

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

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Главная понизительная подстанция 110/10 кВ металлургического

завода

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 240. ВКР

(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, должность

_____/ Ю.В. Коровин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 478

_____/ А.А. Снарв /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, должность

_____/ Ю.В. Коровин /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

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

Снарова Алексея Алексеевича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-478

1. Тема выпускной квалификационной работы

Главная понизительная подстанция 110/10 кВ металлургического завода

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

2. Срок сдачи студентом законченной работы 1.06.2018

3. Исходные данные к работе

1) Перечень потребителей завода с указанием установленной мощности.
2) мощность короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ 3000МВА.
3) Питание от существующей воздушной линии 110 кВ. 4) Структурная схема
разрабатываемой главной понизительной подстанции

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, послеаварийного и аварийного режимов	20.04.2018	
Выбор оборудования подстанции	27.04.2018	
Разработка схемы питания собственных нужд	8.05.2018	
Выбор оборудования молниезащиты подстанции	15.05.2018	
Релейная защита и автоматика на подстанции	1.06.2018	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / Ю.В. Коровин/

Студент _____ / А.А. Снаров/

АННОТАЦИЯ

Снарлов А. А. Главная понизительная подстанция 110/10 кВ металлургического завода. – Челябинск: ЮУрГУ, П–478; 76 страниц, 20 иллюстраций, 35 таблиц. Библиография литературы – 17 наименований. 4 листа чертежей формата А1.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью обеспечения надёжным снабжением электроэнергией цеха холодной прокатки металлургического завода.

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

Источником постоянного оперативного тока для питания устройств релейной защиты – является аккумуляторная батарея.

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

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.

Для надёжной работы главной понизительной подстанции завода назначена релейная защита.

Использованное программное обеспечение: *Microsoft Word, Microsoft Visio, ТОКО, FlashProt, AutoCad, MathCad.*

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.А. Снарлов</i>			<i>Главная понизительная подстанция 110/10 кВ металлургического завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ю.В. Коровин</i>					<i>6</i>	<i>76</i>
<i>Рецензент</i>						<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Ю.В. Коровин</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>М.И. Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВГОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ЦЕХА ХОЛОДНОЙ ПРОКАТКИ	
1.1	Анализ нагрузки трансформаторов.....	11
1.2	Выбор трансформаторов	12
2	ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	
2.1	Схема распределительного устройства высокого напряжения.....	14
2.2	Схема распределительного устройства низкого напряжения	15
3	ВЫБОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	17
4	РАСЧЕТ РАБОЧИХ ТОКОВ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	
4.1	Расчет рабочих токов в нормальном режиме работы	19
4.2	Расчет рабочих токов в послеаварийном режиме работы	20
4.3	Расчет токов короткого замыкания.....	21
5	ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ	
5.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне высоко напряжения	24
5.2	Выбор выключателей на стороне низкого напряжения.....	27
5.3	Выбор средств измерения и контроля	29
5.4	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	31
5.5	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН	34
5.5	Выбор трансформаторов тока на стороне НН	35
5.6	Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН	38

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

6. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ	
6.1 Выбор токоведущих частей на стороне высокого напряжения	39
6.2 Выбор токоведущих частей на стороне низкого напряжения.....	39
6.3 Выбор изоляторов	40
7 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ.....	43
8 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	
8.1 Определение мощности собственных нужд.....	48
8.2 Выбор числа и тип трансформаторов собственных нужд.....	49
8.3 Схема питания потребителей собственных нужд	50
8.4 Выбор предохранителя.....	51
8.5 Выбор токоведущих частей	52
9 МОЛНИЕЗАЩИТА ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	
9.1 Расстановка молниеотводов и расчет их зон защиты	54
9.2 Защита подстанции от набегающих волн перенапряжения	59
9.2.1 Выбор ОПН распределительного устройства высокого напряжения.....	60
9.2.1 Выбор ОПН распределительного устройства низкого напряжения.....	63
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	
10.1 Релейная защита и автоматика воздушных линий 110 кВ	65
10.2 Релейная защита и автоматика трансформатора 110/10.....	66
9.3 Релейная защита и автоматика секционного выключателя 10 кВ...	69
10.4 Релейная защита и автоматика вводного выключателя 10 кВ	69
10.5 Релейная защита и автоматика кабельных линий 10 кВ.....	70

10.6 Релейная защита и автоматика трансформатора 10/04.....	70
10.7 Релейная защита и автоматика шин 10 кВ	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	75

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>9</i>

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>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>10</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАЦИИ ЦЕХА ХОЛОДНОЙ ПРОКАТКИ

1.1 Анализ нагрузки трансформаторов

Для выбора трансформаторов главной пониЗИТЕЛЬНОЙ подстанции (ГПП) цеха холодной прокатки необходимо произвести анализ нагрузок. Зная активную мощность P и $\cos(\varphi)$ каждого участка, находим полную мощность каждого участка по формуле (1), а затем и полную мощность ГПП цеха холодной прокатки:

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)}; \quad (1)$$

$$S_1 = \frac{1,36}{0,69} = 1,97 \text{ (МВА)}.$$

Результаты анализа нагрузки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Анализ нагрузок цеха холодной прокатки

№ участка \ Параметр	Активная мощность участка, МВт	$\cos(\varphi)$	Полная мощность участка, МВА
1	1,36	0,69	1,97
2	4,60	0,79	5,82
3	1,69	0,56	3,02
4	3,62	0,75	4,83
5	1,86	0,75	2,48
6	7,98	0,78	10,23
7	0,63	0,58	1,09
8	0,65	0,59	1,10
9	0,48	0,69	0,70
10	2,49	0,73	3,41

Тогда полная мощность ГПП:

$$\begin{aligned} S_{\text{ГПП}} &= S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 + S_{10} = \\ &= 1,97 + 5,82 + 3,02 + 4,83 + 2,48 + 10,23 + 1,09 + 1,10 + 0,70 + 3,41 = \\ &= 34,64 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1.2 Выбор трансформаторов

При установке на подстанции(ПС) более одного трансформатора (в общем случае N_T) расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передавать всю необходимую мощность [2]:

$$\frac{S_{ГПП}}{N_T - 1} \leq S_{НОМ} \cdot k_{п.ав.}, \quad (2)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность выбранного трансформатора;

$k_{п.ав.}$ – расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая 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].

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_{ГПП}}{k_{п.ав.} \cdot (N_T - 1)} = \frac{34,64}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 24,74 \text{ (МВА)}.$$

Согласно расчету принимаются к установке два трансформатора ТРДН–25000/110 с расщепленной обмоткой, масляным охлаждением с принудительным дутьем, регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступеней. Паспортные данные выбранного трансформатора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры трансформатора ТРДН–25000/110 [5]

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМВН}$, кВ	$U_{НОМНН}$, кВ
ТРДН–25000/110	25	115	10,5

С учётом выбранных трансформаторов составим структурную схему ГПП и представим ее на рисунке 1.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

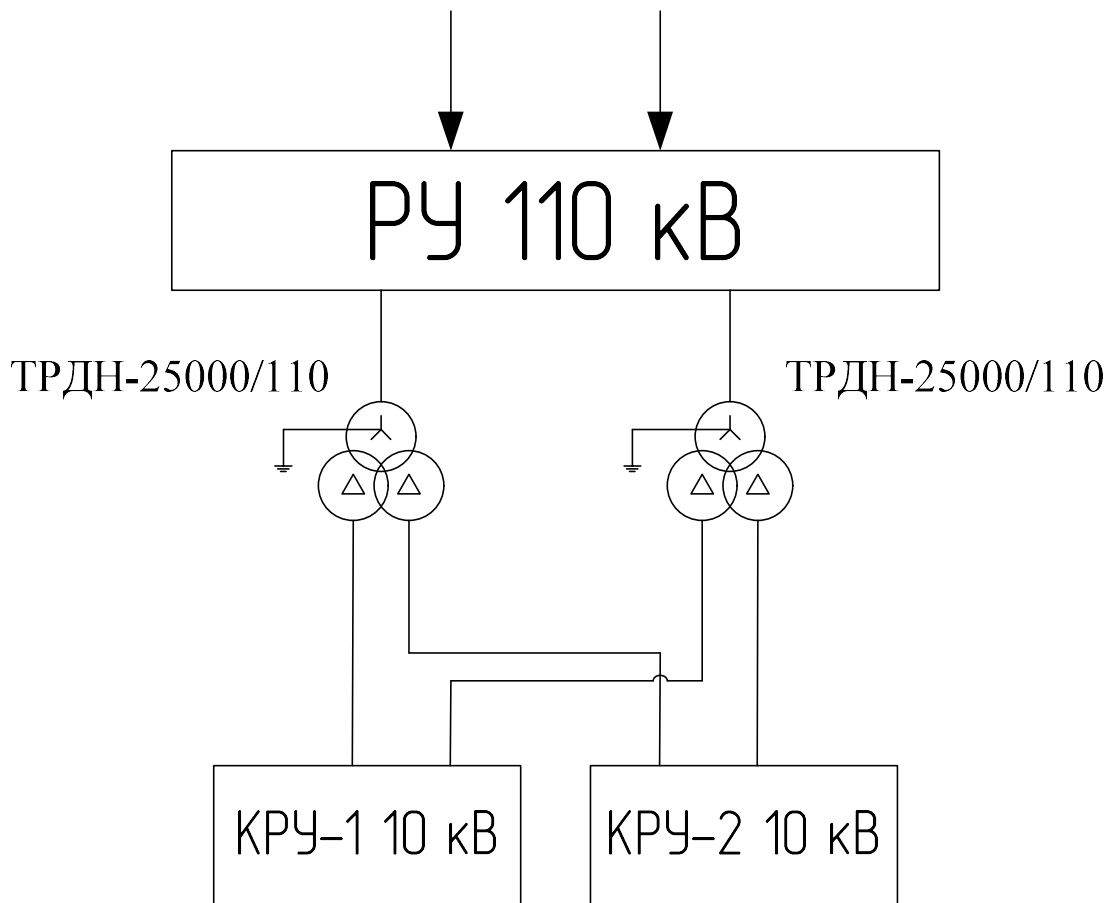


Рисунок 1 – Структурная схема ГПП

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>13</i>

2 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВЫСОКОГО И НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

2.1 Схема распределительного устройства высокого напряжения

Согласно [3, п. 2.3.1] – «Схемы ПС должны быть типовыми, при этом, как правило»:

– для распределительного устройства(РУ) 35–220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение;

– для РУ 220 кВ допускается применение схем с коммутацией ВЛ через 1,5 цепочки;

– обходные системы шин в РУ 35–220 кВ допускается применять только в открытых распределительных устройствах(ОРУ) с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий(ВЛ);

– схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе.

По [4, п. 1.5.5] – «Схема 4Н – два блока (линия–трансформатор) с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций».

