

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.

УЗЛОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ 220/110/35

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 123. ВКР

Руководитель, к.т.н., доц.

_____/ Ю.В. Коровин

« ____ » _____ 2018 г.

Автор проекта

студент группы П-478

_____/ В.П. Галенский

« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер, доц., к. т. н.

_____/ Ю.В. Коровин /

« ____ » _____ 2018 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

Галенского Владислава Павловича

Группа П-478

1. Тема выпускной квалификационной работы

_____ Узловая подстанция 220/110/35 кВ _____

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

_____ 1) Мощность и количество линий, присоединенных к шинам 220 кВ _____
(одноцепная линия W1 49,3 МВА; одноцепная линия W2 61 МВА; двухцепная _____
линия W3 61,2 МВА). _____

_____ 2) Мощность и количество линий, присоединенных к шинам 110 кВ _____
(двухцепная линия W1 79 МВА; четырехцепная линия W2 110 МВА; одноцепная _____
линия W3 18 МВА; одноцепная линия W4 28 МВА). _____

_____ 3) Мощность и количество линий, присоединенных к шинам 35 кВ _____
(двухцепная линия W1 9,5 МВА; двухцепная линия W2 13,5 МВА; двухцепная _____
линия W3 10 МВА). _____

_____ 4) Нагрузка собственных нужд подстанции (0,5 МВА). _____

5) Мощность КЗ со стороны 220 кВ (6000 МВА) и 110 кВ (2300 МВА).

6) Данные о присоединениях:

а) Линии 220 кВ W1, W2 и линия 110 кВ W2 – питающие.

б) Питание по линии 110 кВ W2 от газотрубинной электростанции.

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

1) Выбор наиболее подходящей структурной схемы.

2) Выбор трансформаторов.

3) Выбор схем распределительных устройств подстанции.

4) Расчет рабочих токов и токов КЗ.

4) Выбор и проверка оборудования распределительных устройств.

5) Выбор количества и места установки трансформаторов тока и напряжения.

6) Расчет систем собственных нужд.

7) Определение способов защит оборудования подстанции и выбрать устройства РЗ.

8) Определение способов защит от перенапряжений.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1) Схема электрическая главная подстанции 220/110/35 кВ – 1 лист формата А1.

2) План ОРУ 220 кВ – 1 лист формата А1.

3) План ОРУ 110 кВ – 1 лист формата А1.

4) Разрезы по ячейкам ОРУ 220 кВ – 1 лист формата А1.

5) Разрезы по ячейкам ОРУ 110 кВ – 1 лист формата А1.

Всего 5 листов

6. Дата выдачи задания 3 марта 2018 года

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Разработка структурной схемы подстанции	1 неделя	
Выбор количества и типов трансформаторов	1 неделя	
Выбор схем распределительных устройств 220, 110 и 35 кВ	2 неделя	
Расчет рабочих токов и токов КЗ	2 неделя	
Выбор и проверка выключателей и разъединителей	2 неделя	
Выбор и проверка токоведущих частей	3 неделя	
Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения	3 неделя	
Разработка схем систем собственных нужд, выбор трансформаторов	4 неделя	
Расчет аккумуляторных батарей	5 неделя	
Назначение систем РЗ на подстанции	6 неделя	
Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора	6 неделя	
Разработка молниезащиты подстанции	7 неделя	
Выбор ОПН	7 неделя	
Оформление ВКР	8 неделя	
Создание чертежей	8 неделя	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / _____ /

Студент _____ / _____ /

АННОТАЦИЯ

Галенский В.П. Узловая подстанция 220/110/35 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-478; 94 с., 17 ил., 21 табл., библиогр. список – 37 наим.

В выпускной квалификационной работе представлен проект узловой подстанции с четырьмя распределительными устройствами: 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ.

Произведен выбор силовых трансформаторов подстанции исходя из их нагрузочной способности.

Выполнен расчет рабочих токов и токов короткого замыкания для элементов подстанции. На основании этого выбрана коммутационная аппаратура, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части.

Выбраны схема, трансформаторы и оборудование систем собственных нужд. Рассчитаны аккумуляторные батареи. Разработаны конструкции распределительных устройств 220, 110, 35 и 10 кВ.

Назначены устройства релейной защиты на подстанции и произведен расчет уставок дифференциальной защиты автотрансформатора.

Разработана молниезащита подстанции от прямых ударов молнии и выбраны ОПН.

Используемое программное обеспечение: Microsoft Word, Microsoft Visio, Mathcad, «ТоКо», FlashProt.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>		Галенский В.П.			Узловая подстанция 220/110/35 кВ			В	К	Р	6	94
<i>Провер.</i>		Коровин Ю. В.										
<i>Рецензент</i>												
<i>Н. Контр.</i>		Коровин Ю. В.										
<i>Утверд.</i>		Кирпичникова И.М.										
								ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ	
1.1. Выбор типа и количества силовых трансформаторов	9
2. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	
2.1. Распределительное устройство 220 кВ	13
2.2. Распределительное устройство 110 кВ	14
2.3. Распределительное устройство 35 кВ	14
3. РАСЧЕТ РАБОЧИХ ТОКОВ И ТОКОВ КЗ	
3.1. Расчет рабочих токов	16
3.2. Расчет токов короткого замыкания	18
4. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ	
4.1. Выбор оборудования распределительного устройства 220 кВ	22
4.2. Выбор оборудования распределительного устройства 110 кВ	35
5. РАСЧЕТ СИСТЕМ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	
5.1. Выбор схемы снабжения систем собственных нужд	61
6. УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ	
6.1. Устройства релейной защиты в РУ 220 кВ	72
6.2. Устройства релейной защиты в РУ 110 кВ	77
6.3. Устройства релейной защиты в РУ 35 кВ	79
6.4. Устройства автоматики	80
7. РАЗРАБОТКА ГРОЗОЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ	
7.1. Конструкции РУ 220 кВ и 110 кВ	81
7.2. Защита от прямых ударов молнии	81
7.3. Выбор ограничителей перенапряжения на подстанции	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	92

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие ее свойства, как универсальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния.

В Российской Федерации используется единая энергетическая система, что подразумевает на высоких классах напряжения использования замкнутых кольцевых сетей. С целью питания потребителей класса напряжения ниже и при этом обеспечить транзит мощности по кольцевой сети используется узловая подстанция.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

1.1. Выбор типа и количества силовых трансформаторов

В соответствии с заданием разрабатываемая подстанция является узловой, т. е. мощность, приходящая по воздушным линиям 220 кВ транзитом передается в другие линии того же напряжения, а так же в сеть напряжений 110 и 35 кВ (рисунок 1.1).

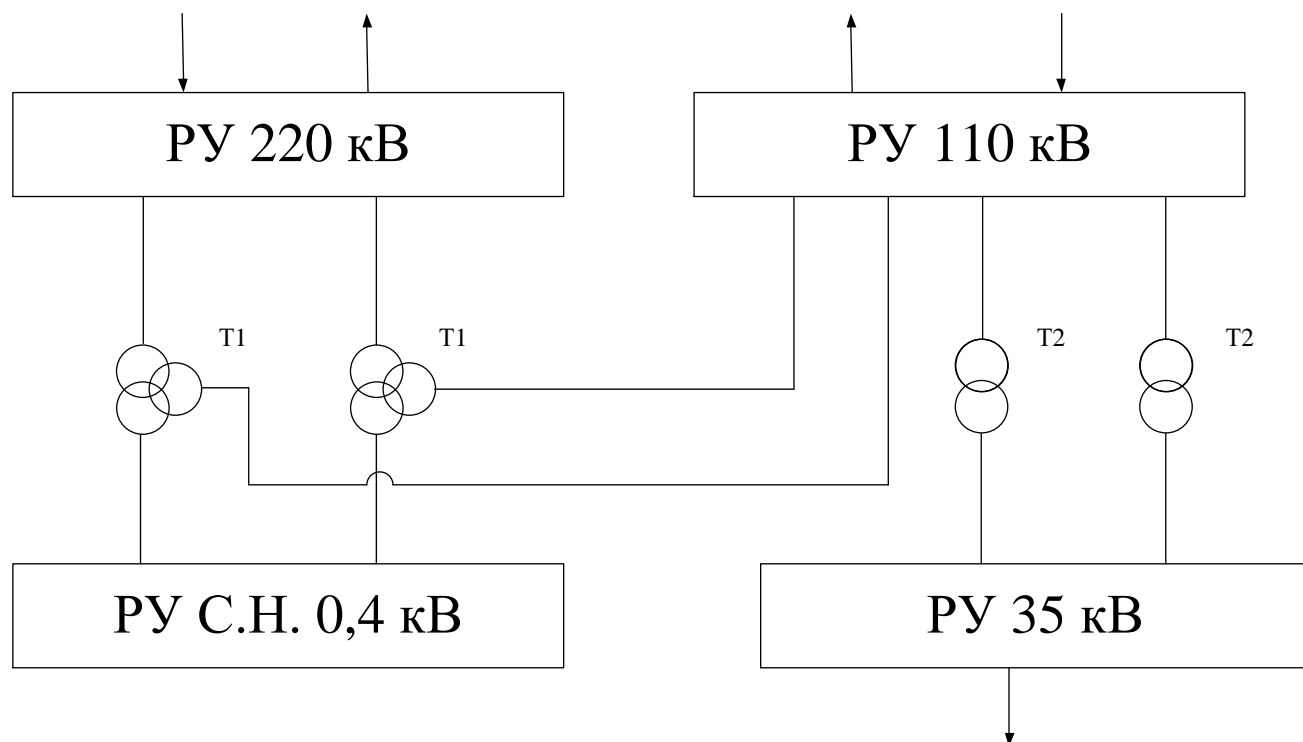


Рисунок 1.1 – К выбору структурной схемы

В задании указывается мощности всех присоединений к подстанции в самый тяжелый период, а именно зимний, а так же нагрузка, которая приходится на питание систем собственных нужд подстанции. В задании также уже указаны количество линий и потоки мощности в них.

В нормальном режиме подстанция принимает мощность по двум линиям 220 кВ и четырем линиям 110 кВ от соседней электростанции, работа которой непостоянна.

Рассчитаем потоки мощности на подстанции.

$$S_{T1} = S_{220-1} - S_{220-2}, \quad (1.1)$$

где: S_{T1} – мощность, передаваемая трансформатором в нормальном режиме;

S_{220-1} – полная мощность, питающая подстанцию по линиям 220 кВ;

S_{220-2} – полная мощность, передаваемая подстанцией по линиям 220 кВ.

Зная данные по мощностям ВЛ 220 кВ по формуле (1.1) определим:

$$S_{T1} = 110,3 - 61,2 = 49,1 \text{ (МВА)}.$$

В распределительное устройство (РУ) 110 кВ мощность потребляется по четырем линиям электропередачи. Их суммарная мощность 131,2 МВА. Часть этой нагрузки обеспечивается работающей в сети электростанцией с заданной мощностью 110 МВА. Оставшаяся мощность потребляется присоединениями в РУ 35 кВ, а так же собственными нуждами.

Используя данную информацию, определим мощность, передаваемую трансформатором Т2 на подстанции:

$$S_{T2} = S_{T1} - S_{С.Н.} - S_{110-2} + S_{110-1}, \quad (1.2)$$

где: S_{T2} – полная мощность, передаваемая трансформатором в нормальном режиме;

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

S_{110-2} – полная мощность, передаваемая подстанцией по линиям 110 кВ;

S_{220-1} – полная мощность, питающая подстанцию по линиям 110 кВ.

Таким образом:

$$S_{T2} = 49,1 - 0,5 - 125 + 110 = 33 \text{ (МВА)}.$$

Однако, необходимо принять во внимание, что питание РУ 110 кВ осуществляется также от электростанции, которая работает непостоянно. Возможна ситуация, когда питание потребителей 110 и 35 кВ будет осуществляться только за счет линий 220 кВ. В данной ситуации на трансформатор Т1 будет приходиться мощность сверх ранее посчитанной, также мощность самой электростанции при неизменном потреблении.

Таким образом, мощность трансформатора Т1:

$$S_{T1} = S_{T1} + S_{110-1} = 49,1 + 110 = 159,1 \text{ (МВА)}.$$

Необходимо, чтобы трансформатор был способен передавать эту мощность.

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Используя полученные значения мощностей, выберем трансформаторы.

Примем к установке по два трансформатора, исходя из условий надежности питания потребителей. Три трансформатора устанавливать экономически нецелесообразно.

Трансформаторы с передаваемой мощностью S_{T1} соединяют распределительные устройства 220 и 110 кВ и передают мощность 158 МВА, то для установки целесообразно использовать автотрансформатор [3].

Параметры автотрансформатора определим по упрощенной методике, в которой суммарная мощность, приходящаяся на один трансформатор, не должна превышать 40 % от его номинала в аварийном режиме:

$$S_{T1.НОМ} = \frac{S_{T1}}{1,4} = \frac{159,1}{1,4} = 113,4 \text{ (МВА)}.$$

Принимаем к установке два автотрансформатора типа АДЦТН-125000/220/110/10 [7].

Данные автотрансформаторы при параллельной работе могут длительное время передавать необходимую мощность и 5 суток по 6 часов быть перегружены на 40% при отказе одного из них, если до этого работали без перегрузок.

Аналогично выберем трансформаторы для связи РУ 110 и 35 кВ:

$$S_{T2.НОМ} = \frac{S_{T2}}{1,4} = \frac{33}{1,4} = 23,6 \text{ (МВА)}.$$

Нужно установить трансформатор с двумя обмотками и мощностью ближайшей большей, чем найденная. Ближайший трансформатор имеет мощность 25000 кВА, однако двухобмоточных на данный класс напряжения нет, поэтому приходится использовать трехобмоточный трансформатор с обмоткой низшего напряжения 10 кВ, работающей на холостом ходу.

Принимаем к установке два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-25000/110/35/10 [7].

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

С учетом выбранных трансформаторов и количества линий электропередач структурная схема приобретет окончательный вид, представленный на (рисунок 1.2):

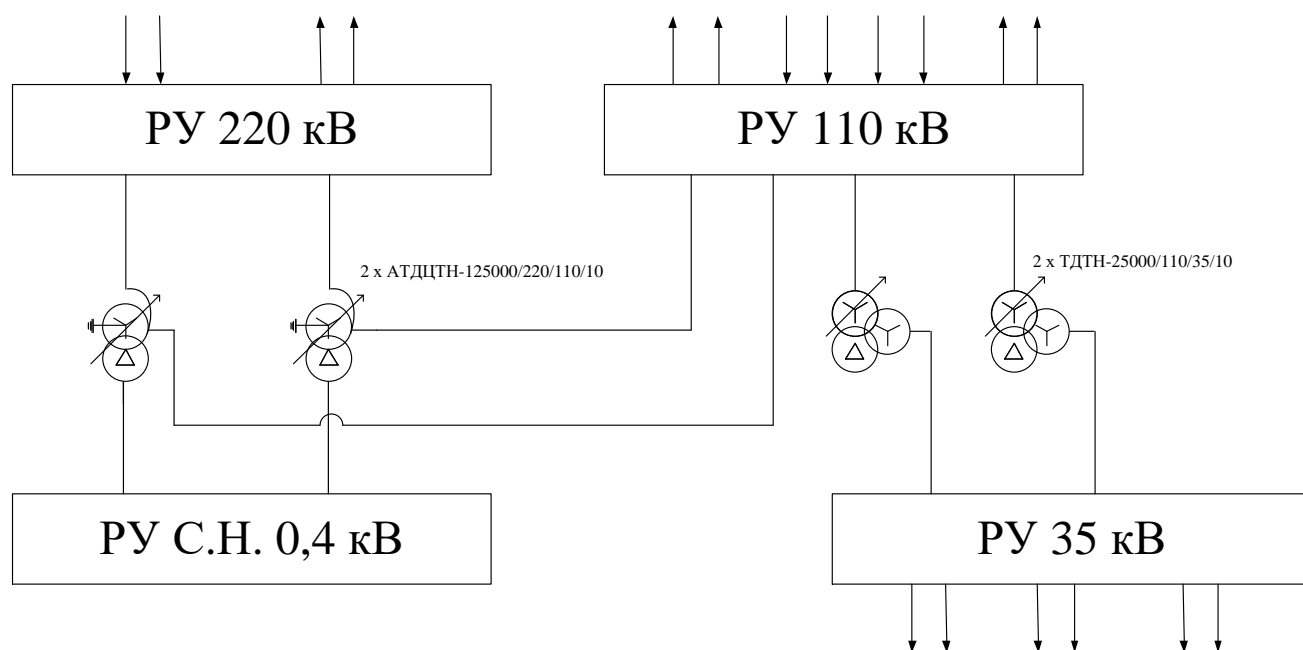


Рисунок 1.2 – Принятая структурная схема подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Лист

12

2. ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. Распределительное устройство 220 кВ

Исходя из заданных условий проектирования необходимо подобрать схему распределительного устройства. Сделаем выбор исходя из рекомендаций ФСК для напряжения 220 кВ [5].

Данный тип подстанции является узловой. Распределительное устройство имеет два присоединения с автотрансформаторами и четыре присоединения – линии электропередачи (ЛЭП).

Питание по линии 220 кВ осуществляется через две отдельно работающих линии. Отходящая линия является двухцепной.

Исходя из этого возможно применение схемы «одна секционированная система шин и обходная система шин».

Так как один автотрансформатор в аварийном режиме длительное время работать не может, то это присоединение считается не резервируемым, следовательно, два трансформатора следует подключить на две разные шины по условиям надежности питания потребителей.

