

**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, начальник СРЗ АО «Электросеть»

\_\_\_\_\_ / А.Б. Акулов /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Развитие энергорайона ПАО ЧМК с реконструкцией подстанции  
«Конверторная» и установкой выключателей по стороне 220 кВ

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)**  
**ЮУрГУ – 13.04.02. 2018.302.ВКР**

**Консультант, (доцент)**

\_\_\_\_\_ / А.Н. Андреев /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Руководитель, (доцент)**

\_\_\_\_\_ / А.Н. Андреев /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_ / И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Автор**

**студент группы П-281М**

\_\_\_\_\_ / О.В. Ракова /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_ / И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Нормоконтролер, (доцент)**

\_\_\_\_\_ / А.Н. Андреев /

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу (диссертацию) студента

Раковой Ольги Вячеславовны

Группа 281М

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие энергорайона ПАО ЧМК с реконструкцией подстанции «Конверторная»  
и установкой выключателей по стороне 220 кВ

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 2018 г. № \_\_\_\_\_

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

3. Исходные данные к работе

Существующая схема электроснабжения сетевого района

Режимные параметры схемы сетевого района

\_\_\_\_\_



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

1. Схема электроснабжения сетевого района \_\_\_\_\_

2. Карта режимов сети \_\_\_\_\_

3. Главная схема электрических соединений подстанции «Конверторная» \_\_\_\_\_

4. Схема размещения терминалов релейной защиты \_\_\_\_\_

5. Карта режима сети после установки СТК \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Всего \_\_\_ листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ питающей сети подстанции		
Анализ режима сети энергорайона ПАО ЧМК		
Расчет токов нормального и утяжеленного режимов		
Реконструкция подстанции Конверторная		
Расчет токов короткого замыкания		
Установка выключателей и выбор коммутационной аппаратуры		
Реконструкция релейной защиты и автоматики		
Экономическая часть		
Установка статического тиристорного компенсатора		

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

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

Студент \_\_\_\_\_/ \_\_\_\_\_/

## АННОТАЦИЯ

Ракова О.В. – Развитие энергорайона ПАО ЧМК с реконструкцией подстанции «Конверторная» и установкой выключателей по стороне 220 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, П-281М, 2018 г., стр.99, илл. 24, табл. 38, библиографический список – 19 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается анализ развития сети ПАО ЧМК. Выполнен расчет сети в максимальном, минимальном и послеаварийном режимах. Проанализированы режимы работы трансформаторов всех подстанций. Произведена реконструкция подстанции «Конверторная». Выбрана коммутационная аппаратура, токоведущие части, новые устройства релейной защиты и автоматики. Проведен анализ экономических показателей после реконструкции.

					<b>13.04.02.2018.302.ВКР</b>			
					<i>Развитие энергорайона ПАО ЧМК с реконструкцией подстанции «Конверторная» и установкой выключателей по стороне 220 кВ.</i>	<i>Лит.</i>	<i>Масса</i>	<i>Масштаб</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ракова О.В.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Андреев А.Н.</i>						
						<i>Лист 4</i>	<i>Листов 223</i>	
<i>Н. Контр.</i>		<i>Андреев А.Н.</i>				<i>ЮУрГУ, кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. АНАЛИЗ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ ПОДСТАНЦИИ.....	8
1.1. Существующая схема подстанции.....	8
1.2. Характеристика силового оборудования и устройств релейной защиты.....	9
2. АНАЛИЗ РЕЖИМА СЕТИ ЭНЕРГОРАЙОНА ПАО ЧМК.....	10
2.1. Исходные данные рассматриваемого района.....	10
2.2. Баланс мощностей.....	12
2.3. Расчет характерных режимов работы сети.....	16
2.4. Анализ работы трансформаторов сети.....	27
3. РАСЧЕТ ТОКОВ НОРМАЛЬНОГО И УТЯЖЕЛЕННОГО РЕЖИМОВ.....	30
4. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ КОНВЕРТОРНАЯ.....	33
4.1. Обоснование необходимости реконструкции подстанции.....	33
4.2. Выбор структурной схемы подстанции.....	33
4.3. Выбор схемы распределительных устройств.....	34
4.4. Выбор силовых трансформаторов.....	36
4.5. Выбор трансформаторов тока.....	36
5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	46
6. УСТАНОВКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ.....	49
6.1. Обоснование необходимости установки выключателей по стороне 220 кВ.....	49
6.2. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры.....	50
6.3. Выбор токоведущих частей.....	55
7. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ.....	58
8. РЕКОНСТРУКЦИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ.....	61
8.1. Выбор фирмы производителя устройств релейной защиты.....	61
8.2. Выбор видов и типоразмера устройств релейной защиты.....	62
8.3. Расчет уставок релейной защиты.....	76

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

9. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	88
9.1. Капитальные вложения для реконструкции подстанции.....	88
9.2. Определение стоимости эксплуатационных работ и текущего ремонта.....	89
9.3. Расчет фонда заработной платы.....	91
9.4. Расчет себестоимости передачи электроэнергии.....	92
9.5. Определение общего срока окупаемости.....	94
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	98

						<i>Лист</i>
					13.04.02.2018.302.ВКР	6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## ВВЕДЕНИЕ

Многие предприятия, занимающиеся аграрной деятельностью, металлургией или сферой услуг, стремятся увеличить свои объемы производства, качество продукции.

В связи с модернизацией производственных процессов из года в год увеличивалось потребление электроэнергии, а также и требования к ее качеству. Следовательно, происходили некоторые изменения в энергетике, а именно повышение класса напряжения, стабилизации уровня напряжения у потребителя и т.д.

Долгое время энергетика нашей страны имела малое финансирование, и это привело к тому, что большая часть электростанций и подстанций морально и физически устарели и не соответствуют современным требованиям эргономичности, безопасности, надежности.

В начале XXI века в электрических сетях России началось внедрение новых технических средств для обеспечения высокой надежности и повышения качества электроснабжения: воздушных линий с изолированными проводами, однофазных кабелей высокого напряжения, вакуумных и элегазовых выключателей, оптических каналов связи, цифровых реле (терминалов) управления и защиты электроустановок.

В дипломном проекте рассматривается реконструкция подстанции 110/110кВ «Конверторная», построенная в 1976 году, балансе ПАО «Челябинский металлургический комбинат» (далее ПАО «ЧМК») и предоставляется сетевой организации обособленного подразделения АО «Электросеть» в г. Челябинск в пользование по договору аренды имущества.

Так как реконструкция с момента ввода в работу подстанции не проводилась поэтому оборудование, установленное на данной подстанции устарело, как и физически так и морально и требует замены на более новое.

Предлагаемая реконструкция подстанции позволит за счет применения более современного оборудования повысить качество и надежность электроснабжения потребителей и улучшить условия труда обслуживающего персонала.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1. АНАЛИЗ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

## 1.1. Существующая схема подстанции

Подстанция Конверторная является транзитной, осуществляя перетоки мощности между ПС 500/220/110 кВ Козырево, ПС 220/110 кВ Каштак и Челябинской ТЭЦ-3. От ПС Конверторной по кабельным линиям питаются ГПП-2 110/6 кВ, ГПП-5 110/10 кВ и ГПП-13 110/10(6) кВ.

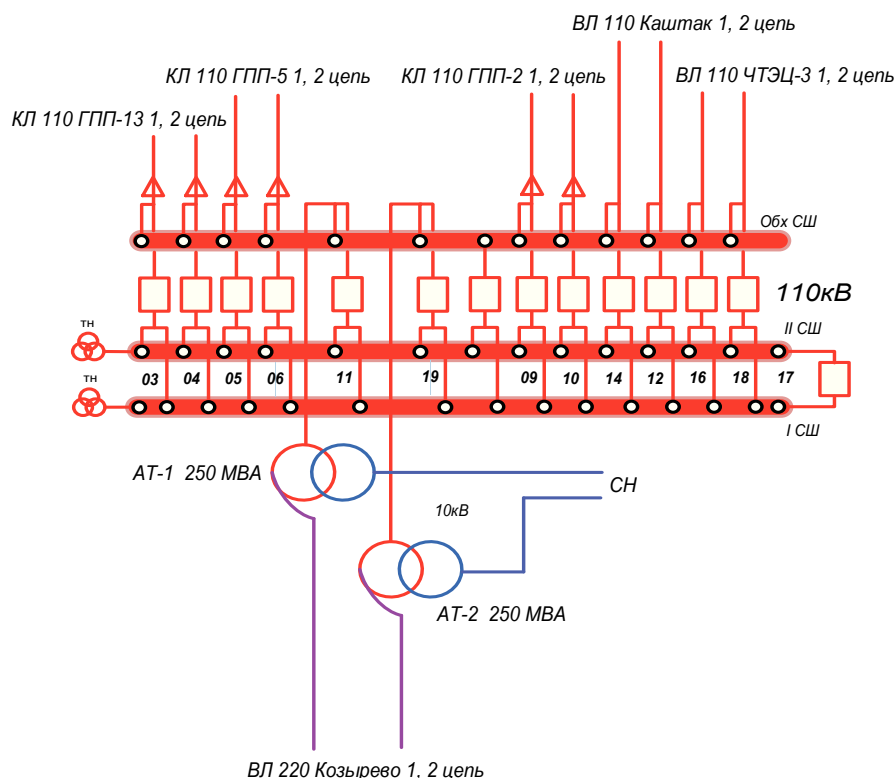


Рисунок 1.1 – Схема питающей сети

ЛЭП от ПС Конверторная:

- ВЛ 220 кВ Конверторная – Козырево 1, 2 цель;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – Каштак 1, 2 цель;
- ВЛ 110 кВ Конверторная – ЧТЭЦ-3 1, 2 цель;
- КЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-2 1, 2 цель;
- КЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-5 1, 2 цель;
- КЛ 110 кВ Конверторная – ГПП-13 1, 2 цель.

