

**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

\_\_\_\_\_ / И.О. Фамилия /

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
Главная понизительная подстанция ферросплавного завода

\_\_\_\_\_  
(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018.127. ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Руководитель, ст. преп.**

\_\_\_\_\_ / А.В. Прокудин /

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы П – 478**

\_\_\_\_\_ / И.В. Наумов /

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, ст. преп**

\_\_\_\_\_ / А.В. Прокудин /

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ 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  
Наумова Ивана Викторовича

\_\_\_\_\_  
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-478

1. Тема выпускной квалификационной работы

Главная понизительная подстанция ферросплавного завода

утверждена приказом по университету от 04.04. 2018г. № 580 прил. № 48

2. Срок сдачи студентом законченной работы 1.06.2018 г.

3. Исходные данные к работе

1) План кабельных сетей 10 кВ завода. 2) Мощность трехфазного короткого замыкания на СШ 110 кВ ОРУ ТрГРЭС 2850 МВА. 3) Питание ГПП завода отпайкой от существующей ВЛ 110 кВ ТрГРЭС- Дизельная-1 и ТрГРЭС- Дизельная-2. 4) Укрупненный перечень потребителей завода с указанием установленной мощности.





## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Разработка главной схемы подстанции	12.04.2018	
Расчет параметров нормального и аварийного режимов	20.04.2018	
Выбор оборудования подстанции	27.04.2018	
Анализ молниезащиты подстанции	4.05.2018	
Релейная защита и автоматика на подстанции	8.05.2018	
Экспериментальное исследование распределения напряжения по гирлянде подвесных изоляторов при применении защитного искрового промежутка.	11.05.2018	
Оформление граф. части	15.05.2018	
Оформление РПЗ	1.06.2018	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / А. В. Прокудин /

Студент \_\_\_\_\_ / И. В. Наумов /

## АННОТАЦИЯ

Наумов И. В. Главная понизительная подстанция ферросплавного завода. – Челябинск: ЮУрГУ, П-478; 107 страницы, 27 иллюстраций, 51 таблиц. Библиография литературы – 26 наименования. 5 листов чертежей формата А1.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью обеспечения надёжным снабжением электроэнергией ферросплавного завода.

В выпускной квалификационной работе произведён выбор силовых трансформаторов, распределительных устройств высокого и низкого напряжения, а также выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.

Произведён выбор трансформаторов, схемы распределительного устройства и защитных аппаратов собственных нужд подстанции.

Для надёжной работы главной понизительной подстанции завода назначена релейная защита. Источником постоянного оперативного тока для питания устройств релейной защиты – является аккумуляторная батарея.

Разработана защита открытого распределительного устройства (РУ ВН) от прямого удара молнии (ПУМ), которая выполнена путём выбора места установки и высоты молниеотвода, а также выбраны типы ОПН, которые защищают подстанцию от набегающих волн перенапряжения.

Отдельно исследовано распределение напряжения вдоль гирлянды при применении защитного устройства в виде открытого искрового промежутка.

Экспериментально проверена возможность применения коронирующего экранаю.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>И. В. Наумов</i>			<i>Главная понизительная подстанция ферросплавного завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>А. В. Прокудин</i>					6	107
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>А. В. Прокудин</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>К. Е. Горшков</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП, ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДА ЛЭП	
1.1 Исходные данные.....	10
1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	10
1.3 Выбор сечения и марки провода .....	12
2 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	
2.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ.....	14
2.2 Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ.....	15
2.3 Схема ГПП.....	15
3 ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ	
3.1 Выбор сечений кабелей.....	19
4 РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧИХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ	
4.1 Расчёт токов рабочих режимов .....	22
4.2 Расчёт токов аварийных режимов.....	23
5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП РУ 110 КВ	
5.1 Выбор выключателей .....	25
5.2 Выбор разъединителей.....	29
5.3 Выбор трансформаторов тока .....	31
5.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	35
5.5 Выбор токоведущих частей .....	38
5.6 Проверка на термическую стойкость .....	39
5.7 Механический расчёт однополосных шин.....	40
5.8 Выбор изоляторов.....	41
6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП РУ 10 КВ	
6.1 Выбор типа КРУ .....	42
6.2 Выбор выключателя .....	45

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3	Выбор разъединителя .....	51
6.4	Выбор трансформаторов тока .....	52
6.5	Выбор трансформатора напряжения .....	61
6.6	Выбор токоведущих частей .....	62
6.7	Проверка на термическую стойкость .....	63
6.8	Механический расчёт однополосных жёстких шин .....	64
7	<b>СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ</b>	
7.1	Выбор аккумуляторных батарей .....	65
7.2	Расчёт мощности собственных нужд.....	68
7.3	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	69
7.4	Выбор предохранителя.....	70
7.5	Выбор токоведущих частей .....	70
8	<b>МОЛНИЕЗАЩИТА ГПП</b>	
8.1	Расстановка молниеотводов и расчёта их зон защиты .....	72
8.2	Защита подстанции от набегающих волн перенапряжения .....	78
9	<b>НАЗНАЧЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ГПП</b>	
9.1	Воздушная линия 110 кВ .....	84
9.2	Силовой трансформатор (ТДН-25000/110/10).....	85
9.3	Секционный выключатель .....	86
9.4	Шины КРУ 10 кВ .....	87
9.5	Кабельная линия 10 кВ.....	87
9.6	Собственные нужды .....	88
10	<b>СПЕЦВОПРОС</b>	
10.1	Поверка и калибровка измерительной штанги.....	90
10.2	Определение параметров схемы замещения изоляторов гирлянды.....	93
10.3	Определение распределения напряжения по элементам гирлянды изоляторов.....	95
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>105</b>
	<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>106</b>



## ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителям электрической энергии являются крупные предприятия и заводы, которые через главные понизительные подстанции получают электрическую энергию из районной сети.

Главная понизительная подстанция (далее ГПП) - это подстанция, рассчитанная на входное напряжение от 35 до 220 кВ, которая получает питание напрямую от районной энергетической системы, и распределяет электрическую энергию по предприятию, но уже при пониженном напряжении, как правило, 10(6) кВ.

Важнейшее свойство ГПП – надёжность электроснабжения, которая зависит от схем распределительных устройств, оборудования установленного на подстанции, а также от работы защиты и автоматики.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

# 1 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП, ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДА ЛЭП

## 1.1 Исходные данные

Исходными данными являются заданные нагрузки объектов завода (коэффициент мощности  $\cos\varphi$  нагрузок, кроме печей, принимается 0,8), которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Нагрузки зданий и сооружений завода

Основные здания и сооружения завода	Активная мощность, кВт	Полная мощность, МВА
Административно - бытовой корпус (АБК)	40	0,05
Цех ремонтных мастерских (ЦРМ)	159	0,20
Склад оборудования	15	0,02
Электроплавильный цех №1 (ЭЦ1)	–	10,00
Цех газоочистки №1 (ЦГО1)	1550	1,94
Цех подготовки материалов (ЦПМ)	2118	2,65
Электроплавильный цех №2 (ЭЦ2)	–	10,00
Цех газоочистки №2 (ЦГО2)	1413	1,77
Склад готовой продукции	170	0,21
Брызгальный бассейн	640	0,80
Открытый склад материалов	126	0,16
Локомотивное депо	40	0,05
Котельная	740	0,93
Суммарная нагрузка		28,76

## 1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Количество трансформаторов на подстанции зависит от мощности и категории потребителей, а также наличием резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Как правило, от подстанции питаются потребители всех трех категорий, и питание от системы подводится только с одной стороны (сторона ВН), то по условиям надежности необходима установка двух трансформаторов.

При установке на подстанции двух трансформаторов ( $N_T = 2$ ) расчетным является случай, когда произойдет отказ одного из трансформаторов, тогда оставшийся в работе трансформатор с учетом его аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{(N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}}, \quad (1)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов;

$k_{\text{п.ав}}$  – расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов (при проектировании принимается равным 1,4).

Данная перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки [1].

По формуле (1) рассчитывается необходимая мощность трансформаторов:

$$S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{(N_T - 1)} = \frac{28,8}{(2 - 1)} = 28,8 \text{ (МВА)}.$$

Тогда номинальная мощность трансформатора определится как:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} = \frac{28,8}{1,4} = 20,6 \text{ (МВА)}.$$

По полученному значению мощности и заданному значению напряжения выбран трансформатор ТДН–25000/110. Параметры трансформатора представлены в таблице 2 [2].

Таблица 2 – Параметры ТДН–25000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k$ , %	$P_k$ , кВт
		ВН	НН		
ТДН–25000/110	25	110	10	10,5	120

Структурная схема ГПП представлена на рисунке 1.

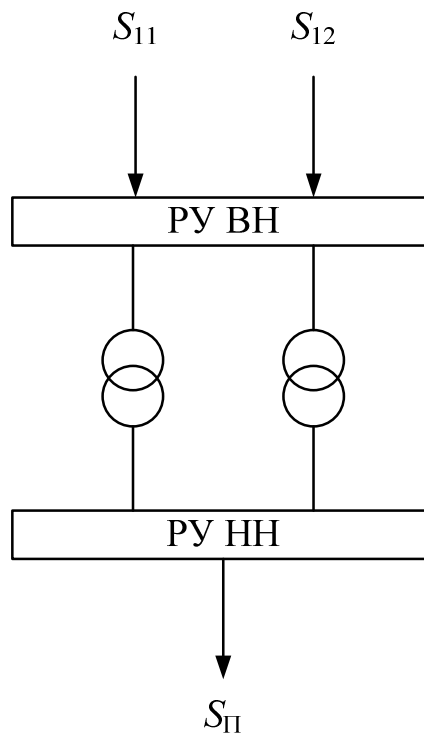


Рисунок 1 – Структурная схема подстанции ГПП

### 1.3 Выбор сечения и марки провода

По двухцепной ЛЭП  $L_{11}$  и  $L_{12}$  проходит мощность, равная нагрузке завода. Определяется ток в нормальном режиме, проходящий по ЛЭП  $L_{11}$  и  $L_{12}$ :

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}}^{\text{ВН}}}, \quad (2)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{\text{норм}}^{\text{ВН}}$  – номинальное напряжение на высокой стороне (110 кВ).

При плановом или аварийном ремонте одной из линий, вся нагрузка будет протекать по оставшейся в работе цепи линии, следовательно, необходимо произвести проверку оставшейся цепи линии по допустимому току.

По формуле (2) рассчитываются токи в линии  $L_{11}$  и  $L_{12}$ :

а) в нормальном режиме:

$$I_{11} = I_{12} = \frac{28,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 75,5 \text{ А.}$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

б) в послеаварийном режиме:

В послеаварийном режиме одна из цепей  $L_1$  будет отключена, следовательно, ток будет в два раза больше, чем при нормальном режиме.

$$I_{\text{посл.ав.}}^{\text{ВН}} = 2 \cdot I_{11} = 2 \cdot 75,5 = 151,0 \text{ (А)}. \quad (3)$$

Так как вблизи проектируемой подстанции проходит двухцепная ЛЭП с проводом АС-185/29, следовательно, ГПП будет получать питание от этой ЛЭП.

Необходимо выбрать провод, который будет соединять ГПП и проходящую вблизи ЛЭП. Сечение провода выбирается по экономической плотности тока ( $j_э$ ). Так как завод работает постоянно (более 5000 часов использования максимума), следовательно,  $j_э = 1 \text{ А/мм}^2$  (для алюминия). [3].

Сечение провода определяется следующим образом:

$$S = \frac{I}{j_э} = \frac{75,5}{1} = 75,5 \text{ (мм}^2\text{)}, \quad (4)$$

где,  $I$  – это ток в нормальном режиме, А.

Далее выбирается марка провода, в данном случае марка АС (сталеалюминиевый провод), для которой выбирается ближайшее сечение из ряда номинальных сечений –  $70 \text{ мм}^2$ . В конечном итоге получается, что провод, соединяющий ГПП и проходящую ЛЭП, будет АС-70/11.

Необходимо проверить сможет ли провод АС-70/11 обеспечить питание в режиме, когда одна из цепей линии будет выведена в плановый или аварийный ремонт, для этого нужно сравнить ток в послеаварийном режиме с допустимым током провода АС-70/11 [2]:

$$I_{\text{доп}}^{70/11} = 265 \text{ А} > I_{\text{посл.ав.}} = 151,0 \text{ А}. \quad (5)$$

Из чего следует, что провод АС-70/11 даже при отказе одной цепи обеспечит работу линии. Исходя из этого,  $L_{11}$  и  $L_{12}$  выполнены сталеалюминиевым проводом типа АС–70/11.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## 2 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Распределительным устройством (РУ) называется сооружение, предназначенное для приема и распределения электрической энергии и содержащее электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

К схемам подстанций предъявляются требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за счет унификации конструктивных решений подстанции, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств.

### 2.1 Выбор схемы распределительного устройства 110 кВ

Федеральная сетевая компания (ФСК) для ответвительных подстанций 35-220 кВ рекомендует выбирать схему распределительного устройства «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [4].

Схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» может применяться на тупиковых или ответвительных подстанциях напряжением 35-220 кВ. Неавтоматическая перемычка со стороны линий в нормальных условиях отключена (отключён один из разъединителей в перемычке).

Длительное замкнутое состояние перемычки не предусматривается, т.к. при этом может отключиться вся схема при повреждении любой из цепей линии. Перемычка замыкается при отключении одной из линий, чтобы оставить в работе оба трансформатора. Отключенный разъединитель включают при длительных ремонтах ЛЭП. При этом сохраняется возможность использовать и Т1 и Т2.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>14</i>

## 2.2 Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ

Для обеспечения электроэнергией потребителей и собственных нужд (С.Н.) на подстанциях используется РУ 10 кВ. На таких подстанциях применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин, которые применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции [4].

Наличие секционного выключателя позволяет проводить профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей без отключения распределительного устройства, а также повреждение в зоне сборных шин не приводит к отключению всего распределительного устройства.

В нормальном режиме секционный выключатель отключен (раздельная работа секций шин). Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью.

## 2.3 Схема ГПП

С учётом выбранных схем распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ составляется схема ГПП (рис. 2), на которой присоединения 10 кВ показаны условно без ТТ и других аппаратов.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

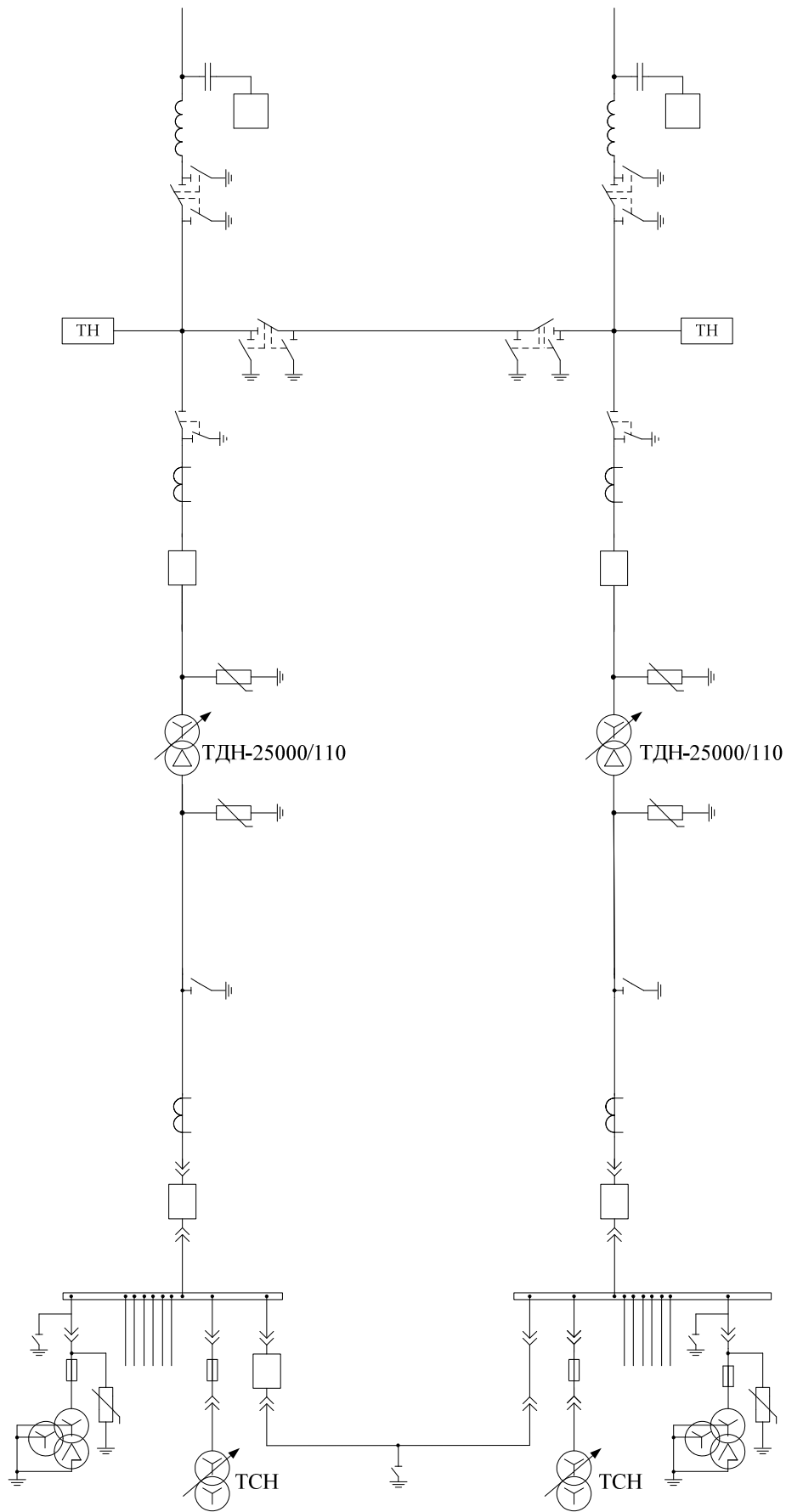


Рисунок 2 – Схема ГПП

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.127.00 ПЗ

Лист

16



### 3 ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 кВ

Кабели широко используются в различных электроустановках. Потребители 6-10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые первоначально прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в траншеях, в земле.

В настоящее время наблюдается стабильное увеличение производства-потребления кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), так как данный кабель обладает рядом преимуществ по сравнению с кабелями с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ):

- в зависимости от условий прокладки пропускная способность СПЭ-кабелей в 1,2—1,3 раза больше благодаря более высокой допустимой длительной температуре;

- термическая стойкость СПЭ-кабелей при токах короткого замыкания (КЗ) выше благодаря большей предельной температуре, удельная повреждаемость СПЭ-кабелей в 10—15 раз ниже, чем у БПИ-кабелей;

- большой срок службы СПЭ-кабеля (по данным заводов-изготовителей не менее 30 лет);

- более легкие условия монтажа СПЭ-кабелей, обусловленные меньшей массой, диаметром, радиусом изгиба, отсутствием тяжелой свинцовой (или алюминиевой) оболочки;

- отсутствие в конструкции СПЭ-кабелей жидких компонентов уменьшает время и снижает стоимость монтажа;

- СПЭ-кабели высоко экологичны благодаря отсутствию утечки масла и загрязнения окружающей среды при повреждении [5].

Исходя из выше сказанного, все кабели 10 кВ на ферросплавном заводе будут с изоляцией из сшитого полиэтилена. Сечение кабеля выбирается из условий экономической плотности тока. Так как завод работает круглосуточно, то время использования максимума нагрузки будет более 5000 ч, следовательно экономическая плотность тока для алюминия будет 1,6 А/мм<sup>2</sup> [4].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

План территории завода с трассами кабельных линий представлен на рисунке 3.