Окончательно схема распределительного устройства 220 кВ будет выглядеть следующим образом (рисунок 2.1):

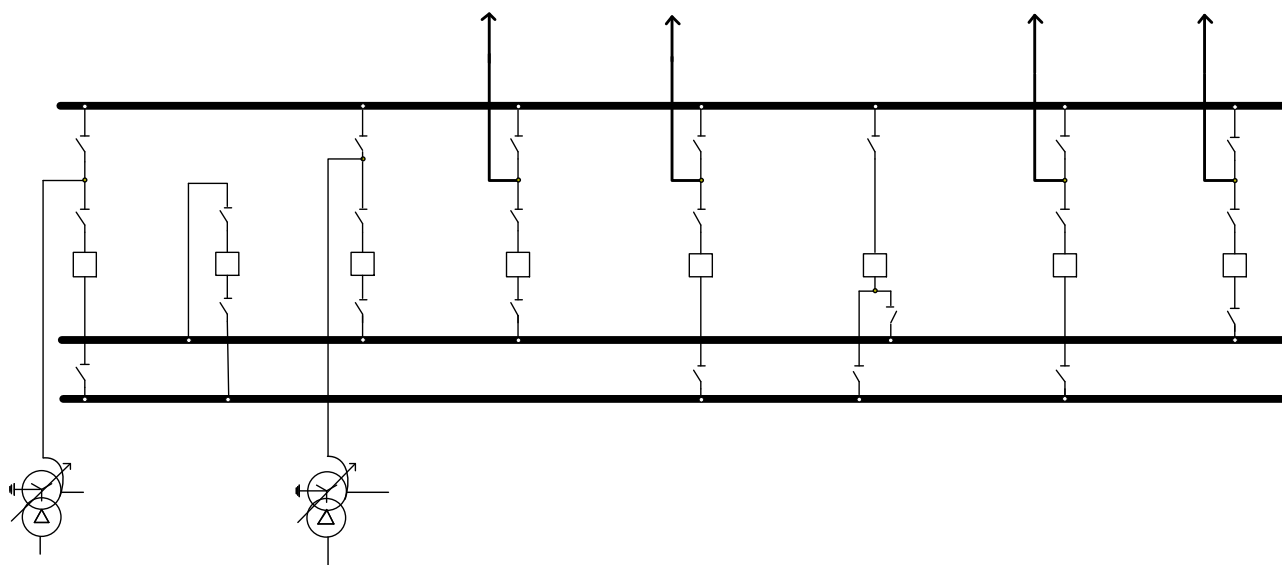


Рисунок 2.1 – Схема распределительного устройства 220 кВ «одна секционированная система шин и обходная система шин»

2.2. Распределительное устройство 110 кВ

В распределительном устройстве 110 кВ имеется двенадцать присоединений, среди которых четыре трансформатора и восемь линий. Так же две отходящие от подстанции линии 110 кВ являются одиночными и необходимо обеспечить их бесперебойное питание.

Исходя из данных условий в соответствии с рекомендациями ФСК принимается к установке схема «две системы шин и обходная система шин».

Наличие не резервируемых присоединений требует установки обходной системы шин, а число присоединений свыше шести – применение двух систем шин.

В нормальном режиме секционный выключатель РУ 220 кВ и шинно-соединительный выключатель РУ 110 кВ нормально включены.

Схема распределительного устройства 110 кВ будет выглядеть следующим образом (рисунок 2.2).

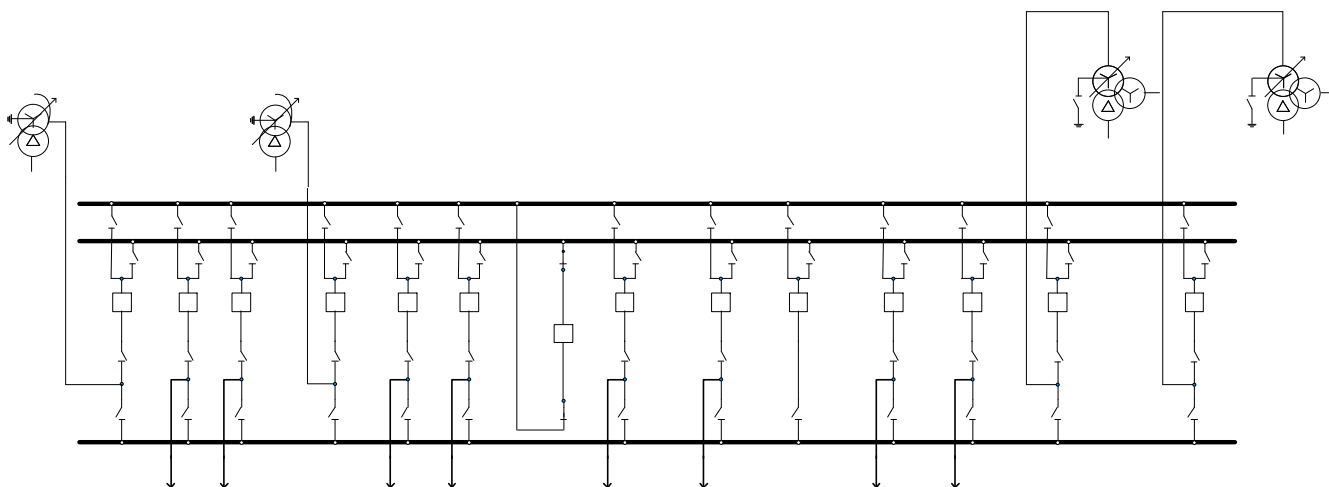


Рисунок 2.2 – Схема распределительного устройства 110 кВ «две системы шин и обходная система шин»

2.3. Распределительное устройство 35 кВ

В данном распределительном устройстве все отходящие линии двухцепные, а количество линий – шесть. Питание приходит со стороны двух трехобмоточных трансформаторов.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

В связи с этим и рекомендациями ФСК к установке принимается схема «одна рабочая секционированная система шин».

Резервирование обеспечивается тем, что одна цепь двухцепной линии присоединяется на одну секцию шин, а вторая – на другую, тем самым при отказе одной секции линии питание по одной из цепей линии сохраняется.

В нормальном режиме секционный выключатель отключен. Связано это с тем, что при работе защит на отключение КЗ на секции шин в отключении будет участвовать еще один элемент, отказ которого может привести к погашению всего распределительного устройства. Также не маловажным является класс напряжения. На напряжении 35 кВ токи междуфазного короткого замыкания принимают большие значения, чем токи КЗ в сетях более высокого класса напряжения. В связи с этим секционный выключатель отключен и подпитка короткого замыкания будет лишь от одного трансформатора.

Таким образом схема распределительного устройства 35 кВ будет выглядеть следующим образом (Рисунок 2.3).

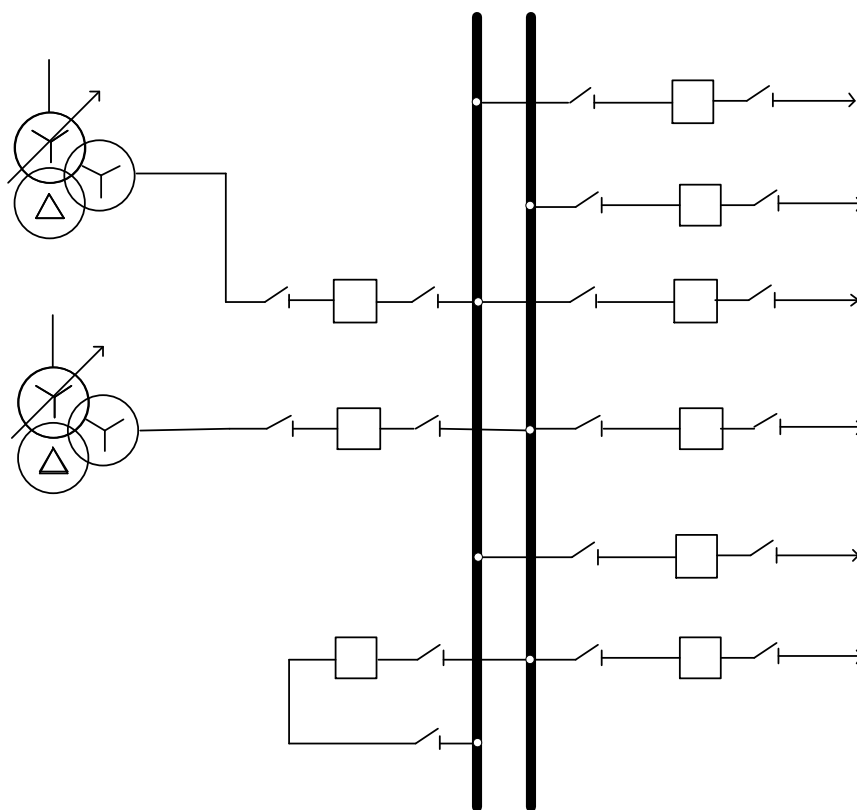


Рисунок 2.3 – Схема распределительного устройства 35 кВ «одна рабочая секционированная система шин»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Лист

15

3. РАСЧЕТ РАБОЧИХ ТОКОВ И ТОКОВ КЗ

3.1. Расчет рабочих токов

С целью выбора оборудования распределительных устройств, необходимо найти рабочие токи, протекающие по ячейкам подстанции. Изначально заданы полные мощности, протекающие по линиям электропередач. Зная это и номинальное напряжение, найдем токи по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.1)$$

где: $I_{\text{раб}}$ – рабочий ток в цепи;

S – полная мощность рассчитываемой цепи;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение;

n – количество цепей.

Найдем ток в питающих подстанцию линиях 220 кВ. Две линии, работающие отдельно, поэтому и мощность в цепях будет разная. Используем формулу (3.1):

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ220-1}} = \frac{49,3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,129 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ220-2}} = \frac{61}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,160 \text{ (кА)}.$$

В случае потери питания одной из линии, питание подстанции пойдет по второй, даже если эти линии не параллельны:

$$I_{\text{max}}^{\text{ВЛ220-1}} = \frac{110,3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,289 \text{ (кА)}.$$

Найдем ток в двучепной линии 220 кВ:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ220}} = \frac{61,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,081 \text{ (кА)}.$$

Аналогично в аварийном режиме:

$$I_{\text{max}}^{\text{ВЛ220}} = \frac{61,2}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,161 \text{ (кА)}.$$

Ток максимального режима в цепи автотрансформатора на высокой стороне определим по его номинальной мощности и коэффициенту перегрузки, если он работает один:

$$I_{max}^{BH-AT} = 1,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,459 \text{ (кА)}.$$

Определяем рабочие токи в распределительном устройстве 110 кВ.

Ток максимального режима в цепи автотрансформатора на средней стороне определим по его номинальной мощности и коэффициенту перегрузки, если он работает один:

$$I_{max}^{CH-AT} = 1,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,918 \text{ (кА)}.$$

Аналогично определяем рабочий ток высокой стороны трехобмоточного трансформатора:

$$I_{max}^{BH-T} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ (кА)}.$$

Определим ток в линиях электропередач 110 кВ по формуле 3.1 в нормальном режиме и аварийном при потере одной из параллельных линий:

$$I_{норм}^{ВЛ110-1} = \frac{79}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,207 \text{ (кА)};$$

$$I_{max}^{ВЛ110-1} = \frac{79}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,415 \text{ (кА)}.$$

Линия электропередач со стороны электростанции имеет 4 цепи. Аналогично определим ток в нормальном и аварийном режиме. В аварийном режиме потеряется половина линий:

$$I_{норм}^{ВЛ110-ЭС} = \frac{110}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,144 \text{ (кА)};$$

$$I_{max}^{ВЛ110-ЭС} = \frac{110}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,288 \text{ (кА)}.$$

Оставшиеся две линии работают раздельно. Определим токи в этих линиях только для нормального режима:

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ110-2}} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,094 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ110-3}} = \frac{28}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,147 \text{ (кА)}.$$

Определяем рабочие токи в распределительном устройстве 35 кВ.

Мощность в цепи трехобмоточного трансформатора на средней стороне определим по его номинальной мощности и коэффициенту перегрузки, если он работает один:

$$I_{\text{max}}^{\text{СН-Т}} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,577 \text{ (кА)}.$$

В РУ 35 кВ три двухцепные тупиковые линии. Определим рабочие токи в каждой линии:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ35-1}} = \frac{9,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,078 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ35-2}} = \frac{13,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,111 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВЛ35-3}} = \frac{10}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 0,082 \text{ (кА)}.$$

Определяем токи при потере одной из двух параллельных линий:

$$I_{\text{max}}^{\text{ВЛ35-1}} = \frac{9,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,156 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{max}}^{\text{ВЛ35-2}} = \frac{13,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,222 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{max}}^{\text{ВЛ35-3}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,164 \text{ (кА)}.$$

Определенные рабочие токи в цепях всех распределительных устройств необходимы при выборе оборудования, который будет проводится в дальнейшем.

3.2. Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем токи однофазного и трехфазного короткого замыкания с помощью программы ТоКо [14].

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

На схеме расчета токов короткого замыкания элементы имеют следующие параметры:

Мощность короткого замыкания системы С1 220 кВ $S^{(3)}_{K3220} = 6000$ МВА;

Мощность короткого замыкания системы С2 110 кВ $S^{(3)}_{K3110} = 2300$ МВА.

В соответствии с [6] для выбора оборудования в РУ 35–220 кВ определяется суммарный ток трехфазного КЗ на секциях шин.

Найдем токи трехфазного короткого замыкания в РУ 220 кВ.

Результат, полученный в программе «ТоКо» представлен на рисунке 3.1.

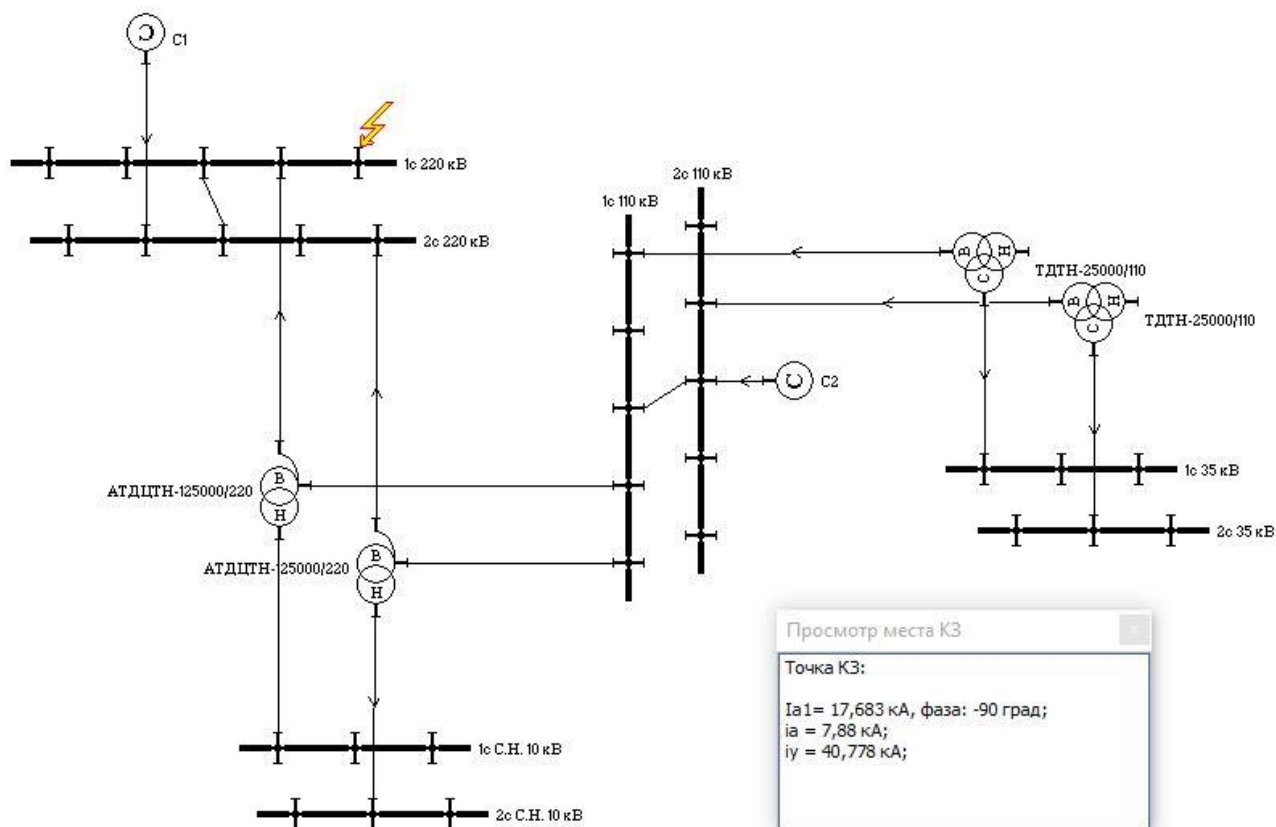


Рисунок 3.1 – Периодическое, аperiodическое и ударное значения тока трехфазного КЗ в РУ 220 кВ

Найдем токи трехфазного короткого замыкания в РУ 110 кВ.