Распределительное устройство высокого напряжения 220 кВ выполнено по блочной схеме: «линия – автотрансформатор».

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Распределительное устройство низкого напряжения 110 кВ выполнено по схеме: «двойная система шин с обходной системой шин».

Сторона 10 кВ используется для питания собственных нужд подстанции.

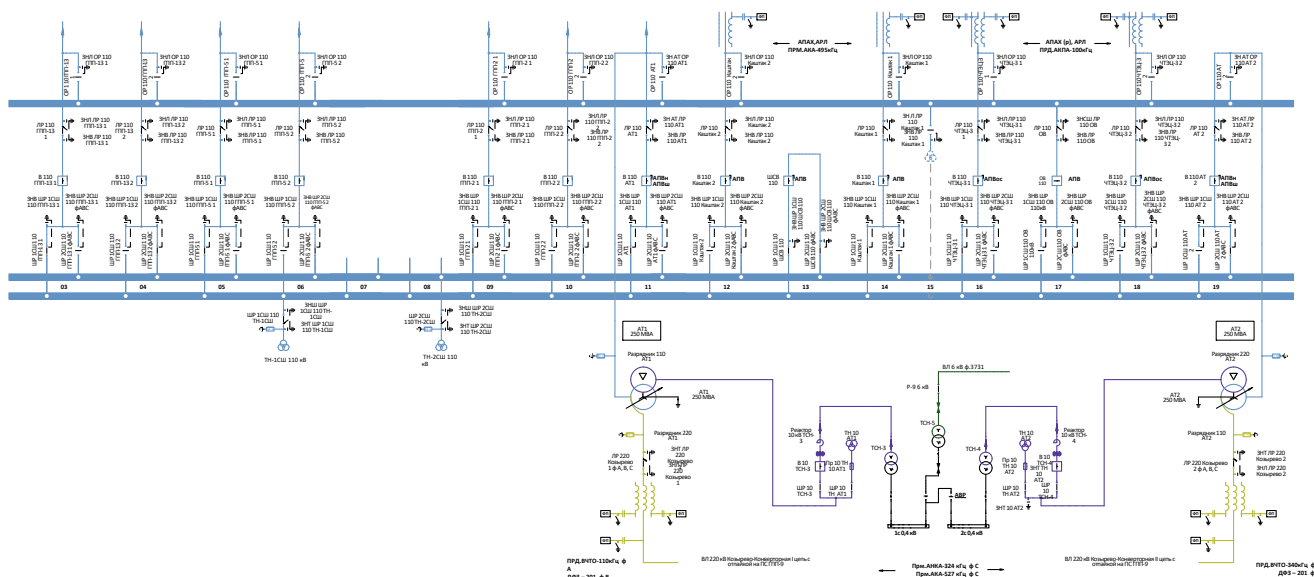


Рисунок 1.2 – Существующая схема подстанции

## 1.2. Характеристика силового оборудования и устройств релейной защиты

Подстанция «Конверторная» 220/110кВ является проходной. На подстанции установлены два авто трансформатора 220/110/10 кВ, мощностью 250 МВА каждый.

Оборудование на стороне высокого напряжения 220 кВ находится в эксплуатации с 1976 года. Вместо выключателей 220 кВ установлено телеотключение, действующее на выключатели со стороны ПС 500 кВ Козырево и ПС 220 кВ ГПП-9.

Сторона среднего напряжения 110 кВ находится в эксплуатации с 1976 года и имеет схему ОРУ «двойная система шин с обходной системой шин».

Оборудование на стороне низкого напряжения 10 кВ – собственные нужды подстанции.

Устройства релейной защиты и автоматики, установленные на подстанции и выполненные на электромеханической, а также микроэлектронной элементной базе, исчерпали свой эксплуатационный ресурс и нуждаются в замене.

## 2. АНАЛИЗ РЕЖИМА СЕТИ ЭНЕРГОРАЙОНА ПАО ЧМК

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами: активной и реактивной мощностями в элементах сети, частотой, напряжением у потребителей и в узловых точках сети, потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

В данном разделе работы проводится анализ текущего состояния электрооборудования электрических сетей ПАО ЧМК по данным контрольных замеров характерного для:

- режим максимальных нагрузок;
- режим минимальных нагрузок;
- послеаварийного режима.

Задача расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. По результатам расчета оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

Расчет режимов произведем в программе NetWORKS.

Для проведения расчетов режимов сети в качестве исходных данных вводится следующая информация:

- нагрузки и генерации мощностей в узлах;
- сопротивления линий и трансформаторов;
- коэффициенты трансформации трансформаторов, возможно их комплексное представление в виде действительной и мнимой частей;
- номинальные напряжения в узлах.

### 2.1. Исходные данные рассматриваемого района

Таблица 2.1 – Параметры ЛЭП

Диспетчерское наименование	U <sub>ном</sub> , кВ	Марка провода	L, км	r <sub>л</sub> , Ом	x <sub>л</sub> , Ом
Шагол – Каштак-1,2	220	2хАСО-500	15,7	0,46	3,24
Каштак – Конверторная-1,2	110	2хАСУ-300	7,6	0,36	1,63
Каштак – ГПП-6	110	2хАСО-500	2,12	0,06	0,44
Каштак – ГПП-7	110	2хАСО-500	4,77	0,14	0,99
Отпайки на ГПП-14	110	2хАСО-150	0,63	0,06	0,13

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					

Продолжение таблицы 2.1

Отпайки на ГПП-1	110	АС-150	0,57	0,12	0,24
Конверторная – Козырево	220	2хАСО-400	20,2	0,74	4,24
Конверторная – ЧТЭЦ-3	110	2хАСУ-300	10,6	0,51	2,27
Плавильная (ГПП-3) – ТЭЦ ЧМК	110	2хАС-150	2,26	0,23	0,47
Плавильная (ГПП-3) – ЧТЭЦ-3	110	2хАСУ-300	10	0,48	2,14
Отпайка на ГПП-12	110	2хАС-120	1,6	0,2	0,34
Н/Металл. – ТЭЦ ЧМК	110	АС-240/32	4,1	0,48	1,66
Н/Металл. – Плавильная (ГПП-3)	110	АСКС-240/32	4,3	0,51	1,74
Отпайка на ГПП-16	110	2хАС-240/32	0,95	0,06	0,19
Конверторная – ГПП-2	110	АПВВнг2т 3х(1-350/95)	3,25	0,09	0,42
Конверторная – ГПП-5	110	АПВВнг2т 3х(1-350/95)	2,3	0,06	0,29
Конверторная – ГПП-13	110	АПВВнг2т 3х(1-350/95)	2,13	0,07	0,03
Н/Металл. – ГПП-8	110	2хАС-240/32	6,3	0,38	1,3
Н/Металл. – ГПП-15	110	2хАС-240/32	6,4	0,38	1,3
Отпайка на ГПП-9	220	2хАС-400/51	1,9	0,07	0,4
Отпайка на ГПП-4	110	АС-300/39	0,14	0,01	0,06
Отпайка на ПС Першино	110	2хАС-240/32	3,2	0,19	0,65

Таблица 2.2 – Параметры трансформаторов и автотрансформаторов

Диспетчерское наименование п/ст	Тип тр-ра	Кол.	$r_T$ , Ом	$x_T$ , Ом
ГПП-1	ТДТНГ-31500 110/35/6	1	2,8	76,2
ГПП-2	ТДТН-63000110/6/6	2	1,6	22
ПС Плавильная (ГПП-3)	ТРДН-40000110/6/6	4	5,6	138,8
ГПП-4	ТДН-31500110/6	1	2,8	76,2
ГПП-5	ТРДЦН-80000110/10	2	1,2	34,8
ГПП-6	ТРДН-80000110/10/10	4	2,4	69,4
ГПП-7	ТДТН-63000110/35/10	2	1,6	22
ГПП-8	ТТUS-31500110/10	1	2,8	76,2
ГПП-9	ТДЦНМ-100000÷200000220/35	3	7,2	270
ГПП-12	ТРДН-25000110/6/6	2	5,08	111,8
ГПП-13	ТРДЦН-63000110/10/6	2	1,6	22
ГПП-14	ТРДН-25000110/6/6	2	5,08	111,8
ГПП-15	ТДН-16000110/10	1	13,14	260,1
ГПП-16	ТРДН-40000110/10/6	2	2,8	69,4
ПС Каштак	АТДЦТН-125000220/110	1	0,5	48,6
ПС Конверторная	АТДЦТН-250000220/110/10	2	0,6	95
ПС Першино	ТДТН-40000110/35/6	2	2,8	69,4

## 2.2. Баланс мощностей

### 2.2.1. Баланс активной мощности

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_G = \sum P_H,$$

где  $\sum P_G$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_H$  – суммарное потребление мощности.

Баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является подстанция «Шагол».

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum P_H$ , собственных нужд (СН) электрических станций  $\sum P_{СН}$ , потерь мощности в линиях  $\sum \Delta P_L$  и трансформаторах  $\sum \Delta P_T$ :

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3%, в трансформаторах 1,2...1,5% от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на СН приближенно оценивается 4...8% от установленной мощности генераторов электростанции [2].

Так как в проекте заданы нагрузки на подстанциях приведенные с высокой стороны, то для упрощения расчета примем потери в трансформаторах и на собственные нужды подстанций равными 0. В расчёте будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи.

Суммарная генерируемая активная мощность складывается из активной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и активной мощности, поступающей из соседних систем (таблица 2.3).

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

Таблица 2.3 – Значение генерации в узлах сети

Диспетчерское наименование	P, МВт	Q, МВАр
Козырево	100,1	78,1
ТЭЦ ЧМК	109	25,8
ЧТЭЦ – 3	133,6	35,2
Сумма:	342,7	139,1

Суммарная генерируемая активная мощность:

$$\square P_G = 342,7 \text{ МВт.}$$

Мощности нагрузок в узлах сети заданы для максимального режима (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Значение нагрузок в узлах сети

Диспетчерское наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
ГПП-1	13,8	12,4
ГПП-2	29,85	16,78
ПС Плавильная (ГПП-3)	15	11,9
ГПП-4	15,5	8,2
ГПП-5	11,77	8,19
ГПП-6	32	27,3
ГПП-7	6	6,5
ГПП-8	1,8	1,9
ГПП-9	77	73,9
ГПП-12	41	24
ГПП-13	32,88	25,63
ГПП-14	38	24
ГПП-15	2,7	3,2
ГПП-16	50	38,4
ПС 110 кВПершино	12,4	7,9
Новометаллургическая	84,8	-49,3
Сумма:	464,5	240,9

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\square P_H = 464,5 \text{ МВт.}$$

Рассчитаем активные потери в ЛЭП:

$$\square \Delta P_{Л} = \frac{2\% \square (P_H)}{100\%};$$

$$\square \Delta P_{Л} = \frac{2\%}{100\%} \square (464,5) = 9,29 \text{ МВт.}$$

Рассчитаем активные потери в автотрансформаторах связи, которые установлены на ПС Каштак и ПС Конверторная:

$$\square \Delta P_T = \frac{1,2\% \square (P_T)}{100\%};$$

$$\square \Delta P_{Л} = \frac{1,2\%}{100\%} \square (146,5) = 1,7 \text{ МВт.}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую активную мощность:

$$\square P_{П} = \square P_H + \square P_{Л} + \square \Delta P_T$$

$$\square P_{П} = 464,5 + 9,29 + 1,7 = 475,49 \text{ МВт.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой (-P<sub>с</sub>), либо потребляемой (+P<sub>с</sub>) балансирующим узлом:

$$P_C = \square P_G - \square P_{П}$$

$$P_C = 342,7 - 475,49 = -132,79 \text{ МВт.}$$

Баланс активной мощности обеспечивается за счет обменной мощности с балансирующим узлом (п/ст «Шагол»).

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Получилось, что генерируемая мощность на электростанциях системы, оказалась меньше потребляемой мощности. Поэтому недостаток мощности будем компенсировать за счет потребления мощности из балансирующего узла.

## 2.2.2. Баланс реактивной мощности

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_G + \sum Q_3 \pm Q_{KV} \pm Q_C = \sum Q_{\Pi}$$

где  $\sum Q_G$  - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_3$  - мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{KV}$  - реактивная мощность компенсирующих устройств;

$Q_C$  - величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum Q_H$ , собственных нужд электрических станций  $\sum Q_{CH}$ , потерь мощности в линиях  $\sum \Delta Q_L$  и трансформаторах  $\sum \Delta Q_T$ .

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6% при 110 кВ, 10...15% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

Также, как и с активной мощностью будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи.

Суммарная генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и реактивной мощности, поступающей из соседних систем (таблица 2.3).

$$\square Q_G = 139,1 \text{ МВАр.}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\square Q_H = 240,9 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности в ЛЭП:

$$\square \Delta Q_{\pi} = 0,06 \square (|\square S_H|)$$

$$\square \Delta Q_{\pi} = 0,06 \square \left( \sqrt{464,5^2 + 240,9^2} \right) = 31,4 \text{ МВАр.}$$

Рассчитаем реактивные потери в автотрансформаторах связи, которые установлены на ПС Каштак и ПС Конверторная:

$$\square \Delta Q_T = \frac{5\%}{100\%} \square (\square Q_T);$$

$$\square \Delta Q_T = \frac{5}{100} \square (135,42) = 6,77 \text{ МВт.}$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными одноцепными линиями, при напряжении сети ( $U=110 \text{ кВ}$ ) примем приблизительно  $Q_3=35 \text{ кВАр/км}$ , для одноцепных линий на  $220 \text{ кВ}$  примем  $Q_3=140 \text{ кВАр/км}$ , тогда получаем:

$$\square Q_3 = l \square Q_3$$

где  $l$  - сумма всех линий, из них на  $110 \text{ кВ}$  -  $l=111,93 \text{ км}$ , на  $220 \text{ кВ}$  -  $l=76,2 \text{ км}$ .

$$\square Q_3 = 111,93 \square 0,035 + 76,2 \square 0,14 = 14,58 \text{ МВАр}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую реактивную мощность:

$$\square Q_{\Pi} = \square \Delta Q_H + \square Q_{\Pi} + \square \Delta Q_T - \square Q_3 ;$$

$$\square Q_{\Pi} = 240,9 + 31,4 + 6,77 - 14,58 = 264,49 \text{ МВАр.}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ( $-Q_c$ ), либо потребляемой ( $+Q_c$ ) балансирующим узлом:

$$Q_c = \square Q_G - \square Q_P ;$$

$$Q_c = 139,1 - 264,49 = -125,39 \text{ МВАр.}$$

Баланс реактивной мощности обеспечивается за счет обменной мощности генерируемой балансирующим узлом (п/ст «Шагол»).

Таким образом, мощность в базисном узле  $P_c + jQ_c = 132,79 + j125,39 \text{ МВА}$ .

### 2.3. Расчет характерных режимов работы сети

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними. Для ряда систем можно выделить влияние одного определяющего фактора. В рассматриваемой сети определяющим фактором будем считать нагрузки подстанций.

Назначение БУ в расчетных стационарных режимах электрической сети заключается в покрытии расчетного (с учетом полных потерь в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети) дефицита или «снятия» избытка активной и реактивной мощностей из рассматриваемой электрической сети с определенными объемами нагрузочной и генерируемой мощностей в расчетных узлах схемы замещения сети. Как правило, в БУ назначается только задаваемый уровень (модуль) напряжения.

В качестве БУ при расчетах режимов электрической сети Челябинского металлургического комбината приняты шины 220 кВ ПС «Шагол».

ПС «Шагол» выбрана балансирующим узлом из-за того, что она соединена с большим количеством питающих узлов (Троицкая ГРЭС, Южная, Козырево, Челябинская) и является самой мощной подстанцией в рассматриваемом сетевом районе.

					<b>13.04.02.2018.302.ВКР</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

### 2.3.1. Режим максимальных нагрузок

Данный режим возникает в зимний период, когда происходят максимальные потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии.

На карте режима максимальных нагрузок приведены параметры сети.

Таблица 2.5 – Значение нагрузок в узлах сети максимальном режиме

Диспетчерское наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
ГПП-1	13,8	12,4
ГПП-2	29,85	16,78
ПС Плавильная (ГПП-3)	15	11,9
ГПП-4	15,5	8,2
ГПП-5	11,77	8,19
ГПП-6	32	27,3
ГПП-7	6	6,5
ГПП-8	1,8	1,9
ГПП-9	77	73,9
ГПП-12	41	24
ГПП-13	32,88	25,63
ГПП-14	38	24
ГПП-15	2,7	3,2
ГПП-16	50	38,4
ПС 110 кВПершино	12,4	7,9
Новометаллургическая	84,8	-49,3
Сумма:	464,5	240,9

Таблица 2.6 – Напряжение на подстанциях в максимальном режиме

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ	$\Delta U$ , %
Каштак	110	113,26	2,96
ГПП-6	110	113,14	2,85
Отпайка на ГПП-14	110	112,92	2,65
ГПП-14	110	112,9	2,63
Отпайка на ГПП-1	110	112,87	2,61
ГПП-1	110	112,82	2,56
Отпайка на ГПП-4	110	112,85	2,59
ГПП-4	110	112,85	2,59

Продолжение таблицы 2.6

ГПП-7	110	112,85	2,59
Конверторная	110	112,9	2,63
ГПП-2	110	112,81	2,55
ГПП-13	110	112,87	2,6
ГПП-5	110	112,87	2,6
ЧТЭЦ-3	110	113,51	3,19
Отпайка на ГПП-12	110	113,18	2,89
ГПП-12	110	113,03	2,75
ГПП-3	110	113,17	2,88
ТЭЦ ЧМК	110	113,29	2,99
Отпайка на Першино	110	113,06	2,78
Першино	110	113,02	2,74
Отпайка на ГПП-16	110	113,01	2,74
ГПП-16	110	112,91	2,64
Новометаллургическая	110	113,06	2,78
ГПП-15	110	113,04	2,76
ГПП-8	110	113,05	2,77

Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанции с нерегулируемым напряжением должно находиться в пределах 5% от номинального, а для подстанций с РПН 15% (таблица 2.6).

