1, п. 3.2.55] в зону действия дифференциальной защиты входят соединения трансформатора со сборными шинами.

Для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для повышения чувствительности) в соответствии с [1, п. 3.2.59].

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				63

Согласно [1, п. 3.2.61] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН.

Согласно [1, п. 3.2.69] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ (защита от перегрузки) с действием на сигнал.

Для трансформаторов, оснащенных РПН, устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации [1, п. 3.3.61].

Согласно [1, п. 3.2.18] для резервирования отказа выключателей на стороне 220 кВ устанавливается УРОВ.

Согласно [4, п. 9.7] на трансформаторах 35-220 кВ устанавливается:

1. один комплект дифференциальной токовой защиты;
2. газовая защита;
3. защита устройства РПН с использованием струйных реле;
4. резервные защиты на сторонах ВН и НН;
5. автоматика регулирования РПН;
6. защита от перегрузки.

Согласно [4, п. 9.7.2] струйное реле должно действовать через устройство дифференциальной защиты и устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащать данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 220 кВ и выше согласно [4, п. 9.11.1] предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

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

Все виды РЗА для трансформатора 220/10 кВ сведем в таблицу 5.6.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 5.6 - Принятые к установке виды РЗА ТРДН 220/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗТ	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
Защита устройства РПН	Струйное реле и реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-
УРОВ	Выключателя стороны ВН

## 5.7 Воздушная линия 220 кВ

Для тупиковой ВЛ УРЗА устанавливаются со стороны питания (на существующей ПС).

Согласно [1, п. 3.2.106] для ВЛ должны быть предусмотрены УРЗ от междуфазных и однофазных КЗ.

В рассматриваемой сети 220 кВ возможны качания, следовательно по [1 п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

От однофазных КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно [1, п. 3.3.2] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

В соответствии с [4, п. 9.10.4] на ВЛ 110-220 кВ должно применяться трехфазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

В соответствии с [1, п. 3.3.6] на ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двухкратного действия, без проверки синхронизма [1 п. 3.3.9].

Согласно [1, п. 3.2.18] на выключателях ВЛ 110-220 кВ устанавливается УРОВ.

В соответствии с [4, п. 9.9.6] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются два КСЗ, каждый из которых включает:

- ДЗ от междуфазных КЗ;
- ТНЗНП от однофазных КЗ.

Защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению [4 п. 9.9.7].

На ВЛ с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ)

По [4 п.9.11.1] на каждом выключателе 220 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Все виды РЗА для ВЛ 220 кВ сведем в таблицу 5.7.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					66

Таблица 5.7 - Принятые к установке виды РЗА ВЛ 220 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗ	Две ступени, от междуфазных КЗ
ТНЗНП	Три ступени, от однофазных КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
УРОВ	Для каждого выключателя

## 6 Диагностика состояния силовых трансформаторов

### 6.1 Основные виды повреждений трансформаторов

Трансформаторы входят в состав основного оборудования электростанций, повышающих, понижающих и распределительных подстанций, различного вида преобразовательных устройств и т.д.

Прежде чем говорить о способах проверки состояния трансформаторов, рассмотрим наиболее характерные повреждения, которые могут возникнуть в любых масляных трансформаторах. Повреждения или отклонения от нормального режима работы могут быть вызваны различными причинами: недоработкой конструкции, скрытыми дефектами изготовления, нарушениями правил перевозки, технологии монтажа или правил эксплуатации, некачественным ремонтом. В большинстве случаев повреждение происходит не сразу, а после более или менее длительного воздействия неблагоприятного фактора. Своевременное выявление возникающего дефекта позволяет принять меры по предупреждению его развития и сохранению работоспособного состояния трансформатора.

Наиболее распространенным видом повреждения силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и более является повреждение высоковольтных вводов. В настоящее время эксплуатируются негерметичные и герметичные маслonaполненные вводы, а также вводы с твердой изоляцией.

Наиболее слабым узлом негерметичных вводов является система защиты масла от воздействия влаги с помощью масляного гидрозатвора и силикагелевого воздухоосушителя. При длительной эксплуатации, особенно в случае несвоевременной замены силкагеля, масло увлажняется, ухудшаются его изоляционные характеристики, в результате чего могут возникнуть частичные разряды в масле. В дальнейшем по поверхности бумажной изоляции начинает образовываться так называемый "ползущий" разряд: от одной или нескольких исходных точек поврежденной поверхности изоляции как бы расползаются прожоги, образуя сложный рисунок с ослабленной поверхностной изоляцией. При приближении "ползущего" разряда к

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					68



трансформатора по току и напряжению и др. В связи с разнообразием причин и тяжелыми последствиями от повреждений витковой и главной изоляции своевременному выявлению этого вида нарушений в работе трансформаторов уделяется наибольшее внимание.