Результат, полученный в программе «ТоКо» представлен на рисунке 3.2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

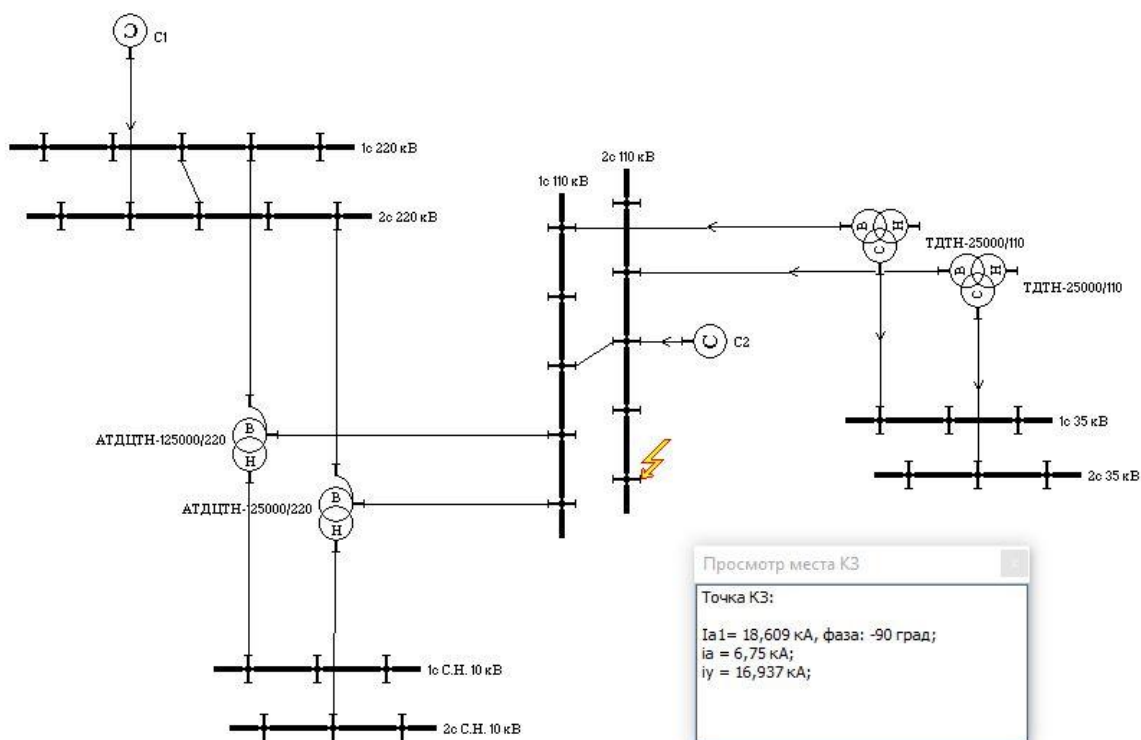


Рисунок 3.2 – Периодическое, аperiodическое и ударное значения тока трехфазного КЗ в РУ 110 кВ

Найдем токи трехфазного короткого замыкания в РУ 35 кВ.

Результат, полученный в программе «ТоКо» представлен на рисунке 3.3.

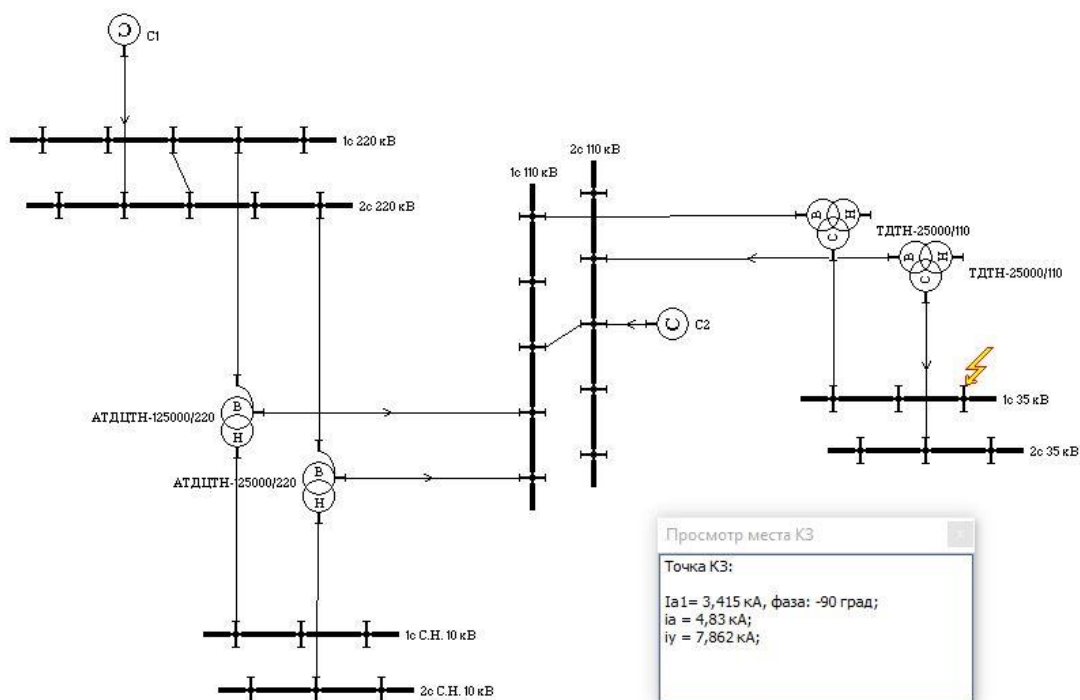


Рисунок 3.3 – Периодическое, аperiodическое и ударное значения тока трехфазного КЗ в РУ 35 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Найдем токи трехфазного короткого замыкания в РУ С.Н. 10 кВ.

Результат, полученный в программе «ТоКо» представлен на рисунке 3.4.

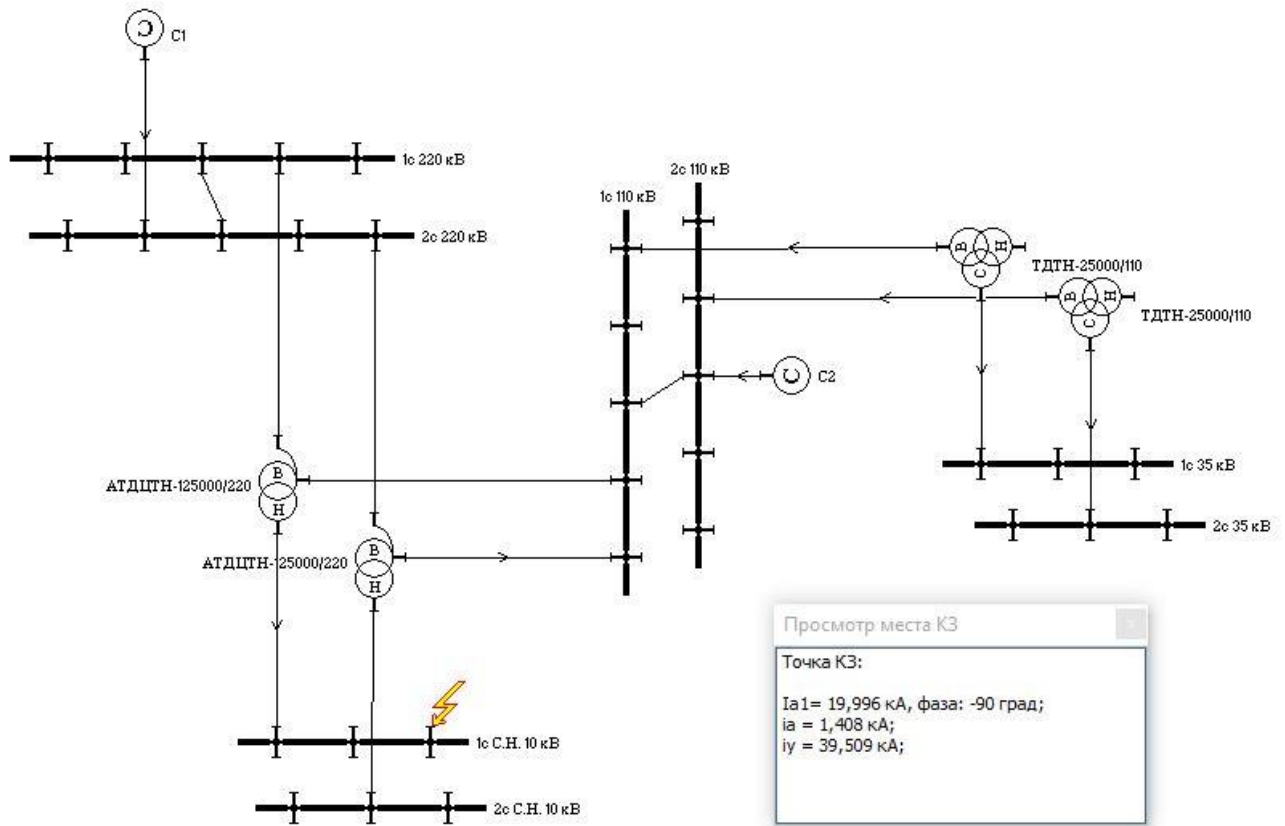


Рисунок 3.4 – Периодическое, апериодическое и ударное значения тока трехфазного КЗ в РУ С.Н. 10 кВ

Результаты всех расчетов сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результат расчетов рабочих токов и токов КЗ

			РУ 220 кВ			РУ 110 кВ				РУ 35 кВ		
Рабочие токи, А	В цепи линии		ВЛ-1	ВЛ-2	ВЛ-3	ВЛ-1	ВЛ-ЭС	ВЛ-2	ВЛ-3	ВЛ-1	ВЛ-2	ВЛ-3
		Норм. режим	129	160	81	207	144	94	147	78	111	82
	Авар. режим	289	289	161	415	288	–	–	156	222	164	
	В цепи трансформаторов	Авар. режим	ВН АТ			СН АТ		ВН Т		СН Т		
			459			918		184		577		
Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА			17,67			18,61				3,4		

4. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

4.1. Выбор оборудования распределительного устройства 220 кВ

1) Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для размыкания цепей с током. В зависимости от способности выключателя размыкать цепи, по которым протекают токи короткого замыкания, они разделяются на выключатели силовые (способные отключать токи КЗ) и выключатели нагрузки. Согласно [3] выключатели нагрузки устанавливаются в цепях 6-10 кВ.

В нашем случае все выключатели подстанции должны способны отключать токи КЗ, рассчитанные ранее.

Выключатели для всего распределительного устройства 220 кВ выбираются одинаковые на наибольший рабочий ток в длительном режиме. В данном случае наибольший длительный ток протекает в цепи автотрансформатора на высокой стороне $I_{\text{раб}} = 459$ А. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 220$ кВ. Начальная периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания $I_{\text{п.0}} = 17,68$ кА.

Согласно [3] произведем выбор выключателя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{н}} > I_{\text{max}}; \quad (4.1)$$

$$U_{\text{н}} > U_{\text{max}}. \quad (4.2)$$

По имеющимся данным выбираем выключатель ВГТ-220. Колонковый выключатель с элегазовой дугогасящей средой отвечает всем требованиям ГОСТ и предназначен для установки в открытых распределительных устройствах в регионах с холодным и умеренным климатом. Выключатель оборудован пружинным приводом типа ППрК с моторным заводом рабочих (цилиндрических винтовых) пружин, представляет собой отдельный, помещенный в герметизированный трехдверный шкаф, агрегат. Привод имеет

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

два электромагнита отключения и снабжен блокировочными устройствами. Параметры выключателя приводит изготовитель в [16]. Сведем их в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры выключателя ВГТ-220 [16]

Номинальное напряжение U_H , кВ	220
Номинальный ток I_H , А	4000
Номинальный ток отключения $I_{\text{ном.откл}}$, кА	40
Собственное время отключения $t_{\text{откл}}$, с	0,035
Полное время отключения $t_{\text{полн}}$, с	0,055
Относительное содержание аperiodической составляющей β , %	40
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

Согласно [34] произведем проверку выключателя по:

– по отключающей способности:

$$I_{\text{ном.откл}} > I_{\text{п.о}}; \quad (4.3)$$

$$i_{\text{а.н}} > i_{\text{а.т}}, \quad (4.4)$$

где: $i_{\text{а.т}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ. Данное значение найдено при расчете токов КЗ.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{\text{а.н}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (4.5)$$

где: β – относительное содержание аperiodической составляющей.

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{вкл} > i_y, \quad (4.6)$$

где: i_y – ударное значение тока короткого замыкания.

Ударным называют максимальное мгновенное значение тока КЗ, возникающее за первый полупериод с момента возникновения КЗ.

$$I_{вкл} > I_{п.0}. \quad (4.7)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{пр}^{СКВ} > I_{п.0}; \quad (4.8)$$

$$i_{пр}^{СКВ} > i_y. \quad (4.9)$$

– по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_k, \quad (4.10)$$

где: B_k – тепловой импульс тока КЗ.

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a), \quad (4.11)$$

где: $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 220 кВ $T_a=0,03$ с.

$$B_k = 309,4 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 57,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 1600 \cdot 0,185 = 296 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 4.2 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно выключатель ВГТ-220 прошел проверку.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 4.2 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВГТ-220.

	Параметры выключателя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	4000	459
Номинальный ток отключения, кА	40	17,68
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание апериодической составляющей, %	40	
Апериодическая составляющая тока, кА	22,6	7,88
Наибольший пик тока включения, кА	102	40,78
Номинальный ток включения, кА	40	17,68
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	102	40,78
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	40	17,68
Термическая стойкость, (кА) ² с	296	57,2

2) Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для размыкания цепей без тока. Его основная функция – создание видимого разрыва цепей для безопасной работы персонала.

Разъединители в цепях распределительного устройства 220 кВ выбирается, как и выключатель, один тип для всего РУ. Разъединители так же выбираются по рабочему току длительного режима и номинальному напряжению. Так как разъединитель не предназначен разрывать цепей с током, то и проверка по включающей и отключающей способности не проводится.

Согласно [3] произведем выбор разъединителя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

С учетом вышесказанного выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000-31,5. Согласно изготовителю [17] данный разъединитель оборудован заземляющими ножами с фиксацией во включенном положении от динамических усилий при токах КЗ, а так же механической блокировкой, предотвращающей замыкания контактов при действующем заземлении. Разъединитель оснащен электродвигательными приводами ПД—14 или ручными приводами ПРГ—6.

Характеристики разъединителя представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики разъединителя РГ-220/1000-31,5 [17]

Номинальное напряжение U_H , кВ	220
Номинальный ток I_H , А	1000
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	31,5
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Согласно [34] произведем проверку разъединителя по:

- по электродинамической стойкости:

$$I_{пр}^{СКВ} > I_{П.0};$$

$$i_{пр}^{СКВ} > i_y.$$

- по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_k;$$

$$B_k = 309,4 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,03) = 57,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 992,25 \cdot 0,185 = 183,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 4.4 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 4.4 – Каталожные и расчетные данные разъединителя РГ-220/1000-31,5

	Параметры разъединителя	Расчетные параметрам
Ном. Напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	1000	459
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	80	40,78
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	31,5	17,68
Термическая стойкость, (кА) ² с	183,6	57,2

Все параметры разъединителя соответствуют требованиям, следовательно разъединитель РГ-220/1000-31,5 прошел проверку.

3) В РУ 220 кВ для секционирования шин используются гибкие провода, подвешенные на шинных порталах. К этим гибким проводам подключаются присоединения РУ в соответствии со схемой. Согласно [6] гибкие провода выбираются по длительно допустимому току, то есть $I_{раб} = 459$ А.

По данному критерию согласно [7] подходит провод АС-185/29 с допустимым длительным током $I_{доп} = 510$ А. Однако, согласно [1] провод должен пройти проверку по условию короны:

$$F_{пр} > F_{доп}, \quad (4.12)$$

где: $F_{пр}$ – сечение выбранного провода в мм²;

$F_{доп}$ – допустимое минимальное сечение по условию возникновения короны.

При напряжении номинальном 220 кВ $F_{доп} = 240$ мм². Следовательно, выбираем гибкий провод АС-240/32 с $I_{доп} = 610$ А.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 220 кВ 17,59 кА, то согласно [1] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (4.13)$$

где: S_{min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 220 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия

$$C = 89 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2} [1].$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{57,2}}{89} = 85 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{min} . По справочным данным сечение провода АС-240/32 равно 244 мм². Следовательно, провод проходит по условию термической стойкости.

Данный провод будет использован для двух секций шин и обходной системы шин.

4) Для связи распределительного устройства и автотрансформатора, расположенного на удалении от самого РУ необходим гибкий токопровод, который подвешивается на линейных порталах. Как и в случае с секциями шин, провод для ошиновки выбираем по длительно допустимому току и условию короны.

Выбранный провод аналогичен тому, что выбирали в предыдущем случае: АС-240/32. Проверку по термическому и электродинамическому действию тока КЗ проводили в предыдущем пункте, следовательно повторять его не будем.

5) Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [3].

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Трансформатор тока имеет первичную обмотку, выполненную либо отдельным проводником, либо витком вокруг магнитопровода. Сам магнитопровод и вторичная обмотка, выполненная таким образом, чтобы на ней был ток, удобный для измерения и работы релейной защиты. Как правило, номинальный вторичный ток имеет значения либо 5, либо 1 ампер.

В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока различных классов точности. Приборы высокого класса точности необходимы для измерений, где важна точность. Более низкий класс точности – для устройств релейной защиты, которая работает от увеличения тока в первичной обмотке.

Согласно схемам ФСК [4] трансформаторы тока устанавливаются в цепи выключателей со стороны присоединений. По требованию ПУЭ [1] выключатели присоединений должны быть в зоне действия защиты шин. В цепи секционного выключателя трансформатор тока установлен с двух сторон. Так как в РУ 220 кВ использован выключатель ВГТ-220, который является колонковым, возможности для установки встроенного ТТ нет. Также учитывается то, что автотрансформатор имеет высоковольтный ввод 220 кВ с возможностью установки ТТ непосредственно в него.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [1].

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость проверяется либо при заданной в каталоге кратности, либо токам.

Для РУ ВН выбранный трансформатор тока ТГФМ-220 400/5 с возможностью установки в открытом распределительном устройстве в регионах

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

с холодным и умеренным климатом. Согласно [19] данный трансформатор тока имеет следующие параметры: $I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$ (который может обеспечить класс точности 0,5); $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$; $i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$; $I_{\text{терм}} = 86 \text{ кА}$.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{\text{дин}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 40,78 \text{ кА}$.

Так как значение $i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$, а $i_y = 40,78 \text{ кА}$ следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 86^2 \cdot 0,185 = 1368,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $57,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 57,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 1368,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] для цепей линии 220 кВ должны устанавливаться амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. Все эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (4.14)$$

где: $S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность измерительных приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности:

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (4.15)$$

где: S_2 – мощность трансформатора тока.

$$r_2 = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности:

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k, \quad (4.16)$$

где: r_k – сопротивление проводов (при подключении до двух приборов величина сопротивления составляет 0,05 Ом [3]).