Т.к. в сети в основном установлены трансформаторы с РПН, сеть проходит по допустимым напряжениям, т.к. они не превышают 15% от номинального.

Проверим сечение проводов линии электропередачи по плотности тока:

$$j = \frac{I_{нб}}{F},$$

где  $j$  - плотность тока,  $\frac{A}{mm^2}$ ,

$I_{нб}$  - наибольший ток, протекающий по линии, [А];

$F$  - сечение сталеалюминиевого провода, [мм<sup>2</sup>].

Рассмотрим пример расчёта плотности тока для линии «Шагол – Каштак»:

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$j = \frac{216,539}{500} = 0,433 \left( \frac{A}{\text{мм}^2} \right).$$

Расчёт других линий производится аналогично.

В таблице 2.7 приведена токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме.

Таблица 2.7 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

Линия	Данные		На одну цепь		
	Марка ЛЭП	$n$	$I_{\text{ДОП}}$	$I_{\text{МАКС}}$	$j_{\text{Э}}, \frac{A}{\text{мм}^2}$
Шагол – Каштак-1,2	АСО-500	2	945	216,539	0,433
Каштак – Конверторная-1,2	АСУ-300	2	705	82,016	0,27
Каштак – ГПП-6	АСО-500	2	945	107,97	0,22
Каштак – ГПП-7	АСО-500	2	945	230,5	0,46
Отпайки на ГПП-14	АСО-150	2	445	115,76	0,77
Отпайки на ГПП-1	АС-150	1	445	95,59	0,64
Козырево – Конверторная	АСО-400	2	830	188,537	0,47
ЧТЭЦ-3 – Конверторная	АСУ-300	2	705	356,068	1,18
ТЭЦ ЧМК – Плавильная (ГПП-3)	АС-150	2	446	64,95	0,43
Плавильная (ГПП-3) – ЧТЭЦ-3	АСУ-300	2	705	276,04	0,92
Отпайка на ГПП-12	АС-120	2	355	123,185	1,03
ТЭЦ ЧМК – Н/Металл.	АС-240/32	1	610	462,49	1,93
Плавильная (ГПП-3) – Н/Металл.	АСКС-240/32	1	610	353,94	1,4
Отпайка на ГПП-16	АС-240/32	2	610	164	0,68
Конверторная – ГПП-2	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	176,65	0,5
Конверторная – ГПП-5	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	73,91	0,21
Конверторная – ГПП-13	АПВВнг2т (1-350/95)	3	715	215,08	0,62
Н/Металл. – ГПП-8	АС-240/32	2	610	6,38	0,03
Н/Металл. – ГПП-15	АС-240/32	2	610	10,89	0,045
Отпайка на ГПП-9	АС-400/51	2	830	143,05	0,358
Отпайка на ГПП-4	АС-300/39	1	705	90,36	0,3
Отпайка на Першино	АС-240/32	2	610	38,04	0,16

Из рассмотренной таблицы 2.7 по токовой нагрузке проводов видно, что по линиям электропередачи протекают небольшие потоки мощности, следовательно, и допустимые токи, значения которых не превышают допустимые значения токов для данного вида сечения провода. Значит протекающие токи по линиям электропередачи не вызывают перегрев проводов.

Нормированное значение экономической плотности тока для алюминиевых проводов, при числе часов использования максимума нагрузки в год более  $T=5000$  часов, составляет 1 (А/мм<sup>2</sup>) [1]. Данное значение превышено на линиях:

- ЧТЭЦ-3 – Конверторная,
- отпайка на ГПП-12,
- ТЭЦ ЧМК – Новометаллургическая,
- Плавильная (ГПП-3) – Новометаллургическая.

Рассчитанная плотность тока не должна превышать удвоенного значения плотности для существующих линий, которое составляет 2 (А/мм<sup>2</sup>).

Из расчета видно, что все линии проходят по экономической плотности тока и их замена не требуется.

Остальные параметры сети приведены на карте режима максимальных нагрузок.

### 2.3.2. Режим минимальных нагрузок

В летний период происходит снижение потребления энергии, а следовательно, и уменьшается нагрузка, которая требуется потребителю. Вследствие этого возрастают уровни напряжения, что может привести к перекрытию изоляции, а значит и к аварии в сети. Минимальное напряжение в БУ составляет 232 кВ. Данные о нагрузках приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.8 – Значение нагрузок в узлах сети в минимальном режиме

Диспетчерское наименование п/ст	P, МВт	Q, МВАр
ГПП-1	11,73	10,54
ГПП-2	25,37	14,26
ПС Плавильная (ГПП-3)	12,75	10,115
ГПП-4	13,18	6,97
ГПП-5	10	6,96

Продолжение таблицы 2.8

ГПП-6	27,2	23,2
ГПП-7	5,1	5,53
ГПП-8	1,53	1,6
ГПП-9	65,45	62,82
ГПП-12	34,85	20,4
ГПП-13	27,94	21,79
ГПП-14	32,3	20,4
ГПП-15	2,3	2,72
ГПП-16	42,5	32,64
ПС 110 кВ Першино	10,54	6,7
Новометаллургическая	72,1	-41,9
Сумма:	394,84	204,745

Таблица 2.9 – Напряжение на подстанциях в минимальном режиме

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ	$\Delta U$ , %
Каштак	110	113,71	3,37
ГПП-6	110	113,61	3,28
Отпайка на ГПП-14	110	113,43	3,11
ГПП-14	110	113,4	3,09
Отпайка на ГПП-1	110	113,38	3,07
ГПП-1	110	113,34	3,04
Отпайка на ГПП-4	110	113,37	3,06
ГПП-4	110	113,36	3,05
ГПП-7	110	113,36	3,05
Конверторная	110	113,88	3,53
ГПП-2	110	113,81	3,46
ГПП-13	110	113,85	3,5
ГПП-5	110	113,85	3,5
ЧТЭЦ-3	110	114,75	4,32
Отпайка на ГПП-12	110	114,55	4,13
ГПП-12	110	114,43	4,02
ГПП-3	110	114,62	4,2
ТЭЦ ЧМК	110	114,76	4,33
Отпайка на Першино	110	114,55	4,13
Першино	110	114,52	4,11



После проведения расчета режима с минимальными нагрузками, можно сделать вывод, что произошло уменьшение потоков мощности протекающих по ветвям сети, это видно из сравнения данных карт режимов. При этом основные параметры режима находятся в допустимых пределах, следовательно, для данного режима сети реконструкция не требуется.

### 2.3.3. Послеаварийный режим

Для существующей схемы сети рассмотрим все возможные послеаварийные режимы. Данный режим работы сети рассматривается для выявления максимальных потоков мощности по линиям. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму. Для этого проведем многократный расчет приближенного потокораспределения в сети, постоянно изменяя ее схему путем последовательного отключения линии. Расчет проведем с использованием программы NetWORKS.

Одновременное отключение двух цепей двухцепной линии не рассматривается, для таких линий наибольший ток имеет место при отключении одной цепи. Для остальных линий наибольший ток определяется по наибольшему потоку мощности на данной линии в рассмотренных послеаварийных режимах. Сравнивая наибольшие токи с допустимыми, определяем необходимость реконструкции существующих линий.

Вычислим коэффициент загрузки линии:

$$k = \frac{I_{нб.нав}}{I_{дон}} \geq 1$$

Для примера проведем расчет линии Шагол – Каштак при отключении одной цепи двухцепной линии:

$$k = \frac{433,5}{945} = 0,46 \geq 1$$

В таблице 2.10 приведена токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.10 – Токовая загрузка ЛЭП в режиме

Название	Исходные данные		На одну цепь		
	Марка ЛЭП	<i>n</i>	<i>I<sub>доп</sub></i> , А	<i>I<sub>нб.нав</sub></i> , А	<i>κ</i>
Шагол – Каштак-1,2	АСО-500	2	945	433,5	0,46
Каштак-Конверторная-1,2	АСУ-300	2	705	142,65	0,2
Каштак-ГПП-6	АСО-500	2	945	215,17	0,23
Каштак-ГПП-7	АСО-500	2	945	461,7	0,49
Отпайки на ГПП-14	АСО-150	2	445	229,98	0,52
Козырево - Конверторная	АСО-400	2	830	342,9	0,56
ЧТЭЦ-3 - Конверторная	АСУ-300	2	705	707,15	<b>1,003</b>
ТЭЦ ЧМК - Плавильная (ГПП-3)	АС-150	2	446	128,38	0,29
Плавильная (ГПП-3)–ЧТЭЦ-3	АСУ-300	2	705	302,33	0,43
Отпайка на ГПП-12	АС-120	2	355	243,5	0,69
Отпайка на ГПП-16	АС-240/32	2	610	323,27	0,53
Н/Металл. – ГПП-8	АС-240/32	2	610	12,9	0,02
Н/Металл. – ГПП-15	АС-240/32	2	610	20,93	0,03
Отпайка на ГПП-9	АС-400/51	2	830	287,2	0,47
Отпайка на Першино	АС-240/32	2	610	75	0,12

По результатам расчета послеаварийного режима установлено, что все линии сети проходят по допустимым нагрузкам по условию нагрева, кроме линии ЧТЭЦ-3 – Конверторная. Ток по этой линии превышает ток допустимый по условию нагрева. Рекомендуется заменить провода линий на провода большего сечения.