На основании вышеизложенной информации для проектирования РУ ВН ГПП выбирается схема «два блока (линия-трансформатор) с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий – 4Н», условное изображение схемы представлено на рисунке 2.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

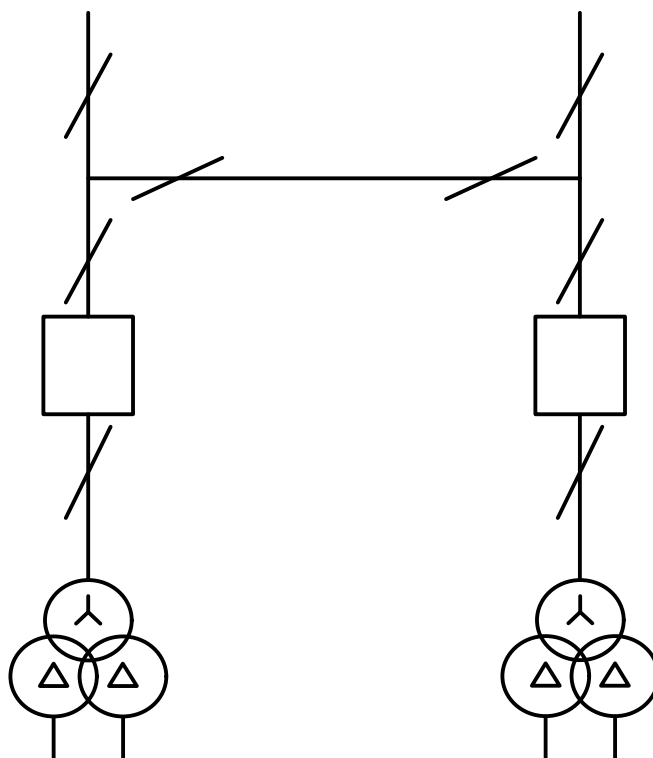


Рисунок 2 – Принятая схема РУ ВН

2.2 Схема распределительного устройства низкого напряжения

Согласно [3, п. 2.3.1] – Схемы ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:

– при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУ, характеризующегося более высокими показателями надежности по сравнению с ОРУ, должны применяться простые схемы, обеспечивающие, в том числе, оптимизацию размещения токопроводов КРУ.

По [4, п. 1.8.1] – «К схемам со сборными шинами и одним выключателем на присоединение относятся схемы с одной секционированной системой шин (9,9Н, 9АН, 12, 12Н) и схемы с двумя системами шин (13,13Н,14). Они применяются, как правило, при 5-и и более присоединениях».

На основании вышеизложенной информации для проектирования КРУ–1 и КРУ–2 выбираются схемы «одна рабочая секционированная выключателем система шин – 9», условное изображение схемы представлено на рисунке 3.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

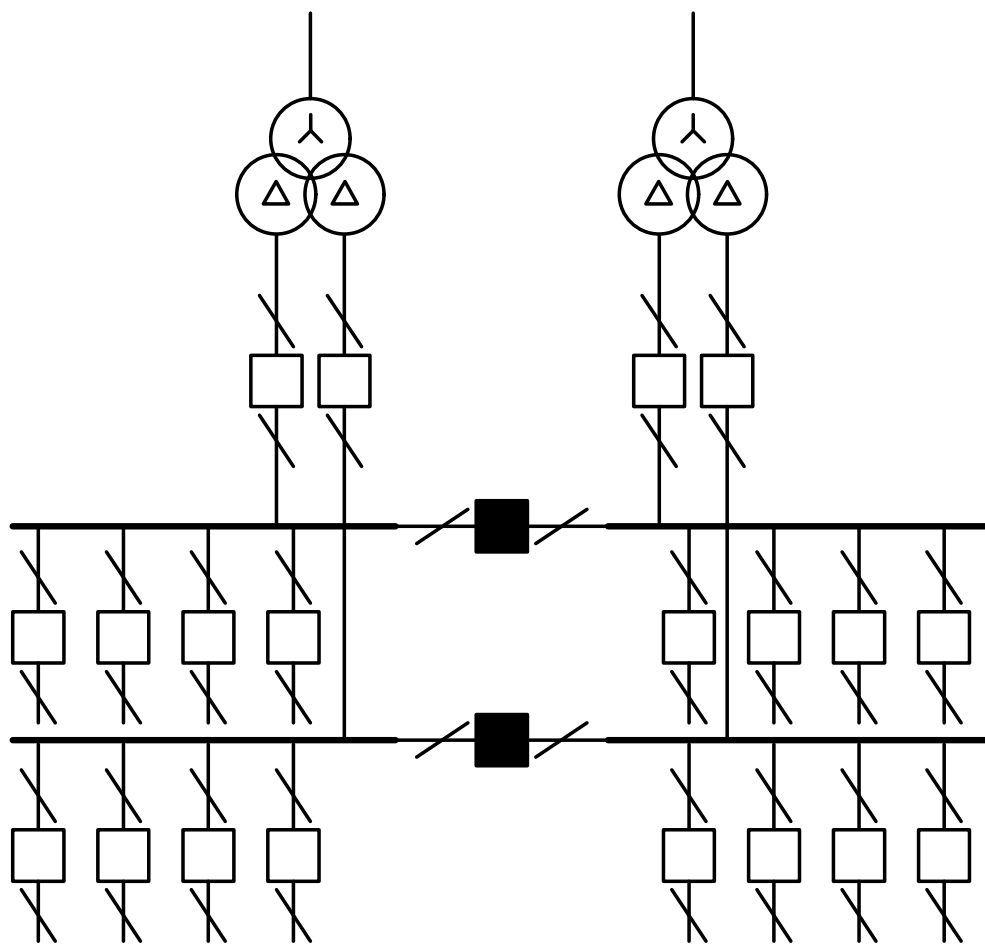


Рисунок 3 – Принятая схема РУ НН

3 ВЫБОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Согласно [1, п. 1.3.25] выбор сечения проводника по экономической плотности тока осуществляется по формуле:

$$F_p = \frac{I_p}{J_{ЭК}}, \quad (3)$$

где I_p – расчетный ток в час максимума энергосистемы;

$J_{ЭК}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², который выбирается из условий работы, по [1, т. 1.3.36] $J_{ЭК} = 1,0$ А/мм².

Ток, протекающий по линиям в нормальном режиме в часы максимума, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}, \quad (4)$$

где S_H – номинальная нагрузка двух трансформаторов главной понизительной подстанции, МВА. $S_{ГПП} = 34,64$ МВА;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ. $U_H = 110$ кВ;

n – число линий электропередач.

$$I_p = \frac{34,64}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,091 \text{ (кА)} = 91 \text{ (А)}.$$

Исходя из этого, вычислим сечение проводника по формуле (3):

$$F_p = \frac{91}{1} = 91 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Согласно с [1, п. 1.3.25] сечение, полученное в результате указанного расчёта, округляется до ближайшего стандартного значения и принимается провод марки АС–95/16 с допустимым длительным током 330 А [5].

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Проверим выбранную марку провода по допустимому длительному току в послеаварийном режиме работы, в котором вся нагрузка передаваемая по двум линиям ляжет на одну из них. Для этого вычислим ток, протекающий в линии в аварийном режиме работы ($n - 1$) по формуле (4):

$$I_{п.ав} = \frac{34,64}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 0,182 \text{ (кА)} = 182 \text{ (А)}.$$

Так как $I_{п.ав} < I_{дл.доп}$, то выбранное сечение провода соответствует условиям обеспечения надежного электроснабжения предприятия.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

4 РАСЧЕТ РАБОЧИХ ТОКОВ И ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет рабочих токов в нормальном режиме работы

Согласно [6, п. 4.1] ток в цепи ВН двухобмоточного трансформатора на ПС определяется по формуле:

$$I_{\text{норм.ВН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А;

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

$$I_{\text{норм.ВН}} = 0,7 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,8 \text{ (А)}.$$

Согласно [6, п. 4.1] ток в цепях НН двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$I_{\text{норм.НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (6)$$

$$I_{\text{норм.НН}} = 0,7 \cdot \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 505,2 \text{ (А)}.$$

Согласно [6, п. 4.1] ток в цепи, питающей участок №1 цеха холодной прокатки по двум линиям, определяется по формуле:

$$I_{\text{норм1}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А.

$$I_{\text{норм1}} = \frac{1,97}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 56,9 \text{ (А)}.$$

Токи в цепях, питающих остальные участки, рассчитываются аналогичным методом. Результаты расчета представлены в таблице 3.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 3 – Рабочие токи в цепях, питающих участки цеха холодной прокатки

№ участка \ Параметр	Полная мощность участка, МВА	Ток, А
1	1,97	56,9
2	5,82	168,0
3	3,02	87,2
4	4,83	139,4
5	2,48	71,6
6	10,23	295,3
7	1,09	31,5
8	1,10	31,8
9	0,70	20,2
10	3,41	98,4

4.2 Расчет рабочих токов в послеаварийном режиме работы

Согласно [6, п. 4.1] токи, протекающие в цепи ВН двухобмоточного трансформатора в послеаварийном режиме работы, рассчитывается по формуле:

$$I_{п.ав.ВН} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (8)$$

$$I_{п.ав.ВН} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ (А)}.$$

Согласно [6, п. 4.1] ток в цепях НН двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$I_{п.ав.НН} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (9)$$

$$I_{п.ав.НН} = 1,4 \cdot \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1010,4 \text{ (А)}.$$

Согласно [6, п. 4.1] ток в цепи, питающей участок №1 цеха холодной прокатки по двум линиям, определяется по формуле:

$$I_{п.ав.1} = 2 \cdot I_{НОРМ1}; \quad (10)$$

$$I_{\text{норм1}} = 2 \cdot 56,9 = 113,8 \text{ (А)}.$$

Токи в цепях, питающих остальные участки, рассчитываются аналогичным методом. Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Рабочие токи в послеаварийном режиме

№ участка	Ток в аварийном режиме, А
1	113,8
2	336,0
3	174,4
4	278,8
5	143,2
6	590,6
7	63,0
8	63,6
9	40,4
10	196,4

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания(КЗ) проведем с помощью ЭВМ, а именно программы «ТОКО» [9]. Для этого составим схему с параметрами системы (рисунок 4).

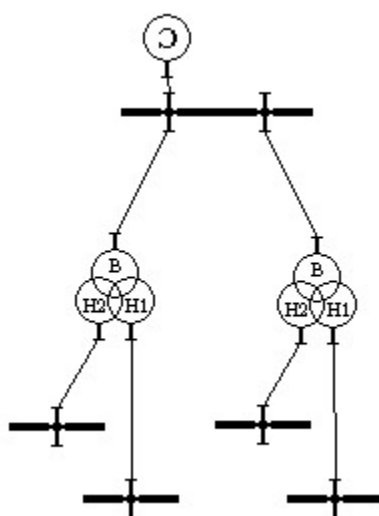


Рисунок 4 - Схема замещения ГПП в программе ТОКО

Расчёт токов КЗ проводится при возможном КЗ на стороне ВН и НН ГПП. Мощность короткого замыкания системы $S_{\text{КЗ}}^{(3)} = 3000$ МВА. Аперриодическая составляющая тока КЗ и ударный ток КЗ рассчитывается при выбранном значении постоянной времени затухания аперриодической составляющей тока короткого замыкания $T_a = 0,02$ для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ воздушными ЛЭП 110 кВ, а для системы, связанной со сборными шинами 6–10 кВ через трансформаторы единичной мощностью 5,6–32 МВА $T_a = 0,04$.