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.17)$$

где: ρ – удельное сопротивление материала используемого для провода. Для провода медного сечения $\rho = 0,018 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Так как сеть 220 кВ работает в режиме с глухозаземленной нейтралью, то для эффективной регистрации коротких замыканий трансформаторы тока необходимо устанавливать в каждую фазу. Для РУ 220 кВ примерное расстояние 150 м.

$$q = \frac{0,018 \cdot 150}{0,75} = 3,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм² для медных проводников [1].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х4 мм² [35].

б) Как было сказано выше автотрансформатор имеет возможность установки трансформатора тока непосредственно в высоковольтный ввод. Для этого выбираемый трансформатор тока должен быть встраиваемым. Выбранный

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трансформатор тока встроенный ТВ-220-III 600/5. В соответствии с [19] выбранный трансформатор тока имеет параметры: $I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}; I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}; K_{\text{дин}} = 58; I_{\text{терм}} = 25 \text{ кА}$.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 40,78 \text{ кА}$.

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 58 \cdot 600 = 49,2 \text{ (кА)}.$$

Так как значение $i_{\text{дин}} = 49,2 \text{ кА}$, а $i_y = 40,78 \text{ кА}$, следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 25^2 \cdot 0,185 = 115,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $57,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 57,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 115,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] автотрансформатор связи с РУ различных напряжений на стороне высокого напряжения должен оборудоваться одним амперметром. Функцию амперметра выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,018 \cdot 100}{0,75} = 2,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. В случае с автотрансформатором он располагается несколько ближе к релейному залу, нежели само РУ 220 кВ и поэтому возьмем расстояние 100 м.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм² для медных проводников [1].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

7) Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/ $\sqrt{3}$ В для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

По условиям сохранения высокой точности для уменьшения потерь в самом трансформаторе на высоком классе напряжения их выполняют однофазными. Для работы с трехфазной сетью используют три однофазных трансформаторов напряжения. Первичная и вторичная обмотка трансформатора напряжения соединяется в звезду. Дополнительная обмотка трансформатора напряжения соединяется в разомкнутый треугольник с целью регистрации возникновения несимметричных КЗ.

В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока различных классов точности. Приборы высокого класса точности необходимы для измерений, где важна точность.

Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин. Также

для опробования обходной системы шин устанавливается лишь один однофазный трансформатор напряжения в одну из фаз обходной системы шин.

Примем к установке в наше РУ 220 кВ элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-220 предназначенный для работы в открытых распределительных устройствах в регионах с умеренным климатом [24]. Данный трансформатор напряжения является заземляемым, т.е. его первичная обмотка может заземляться, тем самым изоляция выполняется на фазное напряжение, которое в $\sqrt{3}$ раз меньше линейного, а следовательно и дешевле.

В соответствии с [3] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5.

- вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

где: $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности. Причем для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду следует взять суммарную мощность всех трех фаз.

Таким образом:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot S_{\text{Т.ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ (ВА)}.$$

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [8] в цепях сборных шин 220 кВ устанавливается вольтметр с переключением для измерения в каждой фазе и регистрирующий вольтметр, осциллограф и прибор, фиксирующий напряжение U_0 .

Функции вольтметров, а также для измерения мощности выполняет прибор ДМК-40 [21]. Осциллограф используем RTB2002 с потребляемой мощностью 25 ВА [32].

Посчитаем суммарную нагрузку:

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$S_{2\Sigma} = S_V + S_{\text{осц}} = 10 + 25 = 35 \text{ (ВА)}.$$

Потребляемая нагрузка меньше, чем мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, следовательно выбранный ТН прошел проверку.

Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

4.2. Выбор оборудования распределительного устройства 110 кВ

1) Выключатели для всего распределительного устройства 110 кВ выбираются одинаковые на наибольший рабочий ток в длительном режиме. В данном случае наибольший длительный ток протекает в цепи автотрансформатора на средней стороне $I_{\text{раб}} = 918 \text{ А}$. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$. Начальная периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания $I_{\text{п.0}} = 18,61 \text{ кА}$.

Согласно [3] произведем выбор выключателя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{Н}} > I_{\text{max}};$$

$$U_{\text{Н}} > U_{\text{max}}.$$

По имеющимся данным выбираем выключатель ВГТ-110. Колонковый выключатель с элегазовой дугогасящей средой отвечает всем требованиям ГОСТ и предназначен для установки в открытых распределительных устройствах в регионах с холодным и умеренным климатом. Выключатель оборудован пружинным приводом типа ППрК с моторным заводом рабочих (цилиндрических винтовых) пружин, представляет собой отдельный, помещенный в герметизированный трехдверный шкаф, агрегат. Привод имеет два электромагнита отключения и снабжен блокировочными устройствами. Параметры выключателя приводит изготовитель в [16]. Сведем их в таблицу 4.5.

Согласно [34] произведем проверку выключателя по:

– по отключающей способности:

$$I_{\text{ном.откл}} > I_{\text{п.0}};$$

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$i_{a.n} > i_{a.t.}$$

Таблица 4.5 – Параметры выключателя ВГТ-110 [16]

Номинальное напряжение U_H , кВ	110
Номинальный ток I_H , А	3150
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$, кА	40
Собственное время отключения $t_{откл}$, с	0,035
Полное время отключения $t_{полн}$, с	0,055
Относительное содержание аperiodической составляющей β , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	102
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$, кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	40
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$, кА	40
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.n} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{вкл} > i_y.$$

$$I_{вкл} > I_{п.0}.$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{пр}^{СКВ} > I_{п.0};$$

$$i_{пр}^{СКВ} > i_y.$$

– по термической стойкости:

						Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР	

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k;$$

$$B_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a),$$

где: $t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 110 кВ $T_a=0,02$ с.

$$B_k = 340,8 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 59,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 1600 \cdot 0,175 = 280 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 4.6 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 4.6 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВГТ-110

	Параметры выключателя	Расчетные параметры
Ном. Напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	3150	918
Номинальный ток отключения, кА	40	18,61
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Содержание аperiodической составляющей, %	40	
Аperiodическая составляющая тока, кА	22,6	6,75
Наибольший пик тока включения, кА	102	16,94
Номинальный ток включения, кА	40	18,61
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	102	16,94
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	40	18,61
Термическая стойкость, (кА) ² с	280	59,6

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

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Лист

37

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно выключатель ВГТ-110 прошел проверку.

2) Разъединители в цепях распределительного устройства 110 кВ выбирается, как и выключатель, один тип для всего РУ. Разъединители так же выбираются по рабочему току длительного режима и номинальному напряжению. Так как разъединитель не предназначен разрывать цепей с током, то и проверка по включающей и отключающей способности не проводится.

Согласно [3] произведем проверку разъединителя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_N > I_{max};$$

$$U_N > U_{max}.$$

С учетом вышесказанного выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000-40. Согласно изготовителю [17] данный разъединитель оборудован заземляющими ножами с фиксацией во включенном положении от динамических усилий при токах КЗ, а так же механической блокировкой, предотвращающей замыкания контактов при действующем заземлении. Разъединитель оснащен электродвигательными приводами ПД—14 или ручными приводами ПРГ—6.

Характеристики разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Характеристики разъединителя РГ-110/1000-40 [17]

Номинальное напряжение U_N , кВ	110
Номинальный ток I_N , А	1000
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	80
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	40
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	40
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Согласно [34] произведем проверку выключателя по:

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{п.о}};$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_{\text{у}}.$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k;$$

$$B_k = 340,8 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 59,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 1600 \cdot 0,175 = 280 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 4.8 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 4.8 – Каталожные и расчетные данные разъединителя РГ-110/1000-40

	Параметры разъединителя	Расчетные параметры
Ном. Напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1000	918
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	80	16,94
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	40	18,61
Термическая стойкость, (кА) ² с	280	59,6

Все параметры разъединителя соответствуют требованиям, следовательно разъединитель РГ-110/1000-40 прошел проверку.

3) В РУ 110 кВ для секционирования шин используются гибкие провода, подвешенные на шинных порталах. К этим гибким проводам подключаются присоединения РУ в соответствии со схемой. Согласно [6] гибкие провода выбираются по длительно допустимому току, то есть $I_{\text{раб}} = 918 \text{ А}$.

По данному критерию согласно [7] подходит провод АС-500/26 с допустимым длительным током $I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}$. Однако, согласно [1] провод должен пройти проверку по условию короны:

$$F_{\text{пр}} > F_{\text{доп}},$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

где: $F_{\text{пр}}$ – сечение выбранного провода в мм²;

$F_{\text{доп}}$ – допустимое минимальное сечение по условию возникновения короны.

При напряжении номинальном 110 кВ $F_{\text{доп}} = 70$ мм². Следовательно, выбираем гибкий провод АС-500/36 с $I_{\text{доп}} = 960$ А.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 110 кВ 18,46 кА, то согласно [1] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где: S_{min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 110 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия $C = 89 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ [1].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{59,6}}{89} = 86,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{min} . По справочным данным сечение провода АС-500/36 равно 502 мм². Следовательно, провод проходит по условию термической стойкости.

Данный провод будет использован для двух систем шин и обходной системы шин.

4) Для связи распределительного устройства и автотрансформатора, расположенного на удалении от самого РУ необходим гибкий токопровод, который подвешивается на линейных порталах. Как и в случае с секциями шин,

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

провод для ошиновки выбираем по длительно допустимому току и условию короны.

Цепь автотрансформатора имеет рабочий ток 918 ампер. Подходящий провод с $I_{\text{доп}} = 960$ А расщепим на два провода в одной фазе. Таким образом ток в водной фазе $I_{\text{раб}} = 459$ А. С учетом этого выбранный провод 2хАС-185/29.

Выбранный гибкий токопровод необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 110 кВ 18,46 кА, то согласно [1] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Однако, согласно [3] провода расщепленной фазы необходимо укреплять распорками для фиксации проводов.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где: S_{\min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 110 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия $C = 89 \frac{\text{А}\cdot\text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$

[1].

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{59,6}}{89} = 86,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{\min} . По справочным данным сечение провода АС-185/29 равно 181 мм² [7]. Следовательно, провод проходит по условию термической стойкости.

5) Для связи распределительного устройства и трехобмоточного трансформатора, расположенного на удалении от самого РУ необходим гибкий токопровод, который подвешивается на линейных порталах. Как и в случае с

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

секциями шин, провод для ошиновки выбираем по длительно допустимому току и условию короны.

Цепь трансформатора имеет рабочий ток 184 ампер. Подходящий провод с $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ АС-30/8. Однако данный провод не удовлетворяет требованиям по условию «короны». В связи с этим выбираем минимально допустимый провод для напряжения 110 кВ АС-70/11 с $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 110 кВ 18,46 кА, то согласно [1] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где: S_{\min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 110 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия $C = 89 \frac{\text{А}\cdot\text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ [1].

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{59,6}}{89} = 86,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{\min} . По справочным данным сечение провода АС-70/11 равно 68 мм². Выбранный провод не проходит по условиям термической прочности, поэтому выберем провод большего сечения. С учетом этого выбранный провод АС-95/16 с сечением 95,4 мм² [7].

б) Согласно схемам ФСК [4] трансформаторы тока устанавливаются в цепи выключателей со стороны присоединений. По требованию ПУЭ [1] выключатели присоединений должны быть в зоне действия защиты шин. В цепи

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

секционного выключателя трансформатор тока установлен с двух сторон. Так как в РУ 110 кВ использован выключатель ВГТ-110, который является колонковым, возможности для установки встроенного ТТ нет. Также учитывается то, что автотрансформатор и трехобмоточный трансформатор имеют высоковольтный ввод 110 кВ с возможностью установки ТТ непосредственно в него.

Подберем трансформатор тока цепей выключателей.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [1].

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость проверяется либо при заданной в каталоге кратности, либо токам.

Для РУ ВН выбранный трансформатор тока ТГФМ-110 900/5 с возможностью установки в открытом распределительном устройстве в регионах с холодным и умеренным климатом. Согласно [19] данный трансформатор тока имеет следующие параметры: $I_{1ном} = 900$ А (который может обеспечить класс точности 0,5); $I_{2ном} = 5$ А; $i_{дин} = 50$ кА; $I_{терм} = 25$ кА.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{дин} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 16,94$ кА.

Так как значение $i_{дин} = 50$ кА, а $i_y = 16,94$ кА, следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 25^2 \cdot 0,175 = 109,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 109,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] для цепей линии 110 кВ должны устанавливаться амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. Все эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,018 \cdot 100}{0,75} = 2,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Возьмем расстояние 100 м.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных проводников.

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

7) Как было сказано выше автотрансформатор имеет возможность установки трансформатора тока непосредственно в высоковольтный ввод. Для этого выбираемый трансформатор тока должен быть встраиваемым. Выбранный трансформатор тока встроенный ТВ-110-II 1000/5. В соответствии с [19] выбранный трансформатор тока имеет параметры: $I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$; $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$; $K_{\text{дин}} = 50$; $I_{\text{терм}} = 25 \text{ кА}$.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 16,94 \text{ кА}$.

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 1000 = 70,7 \text{ (кА)}.$$

Так как значение $i_{\text{дин}} = 70,7 \text{ кА}$, а $i_y = 16,94 \text{ кА}$, следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 25^2 \cdot 0,175 = 109,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 109,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] автотрансформатор связи с РУ различных напряжений на стороне среднего напряжения должен оборудоваться одним амперметром, ваттметром и варметром с двусторонней шкалой. Эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 2 - 0,4 - 0,05 = 1,55 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,018 \cdot 100}{1,55} = 1,16 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Расстояние совпадает с расстоянием ТТ в высоковольтном вводе автотрансформатора на стороне высокого напряжения, поэтому возьмем 100 м.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм² для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

8) Как было сказано выше трансформатор имеет возможность установки трансформатора тока непосредственно в высоковольтный ввод. Для этого выбираемый трансформатор тока должен быть встраиваемым. Выбранный трансформатор тока встроенный ТВ-110-II 600/5. В соответствии с [19] выбранный трансформатор тока имеет параметры: $I_{1\text{ном}} = 600 \text{ А}$; $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$; $K_{\text{дин}} = 60$; $I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 16,94 \text{ кА}$.

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 60 \cdot 600 = 50,4 \text{ (кА)}.$$

Так как значение $i_{\text{дин}} = 50,4 \text{ кА}$, а $i_y = 16,94 \text{ кА}$, следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 50^2 \cdot 0,175 = 437,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 59,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 437,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] автотрансформатор связи с РУ различных напряжений на стороне среднего напряжения должен оборудоваться одним амперметром. Функцию амперметра выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{25}{25} = 1 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 1 - 0,4 - 0,05 = 0,55 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,018 \cdot 70}{0,55} = 2,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Расстояние от трансформатора ориентировочно примем 70 м.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм² для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

9) Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин. Также для опробования обходной системы шин устанавливается лишь один однофазный трансформатор напряжения в одну из фаз обходной системы шин.

Примем к установке в наше РУ 110 кВ элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-110 предназначенный для работы в открытых распределительных устройствах в регионах с умеренным климатом [24]. Данный трансформатор напряжения является заземляемым, т.е. его первичная обмотка может заземляться, тем самым изоляция выполняется на фазное напряжение, которое в $\sqrt{3}$ раз меньше линейного, а следовательно и дешевле.

В соответствии с [3] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}}$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5.

- вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$$

где: $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности. Причем для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду следует взять суммарную мощность всех трех фаз.

Таким образом:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot S_{T.\text{ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ (ВА)}.$$

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [8] в цепях сборных шин 110 кВ устанавливается вольтметр с переключением для измерения в каждой фазе и регистрирующий вольтметр, осциллограф и прибор, фиксирующий напряжение U_0 .

Функции вольтметров, а также для измерения мощности выполняет прибор ДМК-40 [21]. Осциллограф используем RTB2002 с потребляемой мощностью 25 ВА [32].

Посчитаем суммарную нагрузку:

$$S_{2\Sigma} = S_V + S_{\text{осц}} = 10 + 25 = 35 \text{ (ВА)}.$$

Потребляемая нагрузка меньше, чем мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, следовательно выбранный ТН прошел проверку.

Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

4.3. Выбор оборудования распределительного устройства 35 кВ

1) Выключатели для всего распределительного устройства 35 кВ выбираются одинаковые на наибольший рабочий ток в длительном режиме. В данном случае наибольший длительный ток протекает в цепи трансформатора на средней стороне $I_{\text{раб}} = 577 \text{ А}$. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$. Начальная периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания $I_{\text{п.0}} = 3,4 \text{ кА}$.

Согласно [3] произведем выбор выключателя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_{\text{Н}} > I_{\text{max}};$$

$$U_{\text{Н}} > U_{\text{max}}.$$

По имеющимся данным выбираем выключатель ВГБ-35. Баковый выключатель с элегазовой дугогасящей средой отвечает всем требованиям ГОСТ и предназначен для установки в открытых распределительных устройствах в регионах с холодным и умеренным климатом. Выключатель оборудован

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

электромагнитным приводом типа ПЭМ-1 с питанием электромагнитов от источника постоянного тока. Параметры выключателя приводит изготовитель в [18]. Сведем их в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры выключателя ВГБ-35 [18]

Номинальное напряжение U_H , кВ	35
Номинальный ток I_H , А	630
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$, кА	12,5
Собственное время отключения $t_{откл}$, с	0,04
Полное время отключения $t_{полн}$, с	0,065
Относительное содержание апериодической составляющей β , %	32
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	35
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$, кА	35
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	12,5
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$, кА	12,5
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	12,5
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Согласно [34] произведем проверку выключателя по:

- по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

- по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} > I_{п.0};$$

$$i_{a.н} > i_{a.т}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \frac{32}{100} = 5,7 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{ВКЛ}} > i_y;$$

$$I_{\text{ВКЛ}} > I_{\text{П.0}}.$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{П.0}};$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_y.$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k;$$

$$B_k = I_{\text{П.0}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a),$$

где: $t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для систем, связанных с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 35 кВ $T_a=0,02$ с.

$$B_k = 11,56 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 2,08 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 156,25 \cdot 0,18 = 28,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 4.9 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно выключатель ВГБ-35 прошел проверку

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Таблица 4.9 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВГБ-35

	Параметры выключателя	Расчетные параметры
Ном. Напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	577
Номинальный ток отключения, кА	12,5	3,4
Полное время отключения, с	0,06	
Содержание апериодической составляющей, %	32	
Апериодическая составляющая тока, кА	5,7	4,83
Наибольший пик тока включения, кА	35	7,86
Номинальный ток включения, кА	12,5	3,4
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	35	7,86
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	12,5	3,4
Термическая стойкость, (кА) ² с	28,1	2,08

2) Разъединители в цепях распределительного устройства 35 кВ выбирается, как и выключатель, один тип для всего РУ. Разъединители так же выбираются по рабочему току длительного режима и номинальному напряжению. Так как разъединитель не предназначен разрывать цепей с током, то и проверка по включающей и отключающей способности не проводится.