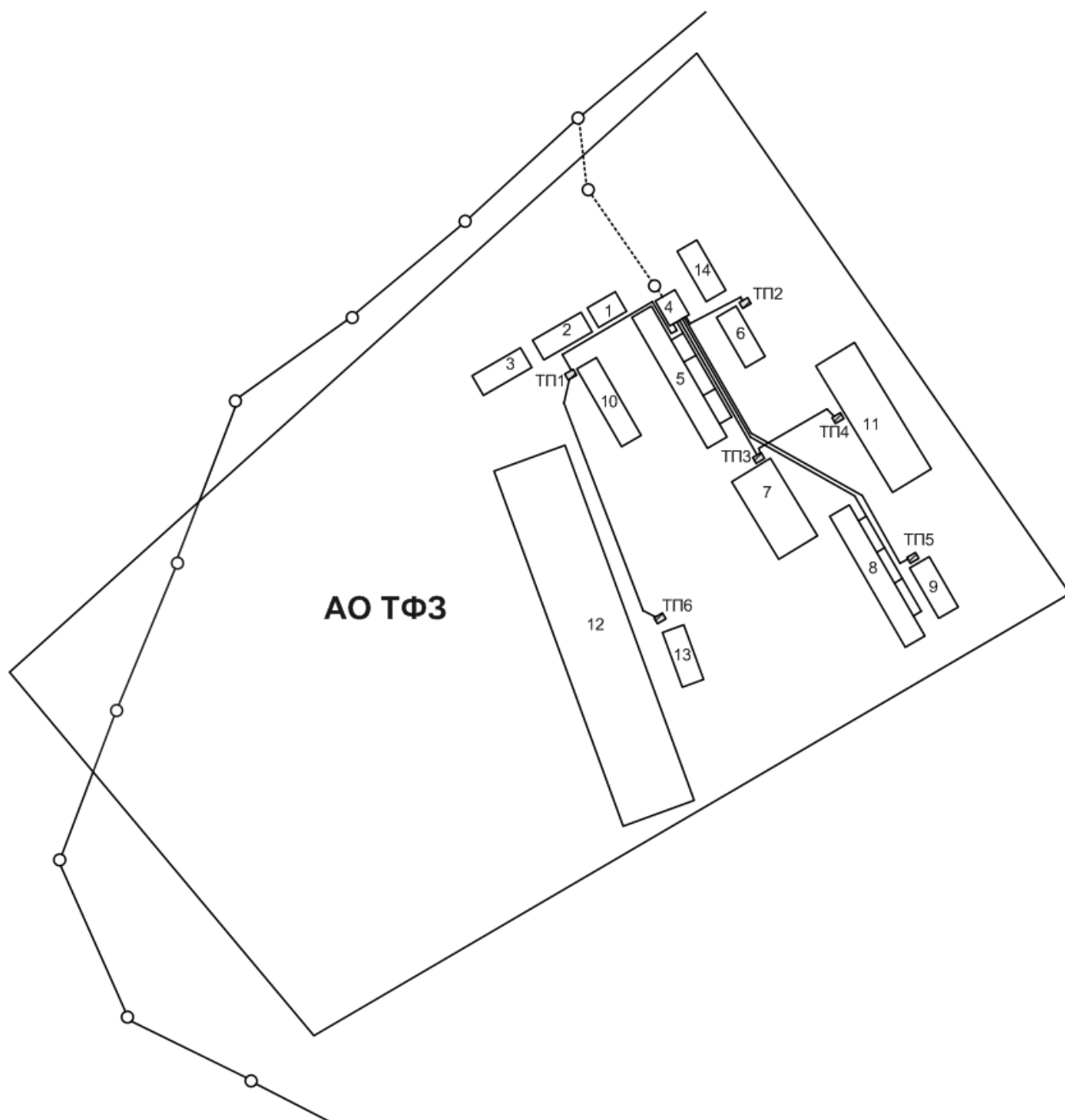


Рисунок 3 – План территории завода с трассами кабельных линий

Нагрузки сгруппированы и распределены по центрам питания. На каждую трансформаторную подстанцию (ТП) идет два кабеля. На печь – один кабель:

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

- ТП 1: АБК + ЦРМ + Склад оборудования + Склад готовой продукции. Питается двумя кабелями 10 кВ от ГПП. Длина трассы – 230 м;
- ТП 2: Котельная + ЦГО1. Длина трассы – 90 м;
- ТП 3: ЦПМ. Длина трассы – 210 м;
- ТП 4: Брызгальный бассейн. Питание от РУ 10 кВ ТП ТП-3. Длина трассы – 125 м;
- ТП 5: ЦГО2. Длина трассы – 465 м;
- ТП 6: Локомотивное депо + открытый склад материалов. Питание от РУ 10 кВ ТП1. Длина трассы 350 м.

Печи питаются отдельными кабелями от РУ 10 кВ ГПП. Каждая печь имеет свой печной трансформатор и систему регулирования. Мощность печи – 2,5 МВА.

- ЭЦ 1: Печь 1. Длина трассы – 40 м;
- ЭЦ 1: Печь 2. Длина трассы – 65 м;
- ЭЦ 1: Печь 3. Длина трассы – 125 м;
- ЭЦ 1: Печь 4. Длина трассы – 170 м;
- ЭЦ 2: Печь 1. Длина трассы – 390 м;
- ЭЦ 2: Печь 2. Длина трассы – 440 м;
- ЭЦ 2: Печь 3. Длина трассы – 485 м.

### 3.1 Выбор сечений кабелей

Зная объекты, которые будут получать питание от ГПП, определяется мощность, протекающая по кабелю, также необходимо учесть тот факт, что от некоторых ТП1 и ТП3 получают питание другие ТП4 и ТП6, которые так же имеют своих потребителей. В конечном итоге суммарная мощность, которая будет протекать по кабелю от ГПП до потребителя складывается из мощности потребителей ТП1 и ТП3 и ТП4 и ТП6. Прокладка кабеля и мощности потребителей представлены в таблице 3.

- Выбор сечения кабеля ГПП+ТП1+ТП6

$$S_{\text{ГПП-ТП1}} = S_{\text{ТП1}} + S_{\text{ТП6}} = 0,48 + 0,21 = 0,69 \text{ (МВА)}. \quad (5)$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

Для расчёта сечения по экономической плотности тока необходимо знать ток в нормальном режиме, протекающий в кабеле:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U}, \quad (6)$$

где  $S$  – мощность, протекающая по кабелю, МВА;

$U$  – напряжение кабеля, кВ;

$n$  – количество параллельных кабелей.

По формуле (6) находится ток в нормальном режиме, протекающий по кабелю ГПП – ТП 1:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ГПП-ТП1}} = \frac{S_{\text{ГПП-ТП1}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{0,69}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 19,9 \text{ (А)}.$$

Сечение кабеля определяется следующим образом:

$$S = \frac{I}{j_э}, \quad (7)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

По формуле (7) определяется сечение кабеля, по которому выбирается ближайшее и стандартных сечений:

$$S_{\text{ГПП-ТП1}} = \frac{I_{\text{норм}}^{\text{ГПП-ТП1}}}{j_э} = \frac{19,9}{1,6} = 12,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбирается ближайшее сечение кабеля из ряда номинальных сечений [3], но необходимо учесть следующее: в распределительных сетях 10(6) кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм<sup>2</sup> – РД 34.20.185-94 [6, гл. 7.2]. Так как сечение, рассчитанное по экономической плотности тока оказалось менее 70 мм<sup>2</sup>, следовательно, принимаем кабель сечением 70 мм<sup>2</sup>.

В случае повреждения одного из кабелей всю нагрузку должен передать второй кабель, следовательно, необходимо проверить, способен ли один кабель передать всю мощность. Проверка осуществляется по допустимому току, а максимальный ток, который будет протекать по кабелю, будет в 2 раза больше тока в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}^{\text{ГПП-ТП1}}. \quad (8)$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В результате получается следующее:

$$I_{\text{доп}}^{70} = 210 \text{ А} \geq I_{\text{max.}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}^{\text{ГПП-ТП1}} = 2 \cdot 19,9 = 39,8 \text{ (А)}. \quad (9)$$

Следовательно, кабель проходит и в случае повреждения одного из кабелей другой кабель способен передать всю мощность.

Сечения остальных кабелей выбираются аналогично, полученные значения сечений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Кабельные линии

Проход кабеля	Мощность, МВА	Ток нагрузки, А	Ток нагрузки на один кабель, А	Сечение по экономической плотности тока, мм <sup>2</sup>	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А
ГПП – ТП1	0,69	39,7	19,8	12,40	70	210
ТП1 – ТП6	0,21	12,0	6,0	3,74	70	
ГПП – ТП2	2,86	165,3	82,6	51,65	70	
ГПП – ТП3	3,45	199,0	99,5	62,20	70	
ТП3 – ТП4	0,80	46,2	23,1	14,43	70	
ГПП – ТП5	1,77	102,0	51,0	31,87	70	
ГПП – ЭЦ1: Печь 1 Печь 2 Печь 3 Печь 4	2,5	144,3	–	90,21	95	255
ГПП – ЭЦ2: Печь 1 Печь 2 Печь 3 Печь 4	2,5	144,3	–	90,21	95	255

## 4 РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧИХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Рабочий режим – это режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

Аварийный режим – это режим, при котором оборудование не может находиться длительное время, поскольку при достаточной длительности создаёт угрозу повреждения или разрушения частей оборудования. Один из самых распространённых аварийных режимов – короткое замыкание.

### 4.1 Расчёт токов рабочих режимов

Необходимо рассчитать токи рабочих режимов, как в распределительном устройстве высокого напряжения, так и низкого.

– РУ ВН:

Ток в нормальном режиме, когда всё оборудование и все линии электропередач находятся в работе, определён в п. 1.3., также в п. 1.3. определён ток в случае, когда одна из линий или часть оборудования выведена в аварийный или плановый ремонт.

– РУ НН:

Ток в нормальном режиме и в режиме, когда часть оборудования выведена в аварийный или плановый ремонт, на стороне низкого напряжения от стороны высокого напряжения будет отличаться на коэффициент трансформации трансформатора:

$$I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} \cdot k_T, \quad (10)$$

где  $k_T$  – коэффициент трансформации трансформатора.

$$k_T = \frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}} = \frac{110}{10} = 11, \quad (11)$$

где  $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$  и  $U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Подставив полученное значение коэффициента трансформации в формулу (10) получается:

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = 75,5 \cdot 11 = 830,4 \text{ А.}$$

В режиме, когда часть оборудования выведена в плановый или аварийный ремонт, также определяется ток, протекающий по одной из ячеек:

$$I_{\text{посл.ав.}}^{\text{НН}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = 2 \cdot 830,4 = 1660,7 \text{ (А)}. \quad (12)$$

– Нагрузка

Ток, проходящий от РУ НН к нагрузке, представлен в п. 3.1. табл. 3.

#### 4.2 Расчёт токов аварийных режимов

Как говорилось ранее, один из самых распространённых аварийных режимов – это короткое замыкание. Для выбора оборудования необходимо знать значение токов трёхфазного короткого замыкания. Необходимо учесть, что часть линии выполнено проводом АС-185/29 (6 км), а другая часть проводом АС-70/11 (0,2 км).

Расчёт токов короткого замыкания производится с помощью программы «ТОКО». Полученные результаты токов короткого замыкания для стороны с высоким напряжением и стороны с низким напряжением представлены на рисунках 4 и 5 соответственно.

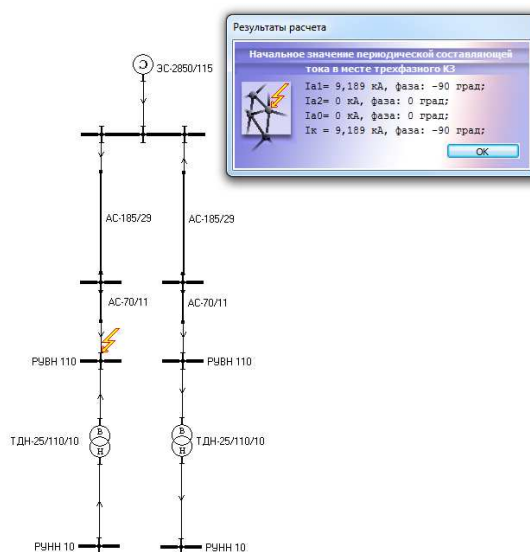


Рисунок 4 – Ток трёхфазного короткого замыкания на стороне ВН

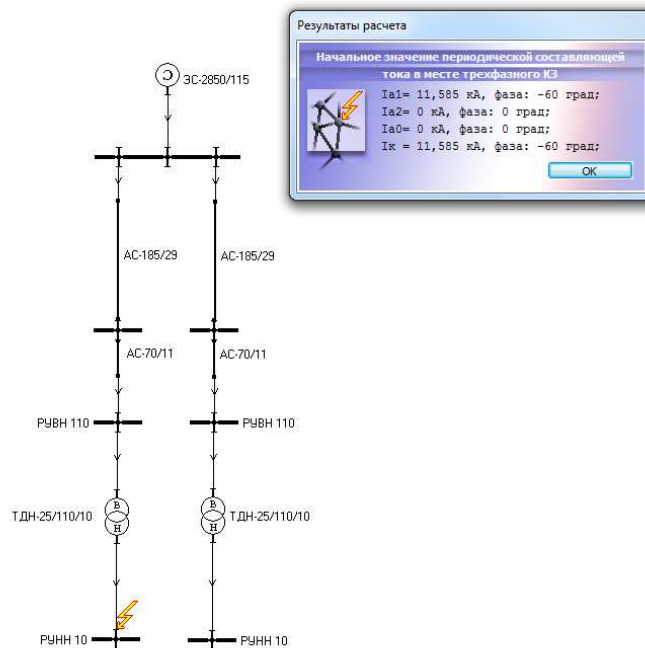


Рисунок 5 – Ток трёхфазного короткого замыкания на стороне НН

Полученные значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ

Место короткого замыкания	Периодическая составляющая тока короткого замыкания, кА
РУ 110 кВ	9,2
РУ 10 кВ	11,6

С учётом полученных значений токов трёхфазного короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения выбирается оборудование подстанции.



## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП РУ 110 кВ

### 5.1 Выбор выключателей

Высоковольтный выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

При выборе выключателя его номинальные параметры сравниваются с параметрами сети в месте его установки. Выключатель выбирается по наиболее тяжелому режиму работы, который возможен в эксплуатации.

Номинальное напряжение выключателя должно быть равно или больше номинального напряжения защищаемой сети.

Номинальный длительный ток выключателя должен быть больше максимального рабочего тока.

Номинальный ток отключения выключателя должен быть больше максимального расчетного тока короткого замыкания к моменту расхождения контактов.

Все выключатели для РУ ВН выбираются одинаковые для каждой из цепей по наибольшему току в длительном режиме.

Напряжение сети  $U_{ном} = 110$  кВ. Максимальный длительный ток  $I_{max} = 151,0$  А. Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания  $I_{кз} = 9,2$  кА (см. табл. 4).

Для данных параметров подходит элегазовый выключатель ВГП–110. Параметры выбранного выключателя представлены в таблице 5 [7].

Таблица 5 – Параметры выключателя ВГП-110

Наименование параметра	ВГП-110
Номинальное / наибольшее рабочее напряжение, кВ	110/126
Номинальный ток отключения, кА	20

Окончание таблицы 5

Собственное время отключения, с, не более	0,035
Номинальный ток, А	2500
Полное время отключения, с, не более	0,055
Собственное время включения, с, не более	0,6
Ток потребления ЭВ и ЭО полюса выключателя при номинальном напряжении, А, не более	2,3
Относительное содержание аperiodической составляющей $\beta$ , %	45
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	102
Наибольший пик тока включения $i_{\text{вкл}}$ , кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	40
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{\text{вкл}}$ , кА	40
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3

Далее необходимо провести проверку выключателя [1]:

– По номинальным параметрам:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (13)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (14)$$

– По отключающей способности:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{п.о}}; \quad (15)$$

$$i_{\text{а.н}} \geq i_{\text{а.т}} - \text{апериодическая составляющая тока КЗ}; \quad (16)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рза}} + t_{\text{откл}}}{T_a}}, \quad (17)$$

где  $t_{\text{рза}}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,01 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

замыкания. Данная величина берётся из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ  $T_a = 0,03$  с [1];

$t_{откл}$  – собственное время отключения выключателя (задаётся заводом – изготовителем), с.

По формуле (17) рассчитывается апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 9,2 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,03}} = 2,9 \text{ кА.}$$

Для проверки выключателя по отключающей способности необходимо рассчитать номинальное значение апериодической составляющей, которое способен отключить выключатель:

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (18)$$

где  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$\beta$  – относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения, % (данное значение определяется по характеристике).

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45}{100} = 12,7 \text{ кА.}$$

– По включающей способности:

$$i_y \leq i_{вкл}, \quad (19)$$

где  $i_y$  – ударный ток (наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания), кА.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_y, \quad (20)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается КЗ., воздушными линиями напряжением 110 кВ  $k_y = 1,717$  [1].

По формуле (20) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9,2 \cdot 1,717 = 22,3 \text{ кА.}$$

А также необходимо выполнение следующего условия:

$$I_{п.0} \leq I_{вкл}. \quad (21)$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Далее необходимо проверить выключатель на электродинамическую и термическую стойкость:

а) по электродинамической стойкости:

$$I_{п.0} \leq I_{пр.скв} = I_{дин}; \quad (22)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}. \quad (23)$$

б) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (24)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс,  $(кА)^2 \cdot с$ ;

$I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Допустимое значение теплового импульса:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 [(кА)^2 \cdot с]. \quad (25)$$

Значение теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{р.з} + t_{полн} + T_a) = 9,2^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(кА)^2 \cdot с], \quad (26)$$

где  $t_{полн}$  – полное время отключения выключателя, с;

$t_{р.з}$  – время действия релейной защиты, с.

В таблице 6 представлены номинальные параметры выключателя и расчётные параметры сети.

Таблица 6 – Проверка выключателя ВГП–110

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	110	110
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	2500	151,0
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ , кА	20	9,2
Собственное время отключения $t_{откл}$ , с	0,035	–
Полное время отключения $t_{полн}$ , с	0,055	–
Относительное содержание аperiodической составляющей $\beta$ , %	45	–
Аperiodическая составляющая тока, кА	12,7	2,9
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$ , кА	102	22,3

Окончание таблицы 6

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	40	9,2
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	4800	15,7

Сравнив параметры выключателя с режимными параметрами РУ можно сделать вывод о том, что выключатель ВГП–110 прошёл проверку.

## 5.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической сети без нагрузки либо с незначительной нагрузкой: намагничивающий ток силового трансформатора, остаточный ток кабельных и воздушных линий электропередач, а также ток нагрузки не более 15 ампер (в зависимости от типа коммутационного аппарата).

Кроме того, разъединители предназначены для создания видимого разрыва цепи при отключении питания линии. Это необходимо, прежде всего, для безопасности при выполнении ремонтных работ. В данном случае аппарат создает видимый разрыв в цепи между оборудованием, которое выведено в ремонт и оборудованием, которое находится под рабочим напряжением.

В распределительном устройстве высокого напряжения используется два вида разъединителей отличие между ними лишь в количестве заземлителей.

Выбор и проверка разъединителей проводится для тех же номинальных параметров токов и напряжения ВН, что и в п. 5.1.

Для данных параметров подходят разъединители РГ-1-110 и РГ-2-110 (где 1 и 2 показывают количество заземляющих ножей). Параметры выбранных разъединителей представлены в таблице 7 [8].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Таблица 7 – Характеристики разъединителей РГ-1-110 и РГ-2-110

Наименование параметра	РДЗ-1-110	РДЗ-2-110
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	110	
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1000	
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	80	
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	31,5	
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	
Количество заземлителей	1	2

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{полн}} + T_{\text{а}}) = 9,2^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

В таблице 8 представлены номинальные параметры разъединителей и расчётные параметры РУ, которые аналогичны параметрам РУ при выборе выключателя п. 5.1. табл. 5.

Таблица 8 – Проверка разъединителей РГ-1-110 и РГ-2-110

Наименование параметра	РГ-1-110	РГ-2-110	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	110		110
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1000		151,0
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	80		22,3
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	31,5		9,2
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3		0,185
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	2977		15,7

Сравнив параметры разъединителей с параметрами РУ можно сделать вывод о том, что разъединители РГ-1-110 и РГ-2-110 прошли проверку.

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются [1]:

- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (27)$$

- по номинальному току

$$I_{раб.мах} \leq I_{1ном}, \quad (28)$$

Причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, а также выбор осуществляется по классу точности и электродинамической стойкости.

Под выше перечисленные критерии подходит трансформатор тока *IOSK-123*, параметры которого представлены в таблице 9 [9].

Таблица 9 – Параметры трансформатора тока *IOSK-123*

Наименование параметра		<i>IOSK-123</i>
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		110
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	Первичный	200
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{ПР}^{СКВ}$ , кА		100
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА		40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с		3

Условие проверки трансформатора тока:

- по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин}. \quad (29)$$

- по термической стойкости по выражение (24):

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 9,2^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка трансформатора тока IOSK-123

Наименование параметра	IOSK-123	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1000	151,0
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	63	22,3
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	25	9,2
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2\text{с}$	2977	15,7

Класс точности для технического контроля и для денежного учёта – 0,5. Так же необходимо учесть, что приборы, которые необходимы для денежного учёта, питаются от отдельных вторичных обмоток, а также пломбируются. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 6.