На рисунке 5 представлено периодическое, аперриодическое и ударное значения тока трехфазного КЗ на стороне ВН.

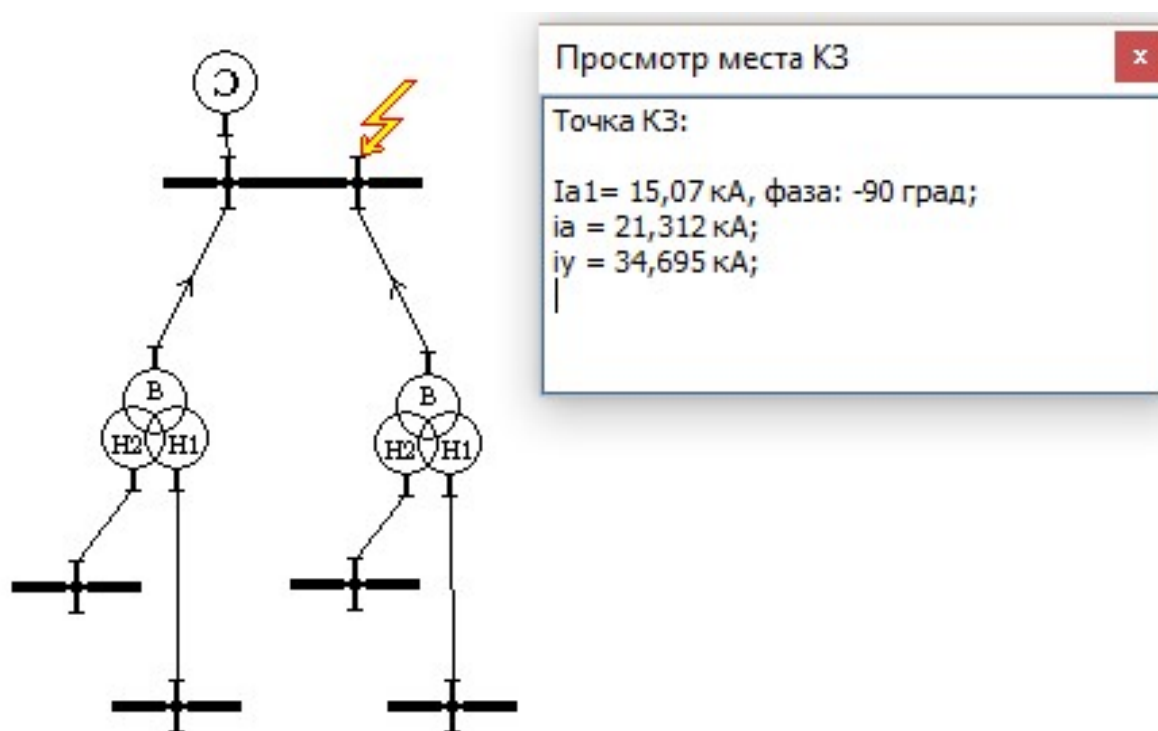
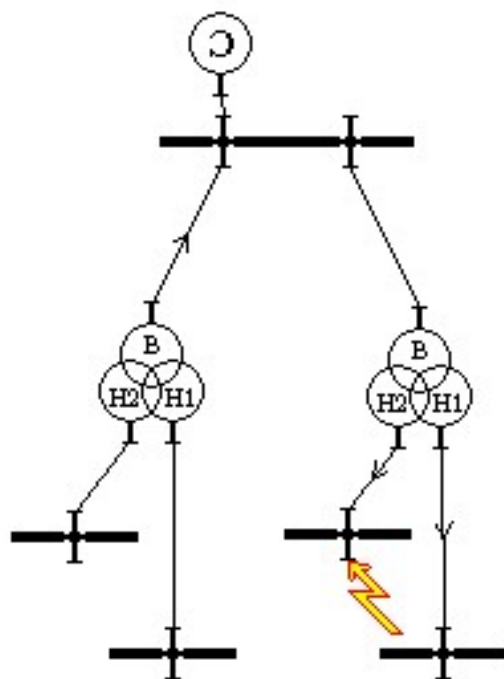


Рисунок 5 – Расчёт тока КЗ на стороне высокого напряжения

Далее находятся токи трехфазного КЗ на стороне НН. Результат, полученный в программе «ТоКо» представлен на рисунке 6.



Просмотр места КЗ ×

Точка КЗ:

$I_{a1} = 6,699 \text{ кА}$, фаза: -90 град;

$i_a = 9,474 \text{ кА}$;

$i_y = 16,976 \text{ кА}$;

Рисунок 6 – Расчёт тока КЗ на стороне низкого напряжения

Полученные значения токов используются при дальнейшем выборе оборудования подстанции.

Результаты всех расчетов сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Результат расчетов рабочих токов и токов КЗ

Параметр		Сторона ВН	Сторона НН
Рабочие токи	Нормальный режим, А	91,8	505,2
	Послеаварийный режим, А	183,7	1010,4
Токи КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	15,1	6,7
	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	21,3	9,5
	Ударное значение тока КЗ, кА	34,7	17,0

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне высоко напряжения

Все выключатели в РУ ВН выбираются одинаковые для каждой из цепей по длительно допустимому току. Номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ. Расчетный наибольший рабочий ток продолжительного режима $I_{макс} = I_{п.ав.ВН} = 183,7$ А. Начальная периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания $I_{п.0} = 15,1$ кА.

По данным параметрам выбирается выключатель ВГП–110 и разъединитель РГ–110/1000УХЛ1 (таблица 6).

Таблица 6 - Параметры выключателя и разъединителя на стороне ВН

Параметр	Выключатель ВГП–110[5]	Разъединитель РГ–110/1000УХЛ1[5]
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110	110
Номинальный ток $I_{ном}$, А	2500	1000
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$, кА	40	
Собственное время отключения $t_{откл}$, с	0,03	
Полное время отключения $t_{полн}$, с	0,06	
Относительное содержание апериодической составляющей β , %	45	
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	102	80
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$, кА	102	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	40	31,5
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$, кА	40	31,5
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	40	31,5

Согласно [2, п. 3.1] проводится проверка выключателя:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}; \quad (11)$$

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{H}}; \quad (12)$$

– по отключающей способности:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{\text{П.О}}; \quad (13)$$

$$i_{\text{а.н}} > i_{\text{а.т}}, \quad (14)$$

где $i_{\text{а.н}}$ – апериодическая составляющая тока отключения, кА. Значение которой определяется по формуле:

$$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (15)$$

$$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 23,1 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{У}}; \quad (16)$$

$$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{П.О}}. \quad (17)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}} \geq I_{\text{П.О}}; \quad (18)$$

$$i_{\text{ПР}}^{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}}. \quad (19)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} \geq B_{\text{к}}; \quad (20)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, кА²·с. Рассчитывается по формуле:

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_a). \quad (21)$$

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 40^2 \cdot 0,03 = 48,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_k = 15,1^2 \cdot (0,03 + 0,02) = 11,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Согласно [2, п. 3.2] проверка разъединителя проводится по следующим параметрам:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}; \quad (22)$$

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{Н}}; \quad (23)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{ПП}}^{\text{СКВ}} \geq I_{\text{П0}}; \quad (24)$$

$$i_{\text{ПП}}^{\text{СКВ}} \geq i_{\text{У}}. \quad (25)$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} \geq B_k; \quad (26)$$

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 31,5^2 \cdot 0,03 = 27,8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 7 сводим проверку выключателя и разъединителя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 7 – Проверка выключателя и разъединителя на стороне ВН

Параметр	Выключатель ВГП–110	Разъединитель РГ–110/1000УХЛ1	Сравнение с расчетными условиями
По номинальным параметрам			
Номинальное напряжение, кВ	110	110	≥ 110
Номинальный ток, А	2000	1000	≥ 183,7

разрушений открытой электрической дугой. Корпуса отсеков не вызывают потерь на вихревые токи и устойчивы к коррозии. Разделение устройства на модульные отсеки с изоляционными перегородками обеспечивает локализацию возможной аварии. Конструкция предусматривает многоуровневую систему блокировок. В ячейках серии К–105 применяются любые устройства релейной защиты и автоматики с использованием электромеханической аппаратуры и на базе микропроцессорных устройств. Выключатели, трансформаторы напряжения и разъёмные контакты (выполняющие роль разъединителей) устанавливаются на выкатном элементе (тележке).

Таблица 8 - Параметры выключателя и разъединителя на стороне НН

Параметр	Выключатель ВВ-10-31,5/1250 УЗ[5]
Номинальное напряжение U_N , кВ	10
Номинальный ток $I_{НОМ}$, А	1250
Номинальный ток отключения $I_{НОМ.ОТКЛ}$, кА	31,5
Собственное время отключения $t_{ОТКЛ}$, с	0,055
Полное время отключения $t_{ПОЛН}$, с	0,075
Относительное содержание аperiodической составляющей β , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{ПР}^{СКВ}$, кА	80
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$, кА	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{ПР}^{СКВ}$, кА	31,5
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{ВКЛ}$, кА	31,5
Ток термической стойкости $I_{ТЕРМ}$, кА	31,5

Проверка выключателя на стороне НН проводится по методике проверки выключателя на стороне ВН по [2, п. 3.1], выполненной в п. 5.1. Для этого рассчитываются: аperiodическая составляющая тока отключения, предельный тепловой импульс и тепловой импульс тока КЗ, соответственно по формулам (15), (20) и (21):

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{40}{100} = 17,8 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 31,5^2 \cdot 0,055 = 54,6 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = 6,7^2 \cdot (0,055 + 0,04) = 4,3 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 9 сводим проверку выключателя.

Таблица 9 – Проверка выключателя на стороне НН

Параметр	Выключатель ВВ-10-31,5/1250 У3	Сравнение с расчетными условиями
По номинальным параметрам		
Номинальное напряжение, кВ	10	≥ 10
Номинальный ток, А	1250	$\geq 1010,4$
По отключающей способности		
Номинальный ток отключения, кА	31,5	$\geq 6,7$
Апериодическая составляющая тока, кА	17,8	$\geq 9,5$
По включающей способности		
Наибольший пик тока включения, кА	80	$\geq 17,0$
Номинальный ток включения, кА	31,5	$\geq 6,7$
По электродинамической стойкости		
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	80	$\geq 17,0$
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	31,5	$\geq 6,7$
По термической стойкости		
Термическая стойкость, (кА) ² с	54,6	$\geq 4,2$

Выбранный выключатель НН удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.