Согласно [3] произведем выбор разъединителя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

С учетом вышесказанного выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-35/1000-20. Согласно изготовителю [17] данный разъединитель оборудован заземляющими ножами с фиксацией во включенном положении от динамических усилий при токах КЗ, а так же механической

блокировкой, предотвращающей замыкания контактов при действующем заземлении. Разъединитель оснащен электродвигательными приводами ПД-14 или ручными приводами ПРГ-5.

Характеристики разъединителя представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Характеристики разъединителя РГ-35/1000-20 [17]

Номинальное напряжение U_H , кВ	35
Номинальный ток I_H , А	1000
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{СКВ}$, кА	50
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{СКВ}$, кА	20
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	20
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Согласно [34] произведем проверку разъединителя по:

- по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{пр}^{СКВ} > I_{п.о};$$

$$i_{пр}^{СКВ} > i_y.$$

- по термической стойкости:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_k;$$

$$B_k = 340,8 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 2,08 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с);}$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 400 \cdot 0,18 = 72 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

В таблице 4.11 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Таблица 4.11 – Каталожные и расчетные данные разъединителя РГ-35/1000-20

	Параметры разъединителя	Расчетные параметры
Ном. Напряжение, кВ	35	110
Номинальный ток, А	1000	577
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	50	7,86
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	20	3,4
Термическая стойкость, (кА) ² с	72	2,08

Все параметры разъединителя соответствуют требованиям, следовательно разъединитель РГ-35/1000-20 прошел проверку.

3) В РУ 35 кВ для секционирования шин используются жесткие сборные шины. К этим шинам подключаются присоединения РУ в соответствии со схемой. Согласно [6] жесткие шины выбираются по длительно допустимому току, то есть $I_{раб} = 577$ А.

По данному критерию согласно [1] подходит медная шина 40x4 мм² с допустимым длительным током $I_{доп} = 625$ А.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где: S_{min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 35 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для меди $C = 167 \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{mm^2}$ [1].

$$S_{min} = \frac{\sqrt{2,08}}{167} = 8,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{min} .

$$S_{пр} = 40 \cdot 4 = 160 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Сечение данной шины больше минимально допустимого, следовательно она проходит по термической стойкости.

Проверка на электродинамическую стойкость по [1] не требует проверки на электродинамическую стойкость, поэтому произведем механический расчет однополосных жестких шин.

Определяется наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a}, \quad (4.18)$$

где: l – расстояние между соседними изоляторами одной фазы. Ориентировочно примем 2 м;

a – расстояние между соседними фазами. Согласно [3] для РУ 35 кВ 1,5 м.

По формуле 4.19:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 7,86^2 \cdot \frac{2}{1,5} = 13,69 \text{ (Н)}.$$

Напряжение в материале шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч} \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (4.19)$$

где: W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия. Для прямоугольных шин, расположенных вертикально:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (4.20)$$

где: h – высота шины, см;

b – ширина шины, см.

Подставим формулу (4.19) в (4.20). Отсюда получаем:

					13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l \cdot 6}{10 \cdot h \cdot b^2} = \frac{13,69 \cdot 2 \cdot 6}{10 \cdot 0,4 \cdot 0,04^2} = 25,7 \text{ (МПа)}.$$

Для медных шин марки МГМ в соответствии с [3] допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}} = 171,5 - 178$ Мпа, следовательно выбранные токоведущие жесткие шины подходят по механической прочности.

4) Для связи распределительного устройства и трансформатора, расположенного на удалении от самого РУ необходим гибкий токопровод, который подвешивается на линейных порталах. Провод для ошиновки выбираем по длительно допустимому току и условию короны.

Цепь трансформатора имеет рабочий ток 577 ампер. Подходящий провод с $I_{\text{доп}} = 610$ А АС-240/39.

Выбранные токоведущие части необходимо проверять по условиям термической и электродинамической стойкости, однако, учитывая, что ток короткого замыкания в РУ 110 кВ 18,46 кА, то согласно [1] при токах КЗ меньше 20 кА проверка по электродинамической стойкости не производится.

Согласно [6] проверка на термическую стойкость проходит следующим образом:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где: S_{min} – минимальное сечение токоведущих проводников;

B_K – тепловой импульс при КЗ. Для РУ 35 кВ данная величина определена при выборе выключателя;

C – постоянная, зависящая от материала провода. Для алюминия $C = 89 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ [1].

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{2,08}}{89} = 16,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По данному параметру сечение выбранного провода должна быть больше S_{min} . По справочным данным сечение провода АС-240/39 равно 236 мм² [7]. Следовательно, провод проходит по условию термической стойкости.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

5) Согласно схемам ФСК [4] трансформаторы тока устанавливаются в цепи выключателей со стороны присоединений. По требованию ПУЭ [1] выключатели присоединений должны быть в зоне действия защиты шин. В цепи секционного выключателя трансформатор тока установлен с двух сторон. Так как в РУ 35 кВ использован выключатель ВГБ-35 он не имеет возможности установки встроенных трансформаторов тока.

Подберем трансформатор тока цепей выключателей.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [1].

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость проверяется либо при заданной в каталоге кратности, либо токам.

Для РУ 35 кВ выбранный трансформатор тока ТФМ-35 600/5 с возможностью установки в открытом распределительном устройстве в регионах с холодным и умеренным климатом. Согласно [23] данный трансформатор тока имеет следующие параметры: $I_{1ном} = 600$ А (который может обеспечить класс точности 0,5); $I_{2ном} = 5$ А; $i_{дин} = 25$ кА; $I_{терм} = 10$ кА.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{дин} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 7,86$ кА.

Так как значение $i_{дин} = 25$ кА, а $i_y = 7,86$ кА. следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

$$B_K < I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a);$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 10^2 \cdot 0,18 = 18 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $2,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 2,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] для цепей линии 35 кВ должны устанавливаться амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. Все эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 1,2 - 0,4 - 0,05 = 0,75 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,018 \cdot 78}{0,75} = 3,24 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Возьмем расстояние 78 м. Также, учитывая, что РУ 35 кВ работает с режимом изолированной нейтрали, то трансформаторы тока устанавливаются в две фазы из трех, т.к., складывая вектора токов, получается ток в необорудованной ТТ фазе.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных проводников.

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х4 мм^2 .

б) Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин.

Примем к установке в наше РУ 35 кВ трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения НАМИ-35 предназначенный для работы в открытых распределительных устройствах в регионах с холодным и умеренным климатом [20].

В соответствии с [3] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5.

- вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

где: $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

Для трехфазного ТН $S_{2\text{ном}} = 360 \text{ ВА}$.

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [8] в цепях сборных шин 35 кВ устанавливается вольтметр с переключением для измерения в каждой фазе и вольтметр для измерения междуфазного напряжения. Функции вольтметров, а также для измерения мощности выполняет прибор ДМК-40 [21].

Посчитаем суммарную нагрузку:

$$S_{2\Sigma} = S_V = 10 \text{ (ВА)}.$$

Потребляемая нагрузка меньше, чем мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, следовательно выбранный ТН прошел проверку.

Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

5. РАСЧЕТ СИСТЕМ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

5.1. Выбор схемы снабжения систем собственных нужд

1) Системы собственных нужд подстанции выполнены на напряжении 0,4 кВ и питаются от двух трансформаторов собственных нужд, подключенных к автотрансформатору со стороны 10 кВ. Согласно [3] для подстанции с постоянным оперативным током рекомендовано брать схему как на рисунке 5.1.

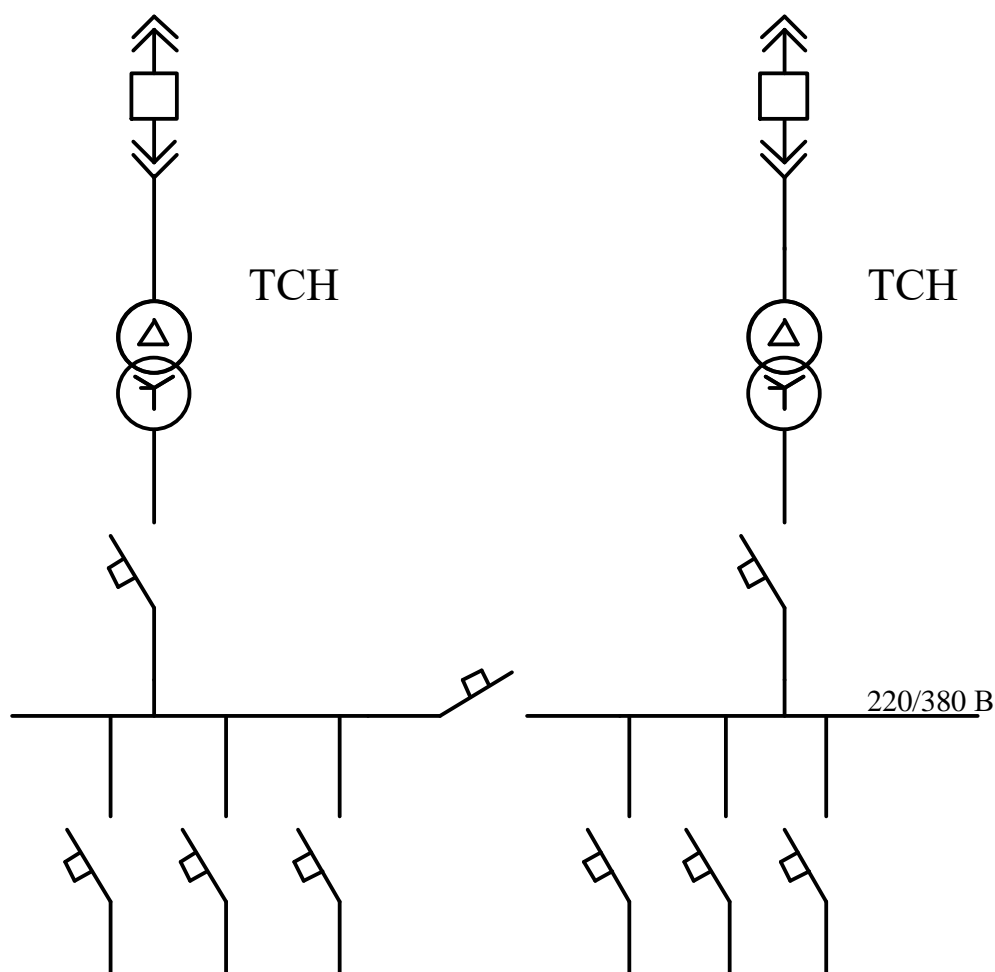


Рисунок 5.1 – Схема собственных нужд на напряжении 0,4 кВ

В соответствии с условиями проектирования собственные нужды подстанции идут на агрегаты обдува трансформаторов, обогрев приводов выключателей, освещение подстанции, питание оперативных цепей, систем связи, телемеханики, системы охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, системы пожаротушения. В сумме все потребители собственных нужд потребляют около 0,5 МВА мощности. [3]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Лист

61

Выбираем мощность двух питающих трансформаторов. Согласно [3] для подстанции с постоянным дежурством мощность одного трансформатора считается как:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_{пг}}, \quad (5.1)$$

где: $k_{пг}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки. Его можно принять 1,4.

Таким образом:

$$S_T = \frac{0,5}{1,4} = 0,357 \text{ (МВА)}.$$

Однако с целью модернизации подстанции и её дальнейшего роста нагрузки выберем мощность выше той, которая посчитана. Принимаем к установке два трансформатора собственных нужд типа ТМ-630/10 [7].

2) Для выбора оборудования на стороне 10 кВ необходимо знать рабочие токи и ток короткого замыкания. Ток КЗ определен в пункте 3. Определим рабочий ток:

$$I_{норм} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,081 \text{ (кА)}.$$

Для данного рабочего тока подберем оборудование:

3) Выключатели для всего распределительного устройства 10 кВ выбираются одинаковые на наибольший рабочий ток в длительном режиме. В данном случае наибольший длительный ток $I_{норм} = 81 \text{ А}$. Номинальное напряжение $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$. Начальная периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания $I_{п.0} = 19,99 \text{ кА}$.

Согласно [3] произведем выбор выключателя по:

– по номинальным параметрам:

$$I_H > I_{max};$$

$$U_H > U_{max}.$$

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

По имеющимся данным выбираем выключатель LF1. Выключатель с элегазовой дугогасящей средой отвечает всем требованиям ГОСТ и предназначен для установки в закрытых распределительных устройствах в шкаф комплектного распределительного устройства. Выключатель оборудован механическим приводом типа RI. Параметры выключателя приводит изготовитель в [25]. Сведем их в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры выключателя LF1 [25]

Номинальное напряжение U_H , кВ	10
Номинальный ток I_H , А	630
Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$, кА	25
Собственное время отключения $t_{откл}$, с	0,048
Полное время отключения $t_{полн}$, с	0,07
Относительное содержание апериодической составляющей β , %	40
Наибольший пик сквозного тока КЗ $i_{пр}^{скв}$, кА	64
Наибольший пик тока включения $i_{вкл}$, кА	64
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ $I_{пр}^{скв}$, кА	25
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения $I_{вкл}$, кА	25
Ток термической стойкости $I_{терм}$, кА	25
Время протекания тока термической стойкости $t_{терм}$, с	3

Согласно [34] произведем выбор выключателя по:

- по отключающей способности:

$$I_{ном.откл} > I_{п.0};$$

$$i_{а.н} > i_{а.т}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов определяем:

$$i_{a.H} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \cdot \frac{\beta}{100} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \frac{40}{100} = 14,14 \text{ (кА)}.$$

– по включающей способности:

$$i_{\text{ВКЛ}} > i_y;$$

$$I_{\text{ВКЛ}} > I_{\text{П.О.}}$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > I_{\text{П.О.}}$$

$$i_{\text{пр}}^{\text{СКВ}} > i_y.$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} > B_k;$$

$$B_k = I_{\text{П.О.}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a),$$

где: $t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты. Принимается равным 0,1 с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Данная величина берется из справочников и для распределительных сетей 6-10 кВ $T_a=0,01$ с.

$$B_k = 399,2 \cdot (0,1 + 0,07 + 0,01) = 71,86 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{полн}} + T_a) = 1600 \cdot 0,18 = 112,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблице 5.2 сводим проверку выключателя по вышеупомянутым параметрам.

Все параметры выключателя соответствуют требованиям, следовательно выключатель LF1 прошел проверку.

Для удешевления конструкции РУ 10 кВ элегазовые выключатели устанавливаем в КРУ. Выбранный КРУ С-410, который способен выдерживать динамические и термические усилия сети [26] и в который возможна установка выключателя LF1.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2 – Каталожные и расчетные данные выключателя LF1

	Выключатель	Сравнение по параметрам РУ
Ном. Напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	630	81
Номинальный ток отключения, кА	25	19,99
Полное время отключения, с	0,07	0,07
Содержание апериодической составляющей, %	40	
Апериодическая составляющая тока, кА	14,14	1,41
Наибольший пик тока включения, кА	64	
Номинальный ток включения, кА	25	19,99
Наибольший пик тока сквозной проводимости, кА	64	39,51
Номинальный ток сквозной проводимости, кА	25	19,99
Термическая стойкость, (кА) ² с	112,5	71,86

4) Согласно схемам ФСК [4] трансформаторы тока устанавливаются в цепи выключателей со стороны присоединений. Так как в РУ 10 кВ использован выключатель LF1 он не имеет возможности установки встроенных трансформаторов тока, однако ячейка КРУ С-410 может быть укомплектована трансформатором тока.

Подберем трансформатор тока цепей выключателей.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению и току:

$$I_N > I_{max};$$

$$U_N > U_{max}.$$

Затем проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

После проверки выбирается нужный класс точности. Для питания счетчиков активной и реактивной энергии необходимо обеспечить класс точности 0,5 [1].

Проверка на термическую и электродинамическую стойкость проверяется либо при заданной в каталоге кратности, либо токам.

Для РУ 10 кВ выбранный трансформатор тока ТОЛ-10М 80/5 с возможностью установки в комплектном распределительном устройстве. Согласно [22] данный трансформатор тока имеет следующие параметры: $I_{1ном} = 80$ А (который может обеспечить класс точности 0,5); $I_{2ном} = 5$ А; $i_{дин} = 51$ кА; $I_{терм} = 20$ кА.

Согласно [3] производится проверка по термической и электродинамической устойчивости.

Проверка на электродинамическую стойкость проводится по условию:

$$i_{дин} > i_y.$$

Значение ударного тока уже известно: $i_y = 39,51$ кА.

Так как значение $i_{дин} = 51$ кА, а $i_y = 39,51$ кА, следовательно ТТ прошел проверку по электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_K < I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a);$$

$$I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 20^2 \cdot 0,18 = 72 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Значение B_K известно и равно $2,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Так как $B_K = 71,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ меньше $I_{терм}^2 \cdot (t_{рз} + t_{полн} + T_a) = 72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ следовательно ТТ прошел проверку по термической стойкости.