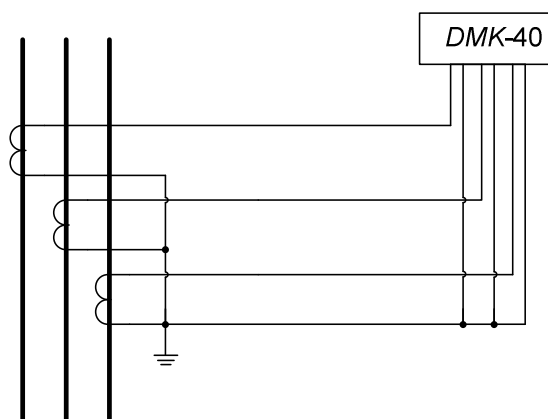


Рисунок 6 – Электрическая схема соединения вторичных обмоток ТТ с универсальным измерительным прибором «DMK-40»



Для обеспечения выбранного класса точности (0,5) необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (30)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx r_2. \quad (31)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления прибора  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_k$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (32)$$

Сопротивление прибора определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (33)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая прибором, В·А;

$I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Для измерения электрических параметров во вторичной цепи трансформатора тока используется универсальный прибор «DMK-40», токовые входы которого потребляют  $S_{приб} = 0,3$  ВА [10].

Далее по формуле (33) рассчитывается сопротивление прибора:

$$r_{приб} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом (при двух - трех приборах)[1]. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном}. \quad (34)$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{I_{2ном}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}, \quad (35)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность потребляемая ТТ, ВА.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Приняв  $r_2 = Z_{2\text{НОМ}}$ , из выражения (34) определяется допустимое сопротивление проводов  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,012 - 0,05 = 1,14 \text{ (Ом)}.$$

Зная  $r_{\text{пр}}$ , можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (36)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ ) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях, в частности ГПП, во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ( $\rho = 0,0283$ );

$l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов, м.

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) для подстанции 110 кВ можно принять  $l_{\text{расч}} = l = 75$  м, так как трансформаторы тока соединены в звезду [1, табл. 3.1.].

По формуле (36) определяется сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,14} = 1,86 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> [3].

Так как подстанция принадлежит заводу, следовательно, денежный учёт будет производиться на высокой стороне. Для денежного учёта используется счётчик «Меркурий 230 ART», схема присоединения которого представлена на рисунке 7.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

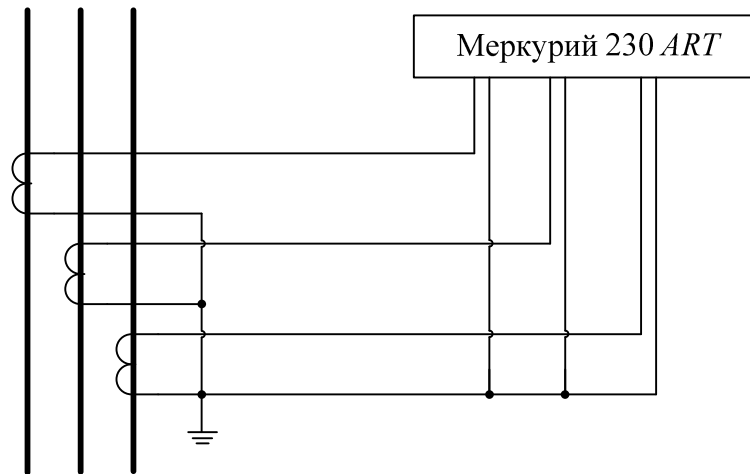


Рисунок 7 – Электрическая схема соединения вторичных обмоток ТТ с счётчиком «Меркурий 230 ART»

Для обеспечения выбранного класса точности (0,5) необходимо выполнение условия (30). Для проверки необходимо рассчитать сопротивление прибора по формуле (33), с учётом того, что полная мощность потребляемая цепью тока не более 0,1 ВА [11]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 определена выше –  $Z_{\text{ном}} = r_2 = 1,2 \text{ Ом}$ . Тогда из выражения (34) определяется допустимое сопротивление проводов  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{2ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,004 - 0,05 = 1,15 \text{ (Ом)}.$$

По формуле (36) определяется сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,15} = 1,85 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$  [3].

#### 5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются [1]:

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (37)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}, \quad (38)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности. При этом надо иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА.

Для измерения значений во вторичной цепи трансформатора напряжения используется универсальный прибор «DMK-40», максимальная потребляемая мощность которого  $S_{приб} = 10$  ВА.

Под выше перечисленные критерии подходит трансформатор напряжения TEMP-123, параметры которого представлены в таблице 11 [12].

Таблица 11 – Параметры трансформатора напряжения TEMP-123

Наименование параметра		TEMP-123
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ		123
Номинальная мощность, ВА		500
Номинальное напряжение обмоток, В	Первичной	$110000/\sqrt{3}$
	Основной вторичной №1	$100/\sqrt{3}$
	Дополнительной вторичной №2	100
	Основной вторичной №3	$100/\sqrt{3}$

Класс точности для технического контроля и для денежного учёта – 0,5. Так же необходимо учесть, что приборы, которые необходимы для денежного учёта, питаются от отдельных вторичных обмоток, а также пломбируются. Для

технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 8.

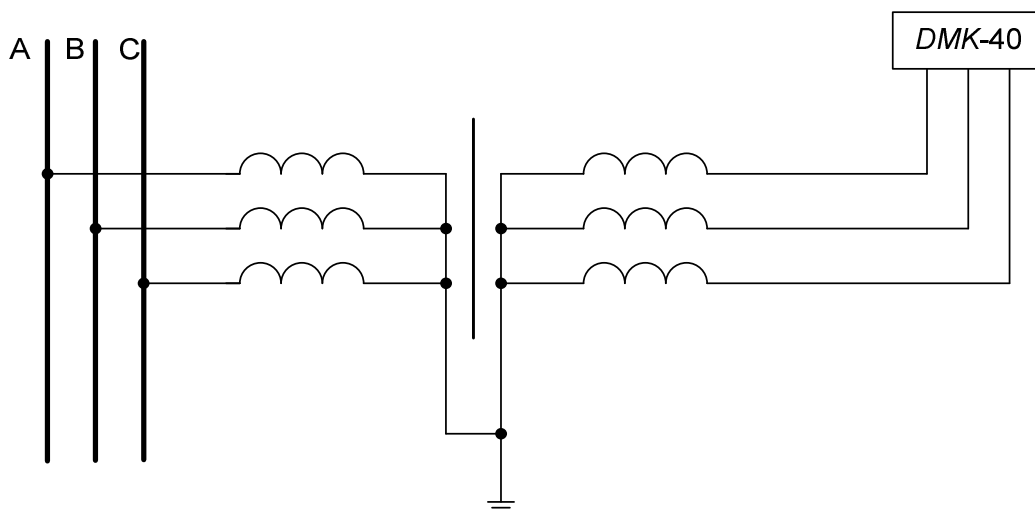


Рисунок 8 – Электрическая схема соединения вторичных обмоток ТН с универсальным измерительным прибором «DMK-40»

Для денежного учёта используется счётчик «Меркурий 230 ART», полная мощность потребления которого не более 10 ВА. Схема присоединения счётчика ко вторичной обмотке ТН представлена на рисунке 9.

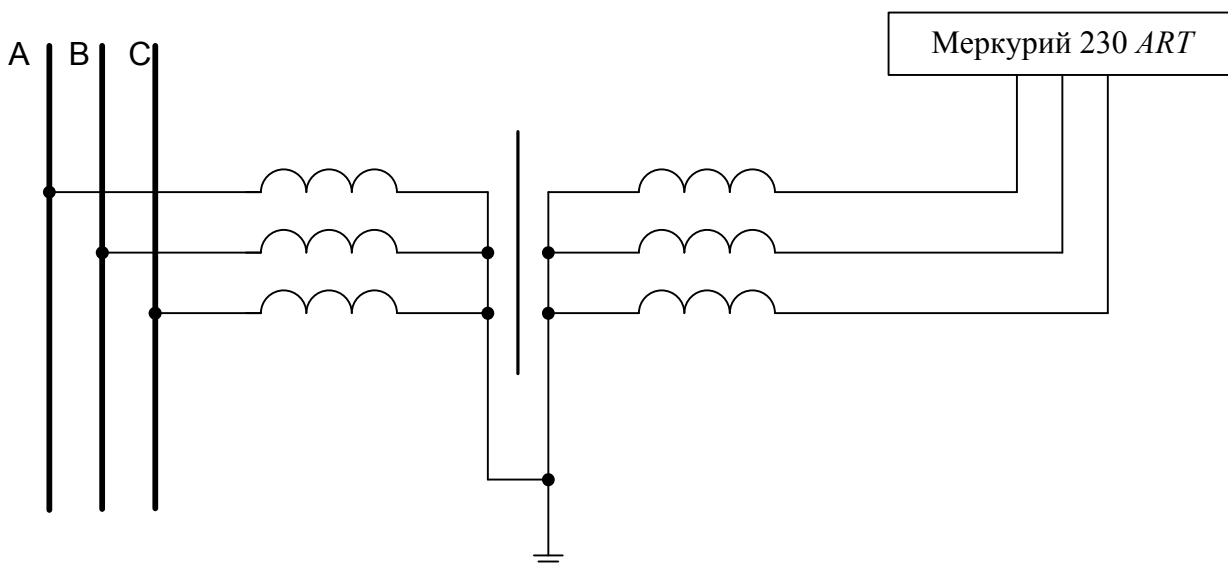


Рисунок 9 – Электрическая схема соединения вторичных обмоток ТН с счётчиком «Меркурий 230 ART»

Суммарная вторичная нагрузка  $S_{2\Sigma}$  будет складываться из мощности, потребляемой универсальным прибором «DMK-40» и счётчиком «Меркурий 230 ART»:

$$S_{2\Sigma} = S_{DMK-40} + S_{\text{Меркурий 230 ART}} = 10 + 10 = 20 \text{ (ВА)}.$$

Таким образом,  $S_{2\Sigma} = 20 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 3 \cdot 500 = 1500 \text{ ВА}$ , следовательно, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

Для упрощения расчётов можно принимать сечение проводов по условию механической прочности  $2,5 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил (АКВВГ).

### 5.5 Выбор токоведущих частей

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО [1], так как воздушная линия выполнена проводом маркой АС-70/11, следовательно, токоведущие части в распределительном устройстве будут также выполнены проводом марки АС-70/11.

Проверка по допустимому току проведена в п. 1.3.

В РУ ВН кроме токоведущих частей, выполненными из гибкого сталеалюминиевого провода, также будут использоваться жёсткие шины круглого сечения.

Для РУ 110 кВ будет использована жёсткая шина круглого сечения – алюминиевая, выбор сечения определяется по допустимому току и по условиям образования короны [3]. Максимальный рабочий ток определён в п. 1.3. Технические характеристики выбранной шины представлены в таблице 12 [13].

Таблица 12 – Параметры жёсткой шины круглого сечения, сделанной из алюминия

Наименование параметра	Круглая шина
Диаметр, мм	14
Допустимый ток, А	390

## 5.6 Проверка на термическую стойкость

Необходимо произвести проверку на термическую стойкость токоведущих частей, выполненных гибким проводом марки АС-70/11, так как воздушная линия выполнена тем же проводом, следовательно, результаты проверки будут приняты как для воздушной линии, так и для токоведущих частей РУ ВН.

Проверка производится по условию [1]:

$$S \geq S_{min} \quad (39)$$

где  $S$  – выбранное сечение, мм<sup>2</sup>;

$S_{min}$  – минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при коротком замыкании, мм<sup>2</sup>.

В приближенных расчетах можно воспользоваться упрощенной формулой определения  $S_{min}$ :

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (40)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания кА<sup>2</sup>·с;

$C$  – функция, значение которой для алюминиевых шин и проводов равно  $91 \left[ \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$ .

Тепловой импульс  $B_k$  определён в п. 5.1. Подставив известные значения в формулу (40) рассчитывается минимальное сечение:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{15,7 \cdot 10^6}}{91} = 43,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Необходимо проверить выполняется ли условие (39):

$$S = 70 \text{ мм}^2 \geq S_{min} = 43,5 \text{ мм}^2.$$

Так как условие выполняется, следовательно, провод марки АС-70/11 прошёл проверку на термическую стойкость.

Кроме гибких проводов в РУ ВН также имеются жёсткие шины круглого сечения, но так как они выполнены голыми проводниками и находятся на открытом воздухе, то они на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются [1].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

## 5.7 Механический расчёт однополосных шин

Наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (41)$$

где  $i_y$  – ударный ток (определён в п. 5.1.), А;

$a$  – расстояние между соседними фазами, принимается 2, м;

$l$  – пролет шины (расстояние между соседними изоляторами одной фазы) принимается 8, м.

Равномерно распределённая сила  $F_{\text{расч}}$  создаёт изгибающий момент (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах):

$$M = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10}. \quad (42)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (43)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, для шины круглого сечения определяется как:

$$W = \frac{\pi \cdot d^3}{32} = \frac{3,14 \cdot 1,4^3}{32} = 0,27 \text{ (см}^3\text{)}, \quad (44)$$

где  $d$  – диаметр, см.

Подставив в формулу (43) получается:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{22,3^2 \cdot 10^6 \cdot 8^2}{2 \cdot 0,27} = 1021 \text{ (МПа)}.$$

Расчётное напряжение в материале шины во много раз превышает допустимое  $\sigma_{\text{доп}} = 91 \text{ Мпа}$  [1], следовательно, необходимо увеличить сечение шины.

Новые параметры жёсткой шины круглого сечения алюминиевой представлены в таблице 13 [13].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Таблица 13 – Параметры жёсткой шины круглого сечения, сделанной из алюминия

Наименование параметра	Круглая шина
Диаметр, мм	35
Допустимый ток, А	1370

Необходимо пересчитать момент сопротивления по формуле (44):

$$W = \frac{\pi \cdot d^3}{32} = \frac{3,14 \cdot 3,5^3}{32} = 4,2 \text{ (см}^3\text{)},$$

Подставив в формулу (43) получается:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{22,3^2 \cdot 10^6 \cdot 8^2}{2 \cdot 4,2} = 65,5 \text{ (МПа)}.$$

Шины динамически устойчивы, т.к. выполняется следующее условие:

$$\sigma_{\text{расч}} = 65,5 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 91 \text{ МПа} \quad (45)$$

Так как ток короткого замыкания не превышает 20 кА, следовательно, гибкие провода в РУ ВН на электродинамическую стойкость не проверяются [1].

## 5.8 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для крепления проводов воздушных линий на порах.

Выбран опорный стержневой изолятор типа ОСК-10-110 на  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ,  $F_{\text{разр}} = 10 \text{ кН}$  [14].

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ (кН)}. \quad (46)$$

Расчётная сила  $F_{\text{расч}}$  определяется по формуле (41):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 22,3^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{8}{2} = 344,5 \text{ Н} = 0,35 \text{ (кН)};$$

$$F_{\text{расч}} = 0,35 \text{ кН} \leq F_{\text{доп}} = 6 \text{ кН}.$$

Изоляторы проходят по механической прочности.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

## 6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГПП РУ 10 кВ

Для сокращения строительной площадки под РУ, а также повышения безопасности и удобства обслуживания, РУ 10 кВ будет выполнено в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

### 6.1 Выбор типа КРУ

Существует большое количество разновидностей шкафов КРУ, в данном случае принимаем к установке КРУ фирмы «ЭЛТЕХНИКА» серии «Волга».

Так как в РУ 10 кВ есть как приходящие линии, так и отходящие, а также секционный выключатель и трансформаторы напряжения, следовательно, у каждого присоединения будут разные варианты исполнения. Типы КРУ необходимые для установки представлены в таблице 14 [15].

Таблица 14 – Типы КРУ

Функция	Ввод/ отходящая линия	Секционный выключатель	Секционный разъединитель	Измерительная	Собственных нужд
Тип КРУ	ВЛ 1, 2, 3	СВ 1, 2, 3	СР 1, 2, 3	ТН	ТС
Оборудование, устанавливаемое на выкатной элемент	Силовой вакуумный выключатель	Силовой вакуумный выключатель	Токоведущая перемычка	Панель с измерительными трансформатора- ми напряжения	Панель с предохрани- телями
Номинальный ток главных цепей, А	1600-2000			–	–

В зависимости от типа КРУ будет отличаться следующие параметры: номинальный ток; номинальный ток отключения; тип выключателя; габаритные размеры; оборудование, устанавливаемое на выкатном элементе и т. д., которые будут зависеть от функции КРУ.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Далее необходимо каждому присоединению назначить тип КРУ:

1. Ячейка силового трансформатора.

Мощность из сети через ячейку трансформатора приходит на шину, следовательно, тип будет – КРУ вводной линии.

2. Ячейка нагрузки.

Мощность от шин распределяется между нагрузками завода, следовательно, тип будет – КРУ отходящей линии.

3. Ячейка собственных нужд.

Так же к шинам подключена нагрузка собственных нужд, следовательно, тип будет – КРУ собственных нужд.

4. Ячейка секционного выключателя.

5. Ячейка секционного разъединителя.

6. Ячейка трансформатора напряжения.

Для упорядочения все ячейки нумеруются (слева направо согласно рис. 2), и для каждого номера ячейки прописывается наименование оборудования, а также функция КРУ и тип. Всё вышеперечисленное сведено в таблицу 15.

Таблица 15 – Номера ячеек РУ 10 кВ

№ Ячейки	Наименование оборудования	Функция КРУ	Тип КРУ	Оборудование, устанавливаемое на выкатной элемент
1	Измерительный трансформатор ТН-1	Измерительная	ТН	Панель с измерительными трансформаторами напряжения
2	Нагрузка ТП-1	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
3	Нагрузка ТП-3	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
4	Нагрузка ТП-5	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
5	Нагрузка ТП-2	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель

## Окончание таблицы 15

№ Ячейки	Наименование оборудования		Функция КРУ	Тип КРУ	Оборудование, устанавливаемое на выкатной элемент
6	Нагрузка Электроплав. цех №1	Печь 1	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
7		Печь 2			
8		Печь 3			
9		Печь 4			
10	Силовой трансформатор Т-1		Ввод	ВЛ2	Силовой вакуумный выключатель
11	Трансформатор С.Н. ТСН-1		Собственных нужд	ТС	Панель с предохранителями
12	Секционный выключатель		Секционный выключатель	СВ1	Силовой вакуумный выключатель
13	Секционный разъединитель		Секционный разъединитель	СР1	Токоведущая перемычка
14	Трансформатор С.Н. ТСН-2		Собственных нужд	ТС	Панель с предохранителями
15	Силовой трансформатор Т-2		Ввод	ВЛ2	Силовой вакуумный выключатель
16	Нагрузка Электроплав. цех №2	Печь 1	Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
17		Печь 2			
18		Печь 3			
19		Печь 4			
20	Нагрузка ТП-1		Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
21	Нагрузка ТП-3		Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
22	Нагрузка ТП-5		Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
23	Нагрузка ТП-2		Отходящая линия	ВЛ1	Силовой вакуумный выключатель
24	Измерительный трансформатор ТН-2		Измерительная	ТН	Панель с измерительными трансформаторами напряжения

В зависимости от функции и типа КРУ выбирается оборудование, устанавливаемое в КРУ.

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## 6.2 Выбор выключателя

Все выключатели в КРУ вакуумные отличие состоит лишь в типе. Поэтому необходимо выбирать выключатель отдельно для каждого типа КРУ [16].

### 1. ВЛ2 (ячейки 10 и 15):

Выключатель выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.1. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 4.1 и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит вакуумный выключатель VF12, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя VF12 представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры выключателя VF12

Наименование параметра	VF12
Номинальное / наибольшее рабочее напряжение, кВ	10/12
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	20
Наименование параметра	VF12
Собственное время отключения, с, не более	0,035
Полное время отключения, с, не более	0,075
Собственное время включения, с, не более	0,055
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	45
Ток потребления ЭВ и ЭО полюса выключателя при номинальном напряжении, А, не более	1
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3

Проверка выключателя проводится аналогично, как и в п. 5.1., для этого необходимо по формулам (17), (18), (20), (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По формуле (17) рассчитывается аperiodическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t_{рза} + t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot e^{-\frac{0,01 + 0,035}{0,03}} = 3,7 \text{ (кА)},$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берётся из справочников и для системы, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью 5,6...32 МВА в единице:  $T_a = 0,03$  с [1].

Номинальное значение аperiodической составляющей, которое способен отключить выключатель рассчитывается по формуле (18):

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45}{100} = 12,7 \text{ кА.}$$

По формуле (20) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot 1,7 = 27,9 \text{ (кА)},$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент тока КЗ. Данная величина берётся из справочников и для системы, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью 5,6...32 МВА в единице:  $k_y = 1,7$  с [1].