5.3 Выбор средств измерения и контроля

Контроль режима работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно

					13.03.02.2018.240.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

– воздушная линия 110 кВ – трансформатор: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, счетчики активной и реактивной энергии, вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений, регистрирующий вольтметр, осциллограф и фиксирующий прибор;

– линии 10 кВ: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии;

– цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений;

– в цепь НН понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии;

– в цепь секционных выключателей РУ: амперметры.

На основании вышеизложенных требований принимаем к установке промышленный прибор учёта BINOM334i, является сертифицированным многофункциональным устройством, которое может использоваться на электрических подстанциях всех классов напряжения, электрических станциях, энергохозяйствах промышленных предприятий, систем электроснабжения транспортных предприятий.

Основные функции BINOM334i:

– Высокоточные измерения мгновенных значений электрических величин с периодом отсчета 31,25 мкс, быстродействующие вычисления производных параметров и среднеквадратических значений в течение регламентированных интервалов времени - 10 мс, 200 мс. Является средством измерения согласно ГОСТ 31818.11-2012.

– Учет активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для класса точности 0,2S и реактивной энергии согласно методикам ГОСТ 31819.23-2012 для класса точности 0,5, а также энергии потерь в направлениях «приема» и «отдачи» по

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>30</i>

двум независимым интервалам учета, по четырем тарифным зонам и суммарно с учетом выходных и праздничных дней.

– Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с классом А по ГОСТ 30804.4.30-2013 и классом точности I по ГОСТ 30804.4.7-2013.

– Автоматизированное формирование Протокола испытаний электрической энергии с учетом рекомендаций ГОСТ 33073-2014.

– Представление результатов измерений, диагностических данных на встроенном WEB-сервере в виде таблиц, графиков, гистограмм, протоколов, журналов.

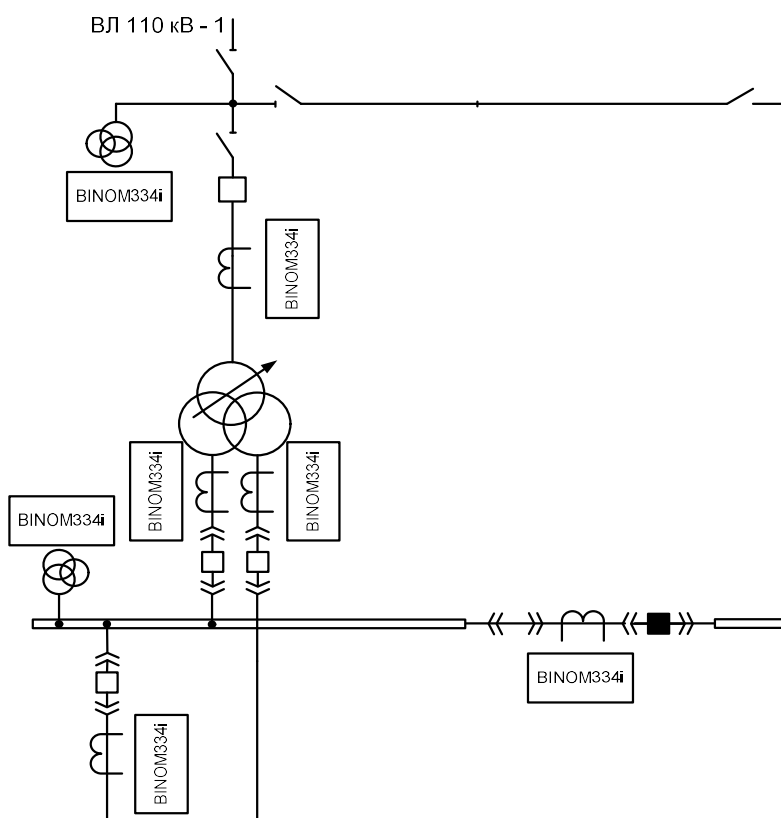


Рисунок 7 – BINOM334i в цепях подстанции

5.4 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, классу точности, по электродинамической стойкости.

На РУ ВН у нас установлены элегазовые выключатели ВГП–110, которые не снабжены встроенными трансформаторами тока, поэтому принимаем к установке трансформатор тока типа ТВГ–110–200–0,5/10Р/10Р. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5: $S_{\text{ном}} = 50 \text{ (В}\cdot\text{А)}$.

Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными данными в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнение параметров ТТ с расчетными данными

Параметр	ТВГ–110–200–0,5/10Р/10Р	Расчетные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	200	181
Наибольший пик сквозной проводимости, кА	102	34,2
Термическая стойкость, кА ² ·с	48,0	11,4

Нарисуем схему включения BINOM334i.

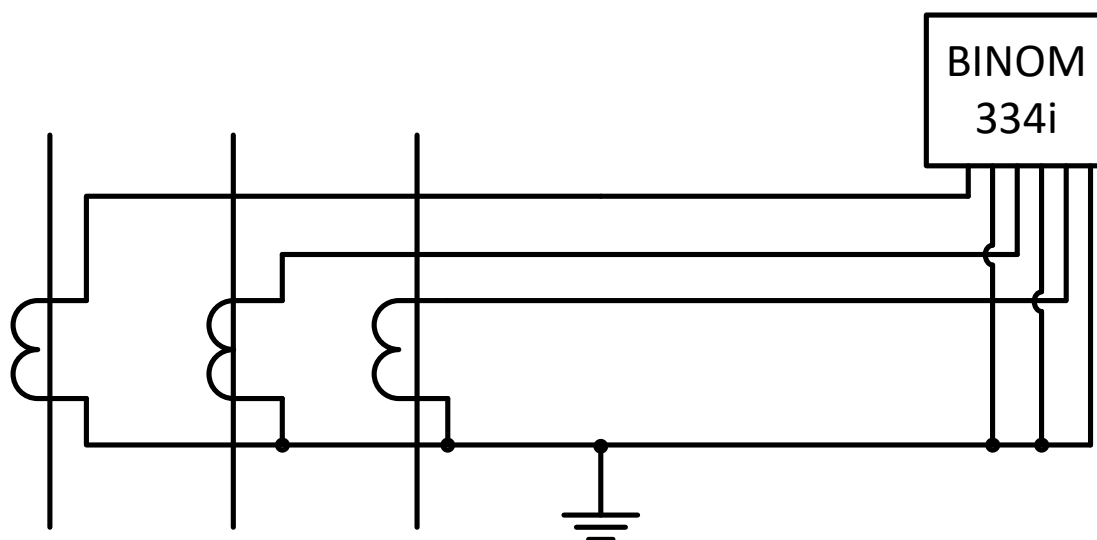


Рисунок 8 – Схема включения цифрового BINOM334i

Таблица 11 – Параметры BINOM334i [17]

Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Максимальное потребление, В·А	Максимальное рассеивание мощности, Вт
5	100-240	10	3

Проверим трансформаторы тока на допустимую вторичную нагрузку согласно [2, п. 3.1].

Сопротивление прибора определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (27)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,0}{5^2} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Так как прибор включен на три фазы, то сопротивление контактов принимается по [2, п. 3.3]:

$$r_k = 0,05 \text{ (Ом)}.$$

Номинальная нагрузка:

$$r_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2}; \quad (28)$$

$$r_{\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 2,0 \text{ (Ом)}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}}; \quad (29)$$

$$r_{\text{пров}} = 2,0 - 0,05 - 0,4 = 1,55 \text{ (Ом)}.$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с медными жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$. Согласно [2, т. 3.1] ориентировочная длина соединительных проводов в РУВН $l = 80 \text{ (м)}$. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 80 - 0,15 \cdot 80 = 80 - 12 = 68 \text{ (м)}$. Трансформаторы тока включены в звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = l = 68 \text{ (м)}$.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке.

К установке на стороне ВН принимаются три трансформатора напряжения типа ЗНОГ–110–82У3, рассчитанные на номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ (кВ) и номинальную мощность $S_{2\text{ном}} = 400$ (В·А) в классе точности 0,5.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры BINOM334i [17]

Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Максимальное потребление, В·А	Максимальное рассеивание мощности, Вт
5	100-240	10	3

Три трансформатора, соединенных в «звезду», имеют суммарную мощность $S_{\Sigma} = 3 \cdot 400 = 1200$ (В·А), что больше вторичной нагрузки $S_2 = 10$ (В·А). Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности – 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ с сечением медных жил 2,5 (мм²) по условию механической прочности.

5.5 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

В ячейки на включение трансформаторов выбранного КРУ–105 встраиваются трансформаторы тока типа ТЛК–10–1500–3У с исполнением вторичных обмоток 0,5/10Р. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5: $S_{\text{ном}} = 20$ (В·А), а в ячейки на подключение нагрузки трансформаторы тока типа ТЛК–10–600–3У с исполнением вторичных обмоток 0,5/10Р. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5: $S_{\text{ном}} = 20$ (В·А).

Сравним данные трансформаторов с расчетными в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение параметров ТТ с расчетными данными

Параметр	ТЛК–10–1500–3У–0,5/10Р	ТЛК–10–600–3У–0,5/10Р	Расчетные данные
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальный ток, А	1500	600	590,6
Наибольший пик сквозной проводимости, кА	81	52	32,8
Термическая стойкость, (кА) ² с	27,3	27,3	11,4

Нарисуем схему включения цифрового BINOM334i.

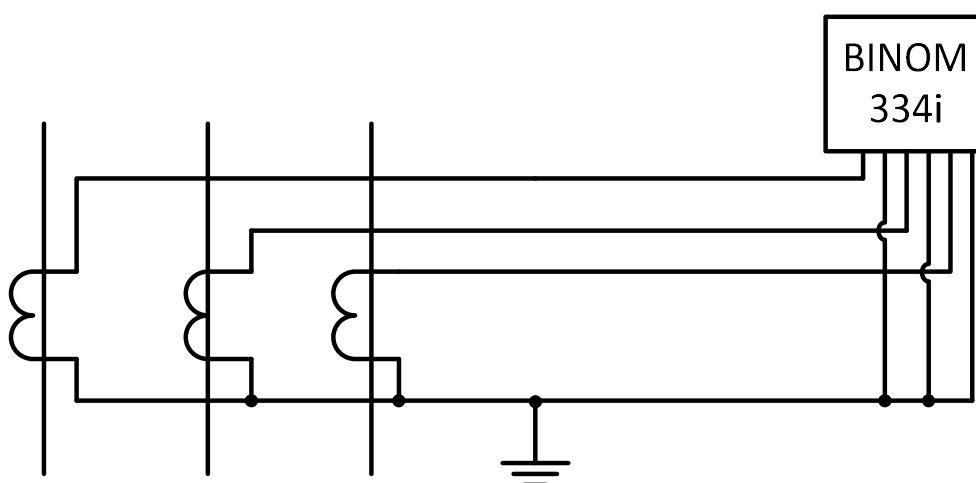


Рисунок 10 – Схема включения BINOM334i

Таблица 14 – Параметры BINOM334i [17]

Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Максимальное потребление, В·А	Максимальное рассеивание мощности, Вт
5	100-240	10	3

Проверим трансформаторы тока на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (31)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,0}{5^2} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Так как прибор включен на три фазы, то сопротивление контактов:

$$r_k = 0,05 \text{ (Ом)}.$$

Номинальная нагрузка:

$$r_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2}; \quad (32)$$

$$r_{\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ (Ом)}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}}; \quad (33)$$

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}} = 0,8 - 0,05 - 0,4 = 0,35 \text{ (Ом)}.$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с медными жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0175 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$. Согласно п.3.3 таблица 3.1 [2] ориентировочная длина соединительных проводов в РУВН $l = 6 \text{ (м)}$. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 6 - 0,9 = 5,1 \text{ (м)}$. Трансформаторы тока включены в «неполную звезду», поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83 \text{ (м)}$. Тогда сечение соединительных проводов определяется:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 8,83}{0,35} = 0,44 \text{ (мм}^2\text{)}$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением $2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

5.6 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке.