В соответствии с [8] для цепей линии 10 кВ должны устанавливаться амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии. Все эти функции выполняет универсальный измерительный прибор ДМК-40 [21] мощностью 10 ВА.

Считаем сопротивления приборов по потребляемой мощности прибора и номинальному вторичному току по формуле (4.14);

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Считаем суммарное сопротивление из условия соблюдения необходимого класса точности по формуле (4.15):

$$r_2 = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ (Ом)}.$$

Считаем допустимое сопротивление провода для обеспечения необходимого класса точности по формуле (4.16):

$$r_{\text{пр}} = r_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 0,6 - 0,4 - 0,05 = 0,15 \text{ (Ом)}.$$

По найденному сопротивлению проводов определим сечение этого провода по формуле (4.17):

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,018 \cdot 6}{0,15} = 0,72 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$l_{\text{расч}}$ – расстояние от ТТ до измерительной аппаратуры, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Возьмем расстояние 6 м.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм² для медных проводников [3].

Выбираем провод медного сечения КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

5) Для измерения напряжения и мощности вместе с трансформаторами тока трансформаторы напряжения подключаются к двум разным секциям шин.

Примем к установке в наше РУ 10 кВ трехфазный антирезонансный трансформатор напряжения НАМИ-10 предназначенный для работы в комплектных распределительных устройствах [20].

В соответствии с [3] выбор ТН проводится по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сет.ном}};$$

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Для коммерческого учета электроэнергии необходим класс точности 0,5 [1].

- вторичной нагрузке:

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}}$$

где: $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

Для трехфазного ТН $S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$.

Определим суммарную нагрузку на трансформатор напряжения.

Согласно [8] в цепях сборных шин 10 кВ устанавливается вольтметр с переключением для измерения в каждой фазе и вольтметр для измерения междуфазного напряжения. Функции вольтметров, а также для измерения мощности выполняет прибор ДМК-40 [21].

Посчитаем суммарную нагрузку:

$$S_{2\Sigma} = S_V = 10 \text{ (ВА)}.$$

Потребляемая нагрузка меньше, чем мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, следовательно выбранный ТН прошел проверку.

Для соединения ТН с измерительными приборами используем медный провод КВВГЭнг(А)-37х2,5 мм² [35].

б) В [36] сказано: «На ПС 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Источником служит аккумуляторная батарея, работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда».

В итоге необходим выбор аккумуляторных батарей на подстанции.

В соответствии с [6] произведем выбор аккумуляторных батарей по следующей методике.

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

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}}, \quad (5.2)$$

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

$U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда. Для аккумуляторов типа Varta 2,23 В.

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

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

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

$$n_{min} = \frac{U_{ш}^{max}}{U_3^{max}}, \quad (5.3)$$

$$n_{min} = \frac{230}{2,35} = 98.$$

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

$$n = \frac{U_{ш}^{min}}{U_3^{min}} = \frac{220}{1,75} = 126.$$

К зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{min} = 126 - 98 = 28.$$

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей и временной нагрузки потребителей, подключаемых в аварийном режиме. Ориентировочно примем постоянно подключенные потребители: $I_{п} = 20$ А. Временную нагрузку принимаем: $I_{вр} = 70$ А.

Исходя из этого:

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 20 + 70 = 90 \text{ (А)}.$$

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

$$I_{разр} = 1,05 \cdot I_{ав} = 1,05 \cdot 90 = 94,5 \text{ (А)}.$$

Максимальный толчковый ток:

$$I_{т.макс} = I_{ав} + I_{пр}, \quad (5.4)$$

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

где: $I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Для выключателей подстанции $I_{пр} = 220$ А.

$$I_{т.макс} = 90 + 220 = 310 \text{ (А)}.$$

Выбранный аккумулятор Varta Vb 2307.

Определяем ток разряда, отнесенного к одной пластине аккумулятора:

$$I_{р(k=1)} = \frac{I_{т.макс}}{k}, \quad (5.5)$$

где: k – количество пластин для выбранного аккумулятора.

$$I_{р(k=1)} = \frac{310}{7} = 44,3 \text{ (А)}.$$

По рисунку 5.2 определяем напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 А·ч.

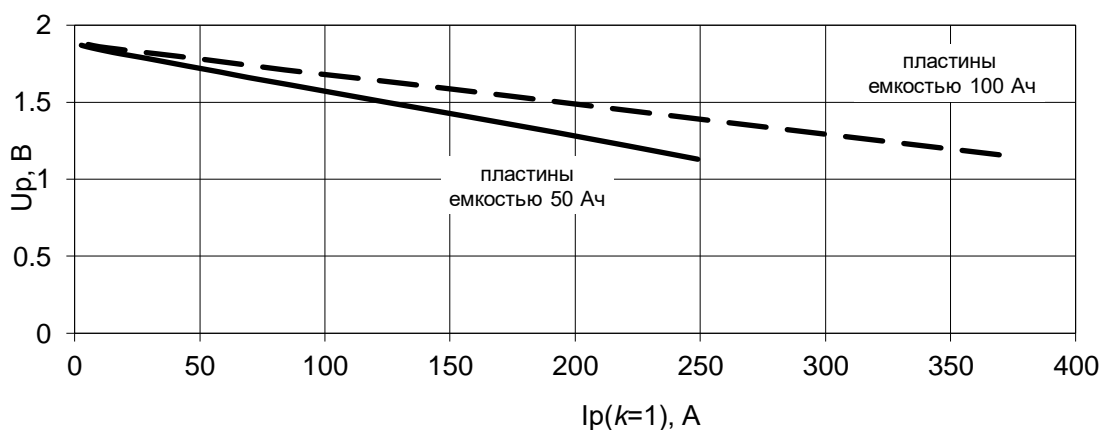


Рисунок 5.2 – Характеристики элемента Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч

По рисунку 5.2 и посчитанному току разряда определяем значение:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_{р} \cdot n}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1,65 \cdot 126}{220} \cdot 100 = 94,5.$$

Для аппаратуры управления, блокировки, сигнализации и РЗ допустимо 80-110%.

Определяем мощность подзарядного устройства.

Ток подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} = 0,025 \cdot k + I_{\text{п}} = 0,025 \cdot 7 + 20 = 20,175 \text{ (A)}.$$

Напряжение подзарядного устройства:

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

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}} = 231,9 \cdot 20,175 = 4,7 \text{ (кВт)}.$$

Расчитываем зарядное устройство.

Ток заряда:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{\text{п}} = 5 \cdot 7 + 20 = 55 \text{ (A)}.$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125,7 = 346,5 \text{ (В)}.$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 346,5 \cdot 55 = 19 \text{ (кВт)}.$$

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

6. УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

6.1. Устройства релейной защиты в РУ 220 кВ

1) Для линии 220 кВ согласно [1] для двух параллельных линий с двусторонним питанием в качестве основных защит используется направленная дифференциальная защита линии ДЗЛ, основанная на принципе сравнения токов по обоим концам линии. Обмен данными между полукомплектами в данной защите происходит по оптическому каналу связи.

В качестве резервных согласно [1] трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) и четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) ставят на кольцевую сеть с целью защиты от многофазных замыканий на землю.

Все перечисленные виды защит реализуются с помощью терминала REL-511 с комплектом защит ШЭЛС-4210 для основных защит и ШЭЛС-0113 для резервных [27].

Функция ДЗЛ заложена в обоих терминалах по обоим концам линий, но используется только в ведущем терминале. Эта защита с пофазным сравнением токов в начале и в конце защищаемой ЛЭП, имеющая высокую чувствительность. В нормальном режиме ток в линии течет в одном направлении. Ведомый терминал измеряет токи на своем конце линии и пересылает их цифровое значение с меткой времени через модуль передачи данных LDSM по ВОЛС на ведущий терминал. В ведущем терминале происходит сравнение направления и величин токов своего и удаленного ведомого конца в каждый момент времени. Если разница токов достигнет величины уставки, то происходит срабатывание защиты ведущего терминала, отключение выключателя и посылка сигнала на удаленный терминал на отключение выключателя.

В случае КЗ в защищаемой зоне токи текут в место КЗ, поэтому направление тока на одном из концов линии меняется и разница значений токов в каждый момент времени возрастает.

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

2) Секции шин 220 кВ согласно [1] как правило предусматривается дифференциальная токовая защита без выдержки времени, охватывающая все элементы, которые присоединены к секциям шин.

Эту функцию выполняет шкаф типа ШЭЗШ-4220 на базе терминала REB-670 [28г] для каждой секции шин включена по схеме с фиксацией и действует на отключение всех присоединений соответствующей секции шин, при успешном АПВШ после срабатывания ДЗШ все отключившиеся присоединения 220 кВ включаются автоматически через АПВ.

Устройство REB 670 выполняет расчет необходимых для работы величин по входным значениям сигналов от ТТ, а затем дальнейшая обработка выполняется дифференциальной функцией и алгоритмом обнаружения разомкнутых цепей ТТ.

ДЗШ включает в себя алгоритм дифференциальной защиты с торможением, чувствительный дифференциальный измерительный орган, включенный на сумму токов всех присоединений системы шин алгоритм контроля зоны защиты, алгоритм выявления неисправностей во вторичных цепях ТТ защиты.

Минимальное значение срабатывания дифференциального тока задается для выполнения приемлемой чувствительности защиты ко всем внутренним КЗ. Уставка задается непосредственно в первичных амперах (100 А).

Усовершенствованный алгоритм контроля незамедлительно обнаруживает разрыв/ закорачивание вторичных цепей ТТ и предупреждает (блокирует) срабатывание дифференциальной защиты. При этом нет необходимости в дополнительном контроле зоны неизбирательного действия.

Зоны дифференциальной защиты имеют также и чувствительный дифференциальный орган срабатывания.

3) Согласно [1] на обходном выключателе должны быть предусмотрены защиты трехступенчатая ДЗ и токовая отсечка от многофазных КЗ, а также четырехступенчатая ТНЗНП от замыкания на землю. При этом на

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

шиносоединительном (или секционном) выключателе должны быть предусмотрены защиты двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ и трехступенчатая ТЗНП от замыканий на землю.

Все вышеперечисленные функции выполняет шкаф типа ШЭСВ-4220 на базе терминала REL-670. В нем установлены двухступенчатая МТЗ, трехступенчатая ТНЗНП.

4) Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена дифференциальная защита трансформатора для мощности 6,3 МВА и более.

Для защит от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ на понижающих трансформаторах максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

На трансформаторах с двусторонним питанием по условию необходимости резервирования отключения замыкания на землю на смежных элементах должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности от замыкания на землю. На автотрансформаторах с питанием с нескольких сторон защиту от внешних КЗ следует выполнять направленной.

Для согласования защит смежных напряжений на автотрансформаторе 220 кВ допускается устанавливать дистанционную защиту [1].

Следуя из всего выше сказанного на автотрансформатор АДЦТН-125000/220/110 устанавливаются как основная дифференциальная защита. Резервная защита выполнена четырехступенчатой дистанционной, направленной в РУ 110 и 220 кВ (четвертая ступень направлена в сам трансформатор) и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности. Последняя ступень защиты является ненаправленной и резервирует действие защит трансформатора. Также в качестве основной установлена газовая защита трансформатора [1].

Выполнены защиты, которые предотвращают понижение уровня масла, тепловую перегрузку и потерю охлаждения трансформатора.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

Защита контактора РПН действует на отключение всего автотрансформатора с запретом АПВ.

Все эти защиты выполнены на терминале RET-316 [29].

Для данного терминала рассчитаны уставки тока срабатывания защиты:

Расчет производится согласно [13] в следующей последовательности:

а) Рассчитываются первичные токи для сторон защищаемого трансформатора при нулевом положении РПН. Вторичные обмотки трансформаторов тока со всех сторон соединяются в схему звезды с нулевым проводом.

Номинальные токи трансформатора со всех сторон:

$$I_{\text{ТР.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,298 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ТР.СН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,627 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ТР.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,873 \text{ (кА)}.$$

б) Определяются уставки коэффициентов выравнивания токов плеч дифзащиты, как отношение первичного номинального тока ТТ к номинальному току защищаемого силового трансформатора для каждой из сторон:

$$a = \frac{I_{\text{НОМТТ}}}{I_{\text{ТР}}}, \quad (6.1)$$

где: $I_{\text{НОМТТ}}$ – номинальный ток трансформаторов тока, от которых идет действие ДЗТ. Определены величины в пункте 4 при выборе трансформаторов тока, а именно ТТ в цепи выключателя в РУ 220 кВ ТГФМ-220 400/5, в цепи выключателя РУ 110 кВ ТГФМ-110 900/5, в цепи выключателя РУ 10 кВ ТОЛ-10М 80/5.

Таким образом:

$$a_{\text{ВН}} = \frac{400}{298} = 1,341;$$

$$a_{\text{СН}} = \frac{900}{627} = 1,434;$$

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

$$a_{ВН} = \frac{80}{6873} = 0,012.$$

в) Определяется начальный ток срабатывания реле по выражению:

$$I_{ср'} = k_{отс} \cdot I_{нб.расч'}, \quad (6.2)$$

где: $k_{отс}$ – коэффициент отстройки примерно равный 1,1-1,2;

$I_{нб.расч'}$ – расчетный ток небаланса в относительных единицах.

$$I_{нб.расч'} = k_{пер} \cdot \varepsilon' + \Delta U_{рег'} + \Delta f_{выр'}, \quad (6.3)$$

где: $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. Для автотрансформаторов $k_{пер} = 2,5$;

ε' – допустимая погрешность трансформатора тока в о.е. равная 0,1;

$\Delta U_{рег'}$ – половина диапазона регулирования напряжения трансформатора в о.е. Для РПН в автотрансформаторе АТДЦТН-125000/220/110 $\Delta U_{рег'} = 0,12$;

$\Delta f_{выр'}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч.

Принимается равной 0,04.

С учетом этого по формуле 6.3 определяем ток небаланса:

$$I_{нб.расч'} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,41 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср'} = 1,1 \cdot 0,41 = 0,45 \text{ (А)}.$$

Уставка выбирается из условия $g \geq I_{ср'}$. Диапазон от 0,2 до 0,5 с шагом 0,05. В нашем случае значение уставки 0,45.

г) Рассчитываем значение коэффициента торможения по формуле:

$$\gamma = \frac{I_{ср'}}{k_{сн.т}}, \quad (6.4)$$

где: $k_{сн.т}$ – коэффициент снижения тормозного тока в переходном режиме.

$$k_{сн.т} = 1.$$

$$\gamma = \frac{0,45}{1} = 0,45.$$

При таком значении γ принимаем равным 0,5.

д) Определяем точку излома характеристики срабатывания.

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Типичное значение для точки излома характеристики $b = 1,5$. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам короткого замыкания.

е) Произведем отстройку от броска тока намагничивания.

Уставка может задаваться в пределах 6-20%. С целью создания достаточного запаса по отстройке от режима включения значения уставки рекомендуется устанавливать равным 10%.

6.2. Устройства релейной защиты в РУ 110 кВ

1) Для линии 110 кВ согласно [1] для двух параллельных линий с двусторонним питанием в качестве основных защит используется направленная дифференциальная защита линии ДЗЛ, основанная на принципе сравнения токов по обоим концам линии. Обмен данными между полукомплектами в данной защите происходит по оптическому каналу связи.

В качестве резервных согласно [1] трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) и четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) ставят на кольцевую сеть с целью защиты от многофазных замыканий на землю.

Все перечисленные виды защит реализуются с помощью терминала REL-511 с комплектом защит ШЭЛС-4210 для основных защит и ШЭЛС-0113 для резервных [27].

Функция ДЗЛ заложена в обоих терминалах по обоим концам линий, но используется только в ведущем терминале. Эта защита с пофазным сравнением токов в начале и в конце защищаемой ЛЭП, имеющая высокую чувствительность. В нормальном режиме ток в линии течет в одном направлении. Ведомый терминал измеряет токи на своем конце линии и пересылает их цифровое значение с меткой времени через модуль передачи данных LDSM по ВОЛС на ведущий терминал. В ведущем терминале происходит сравнение направления и величин токов своего и удаленного ведомого конца в каждый момент времени. Если разница токов достигнет

										Лист
										77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

величины уставки, то происходит срабатывание защиты ведущего терминала, отключение выключателя и посылка сигнала на удаленный терминал на отключение выключателя.

В случае КЗ в защищаемой зоне токи текут в место КЗ, поэтому направление тока на одном из концов линии меняется и разница значений токов в каждый момент времени возрастает.

2) Секции шин 110 кВ согласно [1] как правило предусматривается дифференциальная токовая защита без выдержки времени, охватывающая все элементы, которые присоединены к секциям шин.

Эту функцию выполняет шкаф типа ШЭШ-4220 на базе терминала REB-670 [28] для каждой секции шин включена по схеме с фиксацией и действует на отключение всех присоединений соответствующей секции шин, при успешном АПВш после срабатывания ДЗШ все отключившиеся присоединения 110 кВ включаются автоматически через АПВ.

Устройство REB-670 выполняет расчет необходимых для работы величин по входным значениям сигналов от ТТ, а затем дальнейшая обработка выполняется дифференциальной функцией и алгоритмом обнаружения разомкнутых цепей ТТ.

ДЗШ включает в себя алгоритм дифференциальной защиты с торможением, чувствительный дифференциальный измерительный орган, включенный на сумму токов всех присоединений системы шин алгоритм контроля зоны защиты, алгоритм выявления неисправностей во вторичных цепях ТТ защиты.

Минимальное значение срабатывания дифференциального тока задается для выполнения приемлемой чувствительности защиты ко всем внутренним КЗ. Уставка задается непосредственно в первичных амперах.