Произведем выбор провода.

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I}{j_{\text{э}}}$$

где *I* - расчетный ток линии, А;

*j<sub>э</sub>* - экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Причем расчетный ток линии принимается из условий нормальной работы и при определении его не учитывается увеличение тока в линии при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Поэтому для расчета берем ток линии в максимальном режиме *I* = 356,068 А.

Так как среднее число часов использования максимальной нагрузки для металлургического предприятия составляет  $T=6500$  часов, то экономическая плотность тока согласно [1] принимается равной  $j_{э} = 1$ . Тогда получаем:

$$F_{э} = \frac{356,068}{1} = 356 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение проводника округляется до ближайшего стандартного сечения. Согласно полученному сечению выбираем провод марки АС-400/51 с длительно допустимым током  $I_{доп} = 830 \text{ А}$ .

Произведем проверку по токам:

$$I_{нб.пав} \leq I_{доп}$$

где  $I_{нб.пав}$  – наибольший ток в послеаварийном режиме,

$$I_{нб.пав} = 707,15 \text{ А}$$

$$707,15 \text{ А} \leq 830 \text{ А}$$

Далее произведем проверку по условиям короны, которую необходимо проводить для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [1, гл.1.3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля:

$$E_0 = 30,3 m \left[ 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right]$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; по [5] назначаем  $m=0,82$ ;

$r_0$  – радиус провода, мм; зная диаметр провода  $d_{провода}$  из каталожных данных.

$$r_0 = \frac{d_{провода}}{2} = \frac{3,05}{2} = 1,525 \text{ мм}.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left[ 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,525}} \right] = 30,86 \text{ кВ/см},$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}$$

где  $U$  – номинальное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; при горизонтальном расположении фаз  $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 20 = 151,2$  см [2].

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,525 \cdot \lg \frac{151,2}{2}} = 11,8 \text{ кВ/см},$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более  $0,9E_0$ . Условие отсутствия короны можно записать в виде:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$1,07 \cdot 11,8 \leq 0,9 \cdot 30,86$$

$$12,626 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \leq 27,774 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Провод марки АС 400/51 проходит по условиям проверки. Поэтому для замены выбираем данный провод.

Результаты расчета послеаварийного режима:

Уровни напряжения на подстанциях не выходят из предельно допустимых значений по ГОСТ Р 54149-2010  $\pm 5\%$  и обеспечивают высокое качество напряжения у потребителей при использовании устройств РПН.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

## 2.4. Анализ работы трансформаторов сети

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-69. Согласно ГОСТ аварийную перегрузку трансформаторов  $k_{ав}$  рекомендуется принимать равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток подряд, причем коэффициент загрузки  $k_3$  в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции и рекомендуется принимать равной не более 70%.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 1-й и 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{n_m \cdot S_m} \leq k_3$$

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав}$$

где  $n_m, S_m$  – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$  – количество отключенных трансформаторов;

$S_{ав}$  определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низшего напряжения:

$$S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез};$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(max)};$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $k_m$  – коэффициент совмещения максимума;

$S_{n(\max)}$  – нагрузка в максимальном режиме, МВА.

При проектировании можно принять  $k_m = 1, S_{през} = 0$ .

Рассмотрим расчет коэффициентов  $k_{ав}$  и  $k_3$  автотрансформаторов, установленных на ПС Конверторная (АТДЦТН-250000 220/110/10):

$$S_{ав} = S_{конв} = 83 + j84,1 \text{ (МВА)};$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{83^2 + j84,1^2}}{(2 - 1) \cdot 125} = 0,29 < 1,4.$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{83^2 + j84,1^2}}{2 \cdot 125} = 0,145 < 0,7.$$

Аналогично проведем расчет для остальных трансформаторов, и результат сведем в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов

Диспетчерское наименование п/ст	S, МВА	Кол.	Марка	$k_3, \%$	$k_{ав}, \%$
ГПП-1	13,8+j12,4	1	ТДТНГ-31500 110/35/6	59	59
ГПП-2	29,85+j16,78	2	ТДТН-63000 110/6/6	27	54
ПС Плавильная (ГПП-3)	15+j11,9	4	ТРДН-40000 110/6/6	20	20
ГПП-4	15,5+j8,2	1	ТДН-31500 110/6	56	56
ГПП-5	11,77+j8,19	2	ТРДЦН-80000 110/10	10	18
ГПП-6	32+j27,3	4	ТРДН-80000 110/10/10	13	17,5
ГПП-7	6+j6,5	2	ТДТН-63000 110/35/10	7	14
ГПП-8	1,8+j1,9	1	ТТUS-31500 110/10	8	8
ГПП-9	77+j73,9	3	ТДЦНМ-100000÷200000 220/35	36	28
<b>ГПП-12</b>	<b>41+j24</b>	<b>2</b>	<b>ТРДН-25000 110/6/6</b>	<b>95</b>	<b>190</b>
ГПП-13	32,88+j25,63	2	ТРДЦН-63000 110/10/6	33	66
<b>ГПП-14</b>	<b>38+j24</b>	<b>2</b>	<b>ТРДН-25000 110/6/6</b>	<b>90</b>	<b>180</b>
ГПП-15	2,7+j3,2	1	ТДН-16000 110/10	26	26
<b>ГПП-16</b>	<b>50+j38,4</b>	<b>2</b>	<b>ТРДН-40000 110/10/6</b>	<b>79</b>	<b>157</b>

Продолжение таблицы 2.11

ПС Каштак	64,1+j55,8	1	АТДЦТН-125000 220/110	68	68
ПС Конверторная	83+j84,1	2	АТДЦТН-250000 220/110/10	14,5	29
ПС Першино	12,4+j7,9	2	ТДТН-40000 110/35/6	18,4	36,7

После проведения расчета можно сделать вывод, что на подстанциях «ГПП-12», «ГПП-14» и «ГПП-16» требуется заменить трансформаторы на более мощные и провести реконструкцию подстанций. Остальные трансформаторы сети работают с допустимыми коэффициентами загрузки.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

### 3. РАСЧЕТ ТОКОВ НОРМАЛЬНОГО И УТЯЖЕЛЕННОГО РЕЖИМОВ

Все электрические аппараты, токоведущие части и изоляторы должны быть выбраны по условиям продолжительной работы и проверены по условиям короткого замыкания.

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В этом режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, а также режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. Потребители получают питание по двум линиям. Считаем, что в утяжеленном режиме одна линия отключена.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются:  $I_{НОРМ}$  – наибольший ток нормального режима и  $I_{МАКС}$  – наибольший ток утяжеленного режима.

Определим расчетные токи продолжительного режима работы для каждого присоединения на стороне ВН и НН.

$$S_{ВН} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{83^2 + 84,1^2} = 118,16 \text{ МВА.}$$

Ток в нормальном режиме на стороне 220 кВ:

$$I_{НОРМ.ВН} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ.ВН} \cdot n} = \frac{118,16}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2} = 0,148 \text{ кА;}$$

где  $S_{НАГР}$  мощность нагрузки подстанции, ВА;

$U_{СР.НОМ.ВН}$  среднее номинальное напряжение стороны ВН подстанции, кВ;

$n$  количество работающих блоков (линия трансформатор).

Максимальный ток в аварийном режиме на стороне 220 кВ:

$$I_{МАКС.ВН} = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.НОМ.ВН} \cdot (n - 1)} = \frac{118,16}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 1} = 0,297 \text{ кА;}$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				



Ток в нормальном режиме на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{НОРМ.СН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot n} = \frac{118,16}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 0,297 \text{ кА};$$

Максимальный ток в аварийном режиме на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{МАКС.СН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot (n - 1)} = \frac{118,16}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 1} = 0,593 \text{ кА};$$

Расчет токов на низкой стороне автотрансформатора произведем согласно выбранных схемы питания и ТСН. В схеме находятся два ТСН по 1000 МВА. В нормальном режиме к стороне НН АТ подключен один ТСН, а в ремонтных режимах – два ТСН, соответственно, длительный ток на стороне НН АТ соответствует мощности одного ТСН, а в утяжеленном режиме – суммарной мощности двух ТСН.