В выбранном КРУ, серии К–105, к установке принимаются три трансформатора напряжения ЗНОЛ 09–10.0,2 с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10$ (кВ) и номинальной мощностью $S_{2\text{ном}} = 75$ (В·А) в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых соединена в звезду и к ней подключаются катушки напряжения измерительных приборов, а другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции. Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры цифрового мультиметра MDK-40.

Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Максимальное потребление, В·А	Максимальное рассеивание мощности, Вт
5	100-240	10	3

Три трансформатора, соединенных в «звезду», имеют суммарную мощность $S_{\Sigma} = 3 \cdot 75 = 225$ (В·А), что больше вторичной нагрузки $S_2 = 10$ (В·А). Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности – 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ с сечением алюминиевых жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001–12УЗ и втычной разъединитель.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

6. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ

6.1 Выбор токоведущих частей на стороне высокого напряжения

Токосоведущие части в распределительных устройствах 35кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО.

Ошиновка цепи трансформатора выполняется гибким проводом и его сечение выбирается по допустимому току, так как шинный мост, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений не подлежит выбору по экономической плотности тока [2, п. 4.1].

Токи продолжительных режимов были рассчитаны в п. 4.1 и п. 4.2:

$$I_{\text{норм.ВН}} = 91,8 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{п.ав.ВН}} = 183,7 \text{ (А)}$$

К установке принимается провод марки АС–70/11 с длительно допустимым током 265 (А), так как данное сечение провода является минимальным для напряжения 110 кВ по условиям короны согласно с [2, п. 4.1].

6.2 Выбор токоведущих частей на стороне низкого напряжения

Токосоведущие части в распределительных устройствах 35кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО.

Ошиновка цепи трансформатора выполняется гибким проводом и его сечение выбирается по допустимому току, так как шинный мост, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений не подлежит выбору по экономической плотности тока [2, п. 4.1].

Токи продолжительных режимов были рассчитаны в п. 4.1 и п. 4.2:

$$I_{\text{норм.НН}} = 505,2 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{п.ав.ВН}} = 1010,4 \text{ (А)}$$

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>39</i>

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции [2].

Принимаем однополостные шины 60x8 мм² с допустимым длительным током 1025 А.

6.3 Выбор изоляторов

Согласно п. 4.2 [2]: жесткие шины в распределительных устройствах крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются:

– по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (11)$$

– по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (12)$$

Сила, действующая на изолятор, находится по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}. \quad (13)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора равна:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (14)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая сила на изгиб.

В качестве опорного изолятора выбирается ИО-10-3,75 У3 со следующими параметрами:

Таблица 16 – Параметры опорного изолятора ИО-10-3,75 У3

Номинальное напряжение, кВ	10
Разрушающая сила на изгиб, кН	3,75
Длина, мм	120

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(32,8 \cdot 10^3)^2}{80} \cdot 120 \cdot 10^{-7} = 0,28 \text{ (кН)}$$

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ (кН)}$$

Таблица 17 – Проверка выбранного опорного изолятора

Параметр	ИО-10-3,75 УЗ	Условие проверки
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	≤ 10
$F_{\text{доп}}$, кН	0,28	$\leq 2,25$

Выбранный изолятор ИО-10-3,75 УЗ проходит проверку и принимается к установке.

Проходные изоляторы выбираются:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (34)$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} \quad (35)$$

– по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (36)$$

В качестве проходного изолятора выбирается ИП-10/1000-7,5 УХЛ со следующими параметрами:

Таблица 18 – Параметры проходного изолятора ИП-10/1000-7,5 УХЛ

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Разрушающая сила на изгиб, кН	7,5
Длина, мм	520

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(32,8 \cdot 10^3)^2}{80} \cdot 620 \cdot 10^{-7} = 1,44 \text{ (кН)}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7,5 = 4,5 \text{ (кН)}$$

В таблице 19 сводим проверку выбранного проходного изолятора по вышеуказанным параметрам.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 19 – Проверка выбранного проходного изолятора

Параметр	ИП-10/1000-7,5 УХЛ	Условие проверки
$U_{ном}$, кВ	10	≤ 10
$I_{ном}$, А	1000	999,8
$F_{доп}$, кН	0,28	$\leq 2,25$

Выбранный изолятор ИП-10/1000-7,5 УХЛ проходит проверку и принимается к установке.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

7 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд подстанции, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

По [7, п. 9.3.1.6] – «Аккумуляторная батарея(АБ) должна: – быть стационарной свинцово-кислотной закрытого типа по ГОСТ 26881 и ГОСТ Р МЭК 60896-11 (имеющая несъемную крышку с фильтр-пробкой или с пробкой рекомбинации); – при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного 2 (двух) часового (не менее) разряда током нагрузки. При соответствующем обосновании допускается применение аппаратов управления оперативным током с АБ, размещенными в шкафах».

По [7, п. 9.3.1.7] – «На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять две АБ. На ПС с ВН 35 кВ и остальных ПС 110 кВ - одну АБ. Срок службы АБ должен быть не менее 20 лет».

По [7, п. 9.3.1.8] – «Каждая из двух АБ, устанавливаемых на ПС должна выбираться с учетом суммарной нагрузки двух АБ».

По [7, п. 9.3.1.9] – «Зарядные устройства(ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной её работы. На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять четыре стационарных ЗУ, по два на каждую АБ. На ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ применять два стационарных ЗУ».

На основании вышеизложенных требований к установке применяются две АБ и два ЗУ.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>43</i>

В соответствии с [2] произведем выбор аккумуляторных батарей по следующей методике.

Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам АБ в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{макс}}}{U_{\text{пз}}}, \quad (37)$$

где $U_{\text{ш}}^{\text{макс}}$ – максимальное напряжение на шинах батареи, $U_{\text{ш}}^{\text{макс}} = 230 \text{ В}$;

$U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда, для АБ типа *Varta*

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \text{ В}.$$

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

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{\text{э}}^{\text{мин}} = 2,35 \text{ В}$ минимальное число элементов определяется:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{макс}}}{U_{\text{э}}^{\text{макс}}}; \quad (38)$$

$$n = \frac{230}{2,35} = 98; \quad (39)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе , $U_{\text{э}}^{\text{мин}} = 1,75 \text{ В}$, а на шинах АБ не ниже номинального, $U_{\text{ш}}^{\text{мин}} = 220 \text{ В}$, к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{мин}}}{U_{\text{э}}^{\text{мин}}}; \quad (40)$$

$$n = \frac{220}{1,75} = 126.$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{мин}}; \quad (41)$$

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$n_{зп} = 126 - 98 = 28.$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме I_A . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ 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 – 65 А.

Нагрузку в аварийном режиме I_A вычислим по формуле:

$$I_A = I_{п} + I_{вр} = 15 + 65 = 80 \text{ (А)} \quad (42)$$

Для аккумуляторов Varta тип определяется по допустимому току разряда при получасовом режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} = 1,05 \cdot I_A = 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ (А)} \quad (43)$$

Под данные параметры выбирается АБ Varta 2305(2 – напряжение, В; 3 – тип положительных электродов; 05 – число положительных электродов).

Таблица 20 – Характеристики аккумулятора Varta типа Vb 2305

Разрядный ток, А	1	30''	30''...0''
Часы, ч	145,0	222,5	650,0

Проверим выбранный аккумулятор по оловковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{\text{т.макс}}, \quad (44)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{\text{т.макс}}$ – максимальный толчковый ток, определяемый по формуле:

$$I_{\text{т.макс}} = I_A + I_{\text{пр}}, \quad (45)$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей (2,5 А для выключателя ВГБУ–110У, для двух выключателей $I_{\text{пр}} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ (А)}$).

Учитывается одновременное включение двух выключателей:

$$I_{T.макс} = 80 + 5 = 85 \text{ (A)};$$

$$I_{разр(30'')} = 222,5 \text{ (A)} \geq I_{T.макс} = 85 \text{ (A)}.$$

Мощность подзарядного устройства определяется по формуле:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз}, \quad (46)$$

где $U_{пз}$ – напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0, \quad (47)$$

$I_{пз}$ – ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п}; \quad (48)$$

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 104 = 231,9 \text{ (В)};$$

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 7 + 15 = 15,175 \text{ (А)}.$$

Тогда:

$$P_{пз} = 231,9 \cdot 15,175 = 3,5 \text{ (кВт)}.$$

Зарядное устройство рассчитывается:

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3, \quad (49)$$

где $U_{пз}$ – напряжение подзарядного устройства:

$$U_3 = 2,75 \cdot n, \quad (50)$$

I_3 – ток зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{п}; \quad (51)$$

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$I_3 = 5 \cdot k + I_n = 5 \cdot 7 + 15 = 50 \text{ (A)}.$$

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

Мощность зарядного устройства:

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

Выберем подзарядное устройство: ВАЗП 380/260–40/80–3 с мощностью $P_3 = 26,2$ (кВт).

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

8 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

8.1 Определение мощности собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд(СН) зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия или отсутствия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Трансформаторы СН с постоянным оперативным током подключаются к шинам РУ НН. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В [6, п. 5.12].

Определим потребителей собственных нужд и их мощность.

Выключатель и его привод снабжены: неотключаемым (антиконденсатным) и основным (автоматически включающимся при низкой температуре) подогревательным устройством.