Усовершенствованный алгоритм контроля незамедлительно обнаруживает разрыв/закорачивание вторичных цепей ТТ и предупреждает (блокирует) срабатывание дифференциальной защиты. При этом нет необходимости в

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР					

дополнительном контроле зоны неизбирательного действия. Зоны дифференциальной защиты имеют также и чувствительный дифференциальный орган срабатывания.

3) Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена дифференциальная защита трансформатора для мощности 6,3 МВА и более.

Для защит от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ на понижающих трансформаторах максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

Следуя из всего выше сказанного на трансформатор ТДТН-25000/110/35 устанавливаются как основная дифференциальная защита. Резервная защита выполнена трехступенчатое МТЗ с пуском по напряжению со стороны 110 кВ и трехступенчатое МТЗ с пуском по напряжению со стороны 35 кВ. Также в качестве основной установлена газовая защита трансформатора [1].

Выполнены защиты, которые предотвращают понижение уровня масла, тепловую перегрузку и потерю охлаждения трансформатора.

Защита контактора РПН действует на отключение всего автотрансформатора с запретом АПВ. Все эти защиты выполнены на терминале RET-316 [29].

6.3. Устройства релейной защиты в РУ 35 кВ

Согласно [1] для параллельных линий с односторонним питанием следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения.

В связи с этим на терминале защиты SPAC-801.01 выполняется двухступенчатое МТЗ с пуском по напряжению [31].

Так как сеть 35 кВ содержит большое количество двигателей следует отстраиваться от бросков пусковых токов. Защита шин 35 кВ выполнена на терминале SPAC-801.02 является логической действует на отключение выключателя трансформатора и секционного выключателя.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

6.4. Устройства автоматики

1) Автоматическое повторное включение согласно [1] должно предусматриваться для автоматического включения воздушных линий, шин подстанции, трансформаторов. Для осуществления АПВ должны предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

Согласно [1] для двухцепной линий 220 кВ с двусторонним питанием применяется однократное АПВ с проверкой синхронизма, которое устанавливается на всех выключателях РУ 220 кВ.

Аналогично устроены устройства АПВ в РУ 110 кВ.

Согласно [1] РУ 35 кВ имеет в своем составе два понижающих трансформатора, работающие отдельно. В следствие кроме устройств АПВ секционный выключатель 35 кВ оборудован устройством АВР. В случае потери питания с одного из трансформаторов АВР включает секционный выключатель и электроснабжение сохраняется.

Согласно [1] АПВ шин распределительных устройств 110 и 220 кВ выполнено с автоматической сборкой схемы (АСС).

2) Согласно [1] устройства АЧР должны устанавливаться на подстанциях энергосистемы. Устройство АЧР необходимо для автоматического отключения потребителей с целью восстановления допустимого уровня частоты в энергосистеме. АЧР должно быть согласовано с работой устройств АПВ и АВР.

Также согласно [1] с целью ограничения длительного воздействия повышенного напряжения должны применяться устройства автоматики, действующие при повышении напряжения больше 110-130%. С этой целью вводится в работу устройство АОПН.

На рассматриваемой подстанции вводится в работу цифровой блок разгрузки по частоте и напряжению типа БРЧН-100. Предназначен для выполнения автоматики разгрузки по частоте и напряжению и включения потребителей после ликвидации аварийного режима.

7. РАЗРАБОТКА ГРОЗОЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

7.1. Конструкции РУ 220 кВ и 110 кВ

Распределительные устройства 220 и 110 кВ являются открытыми.

Все аппараты на ОРУ располагаются на невысоких металлических или железобетонных основаниях. Также предусматриваются проезды для возможности ремонта и монтажа оборудования.

Токоведущими частями на ОРУ являются гибкие токопроводы, которые крепятся с помощью подвесных изоляторов к порталам.

Под масляным оборудованием, таким как силовые трансформаторы или измерительные трансформаторы тока, предусматривается маслоприемник для сбора масла в аварийных случаях [3].

Для присоединения трансформаторов и линий к секциям шин токоведущие части подвешивают под линейными порталами. Сами секции шин располагаются на шинных порталах.

Согласно [10] для ОРУ 110 кВ сборные железобетонные колонны и траверсы выполняются с тавровыми и двутавровыми сечениями. Для напряжений более высокого класса – из железобетонных труб.

7.2. Защита от прямых ударов молнии

Для защиты объектов электроэнергетики от прямых ударов молнии используются стержневые и тросовые молниеотводы. Тросовые молниеотводы используются для защиты протяженных объектов. Для защиты распределительного устройства будем использовать стержневые молниеотводы.

Расчет грозовой защиты будем проводить с помощью программы *FlashProt* [15]. Расчет будем проводить с заданными параметрами шинных и линейных порталов как самых высоких объектов на ОРУ.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Упрощенный план ОРУ 220 кВ с указанием всех шинных и линейных порталов в программе *FlashProt* представлен на рисунке 7.1.

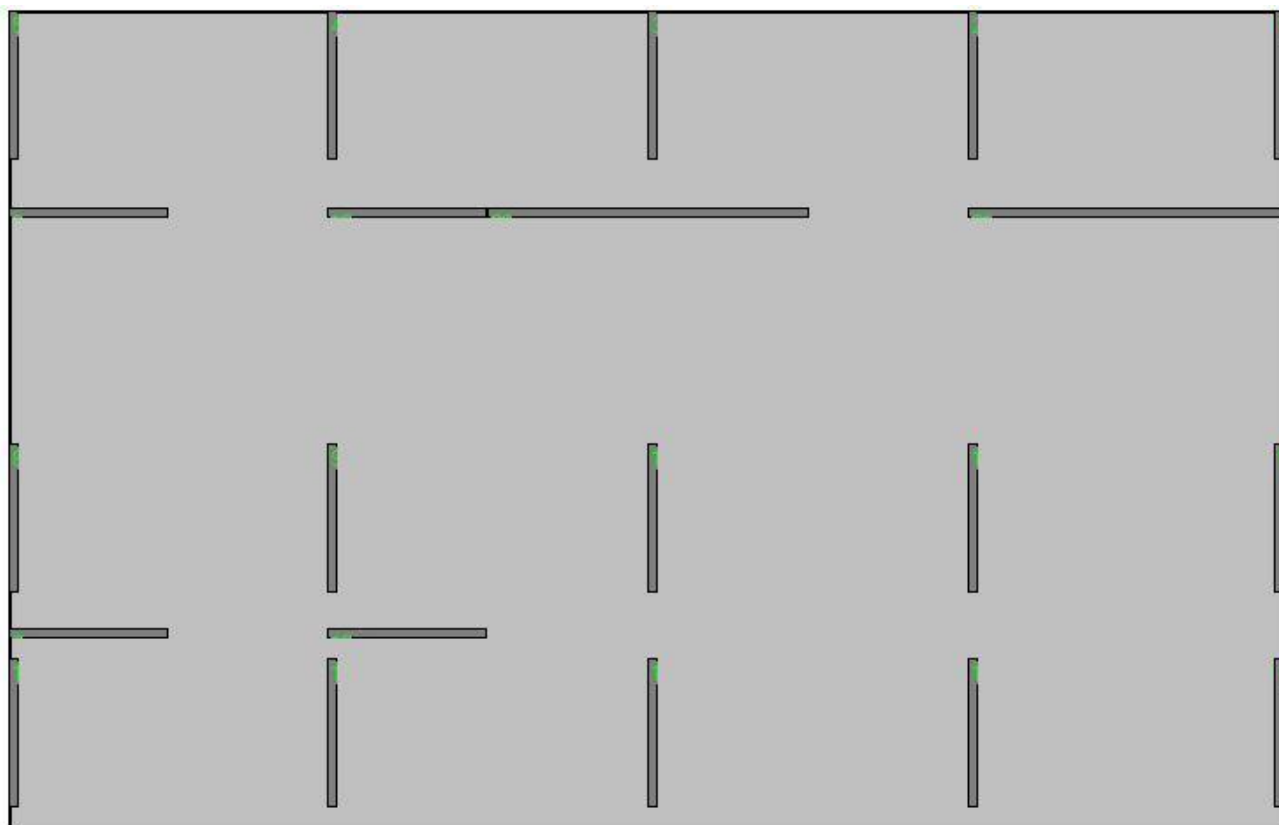


Рисунок 7.1 – Упрощенный план ОРУ 220 кВ

Молниеотводы устанавливаем на порталах и осветительных вышках. Высота линейных порталов в соответствии с [10] составляет 16,5 метров, шинных порталов – 11 м, а осветительных вышек по [1] – 20 м.

Используя программу *FlashProt* определим минимальное количество и вариант расстановки молниеотводов по РУ 220 кВ при надежности защиты $P=0,9$. Вариант расстановки молниеотводов с областью их покрытия на высоте 16,5 м и 11 м представлен на рисунках 7.2 и 7.3 соответственно.

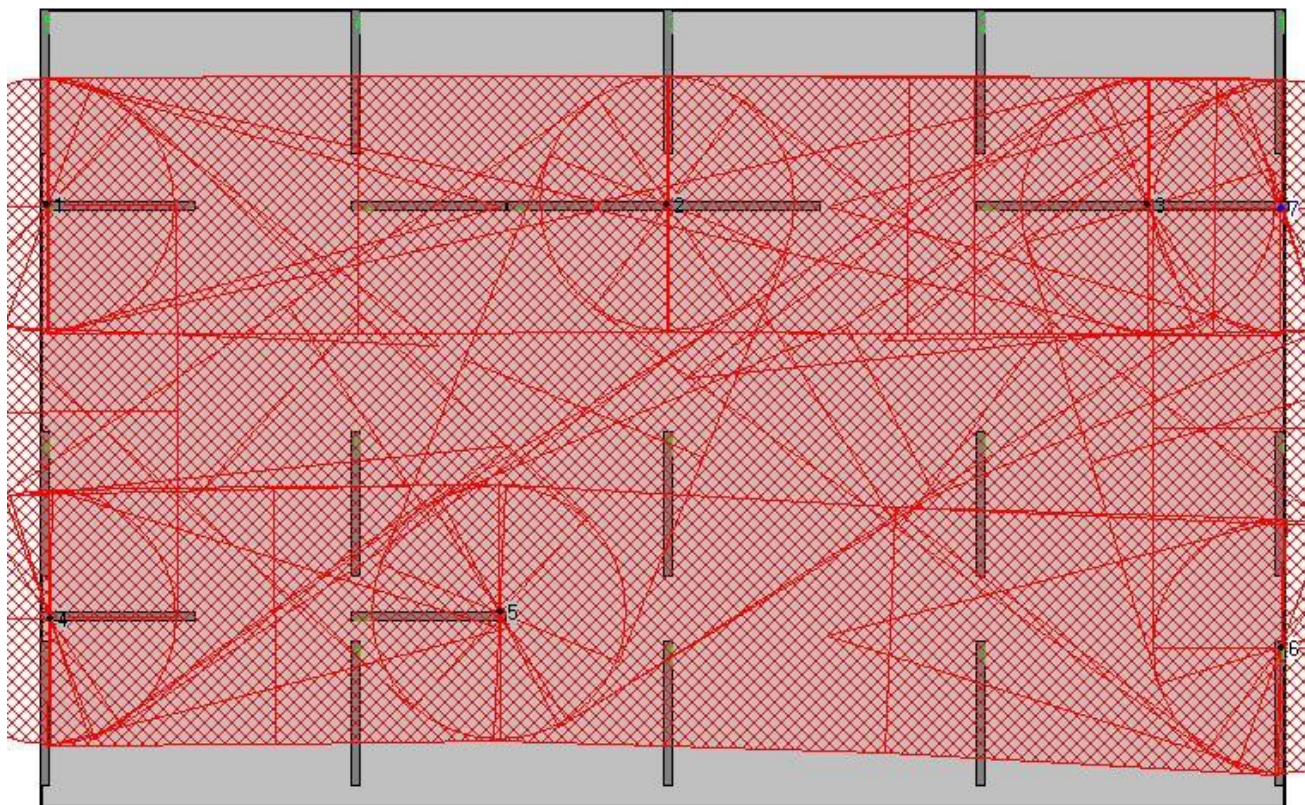


Рисунок 7.2 – Зона защиты на высоте 16,5 м молниеотводами с надежностью 0,9 и высотой 30 метров

Как видно из результатов зона защиты молниеотводов, установленных на порталах, покрывают все порталы, а следовательно защищают все оборудование в ОРУ 220 кВ.

Рассчитаем грозоупорность РУ 220 кВ согласно [37].

Определим среднее количество ударов молнии за год:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot h) \cdot (b + 10 \cdot h) \cdot 10^{-6}, \quad (7.1)$$

где: $n = 50$ – количество грозových часов в году для Челябинска;

a и b – длина и ширина ОРУ;

h – высота МО.

Таким образом по формуле (7.1):

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (123 + 10 \cdot 30) \cdot (77 + 10 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0,478 \left(\frac{\text{УД}}{\text{ГОД}} \right).$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

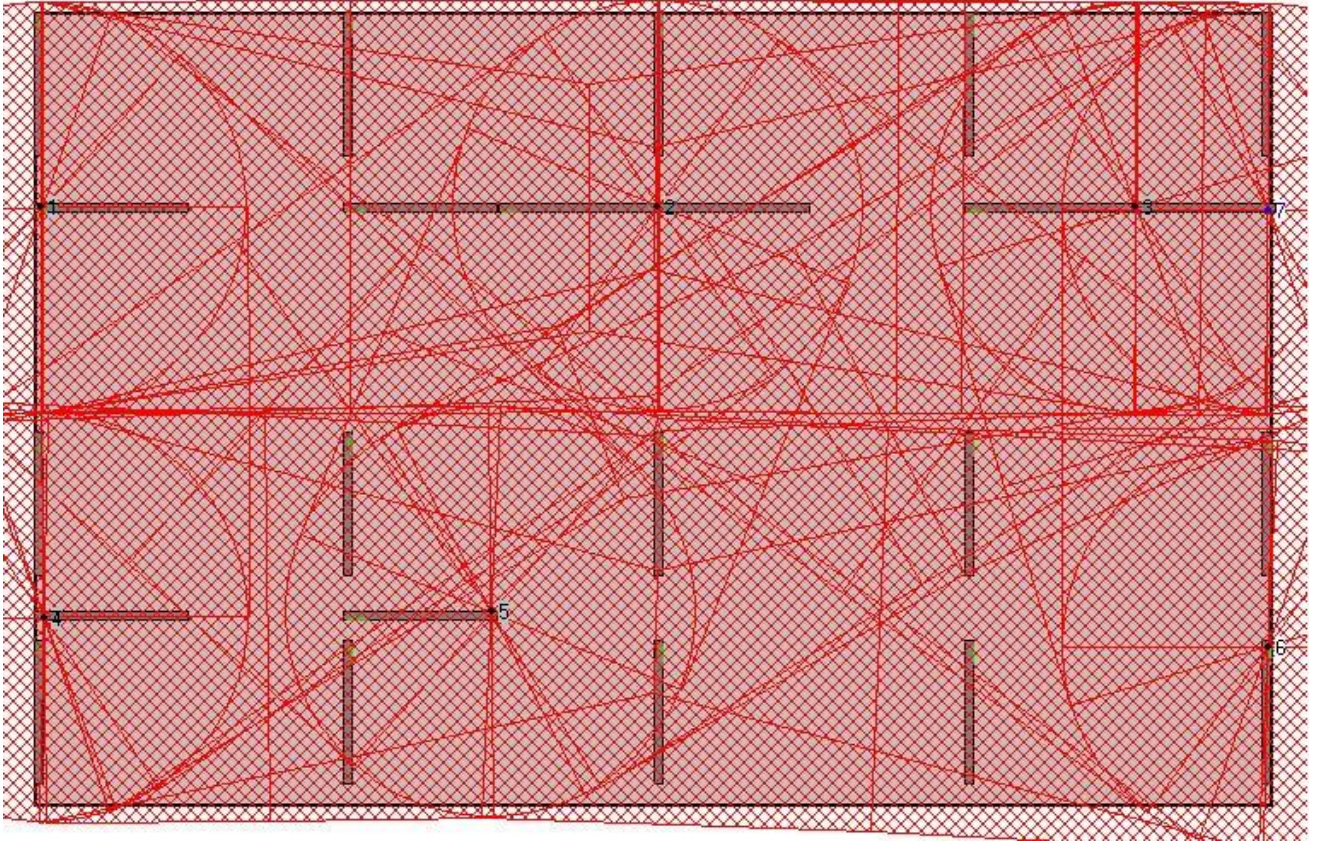


Рисунок 7.2 – Зона защиты на высоте 11 м молниеотводами с надежностью 0,9 и высотой 30 метров

Определим количество отключений РУ в следствии прямых ударов молнии в год:

$$\gamma = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g, \quad (7.2)$$

где: $\Psi_n = 10^{-3}$ – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотводов;

$\Psi_i = 0,68$ – вероятность перекрытия изоляции при ПУМ;

$\Psi_g = 0,7$ – вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу.

Таким образом по формуле (7.2):

$$\gamma = 0,478 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,00023.$$

Количество лет без аварий на РУ 220 кВ:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,00023} = 4347 \text{ (лет).}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР

Лист

84

Грозоупорность достаточна, так как превышает средний срок службы подстанции.

Упрощенный план ОРУ 110 кВ с указанием всех шинных и линейных порталов в программе *FlashProt* представлен на рисунке 7.3.