Ток в нормальном режиме на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{Т.НОРМ.НН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,987 \text{ кА}$$

Максимальный ток в аварийном режиме на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{Т.МАКС.НН}} = \frac{2 \cdot S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 109,974 \text{ кА}$$

Таблица 3.1 – Расчетные токи продолжительного режима

Нормальный режим		Утяжеленный режим	
Расчетные токи на стороне ВН подстанции			
$I_{\text{НОРМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot n} = 0,148 \text{ кА};$		$I_{\text{МАКС.ВН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot (n - 1)} = 0,297 \text{ кА};$	
Расчетные токи на стороне СН подстанции			
$I_{\text{НОРМ.СН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot n} = 0,297 \text{ кА};$		$I_{\text{МАКС.СН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.ВН}} \cdot (n - 1)} = 0,593 \text{ кА};$	

Продолжение таблицы 3.1

Расчетные токи на стороне НН подстанции	
$I_{Т.НОРМ.НН} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = 54,987 \text{ кА}$	$I_{Т.МАКС.НН} = \frac{2 \cdot S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = 109,974 \text{ кА}$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

## 4. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ КОНВЕРТОРНАЯ

### 4.1. Обоснование необходимости реконструкции подстанции

Можно выделить несколько основных причин реконструкции подстанции:

- износ силового оборудования;
- износ измерительного оборудования и устройств РЗА;
- увеличение надежности электроснабжения потребителей;
- подстанция не имеет собственных выключателей со стороны 220 кВ,

телеотключение обеспечивается по ВЧ передатчикам. Например, при коротком замыкании в АТ-1, отключается ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная с отпайкой на ГПП-9 1 ц, что сказывается на электроснабжении потребителей, которые питаются от ПС 220 кВ ГПП-9.

Внедрение МП устройств РЗА обуславливает необходимость как повышения квалификации «релейного» персонала, так и оснащения служб РЗА современными автоматизированными устройствами для их технического обслуживания

Анализируя все вышеизложенное можно сказать, что в реконструкции нуждаются следующие объекты подстанции:

- структурная схема подстанции;
- коммутационное оборудование на сторонах ВН, СН, НН;
- токоведущие части;
- измерительные ТТ и ТН;
- измерительные приборы и устройства РЗА.

В связи с ежегодным ростом нагрузки целесообразно производить замену оборудования с учетом перспективного увеличения нагрузки (5 лет). Принимаем, что нагрузка на низкой стороне подстанции через 5 лет будет составлять 200 МВА.

### 4.2. Выбор структурной схемы подстанции

Структурная схема реконструируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высокого и низкого напряжения, а также понизительные трансформаторы.

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					

Подстанция является транзитной. Питание подстанции осуществляется со стороны 220 кВ по двухцепной ВЛ Конверторная – Козырево и 110 кВ по двухцепной ВЛ Конверторная – Челябинская ГЭЦ-3. Распределительное устройство низшего напряжения (РУ НН) 110 кВ имеет 6 отходящих кабельных линий и 4 воздушных линии. Структурная схема представлена на рисунке 2.1.

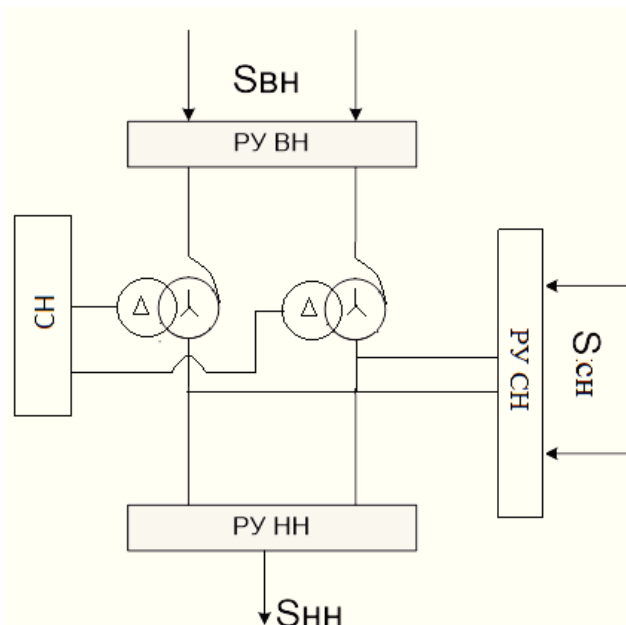


Рисунок 4.1 – Структурная схема подстанции

#### 4.3. Выбор схемы распределительных устройств

##### 4.3.1. Выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения

В соответствии с [3] для подстанций 35-750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать проектные решения. Схемы распределительных устройств (РУ) выбираются по типовой сетке.

Существующая схема распределительного устройства «блок линия – трансформатор» не удовлетворяет современным требованиям надежности. На данном этапе подстанция удовлетворяет все нужды потребителей в электроэнергии, но необходимо учитывать возможность расширения подстанции и увеличение потребляемой мощности. Лучше всего для реконструкции подходят блочные и мостиковые схемы, к тому же на напряжение 220 кВ и при статусе

подстанции транзитная, данные схемы являются оптимальными в соотношении «цена-качество-надежность».

Выбираем схему распределительного устройства 220 кВ – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [4], данная схема позволит повысить мобильность энергосистемы, создаст возможность производства оперативных переключений без угрозы надежного электроснабжения потребителей.

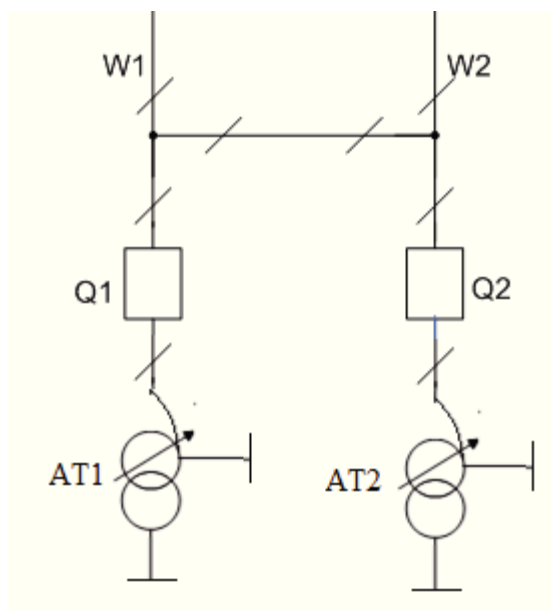


Рисунок 4.2 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

#### 4.3.2. Выбор схемы распределительного устройства среднего напряжения

Существующая схема распределительного устройства среднего напряжения 13Н «Две рабочие и обходная системы шин» удовлетворяет современным требованиям надежности электроснабжения потребителей, данную схему рекомендуется использовать для подстанции 110 кВ и ниже [4].

При использовании данной схемы операции по переводу присоединения на обходную систему шин производятся без потери электроснабжения присоединения, хотя они связаны с большим количеством переключений.

На обходную систему шин можно выводить одно любое присоединение, т.е. выводить один любой выключатель в ремонт без отключения присоединения.

Таким образом на стороне СН схему РУ оставляем без изменения.

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

#### 4.4. Выбор силовых трансформаторов

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, с одной стороны, следует стремиться к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, а с другой – к уменьшению их мощности и их количества.

Так как на подстанции напряжение 110 кВ и 220 кВ, целесообразно использование автотрансформаторов.

Количество автотрансформаторов на подстанциях определяется степенью ответственности нагрузок, экономической выгодностью эксплуатации, схемой электрических присоединений. На крупных подстанциях возможна установка трёх и более автотрансформаторов, если двух по установленной шкале мощностей оказывается недостаточно.

Автотрансформаторы на подстанции Конверторная работают с допустимыми коэффициентами загрузки (таблица 2.11), следовательно, их замену производить не будем.

Таблица 4.1 – Паспортные данные автотрансформатора АТДЦТН-250000-220/110

Тип	$S_{T.НОМ},$ кВт	$U_{НОМ},$ кВ			$U_K, \%$			$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$I_x, \%$	Пределы регуляр.
		ВН	СН	НН	ВН-НН	СН-НН	СН-НН				
АТДЦТН 250/110/10	250	230	121	10,5	11,5	33,4	20,8	560	145	0,5	$\pm 6 \times 2\%$

#### 4.5. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения тока до величины, удобной к измерению, а также являются изоляцией между первичными и вторичными цепями. Трансформатор тока включается в цепь последовательно. Во вторичную обмотку включаются токовые катушки приборов и реле так же последовательно. Вторичная обмотка трансформаторов тока обязательно заземляется в целях техники безопасности, на случай пробоя изоляции между первичной и вторичной обмотками.

					13.04.02.2018.302.ВКР						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							36

Сопrotивление приборов, включенных во вторичную цепь, мало, поэтому режим работы трансформатора тока близок к режиму короткого замыкания.

#### 4.5.1. Выбор и проверка трансформаторов тока в цепях 220 кВ

Считаем, что трансформаторы тока в цепи линий 220 кВ, в цепи автоматической перемычки выключателя 220 кВ и встроенные ТТ на автотрансформаторах аналогичны, так как используем одинаковые выключатели на стороне 220кВ и трансформаторы тока с меньшим первичным током не обеспечивают правильной работы релейной защиты.

В выключателях типа ВЭБ-220 имеются встроенные трансформаторы тока типа ТВ-220. Эти трансформаторы имеют 4 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения счётчиков и измерительных приборов, остальные обмотки имеют класс точности 10 Р и используются для подключения устройств релейной защиты и автоматики.

В ввод силового трансформатора встроены ТТ (две обмотки класса точности 10Р).

Выбор номинального первичного тока обмотки трансформатора производим по максимальному току на стороне 220 кВ –  $I_{\text{МАКС.ВН}} = 297 \text{ А}$ .

Принимаем к установке трансформатор тока ТВ-220-300/5.