Повреждения в активной стали трансформатора приводят к менее тяжелым последствиям и связаны, как правило, с образованием короткозамкнутых контуров внутри бака. Контур может образоваться как внутри пакета магнитопровода, так и через какую-либо конструктивную металлическую деталь, например, через прессующее кольцо и элементы заземления магнитопровода.

При современных бесшпильчатых магнитопроводах короткозамкнутый контур обычно сцеплен не с главным потоком (замыкающимся только по активной стали), а с потоком рассеяния. Короткозамкнутый контур вызывает повышенный местный нагрев (местный перегрев), обычно в местах контактов, ухудшающий свойства трансформаторного масла. Если своевременно не устранить дефект, то может произойти повреждение твердой изоляции трансформатора.

И, наконец, существенное влияние на общую работоспособность трансформатора оказывают вспомогательные узлы и устройства. Так, например, повреждение маслонасоса в трансформаторах с системой охлаждения Ц и ДЦ (также НЦ и НДЦ) приводит к попаданию металлических частиц и других примесей в трансформаторное масло и, будучи несвоевременно выявленным, вызывает серьезные аварии. При нарушении резиновых и других уплотнений увлажняется трансформаторное масло. Неисправность стрелочного маслоуказателя приводит к недопустимому снижению или превышению уровня масла и т.д.

Приведенный краткий обзор основных видов повреждений показывает, что в большинстве случаев они развиваются постепенно. Следовательно, если правильно поставить работу по проверке состояния трансформаторов, возникающие дефекты можно выявить до того момента, когда будет

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70



простейший, и лишь для более тщательной проверки, уточнения места и характера дефекта применяют более сложные способы.

Контроль за состоянием трансформатора носит комплексный характер. Обычно он начинается еще на стадии изготовления. Именно тогда проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, качество сборки. Готовый трансформатор подвергают комплексной проверке на испытательной станции завода-изготовителя, оснащенной всеми необходимыми средствами диагностики. При транспортировке трансформатора осуществляют контроль за его герметичностью, а в некоторых случаях и за воздействием механических усилий. Прибывший трансформатор также требует контроля за его состоянием как при хранении, так и в процессе монтажа в соответствии с руководящими техническими материалами "Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию". После окончания монтажа перед вводом в эксплуатацию с целью диагностики состояния трансформатор испытывается в объеме, предусмотренном Правилами устройств электроустановок (ПУЭ).

Однако наибольший объем работ по проверке состояния трансформаторов осуществляется в процессе эксплуатации. В дальнейшем мы рассмотрим применяемый в настоящее время тепловизионный способ проверки состояния трансформаторов.

### 6.3 Тепловизор ThermoCAM S65

#### 6.3.1 Общие положения

Внедрение приборов инфракрасной техники (ИКТ) в энергетику является одним из основных направлений развития высокоэффективной системы технической диагностики, которая обеспечивает возможность контроля

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				72

теплового состояния электрооборудования и электроустановок без вывода их из работы, выявления дефектов на ранней стадии их развития, сокращения затрат на техническое обслуживание за счет прогнозирования сроков и объемов ремонтных работ.

Применение тепловизионной диагностики основано на том, что некоторые виды дефектов высоковольтного оборудования вызывают изменение температуры дефектных элементов и, как следствие, изменение интенсивности инфракрасного (ИК) излучения, которое может быть зарегистрировано тепловизионными приборами. Важно, что измеряется собственное излучение обследуемого объекта, которое связано с наличием и степенью развития дефекта.

Наличие дефекта выявляется сравнением температуры аналогичных участков поверхности аппаратов, работающих в одинаковых условиях нагрева и охлаждения. Характер и степень развития большинства дефектов могут быть установлены только после дополнительных измерений и анализов, позволяющих оценить состояние каждой из тепловыделяющих конструктивных частей.

Используемая методика тепловизионного контроля электрооборудования позволяет проводить оценку состояния разных типов электрооборудования по их характеристикам на основании «Объёма и норм испытаний электрооборудования», и таким образом позволяет отказаться от проведения ряда испытаний обычными методами. При этом значительно снижаются трудоёмкость работ, исключается необходимость отключения и возрастает достоверность оценки состояния аппаратов, так как в отличие от традиционных методов тепловизионные измерения проводятся под рабочим напряжением.