По формуле (25) определяется значение теплового импульса:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

По формуле (26) определяется значение теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,03) = 27,6 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 17 представлены номинальные параметры выключателя и расчётные параметры сети.

Таблица 17 – Проверка выключателя VF12

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10	10

Окончание таблицы 17

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ , А	2000	1661
Номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ , кА	20	11,6
Собственное время отключения $t_{\text{ОТКЛ}}$ , с	0,035	–
Полное время отключения $t_{\text{ПОЛН}}$ , с	0,075	–
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	45	–
Апериодическая составляющая тока, кА	12,7	3,7
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51	27,9
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20	11,6
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> ·с	1200	27,6

Сравнив параметры выключателя с режимными параметрами РУ можно сделать вывод о том, что выключатель VF12-20/2000 прошёл проверку.

2. ВЛ1 (ячейки 2-9 и 16-23):

Под параметры, приведённые в п. 3.1. и п. 4.1., подходит вакуумный выключатель VF12, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя VF12 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Параметры выключателя VF12

Наименование параметра	VF12
Номинальное / наибольшее рабочее напряжение, кВ	10/12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Собственное время отключения, с, не более	0,035
Полное время отключения, с, не более	0,075
Собственное время включения, с, не более	0,055
Ток потребления ЭВ и ЭО полюса выключателя при номинальном напряжении, А, не более	1
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51

Окончание таблицы 18

Наименование параметра	VF12
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3

Проверка выключателя проводится аналогично, как и в п. 5.1., для этого необходимо по формулам (17), (18), (20), (25) и (26) рассчитать параметры для присоединения с наибольшим рабочим током (ячейка 3 или 21 в зависимости от того, какой из кабелей будет передавать всю мощность, в то время, когда второй кабель будет находиться в плановом или аварийном ремонте), по которым будет производиться проверка. Если выключатель в цепи с наибольшим номинальным током пройдет проверку, следовательно, выключатель в цепи с меньшим номинальным током также пройдет проверку.

По формуле (17) рассчитывается аperiodическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рза}} + t_{\text{откл}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot e^{-\frac{0,01 + 0,035}{0,03}} = 3,7 \text{ (кА)},$$

Номинальное значение аperiodической составляющей, которое способен отключить выключатель рассчитывается по формуле (18):

$$i_{a.n} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45}{100} = 12,7 \text{ кА.}$$

По формуле (20) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot 1,7 = 27,9 \text{ (кА)},$$

По формуле (25) определяется значение теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

По формуле (26) определяется значение теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,03) = 27,6 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 19 представлены номинальные параметры выключателя и расчётные параметры сети.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Таблица 19 – Проверка выключателя VF12

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ , А	630	199
Номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ , кА	20	11,6
Собственное время отключения $t_{\text{ОТКЛ}}$ , с	0,035	–
Полное время отключения $t_{\text{ПОЛН}}$ , с	0,075	–
Относительное содержание апериодической составляющей $\beta$ , %	45	–
Апериодическая составляющая тока, кА	12,7	3,7
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51	27,9
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20	11,6
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	1200	27,6

Сравнив параметры выключателя с режимными параметрами РУ можно сделать вывод о том, что выключатель VF12-20/630 прошёл проверку.

### 3. СВ1 (ячейка 12)

Ток трёхфазного короткого замыкания, который может протекать через секционный выключатель будет таким же, что и ток короткого замыкания, который будет протекать через выключатель силового трансформатора на стороне 10 кВ.

Номинальный ток, который может протекать через секционный выключатель будет такой же, что и номинальный ток, протекающий через выключатель силового трансформатора на стороне 10 кВ в режиме, когда оба силовых трансформатора в работе  $I_{\text{НОМ}} = 837,6 \text{ А}$ .

Под параметры, приведённые выше, подходит вакуумный выключатель VF12, который может быть установлен в КРУ. Параметры выключателя VF12 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры выключателя VF12

Наименование параметра	VF12
Номинальное / наибольшее рабочее напряжение, кВ	10/12

## Окончание таблицы 20

Наименование параметра	VF12
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	20
Собственное время отключения, с, не более	0,035
Полное время отключения, с, не более	0,075
Собственное время включения, с, не более	0,055
Ток потребления ЭВ и ЭО полюса выключателя при номинальном напряжении, А, не более	1
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3

Проверка выключателя проводится аналогично, как и в п. 5.1., для этого необходимо по формулам (17), (18), (20), (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По формуле (17) рассчитывается апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рза}} + t_{\text{откл}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot e^{-\frac{0,01 + 0,035}{0,03}} = 3,7 \text{ (кА)},$$

Номинальное значение апериодической составляющей, которое способен отключить выключатель рассчитывается по формуле (18):

$$i_{a.n} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45}{100} = 12,7 \text{ кА.}$$

По формуле (20) определяется значение ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.0}} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,6 \cdot 1,7 = 27,9 \text{ (кА)},$$

По формуле (25) определяется значение теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

По формуле (26) определяется значение теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$B_k = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,03) = 27,6 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 21 представлена проверка секционного выключателя.

Таблица 21 – Проверка выключателя VF12

Наименование параметра	Параметры выключателя	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1250	830
Номинальный ток отключения $I_{\text{ном.откл}}$ , кА	20	11,6
Собственное время отключения $t_{\text{откл}}$ , с	0,035	–
Полное время отключения $t_{\text{полн}}$ , с	0,075	–
Относительное содержание аperiodической составляющей $\beta$ , %	45	–
Аperiodическая составляющая тока, кА	12,7	3,7
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	51	27,9
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	20	11,6
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	1200	27,6

Сравнив параметры выключателя с режимными параметрами РУ можно сделать вывод о том, что выключатель VF12-20/1250 прошёл проверку.

### 6.3 Выбор разъединителя

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем VF12. Проверка разъединителей КРУ не производится.

В РУ 10 кВ последовательно с секционным выключателем ставиться секционный разъединитель, у которого на выкатном элементе находится токоведущая перемычка. Токоведущая перемычка должна быть рассчитана на номинальный ток, который будет равен номинальному току, протекающему через секционный выключатель. Для типа КРУ СР-1 номинальный ток главных цепей

$I_{\text{ном.секц.р.}} = 1250 \text{ А}$ . Так как номинальный ток секционного разъединителя больше номинального тока, который протекает по цепи секционного разъединителя  $I_{\text{ном}} = 830 \text{ А}$ , следовательно, тип КРУ СР-1 подходит для РУ 10 кВ.

#### 6.4 Выбор трансформаторов тока

В КРУ «Волга» могут быть установлены трансформаторы тока различного конструктивного исполнения: шинные (при необходимости шинного ввода) или опорные (при кабельном вводе). Для организации цепей защиты, измерения и автоматики применяются многообмоточные трансформаторы тока.

##### 1. ВЛ2 (ячейки 10 и 15)

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 4.1. и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛК-СТ-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛК-СТ-10 представлены в таблице 22 [17].

Таблица 22 – Параметры трансформатора тока ТЛК-СТ-10

Наименование параметра		ТЛК-СТ-10
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	Первичный	2000
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}}$ , кА		100
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА		31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с		3

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.3., для этого необходимо по формулам (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{kA})^2 \cdot \text{с}].$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка трансформатора тока ТЛК-СТ-10

Наименование параметра	ТЛК-СТ-10	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	2000	1661
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	100	27,9
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	31,5	11,6
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, $(\text{kA})^2\text{с}$	2977	15,7

На стороне 10 кВ трансформаторы тока необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 6.

Для обеспечения выбранного класса точности (0,5) необходимо выполнение условия (30). Для этого необходимо по формулам (33), (34) и (35) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

Далее по формуле (33) рассчитывается сопротивление прибора, с учётом того, что используется один и тот же универсальный прибор «DMK-40»:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом (при двух - трех приборах).

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 рассчитывается по формуле (35):

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Приняв  $r_2 = Z_{2\text{НОМ}}$ , из выражения (34) определяется допустимое сопротивление проводов  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,012 - 0,05 = 1,14 \text{ (Ом)}.$$

Зная  $r_{\text{пр}}$ , можно определить сечение соединительных проводов по формуле (36):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{1,14} = 0,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов (длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) для линии 6...10 кВ к потребителям  $l_{\text{расч}} = l = 4$  м, так как трансформаторы тока соединены в звезду, м [1].

По условию механической прочности принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

## 2. ВЛ1 (ячейка 2 или 20)

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 3.1. и п. 4.2 соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛК-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛК- 10 представлены в таблице 24 [18].

Таблица 24 – Параметры трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра		ТЛК-10
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ , А	Первичный	100
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА		52
Ток термической стойкости $I_{\text{ТЕРМ}}$ , кА		10
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{ТЕРМ}}$ , с		3

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.3., для этого необходимо по формулам (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 10^2 \cdot 3 = 300 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_{\text{а}}) = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра	ТЛК-10	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	100	39,7
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{пР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	52	27,9
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	10	11,6
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2\text{с}$	300	15,7

На стороне 10 кВ трансформаторы тока необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 10.

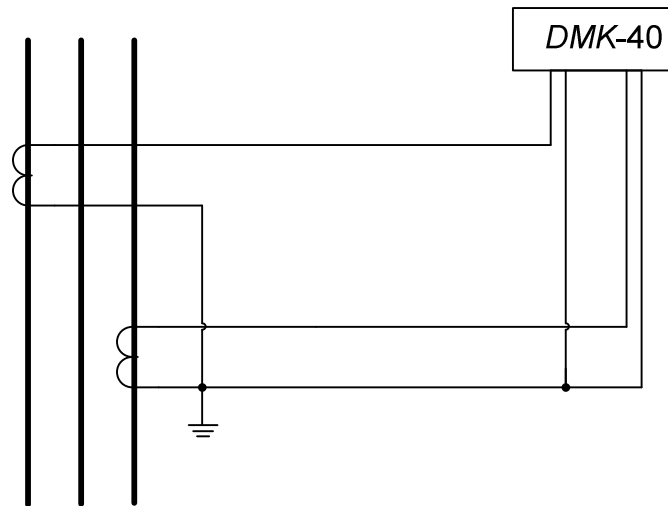


Рисунок 10 – Электрическая схема соединения вторичных обмоток ТТ с универсальным измерительным прибором «DMK-40»

Для обеспечения выбранного класса точности (0,5) необходимо выполнение условия (30). Для этого необходимо по формулам (33), (34) и (35) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

Далее по формуле (33) рассчитывается сопротивление прибора, с учётом того, что используется один и тот же универсальный прибор «DMK-40»:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом (при двух - трех приборах).

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 рассчитывается по формуле (35):

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Приняв  $r_2 = Z_{2\text{ном}}$ , из выражения (34) определяется допустимое сопротивление проводов  $r_{\text{пр}}$ :

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,012 - 0,05 = 1,14 \text{ (Ом).}$$

Зная  $r_{\text{пр}}$ , можно определить сечение соединительных проводов по формуле (36):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{1,14} = 0,17 \text{ (мм}^2\text{)},$$



где  $l_{расч}$  – расчётная длина соединительных проводов (длина соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) для линии 6...10 кВ к потребителям  $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l = 6,9$  м, так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, м [1].

По условию механической прочности принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

3. ВЛ1 (ячейки 3, 5, 21 и 23)

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 3.1. и п. 4.2. соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛК-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛК- 10 представлены в таблице 26 [18].

Таблица 26 – Параметры трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра		ТЛК-10
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	Первичный	200
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$ , кА		52
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА		10
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с		3

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.3., для этого необходимо по формулам (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 3 = 300 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра	ТЛК-10	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	200	199
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{ПР}^{СКВ}$ , кА	52	27,9
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	10	11,6
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, $(кА)^2с$	300	15,7

На стороне 10 кВ трансформаторы тока необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «ДМК-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 10.

Нагрузка во вторичной цепи трансформатора тока будет такой же, как и нагрузка рассчитанная выше, следовательно, принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

#### 4. ВЛ1 (ячейки 4, 6-9, 16-19 и 22)

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Параметры рабочих токов и аварийных рассчитаны в п. 3.1. и п. 4.2. соответственно. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛК-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛК- 10 представлены в таблице 28 [18].

Таблица 28 – Параметры трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра		ТЛК-10
Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	Первичный	150
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{ПР}^{СКВ}$ , кА		52
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА		10
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$ , с		3

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.3., для этого необходимо по формулам (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 10^2 \cdot 3 = 300 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_{\text{а}}) = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 [(\text{кА})^2 \cdot \text{с}].$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра	ТЛК-10	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	110
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	150	144,3
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{пР}}^{\text{СКВ}}$ , кА	52	27,9
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	10	11,6
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, $(\text{кА})^2\text{с}$	300	15,7

На стороне 10 кВ трансформаторы тока необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 10.

Нагрузка во вторичной цепи трансформатора тока будет такой же, как и нагрузка рассчитанная выше, следовательно, принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

## 5. СВ1 (ячейка 12)

Трансформаторы тока выбирается по условиям аналогичным, что и в п. 5.3. Максимальный рабочий ток, который сможет протекать через цепь секционного выключателя будет равен току, который протекает через силовой трансформатор в нормальном режиме. Под данные параметры подходит трансформатор тока ТЛК-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора тока ТЛК- 10 представлены в таблице 30 [18].

Таблица 30 – Параметры трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра		ТЛК-10
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ		10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	Первичный	1000
	Вторичный	5
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}}$ , кА		81
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА		31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с		3

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.3., для этого необходимо по формулам (25) и (26) рассчитать параметры, по которым будет производиться проверка.

По выражению (25) производится расчёт допустимого значения теплового импульса:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

По выражению (26) производится расчёт теплового импульса при протекании тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_{\text{а}}) = 11,6^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 15,7 \text{ [(кА)}^2 \cdot \text{с]}.$$

Сравнение параметров РУ и каталожных данных приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка трансформатора тока ТЛК-10

Наименование параметра	ТЛК-10	Параметры РУ
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	1000	830

Окончание таблицы 31

Наименование параметра	ТЛК-10	Параметры РУ
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{\text{ДП}}^{\text{СКВ}}$ , кА	81	27,9
Ток термической стойкости $I_{\text{терм}}$ , кА	31,5	11,6
Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{терм}}$ , с	3	0,185
Термическая стойкость, (кА) <sup>2</sup> с	2977	15,7

На стороне 10 кВ трансформаторы тока необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 6.

Нагрузка во вторичной цепи трансформатора тока будет такой же, как и нагрузка рассчитанная выше (ячейка 10 и 15), следовательно, принимается контрольный кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

### 6.5 Выбор трансформатора напряжения

Для типа КРУ ТН (ячейки 1 и 14) необходимо выбрать трансформатор напряжения, который будет установлен на выкатном элементе. Трансформаторы напряжения выбирается по условиям аналогичным п. 5.4. Под данные условия подходит трехфазная группа трансформаторов напряжения 3хЗНОЛ-10, который может быть установлен в КРУ. Параметры трансформатора напряжения 3хЗНОЛ-10 представлены в таблице 32 [19].

Таблица 32 – Параметры трансформатора напряжения 3хЗНОЛ-10

Наименование параметра	3хЗНОЛ-10
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная мощность, ВА	225

Окончание таблицы 32

Наименование параметра		3x3НОЛ-10
Номинальное напряжение обмоток, В	Первичной	10000/√3
	Основной вторичной №1	100/√3
	Дополнительной вторичной №2	100/3-100

На стороне 10 кВ трансформаторы напряжения необходимы только для технического контроля, так как денежный учёт производится на стороне 110 кВ. Класс точности для технического контроля – 0,5. Для технического контроля используется универсальный прибор «DMK-40», схема присоединения которого представлена на рисунке 8.

Проверка трансформатора тока проводится аналогично, как и в п. 5.4., для этого необходимо выполнение условия (38).

Суммарная вторичная нагрузка  $S_{2\Sigma}$  будет равна мощности, потребляемой универсальным прибором «DMK-40», который установлен в каждом присоединении шины.

$$S_{2\Sigma} = 10 \cdot S_{DMK-40} = 100 \text{ (ВА)}.$$

Таким образом,  $S_{2\Sigma} = 100 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 225 \text{ ВА}$ , следовательно, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности.

Для упрощения расчётов можно принимать сечение проводов по условию механической прочности  $2,5 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил (АКВВГ).

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

## 6.6 Выбор токоведущих частей

Необходимо выбрать токопровод, который будет соединять силовой трансформатор с КРУ 10 кВ, а также токопровод, через который будет распределяться мощность между потребителями. Соединение может осуществляться гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

комплектным токопроводом. Расчётные токи продолжительных режимов определены в п. 4.1.

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

Для данных условий подходят однополосные алюминиевые шины  $100 \times 10 \text{ мм}^2$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}$ . Шины такого же сечения будут распределять мощность между потребителями.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят [13]:

$$I_{\text{max}} = 1661 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 1820 \text{ А}. \quad (47)$$

## 6.7 Проверка на термическую стойкость

Необходимо произвести проверку на термическую стойкость токоведущих частей, выполненными однополосными алюминиевыми шинами, а также кабели, по которым потребители завода получают питание.

Проверка проводится так же, как и в п. 5.6. Первоначально необходимо рассчитать минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при коротком замыкании ( $S_{\text{min}}$ ), для этого нужно воспользоваться упрощённой формулой (40), тепловой импульс  $B_k$  определён в п. 6.2.

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{27,6 \cdot 10^6}}{91} = 57,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Необходимо проверить выполняется ли условие (39):

$$S = 1000 \text{ мм}^2 \geq S_{\text{min}} = 43,5 \text{ мм}^2.$$

Так как условие выполняется, следовательно, однополосная алюминиевая шина прошла проверку на термическую стойкость.

В КРУ 10 кВ помимо однополосных алюминиевых шин также есть кабели, которые также нужно проверить на термическую стойкость. Так как кабели небольшой длины, следовательно, тепловой импульс будет такой же, как и

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

тепловой импульс при коротком замыкании на шине 10 кВ. Необходимо учесть тот факт, что кабели медные, следовательно, функция  $C = 91 \left[ \frac{\text{А}\cdot\text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$ . Тогда по упрощённой формуле (40) минимальное сечение будет:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{27,6 \cdot 10^6}}{91} = 57,7 \text{ мм}^2.$$

Так как условие (39) выполняется для всех кабелей (см. табл. 3), следовательно, все кабели прошли проверку на термическую стойкость.

## 6.8 Механический расчёт однополосных жёстких шин

Шины динамически устойчивы, если выполняется условие (45). Для проверки этого условия необходимо по формулам (41), (42), (43) и (44) рассчитать параметры, по которым можно будет сделать вывод о том, устойчивы шины или нет. Ударный ток определён в п. 6.2.

Момент сопротивления для однополосных шин (от силового трансформатора до КРУ):

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,1 \cdot 10^2}{6} = 1,7 \text{ (см}^3\text{)}, \quad (48)$$

где  $b = 10$  мм (высота шины);

$h = 100$  мм (ширина шины).

Подставив (42) и (44) в (43) получается:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{27,9^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,5 \cdot 1,7} = 23,3 \text{ (МПа)},$$

где  $l$  принимаем 1,2 м;

$a$  принимаем 0,5 м.

Условие (45) выполняется, следовательно, шины динамически устойчивы:

$$\sigma_{расч} = 65,5 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 91 \text{ МПа}.$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



## 7 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На подстанциях 35-220 кВ и более для питания электроэнергией вспомогательных приборов, агрегатов и прочих потребителей собственных нужд (с. н.) используют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей постоянным током. Обесточенные устройств С. Н. может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных проблем в будущем при её восстановлении, вводе в работу.

Для расчёта мощности С.Н. первоначально нужно выбрать аккумуляторные батареи и рассчитать, потребляемую ими мощность.

### 7.1 Выбор аккумуляторных батарей

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

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:

$$n_0 = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{пз}}, \quad (49)$$

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

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

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

По формуле (49) определяется число основных элементов:

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

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_9^{max}=2,35$  В (для подстанций) к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{min}$ :

$$n_{min} = \frac{U_{ш}^{max}}{U_9^{max}} = \frac{230}{2,35} = 98. \quad (50)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_9^{min} = 1,75$  В, а на шинах батареи не ниже номинального ( $U_{ш}^{min} = 220$  В) к шинам подключается общее число элементов  $n$ :

$$n = \frac{U_{ш}^{min}}{U_9^{min}} = \frac{220}{1,75} = 126. \quad (51)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{min} = 126 - 98 = 28. \quad (52)$$

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 подстанций 110 кВ – 15 А. Временную нагрузку для подстанций 110 кВ можно принять – 65А [21]:

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} = 15 + 65 = 80 \text{ (А)}. \quad (53)$$

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

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} = 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ (А)}. \quad (54)$$

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Под полученные значения токов подходит аккумуляторная батарея типа Vb 2307 (2 - напряжение, В; 3 - тип положительных электродов 3 = 50Ач; 07 - число положительных электродов), параметры которой представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Параметры Vb 2307

Наименование типа	Разрядный ток, А		
	Часы		
	1	0,5	30"…0"
Vb 2307	203,0	311,5	910,0

Выбранный аккумулятор проверяется по следующему условию:

$$I_{\text{разр}}(30") \geq I_{\text{т.мах}} \quad (55)$$

Максимальный толчковый ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{т.мах}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}} = 84 + 2 \cdot (3 \cdot 2,3) = 97,8 \text{ (А)}, \quad (56)$$

где  $I_{\text{пр}}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

Условие (55) выполняется, следовательно, аккумулятор типа Vb2307 можно устанавливать на подстанции.