Чтобы обмотка класса точности 0,5 трансформатора тока работала в заданном классе точности, необходимо произвести проверку по вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2,$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом,

$Z_{2\text{НОМ}}$  – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому им можно пренебречь и считать, что вторичное сопротивление чисто активное  $z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{ПРИБ}}$ , переходного сопротивления контактов  $r_{\text{К}}$  и сопротивления соединительных проводов  $r_{\text{ПРОВ}}$ :

$$r_2 = r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} + r_{\text{ПРОВ}}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2},$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2\text{НОМ}}$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_{2\text{НОМ}} = 5\text{А}$ .

Схема соединения трансформаторов тока – полная звезда.

Для определения мощности приборов составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 4.3). Сеть 220кВ работает с глухо заземленной нейтралью, и здесь замыкание одной фазы на землю является коротким, для защиты линии применяется дифференциально-фазная защита, поэтому для включения трансформаторов тока применяем схему полной звезды. Перечень необходимых приборов в цепи линии 220 кВ определяем по приложению таблице 4.11 [5]. Три амперметра, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, универсальный микропроцессорный счетчик электроэнергии, поскольку линии с двухсторонним питанием.

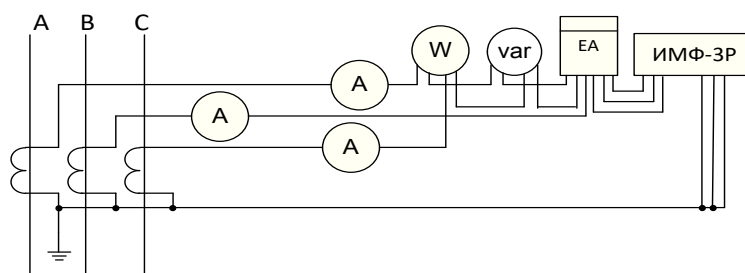


Рисунок 4.3 – Схема включения трансформаторов тока и приборов



Пользуясь схемой включения (рисунок 4.3) и каталожными данными приборов [табл. П4.7, 5] выбираем наиболее загруженный трансформатор тока, для чего определяем нагрузку по всем фазам (таблица 4.2). Для этого суммируем мощности токовых обмоток приборов, включенных в данную фазу.

Таблица 4.2– Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	2	2
Итого:		4,0	3,0	4,0

Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Мощность, потребляемая приборами в этих фазах,  $S_{ПРИБ} = 4 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Так как в наиболее загруженной фазе включены пять приборов, то сопротивление контактов принимается  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сопротивление соединительных проводов  $r_{ПРОВ}$  зависит от их длины и сечения. Поскольку на стадии проектирования сечение соединительных проводов нам неизвестно, то проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке заключается в определении минимально допустимого сечения проводов.

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_2 = r_{ПРИБ} + r_k + r_{ПРОВ} \leq Z_{2НОМ}.$$

Приняв  $r_2 = Z_{2НОМ}$ , определяем допустимое значение  $r_{ПРОВ}$ :

$$r_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_K,$$

В каталоге на трансформатор тока задается номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в классе точности 0,5 в виде мощности  $S_{2НОМ} = 30$  ВА, номинальное сопротивление определяем по формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_2^2},$$

$$z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом};$$

$$r_{ПРОВ} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Зная допустимое сопротивление проводов, можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$l_{РАСЧ}$  – расчетная длина соединительных проводов, м.

На подстанциях 220 кВ пункт 3.4.3 [1] во вторичных цепях применяются провода с медными жилами, удельное сопротивление алюминия  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ .

Расчетная длина соединительных проводов  $l_{РАСЧ}$  зависит от схемы включения трансформаторов тока. Так как в цепях 220 кв. трансформаторы тока включены по схеме полной звезды, то согласно [5]  $l_{РАСЧ} = l$ , где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, для цепей 220 кв.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

можно принять  $l = 100$  м [5].

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,94} = 3,01 \text{ мм}^2.$$

Согласно [5] по условию механической прочности сечение алюминиевых жил должно быть не меньше  $4 \text{ мм}^2$ . Поэтому в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АВВГнг сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Произведем проверку ТТ по 10% погрешности:

Приведем формулу для идеального ТТ:

$$I_2 = \frac{I_1}{n_k}$$

$$I_2 = \frac{376,5}{200} = 1,88 \text{ (А)};$$

Действительный вторичный ток:

$$I'_2 = \frac{I_1 - I_{\text{НОМ}}}{n_k}$$

$$I'_2 = \frac{33860 - 376,5}{200} = 167,418 \text{ (А)};$$

Погрешность ТТ:

$$\Delta I = I_2 - I'_2$$

$$\Delta I = 169,3 - 167,418 = 1,88 \text{ (А)};$$

Относительная погрешность ТТ:

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varepsilon\% = \frac{\Delta I}{I_2} \cdot 100$$

$$\varepsilon\% = \frac{1,88}{169,3} \cdot 100 = 1,1\%;$$

Погрешность по току намагничивания:

$$\Delta I = \frac{I_{\text{нам}}}{n_k}$$

$$\Delta I' = \frac{169,3}{200} = 1,88 \text{ (A)}$$

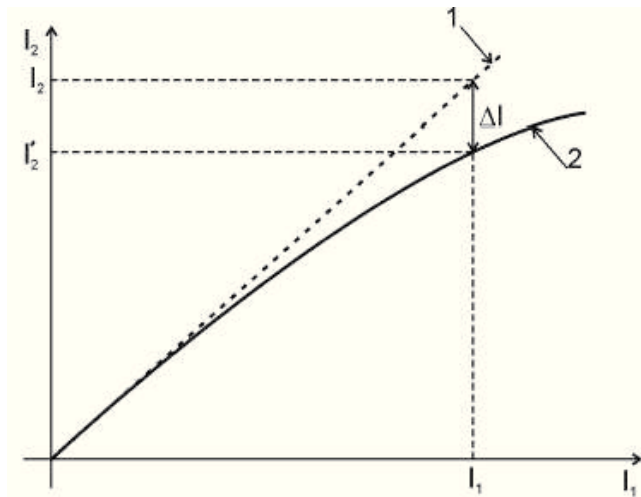


Рисунок 4.3 – Зависимость вторичного тока ТТ от первичного.

Выполнена проверка данного ТТ по 10% погрешности, как видно из расчетов данный ТТ удовлетворяет условиям.

#### 4.5.2. Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Выбор трансформаторов тока на стороне 110кВ аналогичен выбору трансформаторов тока на стороне 220кВ. В выключателях имеются встроенные трансформаторы тока типа ТВ-110. Эти трансформаторы имеют 4 вторичные

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обмотки с номинальным током 5А.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, для подключения измерительных приборов, а также три обмотки, используемые для релейной защиты с классами точности 10Р.

Выбор номинального первичного тока обмотки трансформатора производим по максимальному току на стороне 110 кВ –  $I_{\text{МАКС.СН}} = 593 \text{ А}$ .

Принимаем к установке трансформатор тока ТВ-110-600/5.

Сеть 110кВ работает с эффективно заземленной нейтралью, и здесь замыкание одной фазы на землю является коротким. Для защиты линии применяется дифференциально-фазная защита, поэтому для включения трансформаторов тока применяем схему полной звезды. Перечень необходимых приборов в цепи линии 110 кВ определяем по приложению таблице 4.11 [5]. Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, универсальный микропроцессорный счетчик электроэнергии.

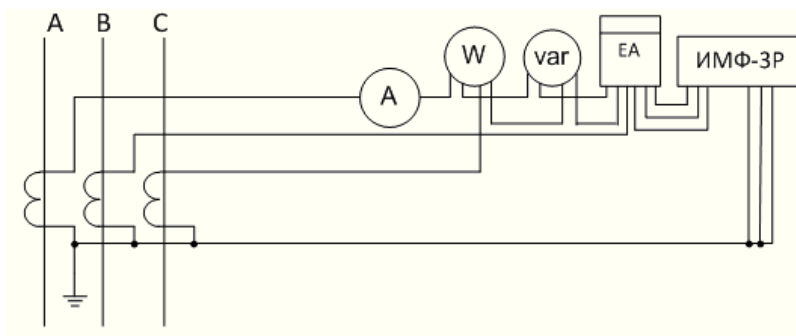


Рисунок 4.4 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-ЗР	0,5	0,5	0,5
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	2	2
Итого:		4	2,5	3,5

Из таблицы 4.3 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Мощность, потребляемая приборами в фазе А,  $S_{\text{ПРИБ}} = 4 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Так как в наиболее загруженной фазе включены пять приборов, то сопротивление контактов принимается  $r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

В каталоге на трансформатор тока задается номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в классе точности 0,5 в виде мощности  $S_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ ВА}$ , номинальное сопротивление определяем по формуле:

$$z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2},$$

$$z_{2\text{НОМ}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Расчетная длина соединительных проводов  $l_{\text{РАСЧ}}$  зависит от схемы включения трансформаторов тока. Так как в цепях 110 кВ трансформаторы тока включены по схеме полной звезды (см. рисунок 4.4), то согласно [5]  $l_{\text{РАСЧ}} = l$ , где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, для цепей 110 кВ можно принять  $l = 50 \text{ м}$  [5].