Рассмотрим методику использования тепловизоров при диагностике силовых трансформаторов с учетом основных факторов влияния окружающей среды.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Для оценки состояния силовых трансформаторов тепловизионный контроль не получил ещё широкого распространения из-за дороговизны оборудования и неотработанности технологии получения информационных и достоверных результатов. Однако по мере оснащения энергосистем современными тепловизорами проведение этого вида испытаний становится оправданным, поскольку не требует останова и отключения оборудования, является нетрудоёмким и помогает выявлять дефекты на ранних стадиях их развития.

Ниже рассматривается подход к формированию технологии тепловизионного контроля, проводимого на базе тепловизоров марки ThermaCAM S65. Его внешний вид показан на рисунке 5.



Рисунок 6.1 – Тепловизор ThermaCAM S65

### 6.3.2 Технические характеристики тепловизора ThermaCAM S65

Для подробного рассмотрения тепловизора ознакомимся с его техническими характеристиками, приведенными в таблице 6.1.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Таблица 6.1 - Технические характеристики тепловизора ThermaCAM S65

Параметр	Значение
Диапазон измерения, оС	-40 до +2000
Точность	±2 оС или ±2 % от показания

Продолжение таблицы 6.1

Частота смены кадров	50/60 Гц, не чересстрочный
Спектральный диапазон, мкм	7,5 - 13
Встроенное цифровое видео	640 × 480 пикселей, полноцветное
Разрешающая способность по температуре, оС	0,08
Диапазон рабочих температур, оС	-15...+50
Память	До 700 термограмм ( Flash 128 Мбайт)
Питание	Перезаряжаемый аккумулятор Li-ion
Габаритные размеры, мм	241 × 124 × 161
Общая масса камеры, включая батарею и ДУ, кг	2,16

Новая камера ThermaCAM S65 предназначена, в первую очередь, для профессиональных термографистов, а также для крупных предприятий и энергосистем, где существуют диагностические лаборатории. Этот тепловизор обеспечивает получение инфракрасных изображений и выполнение высокоточных бесконтактных измерений в пределах широкого интервала температур от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+2000^{\circ}\text{C}$ , разрешающая способность по температуре составляет  $0,08^{\circ}\text{C}$ .

ThermaCAM S65 был разработан в сотрудничестве со специалистами по техническому обслуживанию и ремонту, которые используют инфракрасную камеру по несколько часов каждый день.

Масса прибора вместе с аккумуляторной батареей и жидкокристаллическим дисплеем составляет 2,16 кг, что делает его самым легким на рынке высокопрофессиональных инфракрасных камер. ThermaCAM

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					75

S65 предназначена для использования в жестких внешних условиях, работает при температуре окружающей среды от  $-15^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ , выдерживает удары (25g) и вибрацию (2g), является пыле- и влагонепроницаемым и удовлетворяет требованиям промышленного стандарта IP 54.



Рисунок 6.2 – Жидкокристаллический дисплей камеры ThermoCAM S65

Независимо от того, какова ситуация, с камерой ThermoCAM S65 всегда легко работать. Инфракрасные изображения объекта формируются с частотой 60 Гц. Можно наблюдать за объектом через цветной видоискатель с высокой разрешающей способностью или диагностировать объект с помощью ЖК-дисплея (рисунок 6.2), который можно отделять от камеры, что позволяет просматривать изображения при установке камеры в труднодоступном месте. Кнопки управления камерой всегда находятся под пальцами оператора и дублированы на жидкокристаллическом дисплее. ThermoCAM S65 позволяет получать четкие 14-битные тепловые изображения. Одновременно осуществляется регистрация визуальных изображений с разрешением  $640 \times 480$  пикселей, получаемых с помощью встроенной цифровой видеокамеры. Наличие визуального изображения в качестве опорного для теплового изображения является одной из важных особенностей камеры. Часто

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ				76

обнаружение проблем с помощью инфракрасной камеры производится одними людьми, а устранение обнаруженных дефектов – другими. Возможность просмотра визуального изображения для ознакомления с окружающими участками, где обнаруживается проблема, существенно упрощает работу. В случае ThermaCAM S65 это осуществляется автоматически. Нет необходимости в том, чтобы носить с собой отдельную цифровую видеокамеру. Тепловизор ThermaCAM S65 поставляется со встроенным объективом, имеющим поле зрения  $24^{\circ} \times 18^{\circ}$ , но может быть использован с целой серией вспомогательных объективов, включая объектив для получения крупных планов, широкоугольный, телескопический и микроскопический объективы.