По кривым [22] зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину. По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} = \frac{97,8}{7} = 14 \text{ (А)}. \quad (57)$$

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

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_p \cdot n}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,80 \cdot 126}{220} \cdot 100\% = 103 \text{ (\%)}. \quad (58)$$

Найденное значение  $U_{шт}/U_{ном}$  сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения [22] с учетом потери напряжения в соединительных кабелях. Полученное значение  $U_{шт}/U_{ном}$  находится в допустимом диапазоне (электроприёмник: аппаратура управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты).

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств.

– Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п} = 0,025 \cdot 7 + 15 = 0,2 + 15 = 15,2 \text{ (А)}, \quad (59)$$

где  $k$  – число положительных электродов.

– Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 104 = 231,9 \text{ (В)}. \quad (60)$$

– Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = I_{пз} \cdot U_{пз} = 20,35 \cdot 231,9 = 3519,4 \text{ (Вт)} \approx 3,5 \text{ (кВт)}. \quad (61)$$

– Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{п} = 5 \cdot 7 + 15 = 35 + 15 = 50 \text{ (А)}. \quad (62)$$

– Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 126 = 346,5 \text{ (В)}. \quad (63)$$

– Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 346,5 \cdot 50 = 17325 \text{ (Вт)} \approx 17,3 \text{ (кВт)}. \quad (64)$$

## 7.2 Расчёт мощности собственных нужд

Для выбора оборудования, устанавливаемого в цепи С.Н. (трансформаторы, предохранители) необходимо рассчитать мощность, потребляемую собственными нуждами подстанции. Мощность С.Н. зависит от вспомогательного оборудования, установленного на подстанции:

$$P_{С.Н.} = P_{охл.т} + P_{о.п.} + P_3 + P_{ос.}, \quad (65)$$

где  $P_{охл.т}$  – мощность охлаждения силового трансформатора ТДН-25000/110 4,44 кВт;

$P_{о.п.}$  – отопитель помещения 5,5 кВт;

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$P_3$  – зарядное устройство (см. п. 7.1), кВт;

$P_{ос.}$  – освещение ОРУ 2 кВт.

$$P_{С.Н.} = 4,44 + 5,5 + 17,3 + 2,0 = 29,2 \text{ кВт.}$$

В дальнейшем для выбора оборудования необходимо знать полную мощность:

$$S_{С.Н.} = \frac{P_{С.Н.}}{\cos \varphi} = \frac{29,2}{0,8} = 36,6 \text{ (кВА)}. \quad (66)$$

### 7.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Так как на подстанции отсутствует резервный трансформатор собственных нужд, следовательно, при выводе одного из трансформаторов в ремонт, оставшийся трансформатор должен обеспечить мощностью всех потребителей собственных нужд. Также необходимо отметить тот факт, что трансформаторы собственных нужд не перегружают, т.е.  $k_{п} = 1$ .

Мощность С.Н. составляет  $S_{С.Н.} = 36,6$  кВА, следовательно, необходимо выбрать трансформатор ближайший больший от этой мощности. Так как на подстанции в сети собственных нужд отсутствуют двигатели, следовательно, нужно выбрать трансформатор 10/0,4.

Под вышеперечисленные требования подходит трансформатор ТСЛ–40/10, параметры которого представлены в таблице 34 [23]. Данный вид трансформатора может быть установлен в ячейке КРУ [15].

Таблица 34 – Параметры трансформатора ТСЛ-40/10

Тип	$S_{НОМ}$ , МВА	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		$u_k$ , %	$P_k$ , кВт
		ВН	НН		
ТСЛ–40/10	0,04	10	0,4	4,0	2,3

#### 7.4 Выбор предохранителя

В цепи собственных нужд вместо выключателя ставится предохранитель, который устанавливается на выкатном элементе КРУ.

Первоначально необходимо рассчитать номинальный ток С.Н.:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{С.Н.}} = \frac{S_{\text{С.Н.}} \approx S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ (А)}. \quad (67)$$

Также необходимо рассчитать ток в режиме, когда один из трансформаторов собственных нужд будет в плановом или аварийном ремонте.

$$I_{\text{ПОСЛ.АВ}}^{\text{С.Н.}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{С.Н.}} = 2 \cdot 2,3 = 4,6 \text{ (А)}. \quad (68)$$

Под, полученные выше, параметры подходит предохранитель ПКТ-101-10-5-12,5 [20]. Обоснование выбора предохранителя приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор плавкого предохранителя ПКТ-101-10-5-12,5

Параметры РУ 10 кВ	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	По условию длительного режима
$I_{\text{раб.маx}} = 4,6 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$	
$I_{\text{ПГО}} = 11,6 \text{ кА}$	$I_{\text{О.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	По коммутационной способности

#### 7.5 Выбор токоведущих частей

Необходимо выбрать токопровод, который будет соединять шины КРУ 10 кВ с трансформатором собственных нужд. Так как токи в цепи собственных нужд не большие ( $I_{\text{раб.маx}} = 4,6 \text{ А}$ ), следовательно, выбирается алюминиевый кабель с изоляцией из СПЭ. Выбор производится по допустимому току (т.к. расстояния небольшие), но нужно учесть тот факт, что ток короткого замыкания на стороне 10 кВ, в цепи собственных нужд, такой же, как и на шине 10 кВ. Следовательно, тепловой импульс, в цепи собственных нужд, будет такой же, как и на шинах 10

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

кВ. Поэтому, при выборе сечения кабеля, нужно учесть минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости, при коротком замыкании ( $S_{min}$ ).

С учётом вышеперечисленных требований выбирается алюминиевый кабель сечением 70 мм<sup>2</sup>.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

## 8 МОЛНИЕЗАЩИТА ГПП

Для защиты объектов на подстанции от прямого удара молнии (ПУМ) используются стержневые молниеотводы. Так же необходимо защищать подстанцию от набегающих волн перенапряжения (атмосферные или грозовые), возникающие вследствие удара молнии, на некотором расстоянии от подстанции, в ЛЭП, а также коммутационные перенапряжения, возникающие вследствие каких-либо изменений внутри электрической сети (включение и отключение выключателей, КЗ и т.д.). Для защиты от таких волн перенапряжения используют ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН).

### 8.1 Расстановка молниеотводов и расчёта их зон защиты

Стержневые МО устанавливаются на наиболее высокие объекты подстанции, такие как линейные порталы, шинные порталы и осветительные вышки. В зависимости от зоны защиты будет зависеть высота и количество МО.

Зоной защиты молниеотвода называется пространство вблизи молниеотвода, вероятность попадания молнии в которое не превышает заданной достаточно малой величины. При этом характеристикой надёжности защиты является вероятность непопадания молнии в объект  $P_3$ .

Перед построением зоны защиты МО необходимо рассчитать надёжность защиты, для этого нужно определить число ударов молнии в подстанцию в год:

$$N_{\text{уд}} = \frac{n_{\text{уд}} \cdot D_{\text{г}}}{100} \cdot S, \quad (69)$$

где  $n_{\text{уд}}$  – число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> при 100 грозовых часов (для России принимается 6,7);

$D_{\text{г}}$  – среднее число грозовых часов в году (для средней полосы России принимается 30 ч);

$S$  – площадь ОРУ с учётом зоны стягивания, км<sup>2</sup>.

Для определения  $S$  необходимо задаться максимальной высотой стержневого

					13.03.02.2018.127.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



МО, который будет устанавливаться на открытом распределительном устройстве (ОРУ). Так как на ОРУ будут устанавливаться осветительные вышки, следовательно, на них будут устанавливаться МО и, как правило, высота такого МО будет  $h_{МО} = 23$  м.

Зона стягивания:

$$h_{зс} = 3 \cdot h_{МО} = 3 \cdot 23 = 69 \text{ (м)}. \quad (70)$$

На рисунке 11 представлена площадь ОРУ с учётом зоны стягивания.

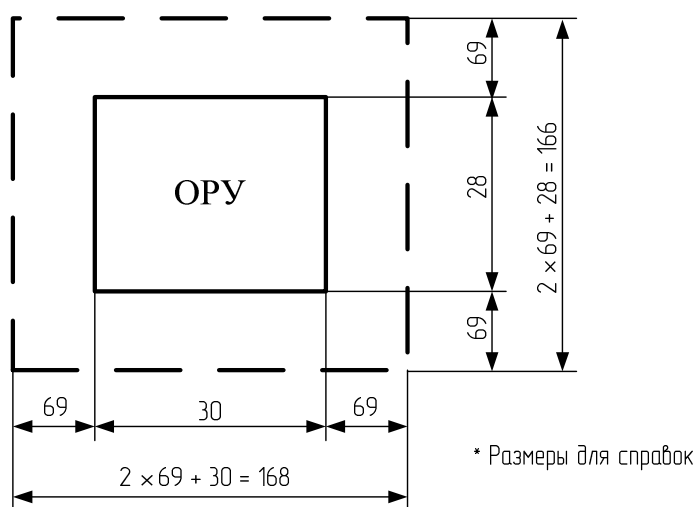


Рисунок 11 – Площадь ОРУ с учётом зоны стягивания (все размеры в м)

Далее по формуле (67) рассчитывается число ударов молнии в подстанцию в год:

$$N_{уд} = \frac{6,7 \cdot 30}{100} \cdot 168 \cdot 10^{-3} \cdot 166 \cdot 10^{-3} \approx 0,06 \text{ уд/год.}$$

Число ударов молнии в подстанцию в год составило 0,06, это значит, что за сто лет будет всего 6 ударов, т.е. 1 удар в 15 лет, следовательно, надёжность защиты, с которой будет рассчитываться зона защиты, составит  $P_3 = 0,9$ . Надёжность  $P_3 = 0,9$  для  $N_{уд} = 0,06$  показывает, что за 150 лет молния ударит в оборудование, защищаемое стержневым МО, один раз.

Зона защиты МО рассчитывается с помощью программы *FlashProt*. На рисунке 12 показана схема, составленная в программе, ОРУ подстанции.

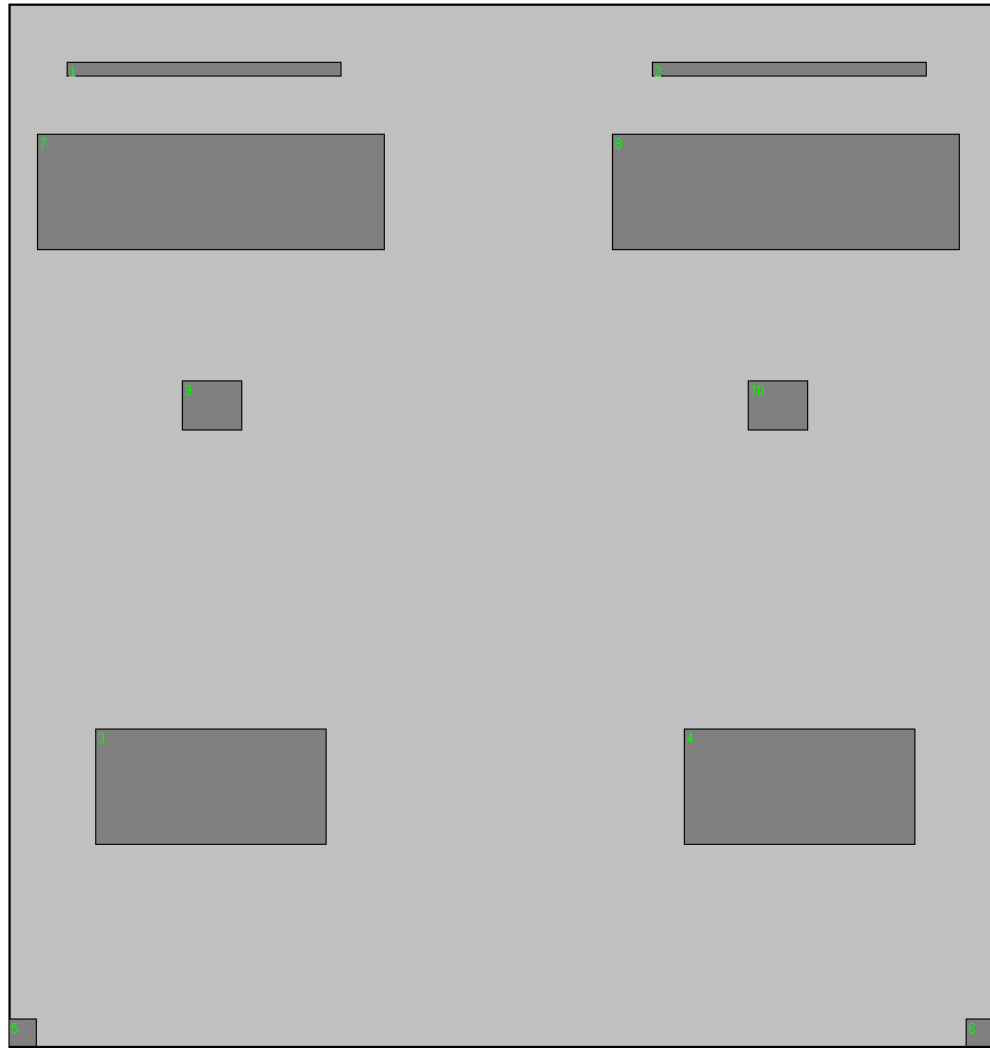


Рисунок 12 – Схема ОРУ, составленная в программе *FlashProt*:

1, 2 – линейные порталы; 3, 4 – силовые трансформаторы;  
5, 6 – осветительные вышки; 7, 8 – жёсткие шины; 9, 10 – силовые выключатели

Исходя из оборудования, которое установлено на ОРУ, следует, что стержневые МО будут установлены на линейных порталах и осветительных вышках. Первоначально принимается 4 стержневых МО, которые будут установлены: два МО на линейных порталах (по одному на каждом портале) высотой  $h_{\text{МО}} = 19$  м и два МО на осветительных вышках (по одному на каждой вышке) высотой 23 м. Для расставленных МО зона защиты показана на рисунке 13.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

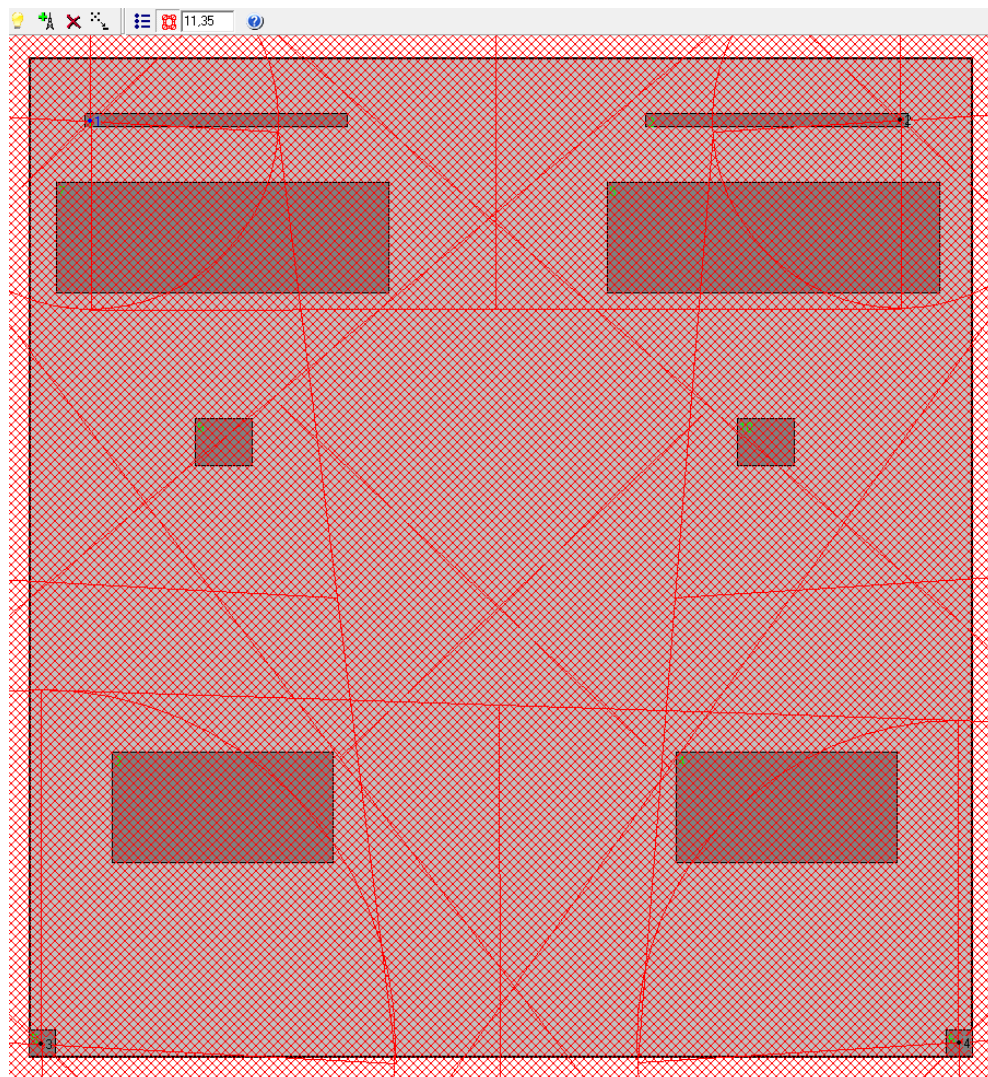


Рисунок 13 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте портала ( $h_{\text{порт}} = 11,35$  м)

Из рис. 13. видно, что на высоте портала всё ОРУ находится в зоне защиты МО, следовательно, и всё оборудование подстанции находится в зоне действия защиты МО.

Вместо одного высокого МО, установленного на одном из линейных порталов, можно установить два стержневых МО высотой меньше: устанавливается по два МО на линейных порталах высотой  $h_{\text{МО}} = 14,35$  м. Полученная при этом зона защиты показана на рисунке 14.