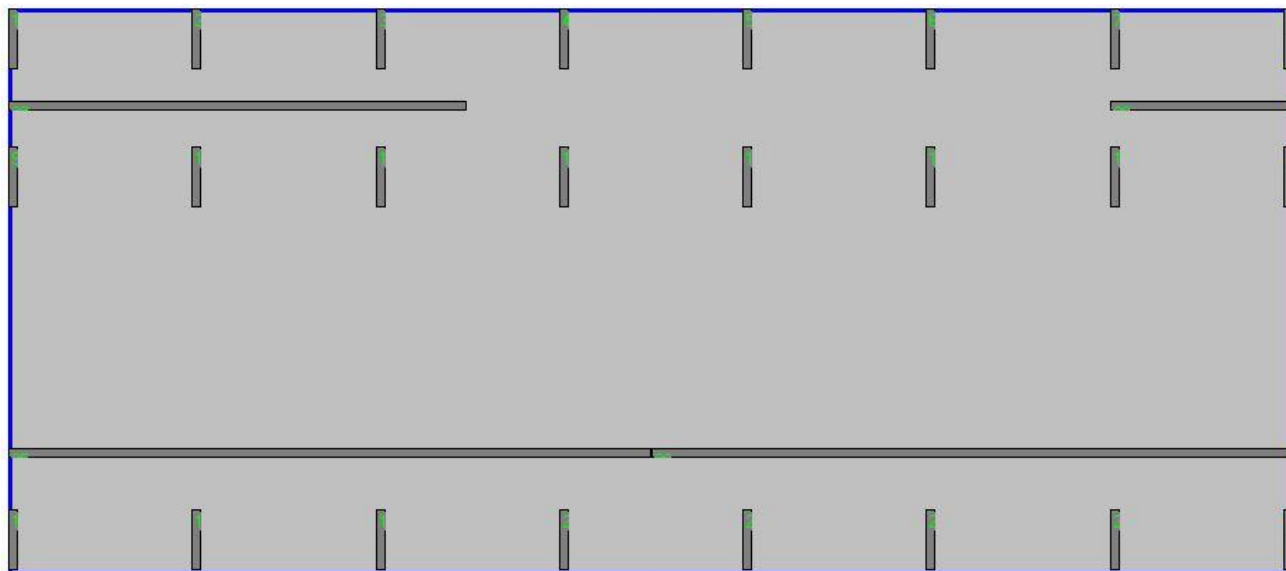


Рисунок 7.3 – Упрощенный план ОРУ 110 кВ

Молниеотводы устанавливаем на порталах и осветительных вышках. Высота линейных порталов в соответствии с [10] составляет 11 метров, шинных порталов – 7,5 м для РУ 110 кВ.

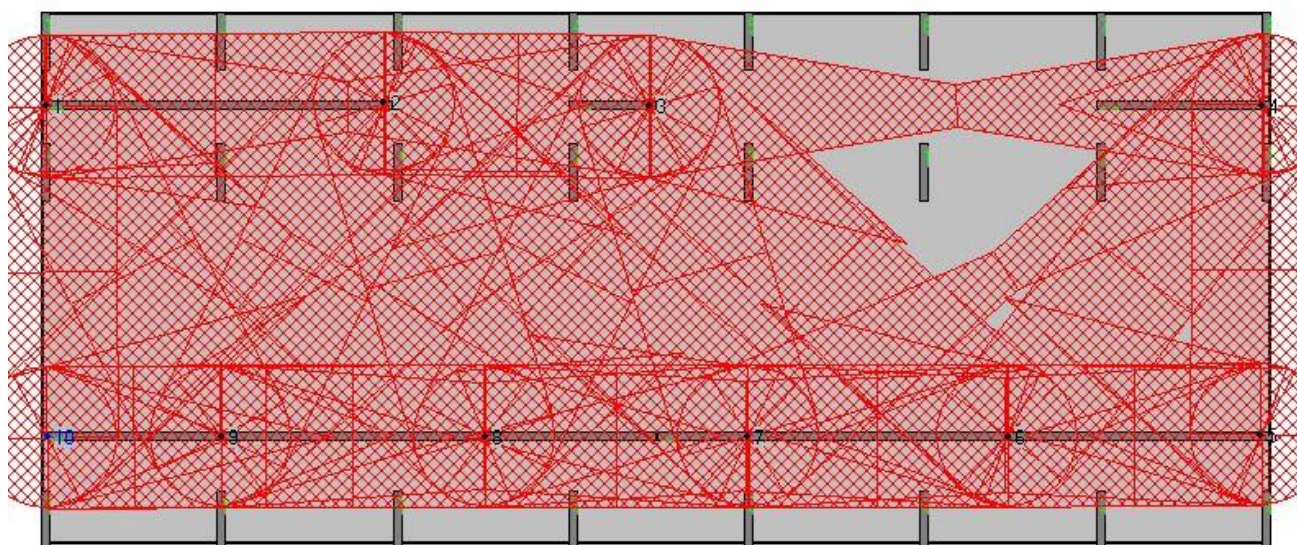


Рисунок 7.4 – Зона защиты на высоте 11 м молниеотводами с надежностью 0,9 и высотой 19 метров

Вариант расстановки молниеотводов с областью их покрытия на высоте 11 м и 7,5 м представлен на рисунках 7.4 и 7.5 соответственно.

Используя программу FlashProt определим минимальное количество и вариант расстановки молниеотводов по РУ 110 кВ при надежности защиты $P=0,9$.

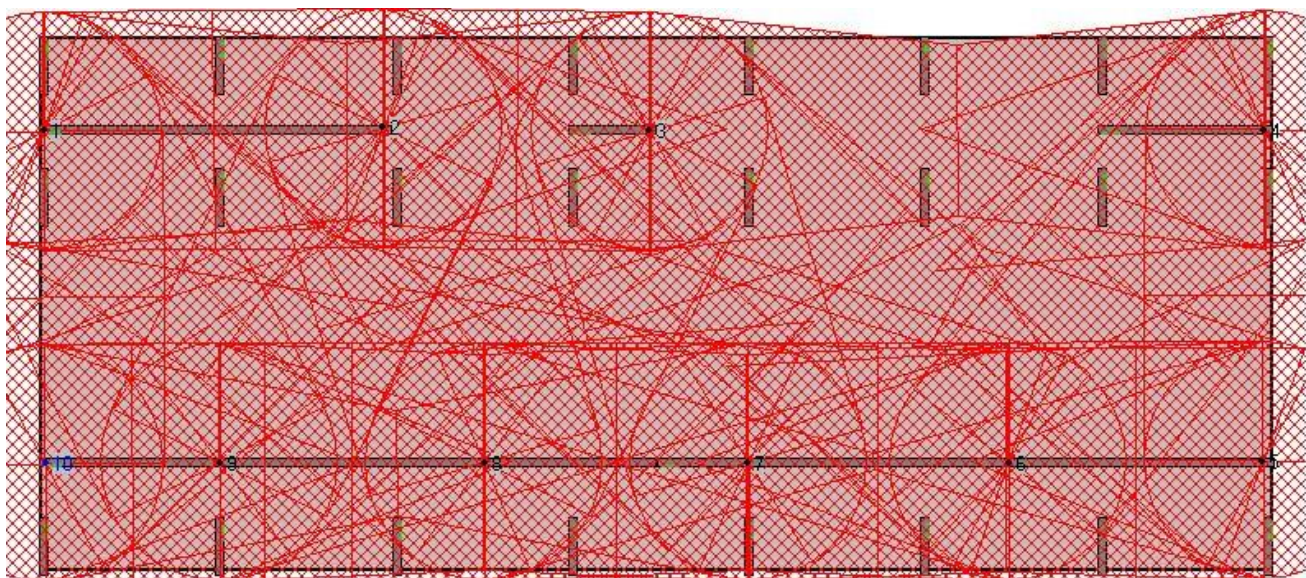


Рисунок 7.5 – Зона защиты на высоте 7,5 м молниеотводами с надежностью 0,9 и высотой 19 метров

Как видно из результатов зона защиты молниеотводов, установленных на порталах, покрывают все порталы, а следовательно защищают все оборудование в ОРУ 110 кВ.

7.3. Выбор ограничителей перенапряжения на подстанции

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

Согласно [1] в РУ в цепях трансформаторов должны быть установлены ОПН без коммутационных аппаратов между ним и защищаемым оборудованием.

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР				

Из-за больших размеров РУ ОПН устанавливаются так же в цепи измерительных трансформаторов напряжения.

Выбор ОПН согласно [9] произведем для цепей РУ 220 кВ.

1) Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН выбирается таким образом:

– наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН зависит от класса напряжения;

– наличие или отсутствие трансформаторов с разземленной нейтралью.

Так как в сети 220 кВ стоят два автотрансформатора с глухозаземленной нейтралью, то наибольшее рабочее напряжения для класса напряжения 220 кВ составит $U_{нро} = 146$ кВ для одной фазы. Однако так как имеет место быть превышение номинального напряжения на 5% в нормальных режимах, то окончательно $U_{нро} = 153$ кВ.

2) Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности.

Удельная энергия – это рассеиваемая ОПН энергия, при воздействии одиночного импульса, отнесенная к длительному рабочему напряжению.

Для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению $U_{нро}$, выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость $W_y = 2,5 - 3,5$ кДж/кВ.

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 220 кВ. Производитель в каталоге [33] предлагает ОПНп-220/1000/154-10-IV. Его параметры приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристики ОПНп-220/1000/154-10-IV

Рабочее напряжение, кВ	154
Номинальное напряжение, кВ	220
Ток пропускной способности, А	1000
Удельная энергия, кДж/кВ	5,75
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	395
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	493

Выбор ОПН согласно [9] произведем для цепей РУ 110 кВ.

Для РУ 110 кВ алгоритм аналогичен тому, который был при выборе ОПН в РУ 220 кВ.

Однако, при выборе наибольшего рабочего напряжения необходимо учитывать, что два трансформатора работают в режиме с эффективно заземленной нейтралью, поэтому согласно [9] наибольшее рабочее напряжение должно быть на 10% выше. Таким образом $U_{нро} = 80$ кВ.

Удельная энергия для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению $U_{нро}$, выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость $W_y = 1,5 - 2,5$ кДж/кВ.

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 110 кВ. Производитель в каталоге [33] предлагает ОПНп-110/1000/84-10-IV. Его параметры приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Характеристики ОПНп-110/1000/84-10-IV

Рабочее напряжение, кВ	84
Номинальное напряжение, кВ	110
Ток пропускной способности, А	1000
Удельная энергия, кДж/кВ	5,75
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	216
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	269

Как было сказано выше трансформатор ТДТН-25000/110/35 имеет эффективно заземленную нейтраль. Согласно [1] для таких трансформаторов в нейтраль необходимо устанавливать ОПН из-за возможных возникающих перенапряжений на конце обмоток, на которые изоляция этих обмоток не рассчитана.

По [9] произведем выбор ОПН в особом случае:

Основные характеристики ОПНН представлены для сети 110 кВ в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Параметры выбора ОПНН

Параметр ОПН для защиты нейтрали	Значение
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	52
Энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс, кДж/кВ	2,5-3,0
Амплитуда тока пропускной способности 2000 мкс, А	500-600

Выбранный ОПНН согласно [33] ОПНп-110/680/56-10-III с параметрами в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Характеристики ОПНп-110/680/56-10-III

Рабочее напряжение, кВ	56
Номинальное напряжение, кВ	70
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	144
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	179

Выбор ОПН согласно [9] произведем для цепей РУ 35 кВ.

Для РУ 35 кВ алгоритм аналогичен тому, который был при выборе ОПН в РУ 220 кВ.

Для сети с изолированной нейтралью, в которых при возникновении замыканий на землю напряжение возрастает до линейного, наибольшее рабочее напряжение согласно [9] должно быть $U_{нро} = 42,5$ кВ.

Удельная энергия для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению $U_{нро}$, выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость $W_y = 2 - 3$ кДж/кВ.

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 35 кВ. Производитель в каталоге [33] предлагает ОПНп-35/680/45-10-III. Его параметры приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Характеристики ОПНп-35/680/45-10-III

Рабочее напряжение, кВ	45
Номинальное напряжение, кВ	56,3
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	116
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	144

Выбор ОПН согласно [9] произведем для цепей РУ 10 кВ.

Для РУ 10 кВ алгоритм аналогичен тому, который был при выборе ОПН в РУ 220 кВ.

Для сети с изолированной нейтралью, в которых при возникновении замыканий на землю напряжение возрастает до линейного, наибольшее рабочее напряжение согласно [9] должно быть $U_{нро} = 12$ кВ.

Удельная энергия для импульса тока пропускной способности формы 2000 мкс, отнесенной к значению $U_{нро}$, выбирается в зависимости от класса напряжения. Так выбранная удельная энергоемкость $W_y = 2 - 3$ кДж/кВ.

В соответствии с этими параметрами выбираем ОПН в цепи РУ 10 кВ. Производитель в каталоге [33] предлагает ОПНп-35/680/45-10-III. Его параметры приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Характеристики ОПНп-10/680/12-10-II

Рабочее напряжение, кВ	12
Номинальное напряжение, кВ	15
Ток пропускной способности, А	680
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Остающееся напряжение 30/60 мс, кВ	30,9
Остающееся напряжение 8/20 мс, кВ	43,1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была спроектирована узловая подстанция 220/110/35 кВ. При разработке структурной схемы были приняты к установке два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/10 и два трехобмоточных трансформатора ТДТН-25000/110/35. Согласно рекомендациям ФСК ЕЭС были выбраны наиболее подходящие схемы распределительных устройств для классов напряжения 220, 110 и 35 кВ. Были рассчитаны рабочие токи, токи периодической составляющей трехфазного короткого замыкания и в соответствии с этими токами выбрано оборудование, наиболее подходящее для установки и эксплуатации в распределительном устройстве. Были выбраны выключатели, разъединители, токоведущие части, трансформаторы тока и напряжения. С целью упрощения технической эксплуатации подстанции в дальнейшем все оборудование подбиралось преимущественно элегазовое и масляное для силовых трансформаторов и ТТ 35 кВ. Для питания собственных нужд подстанции была разработана схема и выбрано оборудования в цепях собственных нужд, рассчитаны аккумуляторные батареи. В зависимости от работы подстанции назначены устройства релейной защиты и автоматики. Выбраны терминалы защит, которые выполняют данные функции. Отдельно рассчитана дифференциальная защита автотрансформатора. Была разработана грозозащита подстанции и выбраны схемы расстановки молниеотводов, выбраны ОПН.

					<i>13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

2 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / Т. И. Парубочая, Н. В. Сырейщикова, В. И. Гузеев, Л. В. Винокурова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008.

3 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

4 СТО 56947007 – 29.240.30.010 – 2008. Стандарт организации. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. Введен 20.12.2007 – оф. издание, 2007 – 132 с.

5 СТО 56947007 – 29.240.30.047 – 2010. Стандарт организации. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – официальное издание, 2010 – 128 с.

6 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.

7 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.

8 Гайсаров, Р.В. Проектирование электрических станций и подстанций: Методические указания к курсовому проекту/ Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская.– Челябинск:Издательство ЮУрГУ, 2005.

9 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / Дмитриев М.В. – Санкт-Петербург, 2007.

10 Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. 3 – е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985 – 222 с.

						13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР	Лист
							92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

11 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: Уч. Пособие для вузов – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд – ние, 1985 – 312 с.

12 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 604 с.

13 Копьев В.Н. Релейная защита. Проектирование – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 100 с.

14 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.

15 Свидетельство ОФАП №9282 от 12.11.2007. Расчет молниезащиты «FlashProt»/ Коровин Ю.В., Мерлинов М.А.

16 Выключатели ВГТ-220 и ВГТ-110 кВ. – http://eltransekb.ru/doc/katalog_VGT-35%2C110%2C22_2.pdf.

17 Разъединители РГ-220, РГ-110, РГ-35. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoj-ustanovki-serii-rg.

18 Выключатель ВГБ-35. – <https://energoboard.ru/post/32>.

19 Трансформаторы тока ТВ-220, ТВ-110, ТГФМ-220, ТГФМ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe>.

20 Трансформаторы напряжения НАМИ-35, НАМИ-10. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TN-12-66kV>.

21 Универсальный измерительный прибор ДМК-40. – <https://www.kipspb.ru/catalog/6616/element268122.php>.

22 Трансформатор тока ТОЛ-10М. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-2-10kV>.

23 Трансформатор тока ТФМ-35. – <http://electro.mashinform.ru/transformatory-toka-dlya-naruzhnoj-ustanovki>.

24 Трансформаторы напряжения ЗНОГ-220, ЗНОГ-110. –

http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye.

25 Выключатель LF1. – https://www.tesli.com/upload/iblock/be6/schneider_electric_lf.pdf.

26 Шкаф КРУ С-410. – http://www.abs-elteh.ru/buklet_C-410.pdf.

27 REL-511. – http://pue8.ru/pue_doc/abb/REL511_ICM_2.5.pdf.

28 REB-670. – [https://library.e.abb.com/public/2c21313be2dc4fd2c12577dd0017a133/1MRK505206-SRU_B_ru_Busbar_protection_REB670_\(ru\).pdf](https://library.e.abb.com/public/2c21313be2dc4fd2c12577dd0017a133/1MRK505206-SRU_B_ru_Busbar_protection_REB670_(ru).pdf).

29 RET-316. – https://library.e.abb.com/public/8267b8b55aa2cb79c12574580042e76b/1MRK504007-BEN_A_en_RET_316_4_Numerical_Transformer_Protection.pdf.

30 SPAJ-140. – https://library.e.abb.com/public/e443faf99f1d91f9c12572a0004710e4/FM_SPAJ140C_750629_ENdad_2010.pdf.

31 СПАС-801. – http://www.elkont.ru/index.php?option=com_sobi2&sobi2Task=sobi2Details&sobi2Id=470&Itemid=55.

32 Осциллограф RTB2002. – http://rohdeschwarz.su/rohdeschwarz_rtb2002.html?yclid=3140667946805502404.

33 ОПН. – http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20160525/20160525210322_19198.pdf.

34 ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания – Москва, 2007.

35 Кабели контрольные медные – <http://www.alur.ru/cables/CAT-2017.pdf>.

36 Приказ № 0288 Об утверждении рекомендаций по технологическому проектированию. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ.

37 Кабышев А. В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: уч. пособие / А. В. Кабышев. – Томск: Изд. ТПУ, 2006. – 124 с.

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2018.123 ПЗ ВКР