Встроенный лазерный целеуказатель помогает бесконтактно осуществлять быструю привязку "горячего пятна", показываемого на ИК-изображении, с проблемным участком на обследуемом объекте.

Литий-ионная батарея массой 220 грамм обеспечивает непрерывную работу камеры ThermaCAM S65 более двух часов при одновременной работе жидкокристаллического дисплея и видеоискателя. Батарею можно подзарядить без извлечения из камеры, а также в 2-секционном зарядном устройстве или в автомобиле, когда оператор направляется к следующему объекту диагностики. В камере предусмотрен режим энергосбережения «sleep mode», что существенно повышает срок службы аккумуляторной батареи до очередной подзарядки и позволяет вновь производить съемку уже через 5 секунд после возврата в рабочий режим.

Тепловизор ThermaCAM S65 оснащен инфракрасным интерфейсом, позволяющим осуществлять беспроводное соединение камеры с персональным компьютером для загрузки данных из встроенной памяти прибора. Термограммы совместно с результатами измерений, речевыми и/или текстовыми комментариями сохраняются в виде полных радиометрических изображений в формате JPEG на съемной компактной флэш-карте (128 Мбайт) или в памяти самой камеры. С камеры можно легко осуществить передачу

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					77

изображений при использовании программного средства ThermaCAM Connect, которое входит в комплект стандартной поставки.

Радиометрические изображения, получаемые с помощью S65, могут быть легко обработаны в новом программном обеспечении ThermaCAM Reporter, работающим в среде Windows. Теперь можно не только подготавливать шаблоны отчетов с результатами инфракрасного обследования с использованием программы Microsoft Word, но в рамках этой же программы также и анализировать инфракрасные изображения. Дополнительная "инструментальная линейка" предоставляет мгновенный доступ к специфическим функциям для детализированного анализа в знакомой программной среде. Поскольку изображения сохранены в формате JPEG, а отчеты – в формате Microsoft Word, информация становится доступной широкому кругу специалистов. Каждый может открывать и читать эти файлы, причем для этого нет необходимости иметь в своем распоряжении программу ThermaCAM Reporter или специальные программные средства для обеспечения визуализации.

Камера S65 имеет стандартные подключения через USB или RS232, последовательный и беспроводный инфракрасный порт IRDA, разъемы для вывода видеоинформации. Кроме того ThermaCAM S65 снабжена высокоскоростным интерфейсом IEEE-1394 (FireWire), обеспечивающим высокую скорость передачи данных 400 Мбит/с, для обработки сигнала в реальном времени.

### 6.3.3 Тепловизионная диагностика силовых трансформаторов

Опыт проведения ИК-диагностики силовых трансформаторов показал, что можно выявить с ее помощью следующие неисправности:

- нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода;
- нарушения в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов);

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					78

- образование застойных зон масла в баке трансформатора в результате шламообразования;
- разбухание или смещение изоляции обмоток;
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток или витковые замыкания.

При проведении анализа результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкции трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов.

Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется путем измерения значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток.

Кроме того, источниками тепла являются:

- массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;
- токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки;
- контакты переключателей РПН.

Применительно к наиболее распространенной конструкции трансформаторов с естественной циркуляцией масла (системы охлаждения М и Д) характер изменения температуры по высоте трансформатора и в горизонтальном сечении приведен на рисунке 6.3.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79







Участки с аномальными температурами нагрева необходимо сопоставить с нормативами согласно технической документации на трансформатор.

Полное термографическое обследование производится при решении вопроса о необходимости проведения капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, в местах болтового крепления колокола бака, система охлаждения и их элементы.

При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения ( рисунок 6.6).