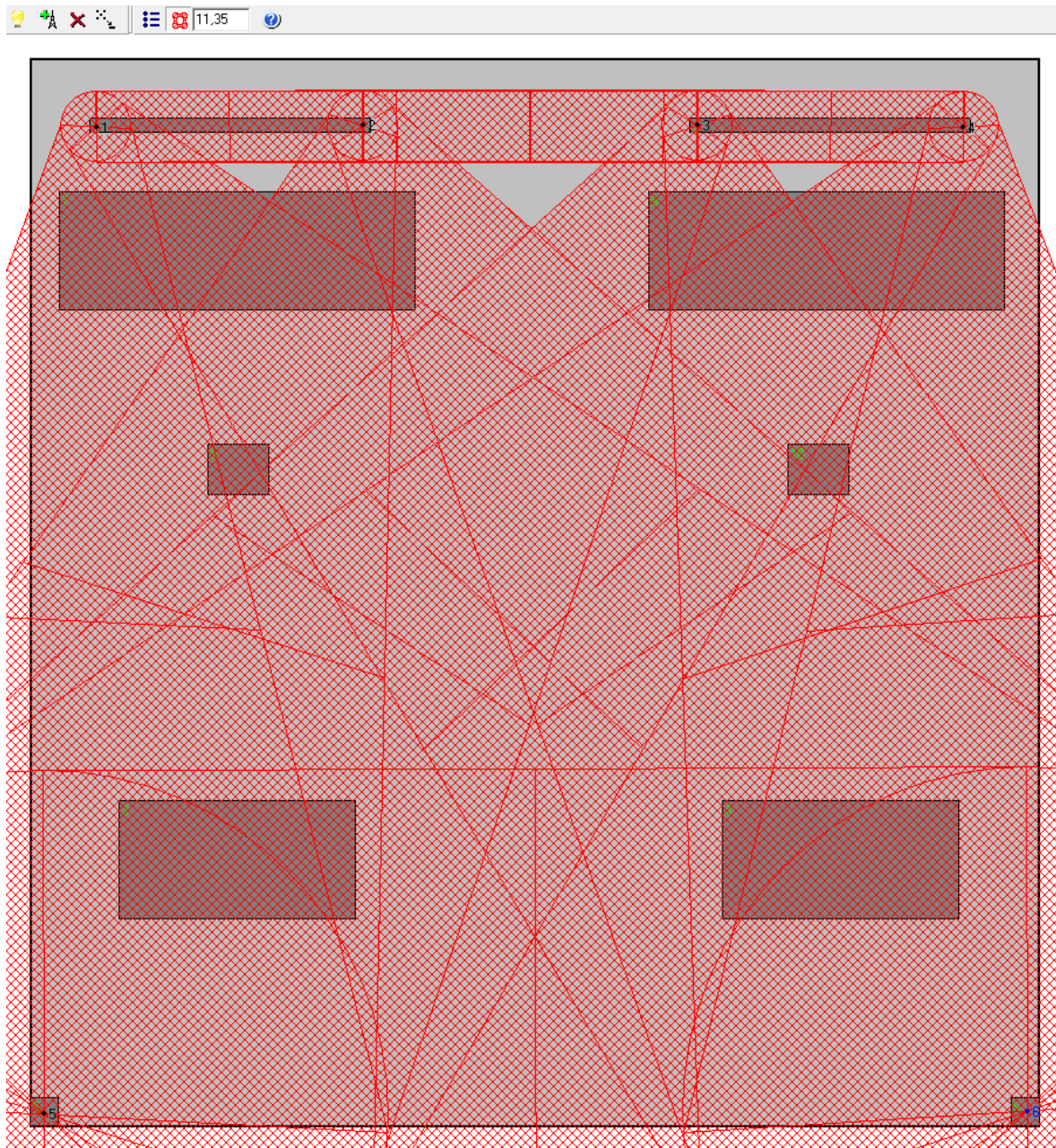


Рисунок 14 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте портала ( $h_{\text{порт}} = 11,35 \text{ м}$ )

По рис. 14. видно, что порталы попадают в зону защиты МО, но есть часть оборудования ОРУ (жесткие шины), которое не попадает в зону защиты, однако его высота меньше высоты порталов. Зона защиты, построенная на высоте оборудования, представлена на рисунке 15.



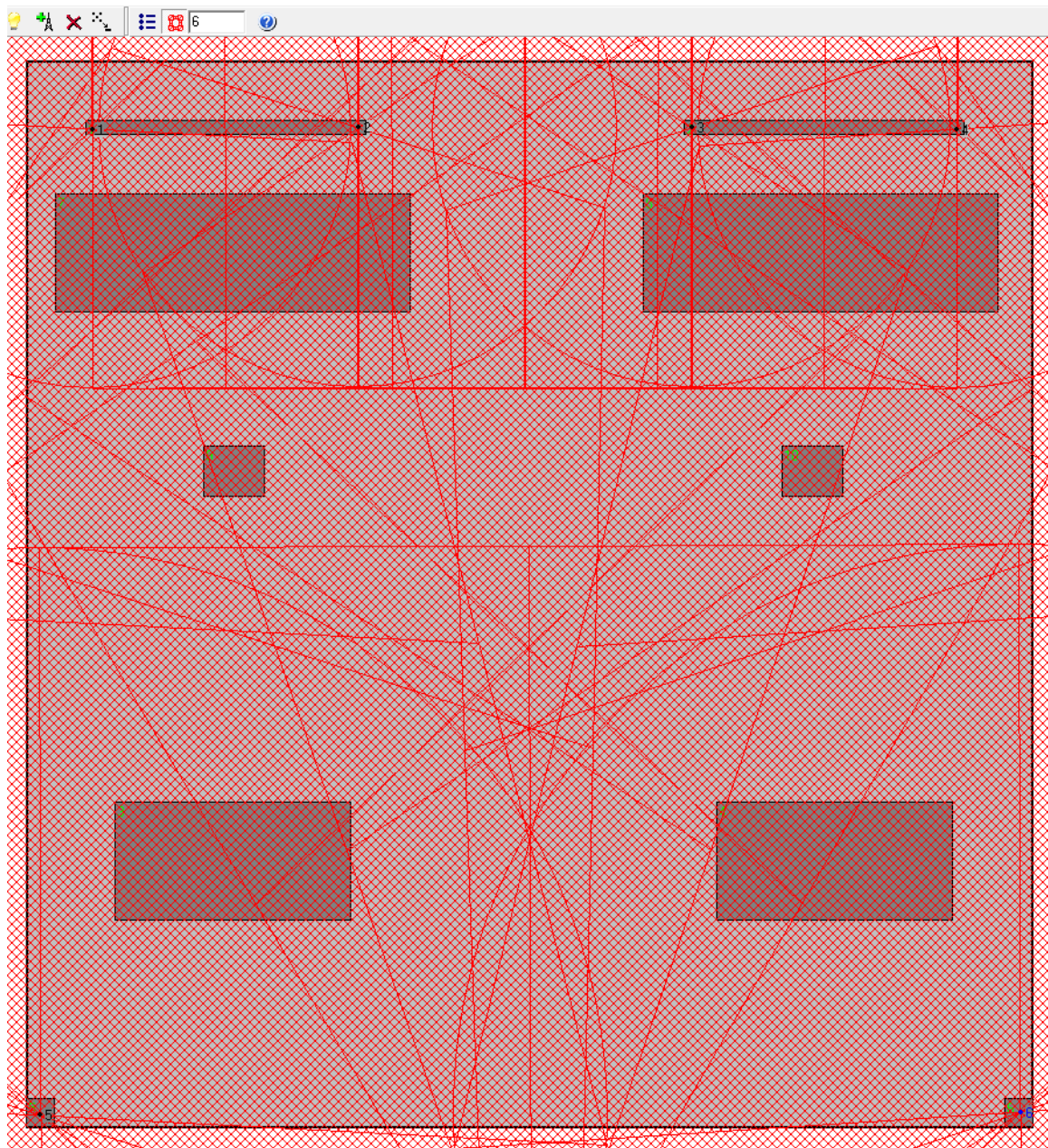


Рисунок 15 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте шин ( $h_{\text{шин}} = 6,3$  м)

По рис. 15. видно, что шины попадают в зону защиты МО, следовательно, и всё оборудование попадает в зону защиты МО, так как его высота меньше высоты шин.

В конечном итоге получается, что на ОРУ подстанции будет установлено 6 стержневых МО: четыре на линейных порталах (по краям) высотой 14,35 м и два на осветительных вышках (по одному на каждой вышке) высотой 23 м.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.127.00 ПЗ

Лист

77

## 8.2 Защита подстанции от набегающих волн перенапряжения

Для защиты подстанции от набегающих волн перенапряжения, возникающие вследствие ударов молнии или каких-либо изменений в сети, используют ОПН.

Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) – безыскровые аппараты, предназначенные для защиты, как от грозовых, так и от коммутационных перенапряжений. Их варисторы, разработанные на основе оксида цинка ( $ZnO$ ), обладают существенно большей нелинейностью, чем варисторы вентильных разрядников (РВ).

Основные характеристики ОПН за исключением особых случаев, допустимо определять упрощённо. Необходимо выбрать ОПН в РУ 110 кВ, а также в РУ 10 кВ.

### 1. РУ 110 кВ

На подстанции установлены трансформаторы 110 кВ с эффективно заземлённой нейтралью. Так как все трансформаторы в распределительном устройстве работают с разземлённой нейтралью стороны 110 кВ, то наибольшее рабочее напряжение ОПН 110 кВ, устанавливаемых в таком РУ, принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети –  $U_{нро} = 88$  кВ. Таким образом, первый параметр, который необходим для выбора ОПН, определён. Вторым параметром, по которому выбирается ОПН, является энергоёмкость и ток пропускной способности, которые представлены в таблице 36 [23].

Таблица 36 – Энергоёмкость и ток пропускной ОПН

Класс напряжения, кВ	110
$W_{уд}$ , кДж/кВ	1,5–25
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500

Под вышеперечисленные параметры подходит ОПН-П1-110/88/10/2, параметры которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Параметры ОПН

Наименование параметра		ОПН-П1-110/88/10/2
Класс напряжения сети, кВ		110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ( $U_{нрО}$ ), кВ <small>действ.</small>		88
Номинальное напряжение ( $U_n$ ), кВ <small>действ.</small>		110
Номинальный разрядный ток, кА		10
Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ <small>действ.</small>	-1200 с (20 мин)	112/108
	-10 с	129/119
	-1 с	136/128
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 500 А	217
	с амплитудой 5000 А	260
	с амплитудой 10000 А	280
	с амплитудой 20000 А	304
Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 250 А	214
	амплитудой 500 А	216
	с амплитудой 1000 А с	225
Токовая пропускная способность, количество воздействий:	- при импульсе тока большой длительности 2000 мкс, амплитудой 550 А	20
	- при грозовом импульсе тока 8/20 мкс амплитудой 10 кА	20
	- при импульсе большого тока 4/10 мкс амплитудой 100 кА	2
Удельная энергоёмкость одного импульса тока (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ $U_{нрО}$		4,8

Примечание:

\* В числителе – допустимое напряжение без предварительного токового воздействия, в знаменателе – допустимое напряжение с предварительным воздействием двумя прямоугольными импульсами тока длительностью 2000 мкс амплитудой 550 А. Промежуточные значения определяются экстраполяцией

Выбранный ОПН обладает наибольшим рабочим напряжением  $U_{нрО}$  и энергоёмкостью  $W_{уд}$ , которые практически однозначно определяют все прочие

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН не обязательно [23].

На подстанции установлены трансформаторы с эффективно заземлённой нейтралью, следовательно, нужно выбрать ОПН, который будет защищать изоляцию нейтрали. Основные характеристики ОПН, по которым будет выбран тип ОПН, представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные характеристики для выбора ОПН

Параметры ОПН для защиты изоляции нейтрали	Сеть 110 кВ
Наибольшее рабочее напряжение ОПН, не менее (кВ)	52
Энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс <sup>1</sup> , кДж/кВ	2,5-3,0
Амплитуда тока пропускной способности 2000 мкс, А	500-600
Характеристика "напряжение-время". Допустимая кратность повышения напряжения 50 Гц при времени его воздействия 10 с, не менее <sup>2</sup> , о.е.	1,25
Остающееся напряжение в режиме ограничения грозových перенапряжений, не более <sup>3</sup> , кВ	190
Остающееся напряжение в режиме ограничения коммутационных перенапряжений, не более <sup>4</sup> , кВ	-
Номинальный разрядный ток на импульсе 8/20 мкс, кА	10
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	65-100

Примечание:

1. Энергоемкость указана по отношению к наибольшему рабочему напряжению ОПН;
2. Кратность указана по отношению к наибольшему рабочему напряжению ОПН;
3. Значение указано при импульсе тока 8/20 мкс амплитудой 10 кА;
4. Этот параметр не критичен.



Под вышеперечисленные параметры подходит ОПНН-П1-110/56/10/2, параметры которого представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Параметры ОПН

Наименование параметра		ОПНН-П1-110/56/10/2
Класс напряжения сети, кВ		110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ( $U_{нрo}$ ), кВ <small>действ.</small>		56
Номинальное напряжение ( $U_n$ ), кВ <small>действ.</small>		70
Номинальный разрядный ток, кА		10
Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ <small>действ.</small>	-1200 с (20 мин)	70/67
	-10 с	82/75
	-1 с	85/81
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 500 А	139
	с амплитудой 5000 А	166
	с амплитудой 10000 А	178
	с амплитудой 20000 А	193
	с амплитудой 40000 А	-
Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 250 А	-
	с амплитудой 500 А	137
	с амплитудой 1000 А	138
	с амплитудой 2000 А	145
Токовая пропускная способность, количество воздействий:	- при импульсе тока большой длительности 2000 мкс, амплитудой 550 А	20
	- при грозовом импульсе тока 8/20 мкс амплитудой 10 кА	20
	- при импульсе большого тока 4/10 мкс амплитудой 100 кА	2
Удельная энергоёмкость одного импульса тока (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ $U_{нрo}$		2,8

Параметры табл. 38. удовлетворяют параметры табл. 37., которые определены экспериментальным путём, следовательно, выбранный тип ОПН подходит.

## 2. РУ 10 кВ

В сетях 6-35 кВ, не содержащих вращающихся машин, существуют сравнительно большие запасы прочности изоляции оборудования. Поэтому в таких сетях выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН можно осуществлять, исходя из необходимости максимально повысить надежность его работы при дуговых перенапряжениях, которые могут существовать до 2-6 часов.

Параметр, по которому выбирается ОПН, представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор ОПН

Класс напряжения, кВ	10
$U_{нро}$ , кВ	12,0-12,6

Под данный параметр подходит ОПН-П1-10/12,0/10/2, параметры которого представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Параметры ОПН

Наименование параметра		ОПН-П1-10/12,0/10/2
Класс напряжения сети, кВ		10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ( $U_{нро}$ ), кВ <small>действ.</small>		12,0
Номинальное напряжение ( $U_n$ ), кВ <small>действ.</small>		15,0
Номинальный разрядный ток, кА		10
Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ <small>действ.</small>	14400 с (4 ч)	13,8/12,8
	-1200 с (20 мин)	15,0/14,4
	-10 с	17,2/16,4
	-1 с	18,2/17,4
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 500 А	29,8
	с амплитудой 5000 А	36,0
	с амплитудой 10000 А	38,0
	с амплитудой 20000 А	42,0
Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс, кВ, не более:	с амплитудой 250 А	29,0
	с амплитудой 500 А	29,3
	с амплитудой 1000 А	30,75

Окончание таблицы 41

Токовая пропускная способность, количество воздействий:	- при импульсе тока большой длительности 2000 мкс, амплитудой 300 А	20
	- при грозовом импульсе тока 8/20 мкс амплитудой 5 кА	20
	- при импульсе большого тока 4/10 мкс амплитудой 65 кА	2
Удельная энергоёмкость одного импульса тока (2000 мкс, 550 А), кДж/кВ $U_{НРО}$		2,8

## 9 НАЗНАЧЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ГПП

Релейная защита (РЗ) – комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых участков этой электроэнергетической системы (ЭЭС) в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. РЗ осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

Для назначения релейной защиты ГПП необходимо подстанцию разделить на участки:

1. Воздушная линия 110 кВ;
2. Силовой трансформатор;
3. Секционный выключатель
4. Шины КРУ 10 кВ;
5. Отходящие линии от шин 10 кВ;
6. Собственные нужды.

### 9.1 Воздушная линия 110 кВ

На тупиковых и отпаечных подстанциях на ЛЭП 110 кВ защита не предусматривается, так как защита линии ставится со стороны источника питания – ОРУ ТрГРЭС [3, с. 270].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## 9.2 Силовой трансформатор (ТДН-25000/110/10)

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [3, с. 257]:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

1. Газовая защита (ГЗТ) от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена: для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более [3, с. 257].

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Данный вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Газовая защита реагирует на такие повреждения, как междувитковое замыкание в обмотках трансформатора, на которые дифференциальная и максимально-токовая защита не реагирует, так как в подобных случаях величина тока замыкания оказывается недостаточной для срабатывания защиты.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>85</i>

2. Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена: продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более [3, с. 258].

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например, в начале и в конце обмоток силового трансформатора. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

3. На трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должны быть предусмотрены следующие защиты с действием на отключение на понижающих трансформаторах – максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него [3, с. 259].

### 9.3 Секционный выключатель

На шиносоединительном (секционном) выключателе 3–35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ [3, с. 273].

1. При совместном использовании токовой отсечки и максимальной токовой обеспечивается надежная защита линии на всем ее протяжении. Сочетание токовой отсечки и максимальной токовой защиты носит название ступенчатой токовой защиты. В двухступенчатой защите в качестве первой ступени используется отсечка, а второй ступенью является максимальная токовая защита. Из выше перечисленного следует, что от многофазных коротких замыканий для 110 кВ используется двухступенчатая токовая защиты (ТО и МТЗ).

Токовая отсечка (ТО) – мгновенно действующая токовая защита, селективность действия которой по отношению к защитах смежных участков достигается выбором тока срабатывания большим максимального тока внешнего короткого замыкания.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>86</i>

Максимальная токовая защита (МТЗ) – это защита, которая срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки).

#### 9.4 Шины КРУ 10 кВ

Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6–10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателе [3, с. 272].

#### 9.5 Кабельная линия 10 кВ

Для линий в сетях 3–10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [3, с. 266].

1. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая — в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени [3, с. 266].

2. Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю [3, с. 267].

Такой защитой выступает максимальная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП). В нормальном режиме работы система токов является симметричной, то же самое касается межфазных коротких замыканий. В

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

данном случае ток НП равен нулю. В случае возникновения однофазного замыкания на землю система становится несимметричной, следовательно, возникает ток НП. В данном случае ток одной из фаз нулевой последовательности равен трети суммы векторов несимметричной системы, соответственно сумма векторов несимметричной системы – это тройной ток НП.

## 9.6 Собственные нужды

С целью удешевления электроустановок вместо автоматических выключателей и релейной защиты следует применять предохранители или открытые плавкие вставки, если они: могут быть выбраны с требуемыми параметрами (номинальное напряжение и ток, номинальный ток отключения и др.) [3, с. 249].

Защиты всех участков ГПП и ссылки на нормативные документы представлены в таблице 42.

Таблица 42 – РЗ ГПП

Защищаемый объект	Тип защиты		№ пункта ПУЭ
Воздушная линия 110 кВ	Не предусматривается		3.2.115.
Силовой трансформатор (ТДН-25000/110/10)	ГЗТ		3.2.53.
	ДЗТ		3.2.54.
	МТЗ		3.2.59.
Секционный выключатель	Двухступенчатая токовая защита	ТО	3.2.129.
		МТЗ	
Шины КРУ 10 кВ	–		3.2.126.
Кабельная линия 10 кВ	Двухступенчатая токовая защита	ТО	3.2.93.
		МТЗ	
	ТЗНП		3.2.97.
Собственные нужды	Предохранитель		3.2.3.



## 10 СПЕЦВОПРОС

Спецвопрос заключался в исследовании распределения напряжения по гирлянде изоляторов.

Переменное и импульсное напряжения распределяется по изоляторам гирлянды неравномерно. С увеличением числа изоляторов в гирлянде неравномерность возрастает. Если не принять специальных мер, то на линиях высокого напряжения (220 кВ и более) часть изоляторов в гирляндах может оказаться под таким напряжением, что на этих изоляторах уже при рабочем напряжении и нормальных атмосферных условиях возникнет корона. Она является источником радиопомех и причиной коррозии арматуры, вызывает дополнительные потери энергии, а также могут повредиться изоляторы. Поэтому требуется контролировать распределение напряжения на изоляторах гирлянды и принимать меры к его выравниванию.

В первую очередь измерение падения напряжения на изоляторах гирлянды необходимо для проверки их целостности – определить визуально внутреннее повреждение тарельчатого подвесного фарфорового изолятора невозможно.

Для измерения напряжения на изоляторах гирлянды применяется специальная измерительная штанга (рис. 16). Она состоит из изолирующей части, рассчитанной на соответствующее рабочее напряжение и измерительных устройств и приспособлений. Измерение напряжения производится путем изменения расстояния между электродами искрового промежутка 1. Его электродами служат экранированный игольчатый электрод 2 и плоский электрод 3. Такая форма электродов обеспечивает наибольшую стабильность в показаниях, особенно в наиболее важном для измерения диапазоне напряжений от нуля до 15 кВ [25].

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>89</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

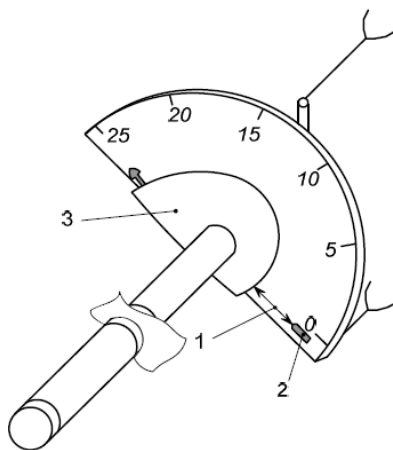


Рисунок 16 – Измерительная штанга для измерения напряжения на изоляторах и контроля их состояния

Для получения достоверных результатов, измеренных штангой, необходимо произвести её поверку.

#### 10.1 Поверка и калибровка измерительной штанги

Для исследования распределения напряжения по гирлянде необходимо произвести поверку и калибровку измерительной штанги для получения достоверных результатов. Для проведения поверки и калибровки необходимо собрать схему, представленную на рисунке 17.