Таблица 21 – Потребители СН на подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Общая мощность, кВт
Подогрев выключателя (неоткл+осн)	0,035+4,32	2	8,7
Подогрев привода выключателя	0,05+1,6	2	3,3
Подогрев шкафов КРУ–10кВ	1,0	10	10,0
Подогрев приводов разъединителей	0,6	8	4,8
Подогрев релейного шкафа	1,0		1,0
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10кВ	7,0		7,0
Освещение ОРУ 110кВ	10,0		10,0
Здание разъездного персонала	5,5		5,5
ВАЗП	26,2	2	52,4
Охлаждение ТРДН–25000/110	1,0	2	2,0
Итого:			104,7

По [1, п. 4.2.198] – «На электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и более предусматриваются масляные хозяйства, состоящие из склада масла и мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла».

По [1, п. 4.2.199] – «На ПС с синхронными компенсаторами должны сооружаться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми».

По [1, п. 4.2.200] – «На остальных ПС, кроме оговоренных в 4.2.198 и 4.2.199, маслохозяйство или маслосклады не должны сооружаться. Доставка на них сухого масла осуществляется в передвижных емкостях или автоцистернах с централизованных масляных хозяйств».

8.2 Выбор числа и тип трансформаторов собственных нужд

По [7, п. 9.1.1] – «На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд(ТСН)».

По [7, п. 9.1.4] – «На стороне НН ТСН должны работать отдельно. В схеме СН должен быть предусмотрен АВР».

По [7, п. 9.1.8] – «Мощность ТСН должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110- 220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше».

По [7, п. 9.1.10] – «Для собственных нужд должны применяться, как правило, сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения».

По [7, п. 9.1.12] – «ТСН к шинам РУ 6-35 кВ или к обмотке НН основных Т (АТ), должны присоединяться через выключатели».

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

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 104,7 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 ТЛС–160/10, параметры которого представлены в таблице 22 [8].

Таблица 22 – Параметры трансформатора ТЛС–160/10

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	u_k , %	P_k , кВт
ТЛС–160/10	160	10	0,4	6	2850

8.3 Схема питания потребителей собственных нужд

Согласно [6, п. 5.12] мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Для питания оперативных цепей подстанции применяется постоянный оперативный ток. На подстанциях трансформаторы с.н. присоединяются к шинам с низким напряжением, т.е. для нашей подстанции это шины 10 кВ. Шины 0,4 кВ секционируются. Схема показана на рисунке 15.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

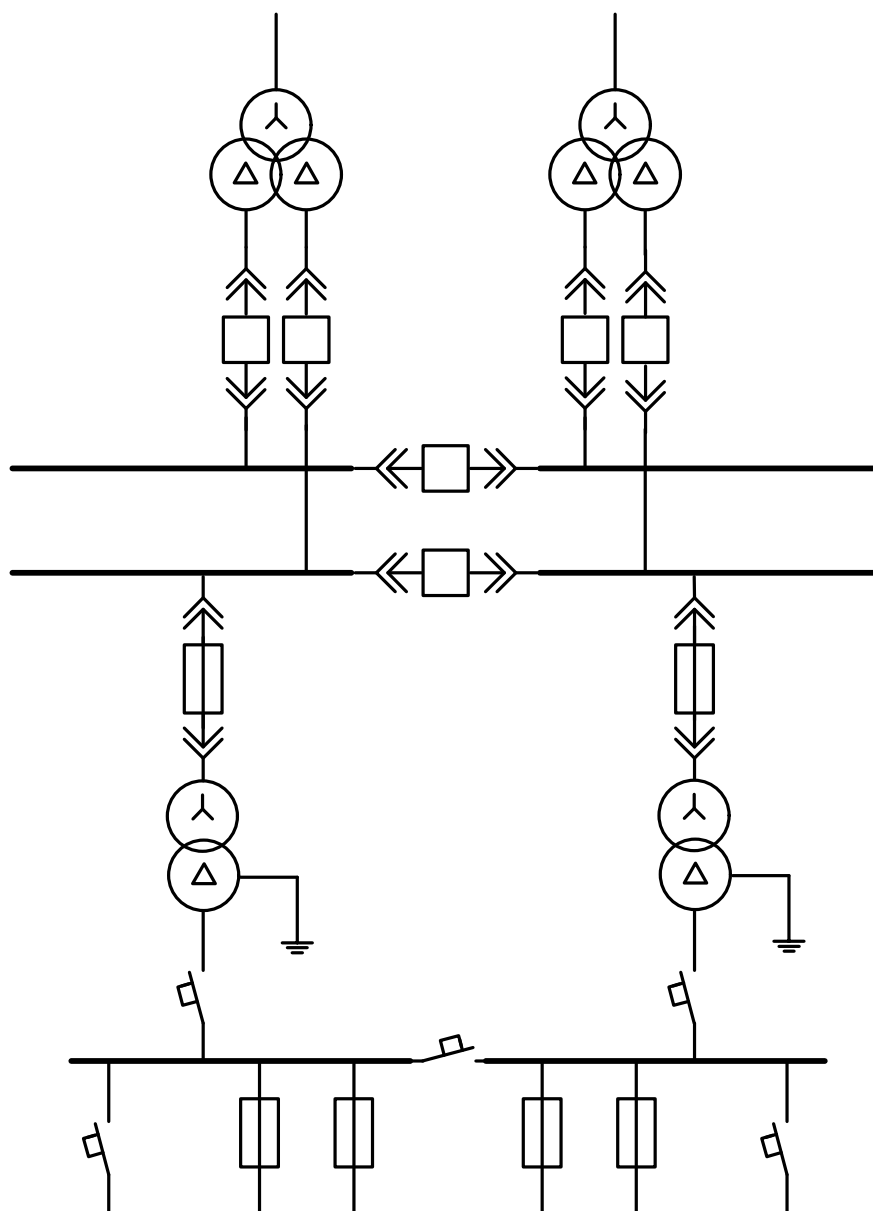


Рисунок 15 – Схема СН ПС

8.4 Выбор предохранителя

В цепи СН вместо выключателя устанавливается предохранитель, который монтируется на выкатном элементе КРУ. Выбор предохранителя производится по номинальным параметрам и коммутационной способности, для этого рассчитывается максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (52)$$

$$I_{\text{макс.СН}} = \frac{104,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,0 \text{ (А)}.$$

Проверка предохранителя производится по следующим условиям [2]:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}; \quad (53)$$

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{Н}}; \quad (54)$$

– по коммутационной способности:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{\text{п.о}}; \quad (55)$$

К установке принимается ПКТ-101-10-8-12,5 [10]. Проверка выбранного предохранителя приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка предохранителя ПКТ-101-10-8-12,5

Параметр	Предохранитель ПКТ-101-10-8-12,5	Сравнение с расчетными условиями
Номинальное напряжение, кВ	10	≥ 10
Номинальный ток, А	8,0	$\geq 6,0$
Номинальный ток отключения, кА	12,5	$\geq 6,7$

8.5 Выбор токоведущих частей

Необходимо выбрать токопровод, который будет соединять шины КРУ 10 кВ с трансформатором СН. Так как токи в цепях СН ($I_{\text{макс.СН}} = 6,0 \text{ А}$) и длина цепей небольшие, следовательно, выбирается алюминиевый кабель с изоляцией из СПЭ. Выбор производится по допустимому току, но стоит учитывать, что значение тока КЗ в цепи СН будет таким же, как и на шинах 10 кВ. Поэтому, при выборе сечения кабеля, нужно учесть минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости, при КЗ. С учетом

вышеперечисленных требований, к установке принимается алюминиевый кабель марки АПвП-70 [5].

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>53</i>

9 МОЛНИЕЗАЩИТА ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

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

9.1 Расстановка молниеотводов и расчет их зон защиты

Стержневые МО устанавливаются на наиболее высокие объекты ПС, такие как линейные порталы, шинные порталы и осветительные вышки. Высота и количество МО зависит от зоны защиты.

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

Перед построением зоны защиты МО необходимо определить надежность защиты, для этого нужно определить грозоупорность ПС (количество лет без аварий по причине ПУМ) [12]:

$$m = \frac{1}{\gamma}, \quad (56)$$

где γ – отключений ПС вследствие ПУМ в год, определяемое по формуле [12]:

$$\gamma = N_{уд} \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g, \quad (57)$$

где $N_{уд}$ – среднее количество ударов молнии в ПС за год;

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

ψ_n – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты МО (при $P_3 = 0,9$ – $\psi_n = 10^{-1}$, а при $P_3 = 0,99$ – $\psi_n = 10^{-2}$ [12];

ψ_i – вероятность перекрытия изоляции при ПМ, принимается 0,68 [12];

ψ_g – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, принимается 0,7 [12].

Среднее количество ударов молнии в ПС за год определяется по формуле [12]:

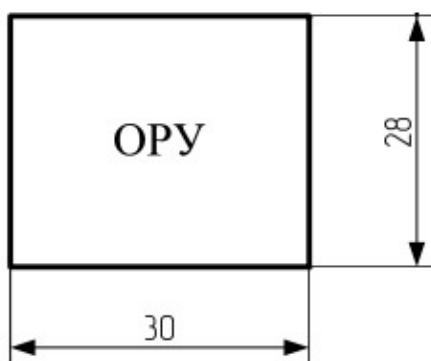
$$N_{\text{уд}} = 0,06 \cdot n \cdot (a + 6h) \cdot (b + 6h) \cdot 10^{-6}, \quad (58)$$

где n – количество грозových часов в году (для Южного Урала принимается 50);

a – длина ОРУ, м;

b – ширина ОРУ, м.

h – высота самого высокого объекта ОРУ, м.



* Размеры для справок

Рисунок 16 – Площадь ОРУ (все размеры в м)

$$N_{\text{уд}} = 0,06 \cdot 50 \cdot (30 + 10 \cdot 23) \cdot (28 + 10 \cdot 23) = 0,2 \text{ (уд/год)}.$$

Определим количество отключений ПС вследствие ПУМ в год:

$$\gamma_{0,9} = 0,2 \cdot 10^{-1} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,00952;$$

$$\gamma_{0,99} = 0,2 \cdot 10^{-2} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,000952.$$

Тогда грозоупорность ПС:

$$m_{0,9} = \frac{1}{\gamma_{0,9}} = \frac{1}{0,00952} = 105 \text{ (лет)};$$

$$m_{0,99} = \frac{1}{\gamma_{0,99}} = \frac{1}{0,000952} = 1050 \text{ (лет)}.$$

На основании произведенных расчетов, надежность, с которой будет рассчитываться зона защиты ПС, принимается $P_3 = 0,9$, так как при данной надежности количество лет без аварий по причине ПУМ составит 105 лет, что превышает средний срок службы ПС.

Зона защиты МО рассчитывается с помощью программы *FlashProt*. На рисунке 17 показана схема, составленная в программе, ОРУ подстанции.