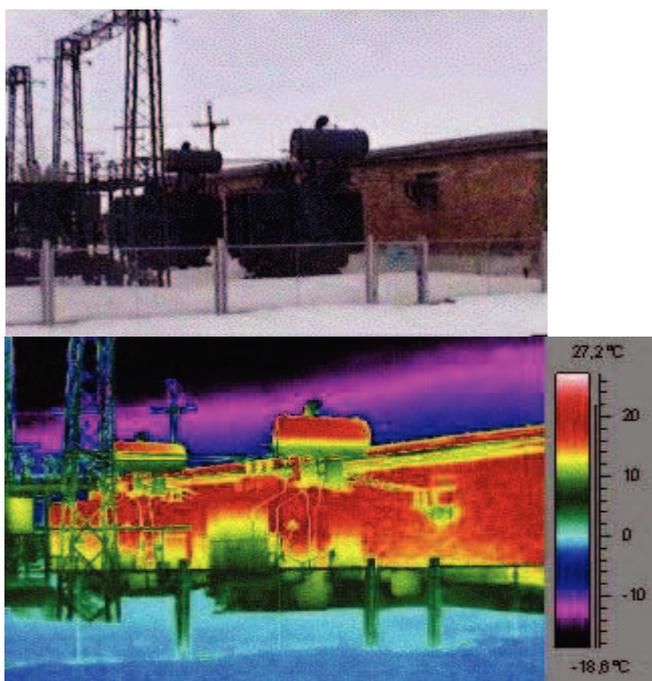


Рисунок 6.6 - Фото и термограмма силового трансформатора

При тепловизионном обследовании четко выявляются дефекты работы охладителей; термосифонных фильтров; местные перегревы баков; перегревы болтов, соединяющих колокол и поддон; работы маслоуказателей по уровню

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

масла и другие. Четко выявляются некоторые дефекты вводов, не связанные, однако, с увеличением тангенса угла диэлектрических потерь. В ряде случаев только тепловизионный контроль позволяет выявить причину роста газосодержания в масле трансформатора. Такими причинами могут быть как образование короткозамкнутых контуров при неправильной сборке экранированных токопроводов, так и любые другие дефекты, приводящие к перегреву отдельных элементов бака от вихревых токов.

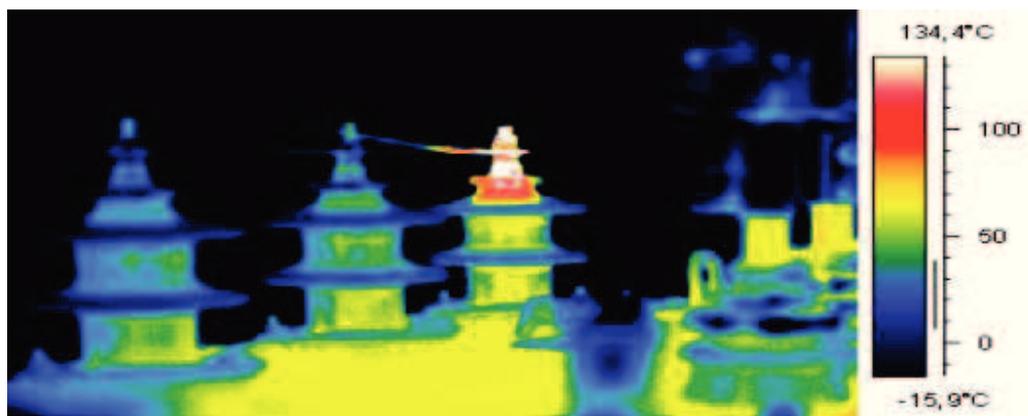


Рисунок 6.7 - На термограмме: ввод трансформатора.

Опыт тепловизионного обследования баков трансформаторов подтверждает, что такое обследование должно обязательно включаться в объем комплексного обследования трансформаторов при переходе на ремонт по состоянию (рисунок 6.7).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была рассчитана электрическая станция с распределительными устройствами и шинами на напряжения 220 и 10 кВ. Были найдены потоки мощности, идущие в общую сеть, к потребителю, а также на собственные нужды. Выбрана марка всех воздушных и кабельных линий электропередач по рассчитанным в них токам и сечениям. В программе ТоКо определены токи короткого замыкания. В соответствии с основными задачами был произведен выбор оборудования для ТЭЦ включающий в себя: выключатели, разъединители, силовые трансформаторы, генераторы, комплектные распределительные устройства для потребителей. Также составлена упрощённая схема ТЭЦ, на которой наглядно отображены потоки мощности, идущие по линиям станции. Был произведен расчет потоков мощности на проектируемой станции, и последующий расчет токов и сечений ЛЭП. При выполнении выпускной квалификационной работы все поставленные задачи были выполнены, цели достигнуты.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гайсаров Р.В. и Козулин В.С. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. изд. – ЮУрГУ, 2002
2. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.
3. Распределительные устройства и подстанции / Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6. Гл. 4.1; 4.2.
4. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.
5. 30. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
6. Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. / Под ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
10. Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 с.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.128 ПЗ					86

11. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.

12. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции трансформаторов. - [http://www.elektrozavod.ru/production/2\\_4](http://www.elektrozavod.ru/production/2_4) .

13. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.

					13.03.02.2018.128 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87