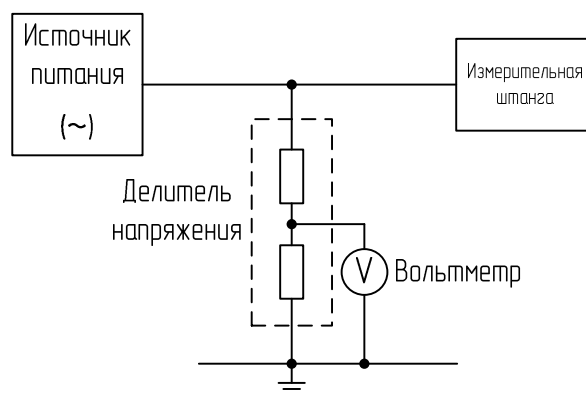


Рисунок 17 – Принципиальная схема для проведения поверки и калибровки измерительной штанги

Результаты поверки измерительных штанг №206 и №166 представлены в таблицах 43 и 44 соответственно.

Таблица 43 – Результаты поверки измерительной штанги №166

Показания вольтметра, кВ	6,85	10,40	14,95	20,00
Показания измерительной штанги, кВ	8,00	14,00	20,00	25,00
	8,00	14,00	20,30	25,00
	8,00	14,00	20,00	25,00
Среднее значение, кВ	8,00	14,00	20,10	25,00
Относительная погрешность, %	16,79	34,62	34,45	25,00

Таблица 44 – Результаты поверки измерительной штанги №206

Показания вольтметра, кВ	6,80	9,91	15,00	19,90
Показания измерительной штанги, кВ	8,00	10,30	13,00	19,00
	9,00	11,00	13,50	18,00
	8,50	10,5	13,50	18,00
Среднее значение, кВ	8,50	10,60	13,33	18,33
Относительная погрешность, %	25,00	6,96	11,13	7,89

Далее были произведены попытки калибровки для уменьшения относительной погрешности путём вкручивания и выкручивания игольчатого электрода. Данная калибровка не принесла положительного результата. Для уменьшения относительной погрешности пришлось модернизировать измерительную штангу (рис. 18). Данная модернизация позволяет избавиться от скользящего разряда, возникающего на поверхности коаксиального конденсатора, что уменьшает погрешность измерений.



Рисунок 18 – Модернизация измерительной штанги

Результаты поверки модернизированной измерительной штанги представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Результаты поверки модернизированной измерительной штанги №206

Показания вольтметра, кВ	6,93	10,83	15,15	20,10	25,10
Показания измерительной штанги, кВ	6,50	10,80	15,50	20,00	23,50
	6,50	10,80	16,50	21,00	24,00
	6,50	10,80	16,50	19,50	23,50
Среднее значение, кВ	6,50	10,80	16,17	20,17	23,67
Относительная погрешность, %	6,20	0,28	6,73	0,35	5,70

Проведённая модернизация измерительной штанги положительно сказалась на её работе. Рекомендуется герметизировать торцы накладного электрода конденсатора измерительной головки штанги.

## 10.2 Определение параметров схемы замещения изоляторов гирлянды

Распределение напряжения по изоляторам гирлянды (рис. 19а) можно определить с помощью её схемы замещения (рис. 19б) [26]. На этой схеме:  $C_0$  – собственные емкости изоляторов;  $C_1$  – емкости металлических элементов изоляторов относительно заземленных частей сооружения (опоры, заземленных тросов и т. д.);  $C_2$  – емкости этих же элементов относительно установки, находящихся под напряжением (проводов, арматуры), так как в установке нет проводов или арматуры находящихся под напряжением, следовательно принимаем  $C_2=0$ ;  $R_0$  – сопротивление утечки по поверхности изоляторов.

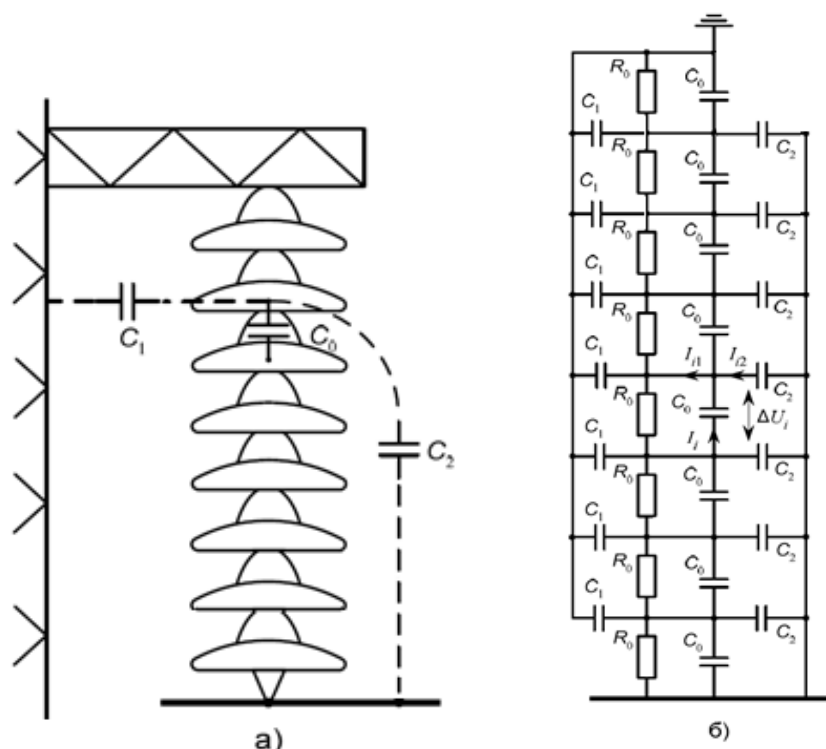


Рисунок 19 – Гирлянда изоляторов (а) и её схема замещения (б)

Для определения параметров схемы замещения необходимо собрать схему, представленную на рисунке 20.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.127.00 ПЗ

Лист

93

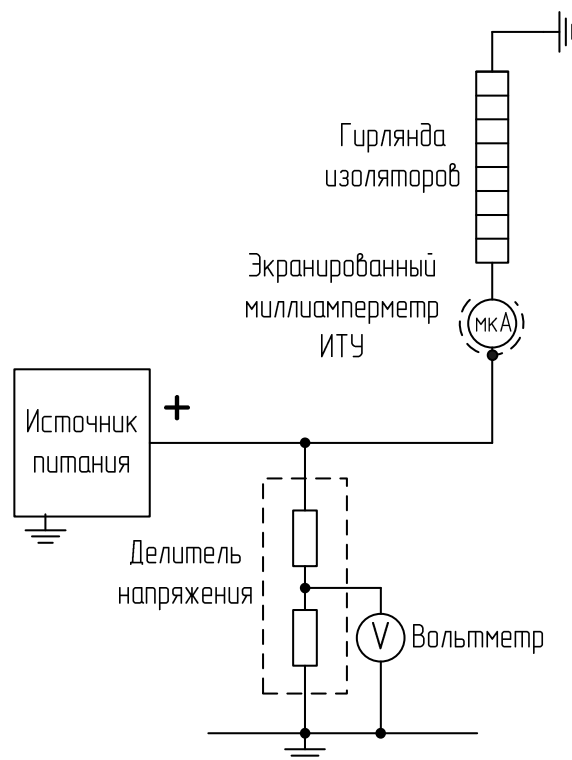


Рисунок 20 – Принципиальная электрическая схема для измерения тока утечки

Собственную емкость изоляторов  $C_0$  измерим с помощью прибора *Sinometer VC96A* на отдельно взятом изоляторе вне гирлянды и на изоляторе №1. Сопротивление утечки  $R_0$  определим методом «амперметра–вольтметра». Наибольшую сложность составляет определение емкости  $C_1$ , так как её нельзя измерить непосредственно, без влияния других емкостей. Эту емкость определим расчетным способом. Для этого измерим емкость каждого изолятора относительно земли.

Результаты измерений представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Ёмкости  $C_0$  и  $C_1'$

Номер изолятора	1	2	3	4	5	6	7	8
Ёмкость $C_0$ , пФ	49							
Ёмкость $C_1'$ , пФ	15	17	17	18	21	23	31	51

Для расчёта сопротивления утечки воспользуемся формулой (1):

$$R_0 = \frac{U}{I} = \frac{25,7}{1} = 25,7 \times 10^9 \text{ (Ом)}, \quad (71)$$

где  $U$  – напряжение на гирлянде, кВ;

$I$  – ток утечки, мкА.

### 10.3 Определение распределения напряжения по элементам гирлянды изоляторов

Необходимо исследовать распределение напряжения по гирлянде тарельчатых изоляторов в зависимости от условий работы.

В лаборатории установлена восьмиэлементная гирлянда подвесных изоляторов ГИ, напряжение на которую подается от высоковольтного измерительного трансформатора напряжения  $TV$  типа НКФ-110 (рис. 21). Напряжение на гирлянде можно изменять от нуля до  $110/\sqrt{3}$  кВ.

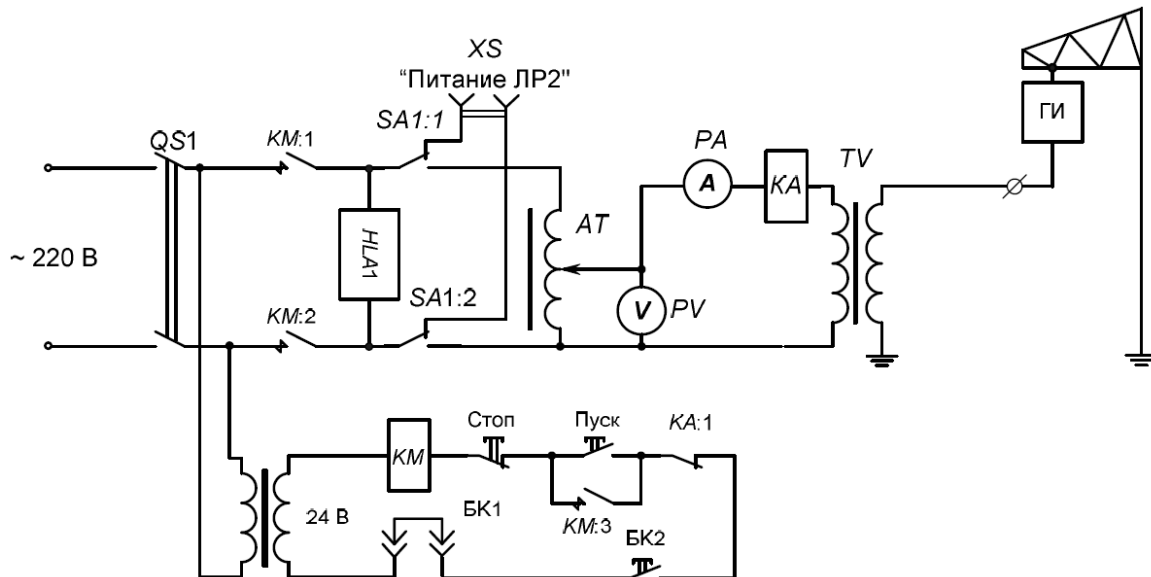


Рисунок 21 – Принципиальная электрическая схема установки

Регулирование напряжения производится лабораторным автотрансформатором  $AT$ , во вторичную цепь которого последовательно включается обмотка реле тока  $KA$  и низковольтная обмотка трансформатора

напряжения. Напряжение, подводимое к  $TU$ , измеряется вольтметром  $PV$ , установленным на пульте управления. Так как в одной ячейке размещены две лабораторные работы, то питание на одну из установок выбирается переключателем  $SA1$ . Наличие напряжения питания установки отображается световым табло  $HLA1$  с надписью «ВКЛЮЧЕНО».

При исследовании распределения напряжения по гирлянде тарельчатых изоляторов были исследованы следующие условия работы:

- без экрана;
- с экраном;
- коронирующий экран.

Результаты измерений представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Распределение напряжения по гирлянде изоляторов

№ Изолятора		1	2	3	4	5	6	7	8
Напряжение на изоляторе, кВ	Без экрана	20,00	15,00	10,00	7,00	5,00	4,00	3,00	3,00
		20,00	16,00	10,00	7,00	6,00	4,00	4,00	3,00
		20,00	15,50	10,00	7,00	6,00	5,00	3,00	3,00
	Среднее значение	20,00	15,50	10,00	7,00	5,67	4,33	3,33	3,00
	С экраном	15,00	13,00	10,00	7,00	5,00	4,00	3,00	3,00
		16,00	13,00	10,00	7,00	6,00	4,00	4,00	3,00
		15,00	13,00	10,00	8,00	6,00	5,00	4,00	3,00
	Среднее значение	15,33	13,00	10,00	7,33	5,67	4,33	3,67	3,00

По данным таблицы 47 рассчитаем падение напряжения на изоляторе гирлянды в процентном соотношении и отклонение напряжения от среднего:

$$\Delta U_{1,\%} = \frac{\Delta U_{1,N}}{\Delta U_{1,\Sigma}}, \quad (72)$$

где  $\Delta U_{1,N}$  – падение напряжения на  $N$ -ом изоляторе, кВ;

$\Delta U_{1,\Sigma}$  – сумма падений напряжений на всех изоляторах гирлянды, кВ.

$$\delta U_{1,\%} = \left| \frac{\Delta U_{1,N} - \Delta U_{1,ср}}{\Delta U_{1,ср}} \right|, \quad (73)$$



где  $\Delta U_{1,ср}$  – среднее значение падений напряжений на изоляторах, кВ;

Полученные результаты представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Падение напряжения на изоляторе гирлянды в процентном соотношении и отклонение напряжения от среднего

№ Изолятора		1	2	3	4	5	6	7	8
Без экрана	$\Delta U, \%$	29,1	22,5	14,5	10,2	8,2	6,3	4,8	4,4
	$\delta U, \%$	132	80	16	19	34	50	61	65
С экраном	$\Delta U, \%$	24,6	20,9	16,0	11,8	9,1	7,0	5,9	4,8
	$\delta U, \%$	96,8	66,8	28,3	5,9	27,3	44,4	52,9	61,5

По данным таблицы 48 построена зависимость напряжения на изоляторах в процентном соотношении от номера изолятора (рис 22.).

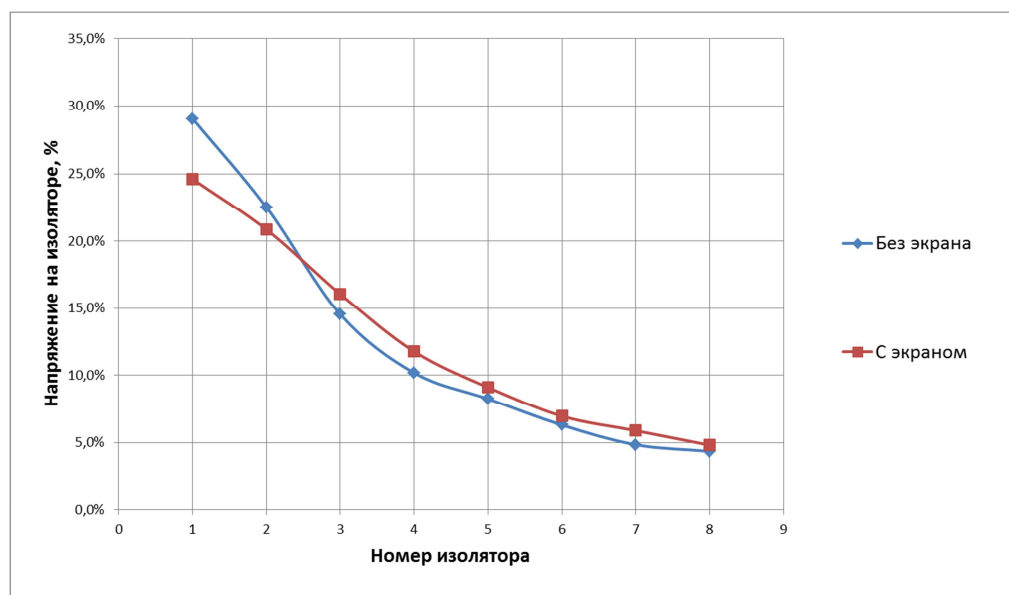


Рисунок 22 – Зависимость напряжения на изоляторах от номера изолятора

По данным таблицы 48 построена зависимость отклонения напряжения от номера изолятора (рис. 23).

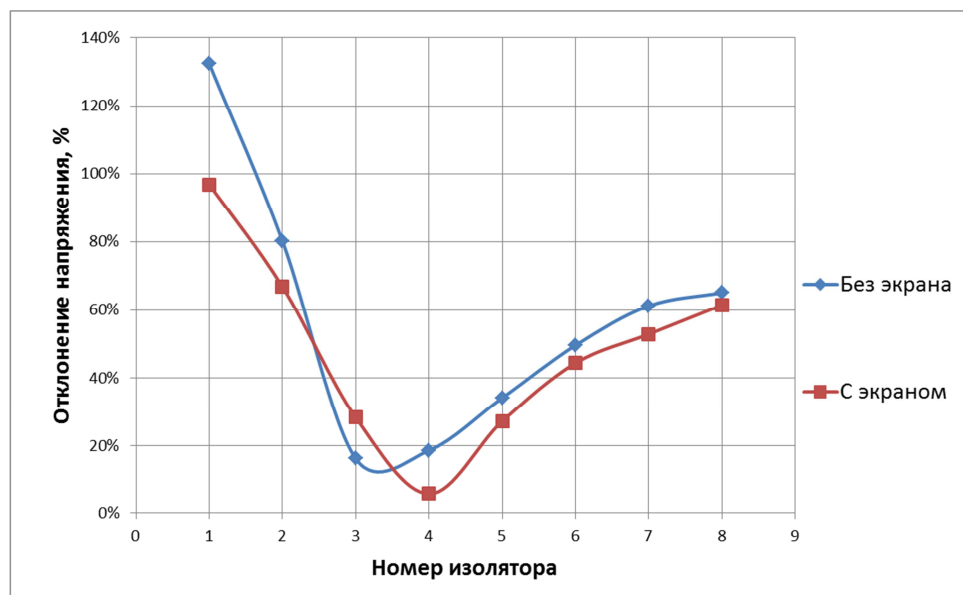


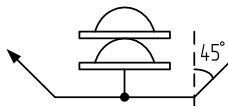
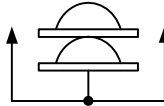
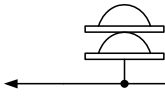
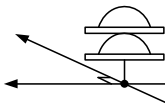
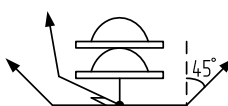
Рисунок 23 – Зависимость отклонения напряжения на изоляторах от номера изолятора

По полученным диаграммам (рис. 22 и рис. 23) видно, что падение напряжения максимально на изоляторах близких к токоведущей части, т.е. первый и второй изоляторы. Использование экрана приводит к наиболее плавному распределению напряжения по изоляторам.

Далее определим распределение напряжения по гирлянде изоляторов с использованием экрана, на котором специально создается коронный разряд. Коронный разряд обусловлен пробоем воздуха и сопровождается протеканием тока. Вокруг коронирующего электрода создается облако ионизированного газа, который будет обладать электропроводностью и создавать емкость для частей гирлянды изоляторов. Таким образом, за счет горения коронного разряда эффективные размеры экрана существенно увеличиваются, что приводит к изменениям в распределении напряжения по гирлянде.

Результаты измерений, при использовании коронирующего экрана, представлены в таблице 49.