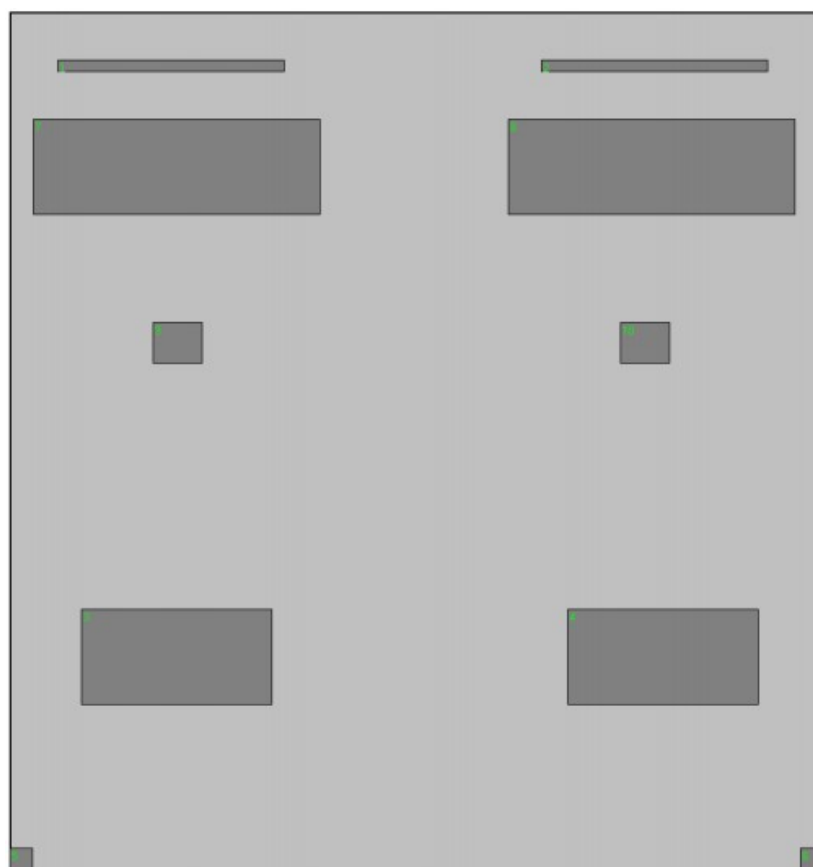


Рисунок 17 – Схема ОРУ, составленная в программе FlashProt: 1, 2 – линейные порталы; 3, 4 – силовые трансформаторы; 5, 6 – осветительные вышки; 7, 8 – жёсткие шины; 9, 10 – силовые выключатели

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 18.

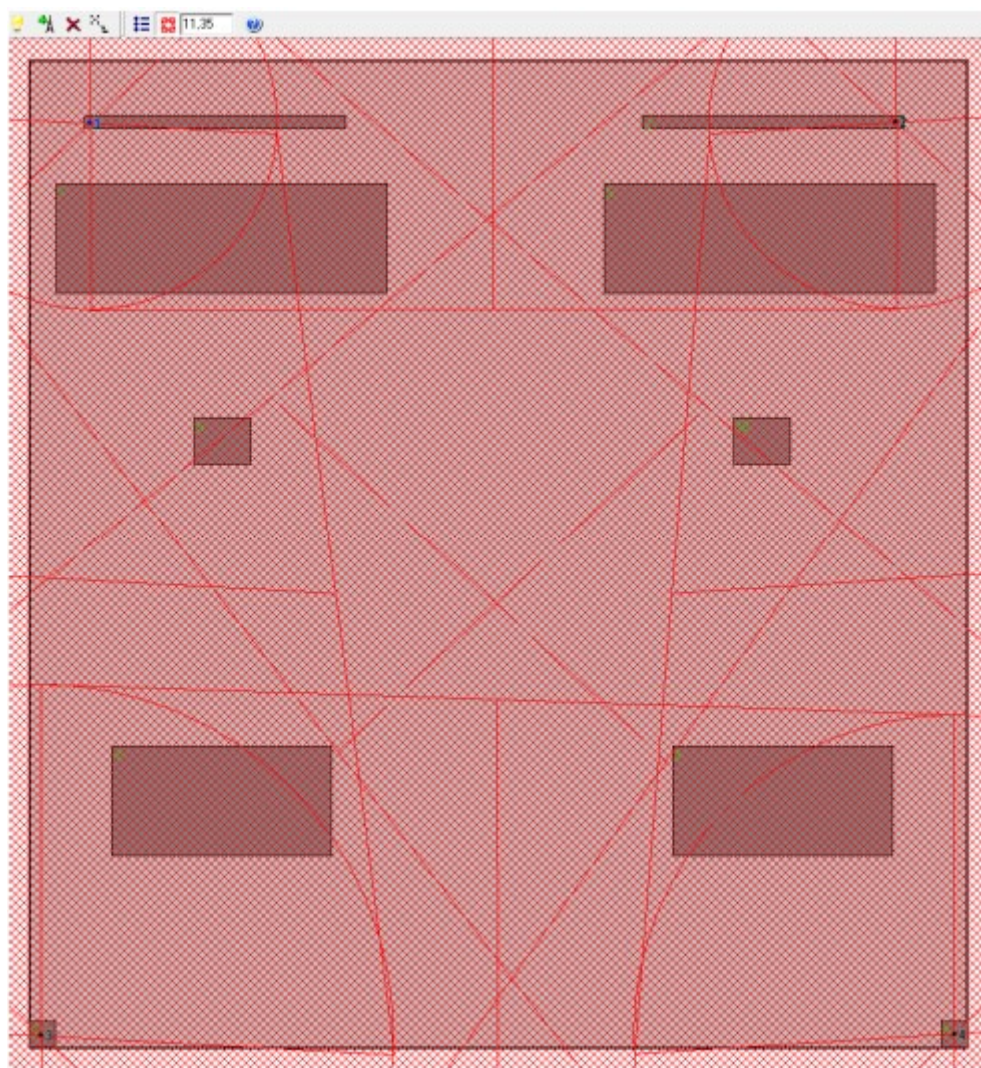


Рисунок 18 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте портала ($h_{\text{порт}} = 11,35$ м).

Из рисунка 18 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 $h_{МО} = 14,35$ м. Полученная при этом зона защиты показана на рисунке 19.

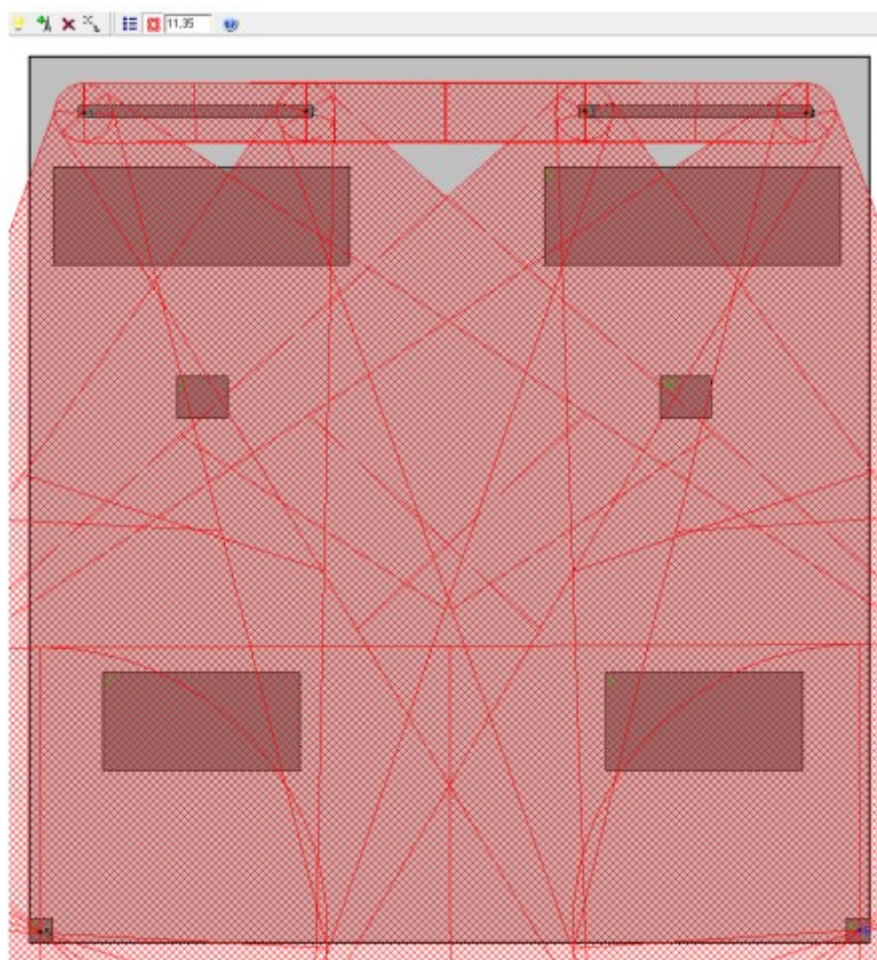


Рисунок 19 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте портала ($h_{порт} = 11,35$ м).

По рисунку 19 видно, что порталы попадают в зону защиты МО, но есть часть оборудования ОРУ (жёсткие шины), которое не попадает в зону защиты, однако его высота меньше высоты порталов. Зона защиты, построенная на высоте оборудования, представлена на рисунке 15.

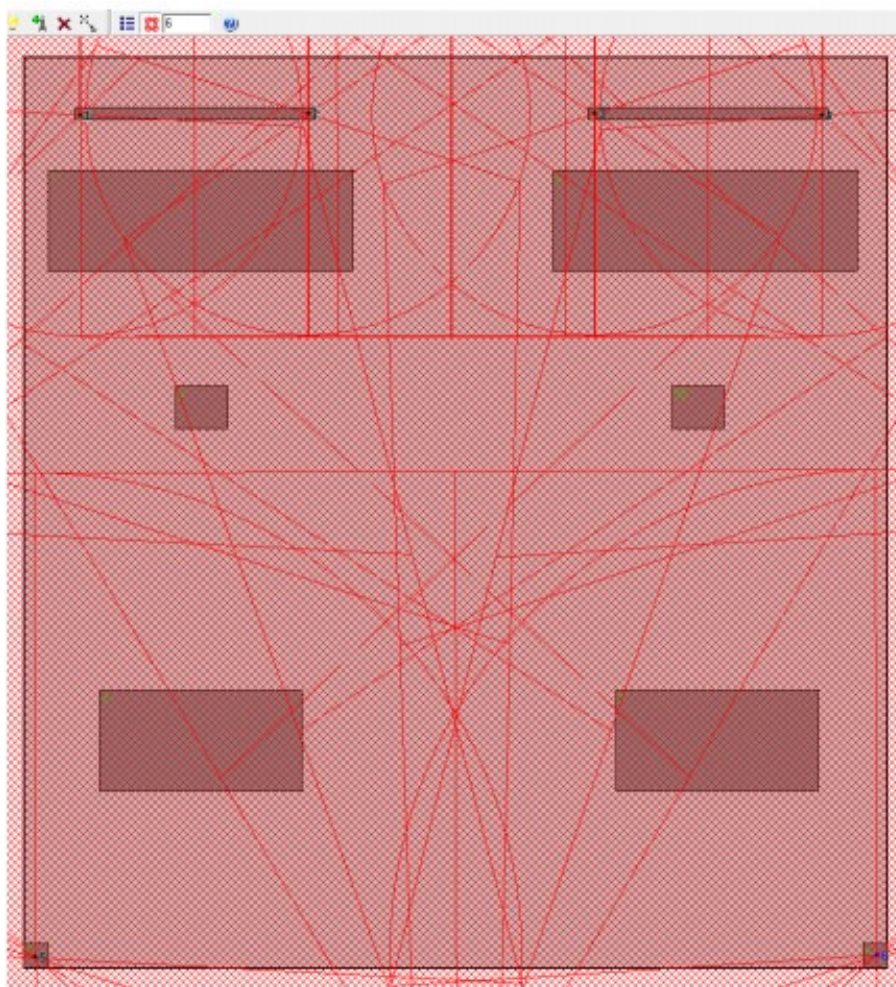


Рисунок 20 – Ручная расстановка молниеотводов и зона защиты (для попарно взятых молниеотводов) на высоте шин ($h_{\text{шин}} = 6,3 \text{ м}$).

По рисунку 20 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.

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. ОПН – безыскровые аппараты, предназначенные для защиты,

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

как от грозových, 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.

8.2.1 Выбор ОПН распределительного устройства высокого напряжения

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 23 [11].

Таблица 23 – Энергоёмкость и ток пропускной ОПН

Класс напряжения, кВ	110
$W_{уд}$, кДж/кВ	1,5–2,5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400–500

Под вышеперечисленные параметры подходит ОПН-П1-110/88/10/2, параметры которого представлены в таблице 24 [10].

Таблица 24 – Параметры ОПН

Параметр	ОПН-П1-110/88/10/2
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нро}$), кВ	88
Номинальное напряжение (U_n), кВ	110
Номинальный разрядный ток, кА	10

Окончание таблицы 24

Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ	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
	с амплитудой 500 А	216
	с амплитудой 1000 А	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 характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН не обязательно [11].

На ПС установлены трансформаторы с эффективно заземлённой нейтралью, следовательно, нужно выбрать ОПН, который будет защищать изоляцию нейтрали. Основные характеристики ОПН, по которым будет выбран тип, представлены в таблице 25.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Таблица 25 – 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 ¹ , 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 ² , о.е.	1,25
Остающееся напряжение в режиме ограничения грозовых перенапряжений, не более ³ , кВ	190
Остающееся напряжение в режиме ограничения коммутационных перенапряжений, не более ⁴ , 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 ОПН-П1-110/56/10/2, параметры которого представлены в таблице 26 [10].

Таблица 26 – Параметры ОПН

Параметр	ОПН-П1-110/56/10/2	
Класс напряжения сети, кВ	110	
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нро}$), кВ	56	
Номинальное напряжение (U_n), кВ	70	
Номинальный разрядный ток, кА	10	
Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ	1200 с (20 мин)	70/67
	10 с	82/75
	1 с	85/81

Окончание таблицы 26

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 $U_{НРО}$		2,8

Параметры таблицы 26 удовлетворяют параметры таблицы 25, которые определены экспериментальным путём, следовательно, выбранный тип ОПН подходит.

8.2.1 Выбор ОПН распределительного устройства низкого напряжения

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 27.

Таблица 27 – Выбор ОПН

Класс напряжения, кВ	10
$U_{НРО}$, кВ	12,0–12,6

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Под данный параметр подходит ОПН-П1-10/12,0/10/2, параметры которого представлены в таблице 28[10].

Таблица 28 – Параметры ОПН

Параметр	ОПН-П1-10/12,0/10/2	
Класс напряжения сети, кВ	10	
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нрo}$), кВ	12,0	
Номинальное напряжение (U_n), кВ	15,0	
Номинальный разрядный ток, кА	10	
Напряжение на ограничителе допустимое в течении времени*, кВ	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
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 таблицы 28 удовлетворяют параметры таблицы 27, которые определены экспериментальным путём, следовательно, выбранный тип ОПН подходит.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ГЛАВНОЙ Понижительной подстанции

Релейная защита (РЗ) осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей системой, обеспечивающей их надежную работу [14].

РЗ – комплекс автоматических устройств, действия которых направлены на быстрое (при возникновении повреждений) выявление и отделения от электроэнергетической системы (ЭЭС) поврежденных участков этой ЭЭС в аварийных ситуациях для обеспечения работы всей системы в нормальном режиме.

Все устройства релейной защиты принято выполнять на базе микропроцессорных терминалов серии БЭМП, которые соответствуют требованиям технических условий БКЖИ.656316.001 ТУ, ГОСТ Р51321.1, РД 34.35.310.

10.1 Релейная защита и автоматика воздушных линий 110 кВ

Согласно [1, п. 3.2.106] для ВЛ 110-220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты (УРЗ) от многофазных и однофазных КЗ.

Примем, что в рассматриваемой сети 110-220 кВ возможны качания, следовательно, по [1, п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть оборудованы устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

На ВЛ с односторонним питанием [1, п. 3.2.110] от многофазных КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовая отсечка (ТО) в качестве дополнительной защиты.

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

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

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

На ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двукратного действия согласно с [1, п. 3.3.6], без проверки синхронизма по [1, п. 3.3.9].

На ВЛ с односторонним питанием [7, п. 12.9.5] используется два КСЗ, каждый из которых включает:

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

Согласно [7, п. 12.9.10] защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению.

Согласно [7, п. 12.11.3] на ВЛ с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ).

Таблица 29 –Принятые к установке виды РЗА ВЛ с односторонним питанием

Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ:	
Дистанционная защита	Без выдержки времени
ТНЗНП	Выдержка времени равна ступени селективности
ТАПВ	Двукратное, простое АПВ

10.2 Релейная защита и автоматика трансформатора 110/10

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 110/10 кВ должны быть предусмотрены защиты от:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах 220(110) кВ;
- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Согласно [1, п. 3.2.51] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа (при однофазных и

многофазных КЗ и ВЗ), и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле или реле давления.

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

В соответствии с [15], трансформаторы с РПН 110-220 кВ, устанавливаемые на ПС, относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть оборудованы газовым реле основного бака трансформатора и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более по [1, п. 3.2.54] должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно [1, п. 3.2.55] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110-220 кВ ПС предусматриваем установку устройства резервирования отказа выключателя УРОВ [1, п. 3.2.18].

По требованиям НТП ПС [7, п. 12.7.1] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке – НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>67</i>

– защита от перегрузки.

Согласно [7, п. 12.7.2] газовое и струйное реле должны действовать через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

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

Согласно [7, п. 12.12.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием [7, п. 12.12.1]:

– 1 ступень — действием без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;

– 2 ступень — действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Согласно [7, п. 12.11] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110–220 кВ трансформаторов.

Таблица 30 – Защиты трансформатора 110 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН

Окончание таблицы 30

Автоматика регулирования РПН	Автоматические регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем ВН	—
УРОВ	Выключателя стороны ВН

10.3 Релейная защита и автоматика секционного выключателя 10 кВ

По [7, п. 12.15.2] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 31 – Защиты секционного выключателя 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ. По схеме неполная звезда с дополнительным реле.
АВР	—
ЗДЗ	—
УРОВ	—

10.4 Релейная защита и автоматика вводного выключателя 10 кВ

Согласно [9.14.1,4] на вводных выключателях РУ предусматривается:

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

					13.03.02.2018.240.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 32 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема — полная звезда, прочих РУ — неп. звезда с доп. реле.
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	—
УРОВ	—

10.5 Релейная защита и автоматика кабельных линий 10 кВ

В результате анализа нормативных требований ПУЭ[3] и НТП ПС[4] предварительно, на данном этапе проектирования намечаем к установке на КЛ 10 кВ следующие виды РЗА (для сети с изолированной нейтралью):

Таблица 33 – Защиты кабельной линии

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
3	Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	—
6	УРОВ	—

10.6 Релейная защита и автоматика трансформатора 10/04

Согласно [1, п. 3.2.51] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа (при однофазных и многофазных КЗ и ВЗ), и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

					13.03.02.2018.240.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Если масляный трансформатор заводом-производителем оснащен реле давления (от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа) и реле уровня в расширителе трансформатора (от понижения уровня масла), то газовая защита может не устанавливаться.

Согласно [1, п. 3.2.54] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

Согласно [1, п. 3.2.59..61] для защита от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита (МТЗ), установленная со стороны 10 кВ.

Согласно [1, п. 3.2.66] защита от однофазных КЗ в сети 0,4 кВ осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, устанавливаемой в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к однофазным КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [1, п. 3.2.69] предусматривается МТЗ с действием на сигнал.

В соответствие с [1, п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В соответствие с требованиями НТП ПС [1, п. 12.15.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 34 – Защиты трансформатора 10/0.4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН

Окончание таблицы 34

МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ. ПО по току подключен к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал.
ЗДЗ	–
УРОВ	–

10.7 Релейная защита и автоматика шин 10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, как правило, не предусматриваются.

Согласно [1, п. 3.2.125] допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее.

Согласно [7, п. 12.15.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- устройство контроля изоляции (УКИ).

В сети с компенсированной нейтралью наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера.

Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствие с [16, п. 5.6] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Таблица 35 – Защиты шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	–
ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
УКИ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме/автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты
АЧР/ЧАПВ	Подключается к ТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведённой работы была разработана главная схема понизительной подстанции цеха холодной прокатки металлургического комбината напряжением 110/10 кВ.

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

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

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание – Москва, 2004. – 504 с.
2. Гайсаров, Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
3. Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе – Москва, 2013. – 196 с.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007. – 132 с.
5. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Файбисович Д. Л. – Москва: «Издательство НЦ ЭНАС», 2009. – 392 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 135 с.
8. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов) – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 518 с.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2009611523. ТоКо: Расчет токов короткого замыкания в электрических системах/ ООО «ТоКо»: К.Е. Горшков, Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов – №2009610177; заявл. 22.01.2009.
10. Предохранители серии ПКТ, ПТ – <http://www.elektrotechnik.ru>.
11. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев– Санкт-Петербург, 2007 – 57с.

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>75</i>

12. Белов А.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / А.В. Белов, Ю.П. Ильин – Челябинск: ЧГАА, 2014 – 144 с.

13. Садовников А.Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем. Конспект лекций. Часть 1 / А.Н. Садовников, А.Н. Андреев – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2013. – 224 с.

14. Чернобородов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Издание 5 / Н.В. Чернобородов – Москва: Изд-ва «Энергия», 1974 – 680 с.

15. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110 – 750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2011 – 116 с.

16. РД 34.35.113. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем

17. BINOM – счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные – <http://www.binom3.ru/binom334.php>

					<i>13.03.02.2018.240.00 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76