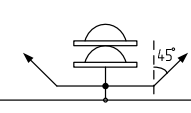
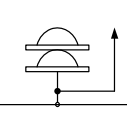
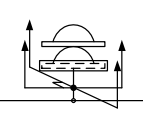
Таблица 49 – Падение напряжения на изоляторе гирлянды в процентном соотношении и отклонение напряжения от среднего, при использовании коронирующего экрана

Схематическое изображение коронирующего экрана	Номер изолятора	1	2	3	4	5	6	7	8
	Напряжение на изоляторе, кВ	18,0	14,0	10,0	8,0	7,0	5,0	5,0	5,0
		18,0	14,0	10,0	8,0	7,0	5,0	5,0	5,0
		18,0	15,0	11,0	8,0	7,0	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	18,0	14,3	10,3	8,0	7,0	5,0	5,0	5,0
	$\Delta U, \%$	24,8	19,7	14,2	11,0	9,6	6,9	6,9	6,9
	$\delta U, \%$	98,2	57,8	13,8	11,9	22,9	45,0	45,0	45,0
	Напряжение на изоляторе, кВ	17,0	13,0	11,0	9,0	7,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	13,0	11,0	9,0	7,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	13,0	10,0	9,0	7,0	5,0	4,0	5,0
	Среднее значение, кВ	17,0	13,0	10,7	9,0	7,0	5,0	4,0	4,3
	$\Delta U, \%$	24,3	18,6	15,2	12,9	10,0	7,1	5,7	6,2
	$\delta U, \%$	94,3	48,6	21,9	2,9	20,0	42,9	54,3	50,5
	Напряжение на изоляторе, кВ	18,0	13,0	10,0	7,0	5,0	5,0	4,0	3,0
		18,0	13,0	10,0	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0
		18,0	13,0	10,0	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0
	Среднее значение, кВ	18,0	13,0	10,0	7,0	5,7	5,0	4,0	3,0
	$\Delta U, \%$	27,4	19,8	15,2	10,7	8,6	7,6	6,1	4,6
	$\delta U, \%$	119,3	58,4	21,8	14,7	31,0	39,1	51,3	63,5
	Напряжение на изоляторе, кВ	17,5	12,5	9,5	8,0	5,0	5,0	5,0	4,0
		17,0	12,0	10,0	7,5	6,0	5,0	5,0	4,5
		17,5	12,0	10,0	8,0	6,0	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	17,3	12,2	9,8	7,8	5,7	5,0	5,0	4,5
	$\Delta U, \%$	25,7	18,1	14,6	11,6	8,4	7,4	7,4	6,7
	$\delta U, \%$	105,9	44,6	16,8	6,9	32,7	40,6	40,6	46,5
	Напряжение на изоляторе, кВ	16,5	13,0	9,0	7,5	6,0	5,0	5,0	5,0
		16,0	13,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,0
		16,0	12,0	9,0	7,5	6,0	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	16,2	12,7	9,0	7,7	6,0	5,0	5,0	4,7
	$\Delta U, \%$	24,4	19,1	13,6	11,6	9,1	7,6	7,6	7,1
	$\delta U, \%$	95,5	53,1	8,8	7,3	27,5	39,5	39,5	43,6

Продолжение таблицы 49

Схематическое изображение коронирующего экрана	Номер изолятора	1	2	3	4	5	6	7	8
	Напряжение на изоляторе, кВ	16,0	12,0	10,0	10,0	7,0	5,0	5,0	5,0
		16,0	12,0	10,0	9,0	7,0	6,0	5,0	5,0
		16,0	12,0	10,0	9,0	7,0	6,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	16,0	12,0	10,0	9,3	7,0	5,7	5,0	5,0
	$\Delta U, \%$	22,9	17,1	14,3	13,3	10,0	8,1	7,1	7,1
$\delta U, \%$	82,9	37,1	14,3	6,7	20,0	35,2	42,9	42,9	
	Напряжение на изоляторе, кВ	14,0	12,0	10,0	9,0	7,0	6,0	5,0	5,0
		14,0	12,0	10,0	9,0	7,5	6,0	5,0	5,0
		14,0	12,0	10,0	9,0	7,0	6,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	14,0	12,0	10,0	9,0	7,2	6,0	5,0	5,0
	$\Delta U, \%$	20,5	17,6	14,7	13,2	10,5	8,8	7,3	7,3
$\delta U, \%$	64,3	40,8	17,4	5,6	15,9	29,6	41,3	41,3	
	Напряжение на изоляторе, кВ	13,0	10,0	10,0	8,0	7,0	5,0	5,0	5,0
		13,0	10,0	10,0	9,0	7,0	5,0	5,0	5,0
		13,0	10,0	10,0	9,0	7,5	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	13,0	10,0	10,0	8,7	7,2	5,0	5,0	5,0
$\Delta U, \%$	20,4	15,7	15,7	13,6	11,2	7,8	7,8	7,8	
$\delta U, \%$	62,9	25,3	25,3	8,6	10,2	37,3	37,3	37,3	
	Напряжение на изоляторе, кВ	15,0	11,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,5
		15,0	11,0	9,0	7,5	6,0	5,0	5,0	5,0
		15,0	11,0	9,0	7,0	6,0	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	15,0	11,0	9,0	7,5	6,0	5,0	5,0	4,8
$\Delta U, \%$	23,7	17,4	14,2	11,8	9,5	7,9	7,9	7,6	
$\delta U, \%$	89,5	38,9	13,7	5,3	24,2	36,8	36,8	38,9	
	Напряжение на изоляторе, кВ	16,0	12,0	10,0	8,0	6,0	5,0	5,0	5,0
		16,0	12,0	10,0	8,0	6,0	5,0	5,0	5,0
		16,0	12,0	10,0	8,0	6,0	5,0	5,0	5,0
	Среднее значение, кВ	16,0	12,0	10,0	8,0	6,0	5,0	5,0	5,0
$\Delta U, \%$	23,9	17,9	14,9	11,9	9,0	7,5	7,5	7,5	
$\delta U, \%$	91,0	43,3	19,4	4,5	28,4	40,3	40,3	40,3	
	Напряжение на изоляторе, кВ	17,0	12,0	9,0	8,0	6,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	12,0	9,0	8,0	6,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	12,0	9,0	8,0	6,0	5,0	4,0	4,0
	Среднее значение, кВ	17,0	12,0	9,0	8,0	6,0	5,0	4,0	4,0
$\Delta U, \%$	26,2	18,5	13,8	12,3	9,2	7,7	6,2	6,2	
$\delta U, \%$	109,2	47,7	10,8	1,5	26,2	38,5	50,8	50,8	

Окончание таблицы 49

Схематическое изображение коронирующего экрана	Номер изолятора	1	2	3	4	5	6	7	8
	Напряжение на изоляторе, кВ	16,5	12,0	9,0	7,0	6,5	5,0	4,5	4,0
		16,5	12,0	9,0	7,0	6,5	5,0	4,5	4,0
		16,5	12,0	9,0	7,0	6,5	5,0	5,0	4,0
	Среднее значение, кВ	16,5	12,0	9,0	7,0	6,5	5,0	4,7	4,0
	$\Delta U, \%$	25,5	18,6	13,9	10,8	10,1	7,7	7,2	6,2
$\delta U, \%$	104,1	48,5	11,3	13,4	19,6	38,1	42,3	50,5	
	Напряжение на изоляторе, кВ	15,0	11,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,0
		15,0	11,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,0
		15,0	11,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,0
	Среднее значение, кВ	15,0	11,0	9,0	8,0	6,0	5,0	5,0	4,0
	$\Delta U, \%$	23,8	17,5	14,3	12,7	9,5	7,9	7,9	6,3
$\delta U, \%$	90,5	39,7	14,3	1,6	23,8	36,5	36,5	49,2	
	Напряжение на изоляторе, кВ	16,0	12,0	9,0	8,0	7,0	5,0	5,0	4,5
		16,5	12,0	10,0	8,0	7,0	5,0	5,0	4,0
		16,5	12,0	10,0	8,0	7,0	5,0	4,5	4,0
	Среднее значение, кВ	16,3	12,0	9,7	8,0	7,0	5,0	4,8	4,2
	$\Delta U, \%$	24,4	17,9	14,4	11,9	10,4	7,5	7,2	6,2
$\delta U, \%$	95,0	43,3	15,4	4,5	16,4	40,3	42,3	50,2	
	Напряжение на изоляторе, кВ	11,0	10,0	9,0	8,0	7,0	6,0	5,0	4,0
		11,0	10,0	9,0	8,0	7,0	6,0	5,0	4,0
		11,0	10,0	9,0	8,5	7,0	6,0	5,0	4,0
	Среднее значение, кВ	11,0	10,0	9,0	8,2	7,0	6,0	5,0	4,0
	$\Delta U, \%$	18,3	16,6	15,0	13,6	11,6	10,0	8,3	6,6
$\delta U, \%$	46,3	33,0	19,7	8,6	6,9	20,2	33,5	46,8	
Коронирующий экран отсутствует	Напряжение на изоляторе, кВ	19,0	12,0	9,0	7,5	5,0	4,0	3,0	3,0
		18,5	12,0	9,0	7,5	5,0	4,0	3,0	3,0
		18,0	12,0	9,0	8,0	5,0	4,0	3,0	3,0
	Среднее значение, кВ	18,5	12,0	9,0	7,7	5,0	4,0	3,0	3,0
	$\Delta U, \%$	29,8	19,3	14,5	12,3	8,0	6,4	4,8	4,8
	$\delta U, \%$	138,1	54,4	15,8	1,3	35,7	48,5	61,4	61,4

По данным таблицы 49 построена зависимость напряжения на изоляторах в процентом соотношении от номера изолятора (рис 24.).

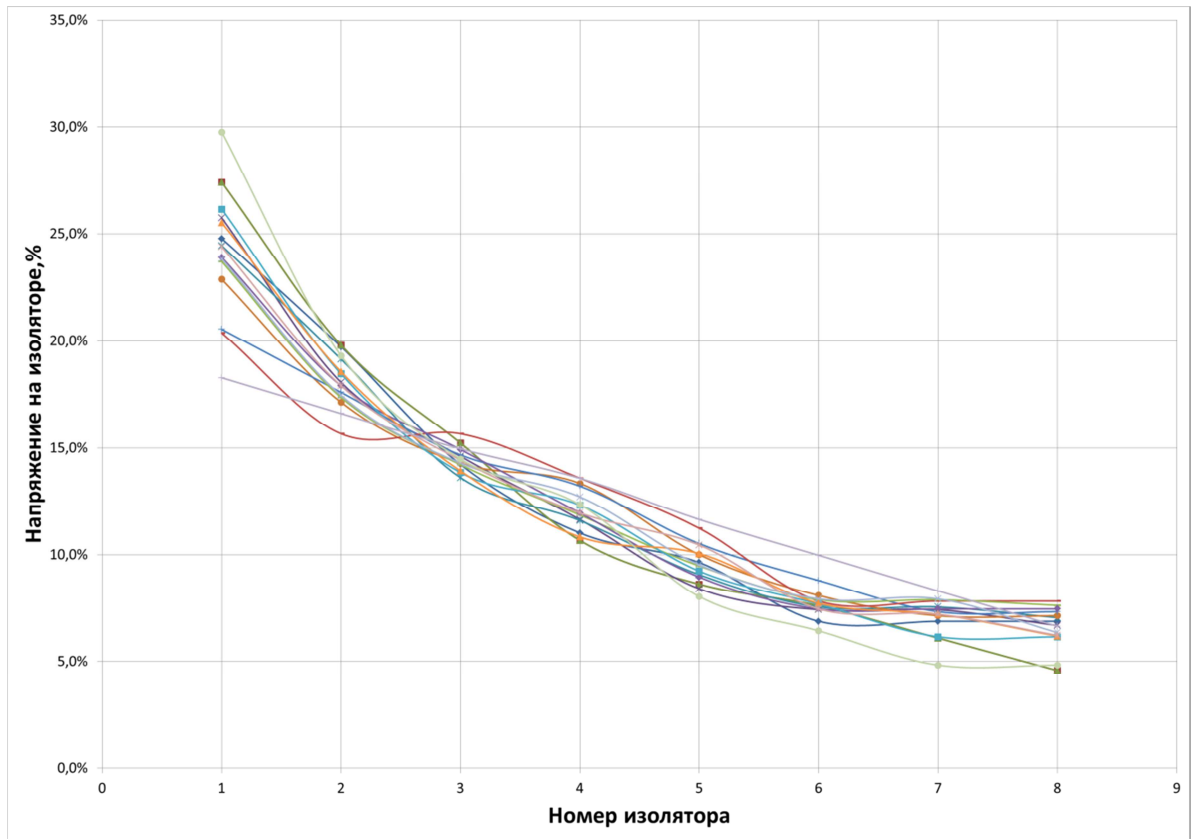


Рисунок 24 – Зависимость напряжения на изоляторах от номера изолятора

По полученной диаграмме (рис. 24) видно, что можно регулировать распределение напряжения по гирлянде изоляторов в достаточно большом диапазоне, достигнуть этого можно путём изменения условий работы.

А также определим распределение напряжения по гирлянде изоляторов при использовании защитных рогов (рис. 25).

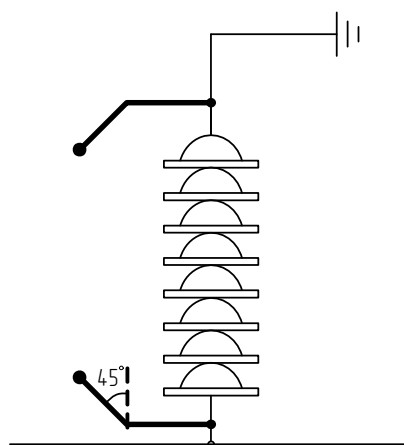


Рисунок 25 – Гирлянда изоляторов при использовании защитных рогов

Результаты измерений при использовании защитных рогов и без использования, представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Распределение напряжения по гирлянде изоляторов

№ Изолятора		1	2	3	4	5	6	7	8
Напряжение на изоляторе, кВ	Без защитных рогов	18,0	14,0	8,0	7,0	6,0	4,0	4,0	4,0
		18,0	13,0	8,0	7,0	6,0	4,0	4,0	3,0
		18,0	13,0	8,0	7,0	6,0	4,0	4,0	3,0
	Среднее значение	18,0	13,3	8,0	7,0	6,0	4,0	4,0	3,3
	С защитными рогами	17,0	12,0	9,0	7,0	6,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	12,0	9,0	7,0	6,0	5,0	4,0	4,0
		17,0	12,0	9,0	7,0	6,0	5,0	4,0	4,0
Среднее значение	17,0	12,0	9,0	7,0	6,0	5,0	4,0	4,0	

По данным таблицы 50 рассчитаем падение напряжения на изоляторе гирлянды в процентном соотношении и отклонение напряжения от среднего по формулам (72) и (73) соответственно и представим в таблице 51.

Таблица 51 – Падение напряжения на изоляторе гирлянды в процентном соотношении и отклонение напряжения от среднего

№ Изолятора		1	2	3	4	5	6	7	8
Без защитных рогов	$\Delta U, \%$	28,3	20,9	12,6	11,0	9,4	6,3	6,3	5,2
	$\delta U, \%$	126,2	67,5	0,5	12,0	24,6	49,7	49,7	58,1
С защитными рогами	$\Delta U, \%$	26,6	18,8	14,1	10,9	9,4	7,8	6,3	6,3
	$\delta U, \%$	112,5	50,0	12,5	12,5	25,0	37,5	50,0	50,0

По данным таблицы 51 построена зависимость напряжения на изоляторах в процентом соотношении от номера изолятора (рис 26.).

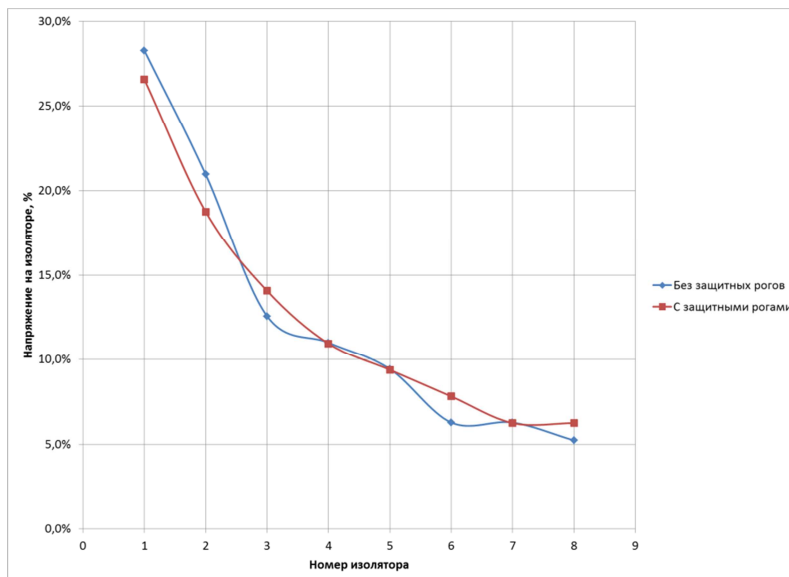


Рисунок 26 – Зависимость напряжения на изоляторах от номера изолятора

По данным таблицы 51 построена зависимость отклонения напряжения от номера изолятора (рис. 27).

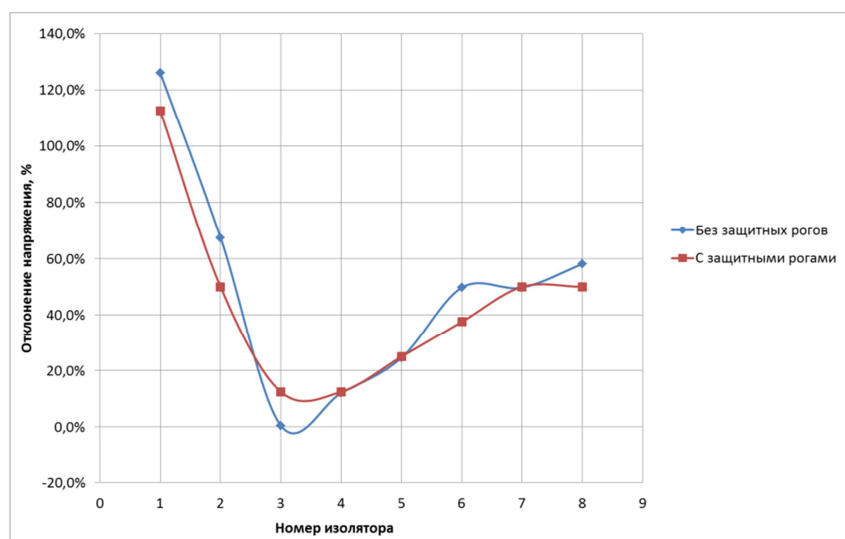


Рисунок 27 – Зависимость отклонения напряжения на изоляторах от номера изолятора

По полученным диаграммам (рис. 26 и рис. 27) видно, что падение напряжения максимально на изоляторах близких к токоведущей части, т.е. первый и второй изоляторы. Использование рогов не только защищает изоляторы при перенапряжении, но и приводит к наиболее плавному распределению напряжения по изоляторам.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённой работы была разработана главная схема понизительной подстанции ферросплавного завода напряжением 110/10 кВ.

При разработке структурной схемы были приняты к установке два силовых трансформатора ТМН-25000/110/10. Согласно рекомендациям ФСК ЕЭС были выбраны наиболее подходящие схемы распределительных устройств 110 и 10 кВ.

Для надёжной работы главной понизительной подстанции ферросплавного завода были выбраны коммутационные и измерительные аппараты, а также назначена релейная защита и защита ОРУ 110 кВ от прямого удара молнии (ПУМ).

Помимо расчётной части в ВКР была также экспериментальная, которая заключалась в исследовании распределения напряжения по гирлянде изоляторов.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>105</i>

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2002.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 6-е и 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6. Гл. 4.1; 4.2.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения/ исполнители Подьячев В.Н., Евтушенко В.А., Мурашко Н.В. и др. - разработ. ОАО «Институт «Энергосетьпроект»: 2007. - 132 с. : ил.
5. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена: устройство, конструкции, преимущества, области применения – <http://electricalschool.info/kabel.html>.
6. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 / Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО "ЕЭС России" (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект (Файбисович Д.Л.).
7. Выключатель элегазовый колонковый ВГП 110 кВ – <http://docplayer.ru>.
8. Технический каталог разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ – <http://www.zaokurs.ru>.
9. Измерительные трансформаторы – <http://cgglobal.com.ua>.
10. Цифровые мультиметры – <https://www.kipspb.ru>.
11. Счётчики электрической энергии – <http://www.incotexcom.ru>.
12. Трансформаторы напряжения ёмкостные ТЕМР 123 – <https://all-pribors.ru>.
13. 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. – 608 с.: ил.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>106</i>

14. Изоляторы опорные 110 кВ – <http://www.zeto.ru>.
15. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ. Каталог – <http://www.eltehnika.nt-rt.ru>.
16. Выключатель вакуумный 10 кВ. Каталог – <http://www.eltehnika.nt-rt.ru>.
17. Трансформаторы тока ТЛК-СТ-10 – <http://tdeth.ru>.
18. Трансформаторы тока ТЛК-10 – <http://nvagrupp.ru>.
19. ЗНОЛ-10 трансформатор напряжения измерительный сухой заземляемый – <https://voltten.com>.
20. Предохранители серии ПКТ, ПТ – <http://www.elektrotehnik.ru>.
21. Гайсаров Р.В., Коржов А.В., Лежнева Л.А., Лисовская И.Т. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.
22. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.
23. Трансформатор ТСЛ-40 – <http://transformator.ru>.
24. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / Дмитриев М.В. – Санкт-Петербург, 2007.
25. Техника высоких напряжений: учебное пособие к лабораторным работам / М.Е. Гольдштейн, Ю.В. Коровин, А.В. Прокудин. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2014. – 90 с.
26. Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: учебник для вузов / В.В Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С Пинталь; под общ. ред. В.П. Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

					<i>13.03.02.2018.127.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>107</i>