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,94} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

Согласно [5] по условию механической прочности сечение медных жил должно быть не меньше  $2,5 \text{ мм}^2$ . Поэтому в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КВВГнг сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Произведем проверку ТТ по 10% погрешности:

					<b>13.04.02.2018.302.ВКР</b>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Рассчитаем ток для идеального ТТ:

$$I_2 = \frac{42225}{200} = 211,125 \text{ (A)};$$

Рассчитаем действительный вторичный ток:

$$I'_2 = \frac{42225 - 715,5}{200} = 237,546 \text{ (A)};$$

Рассчитаем погрешность ТТ:

$$\Delta I = 237,546 - 211,125 = 26,421 \text{ (A)};$$

Рассчитаем относительная погрешность ТТ:

$$\varepsilon\% = \frac{26,421}{237,546} \cdot 100 = 9,8\%;$$

Рассчитаем погрешность по току намагничивания:

$$\Delta I' = \frac{715,5}{200} = 3,577 \text{ (A)}$$

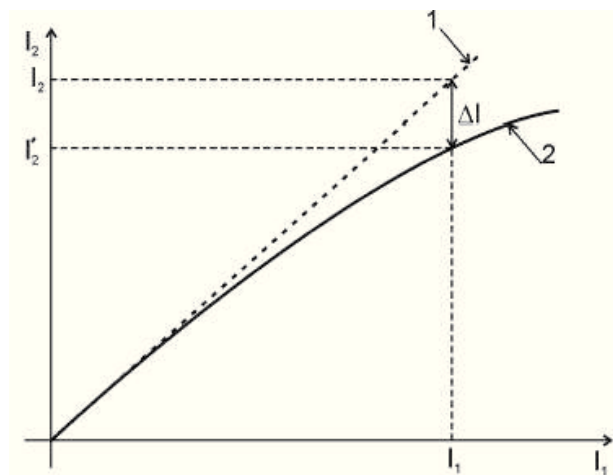


Рисунок 4.5 – Зависимость вторичного тока ТТ от первичного.

Выполнена проверка данного ТТ по 10% погрешности, как видно из расчетов данный ТТ удовлетворяет условиям.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими и должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Расчёты токов КЗ необходимы:

- для оценки и выбора главных схем станций, подстанций и т.д.;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему замещения, намечаем расчетные точки короткого замыкания и определяем токи короткого замыкания. Расчетным видом короткого замыкания является трехфазное КЗ.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. При этом не учитываются режимы, не предусмотренные для длительной эксплуатации.

За расчетную точку короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

При расчетах тока короткого замыкания принимаем следующие допущения [1]:

- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сети;
- трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз- точно равными друг другу;
- отсутствует насыщение стали электрических машин;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов и реакторов, за исключением случаев, когда требуется определять постоянные времени затухания свободных токов;

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					



-не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему.

Упрощенно схему подстанции для расчета токов короткого замыкания можно изобразить следующим образом (рисунок 5.1).

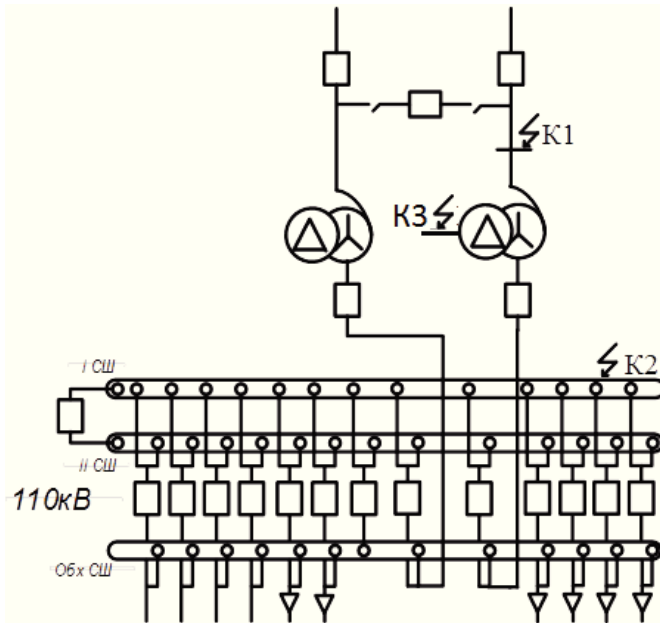


Рисунок 5.1 – Схема для расчета токов короткого замыкания

Расчетные точки короткого замыкания выбираем на сборных шинах высшего и среднего напряжений подстанции.

Составляем схему замещения.

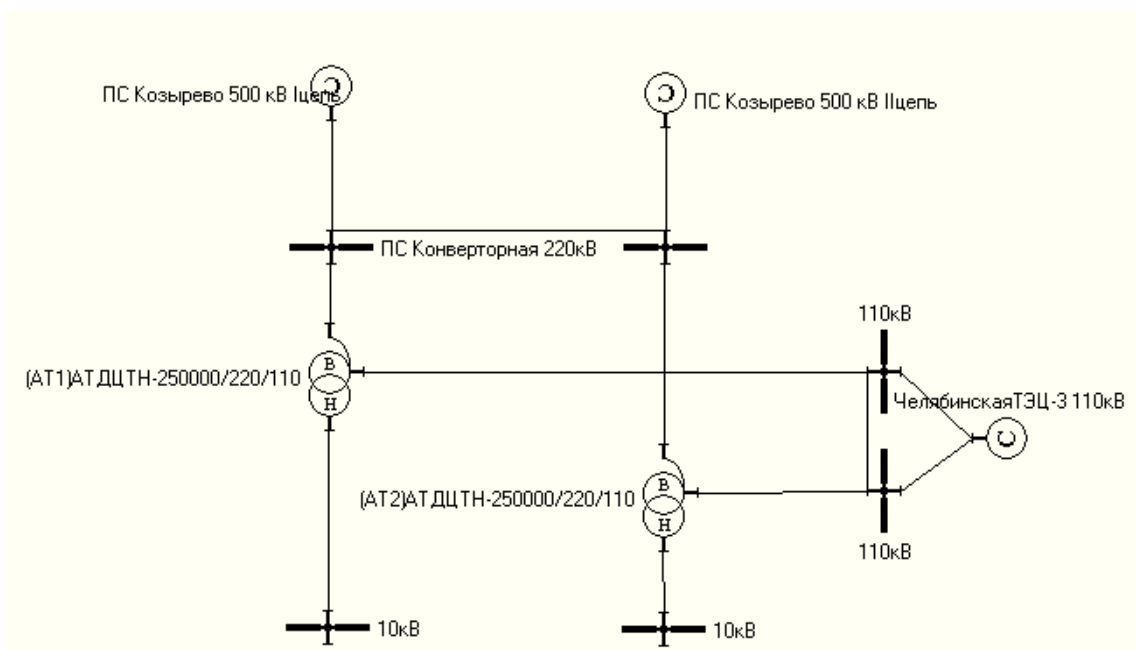


Рисунок 5.2 – Схема в программе ТоКо

Рассчитаем токи КЗ в программе, разработанной на кафедре «Электрические станции, сети и системы» Южно-Уральского государственного университета. Для данной программы требуются данные автотрансформаторов, а так же мощность короткого замыкания из системы.

Такие параметры, как мощность короткого замыкания, отношение токов прямой и обратной последовательности взяты в Челябинском региональном диспетчерском управлении (РДУ).

Рассчитанные в программе ТоКо действующие значения периодической составляющей тока КЗ и значения ударного тока сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Значение токов короткого замыкания

Величина тока	ВН	СН	НН
$I_{\Pi}^{(3)}$ , кА	33,886	42,225	30,634
$i_y$ , кА	82,28	96,022	69,633

## 6. УСТАНОВКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

### 6.1. Обоснование необходимости установки выключателей по стороне 220 кВ

При проектировании ОРУ 220 кВ ПС Конверторная в 70-х годах не была предусмотрена установка выключателей 220 кВ, так как в них не было необходимости. Двухцепная воздушная линия 220 кВ Конверторная – Козырево в аварийных ситуациях отключалась со стороны ПС Козырево.

В 90-х годах была спроектирована новая двухтрансформаторная подстанция 220/35 кВ ГПП-9, питание которой осуществлялось путем отпайки на линии 220 кВ Конверторная – Козырево. ОРУ 220 кВ ГПП-9 оборудовано двумя выключателями 220 кВ.

Между тремя подстанциями имеется высокочастотная связь следующим образом (рисунок 6.1):

Сигнал частотой 324 кГц передается с ПС Козырево на ПС Конверторная и на ГПП-9.

Сигнал частотой 527 кГц передается с ГПП-9 на ПС Конверторную.



Рисунок 6.1 – Высокочастотная связь между подстанциями

В аварийных ситуациях на ГПП-9, отключаются выключатели 220 кВ ГПП-9, и ВЛ 220 кВ Конверторная – Козырево остается в работе. Но при необходимости отключения питания со стороны 220 кВ ПС Конверторная (например, срабатывание защиты автотрансформатора), линия по прежнему отключается со стороны ПС Козырево. В этом случае ГПП-9 остается без питания.

Пример неселекционированного отключения ГПП-9: «10.11.2017 года на ПС Конверторная выпал блинкер, предупреждающий о низком уровне масла в АТ1, произошло срабатывание газовой защиты. Одновременно с этим на ГПП-9

произошло отключение выключателя 220 кВ Т-2 от действия УРОВ-220 кВ, опосредованное приемом сигнала АНКА 324 кГц отключения ВЛ 1».

Установка выключателей по стороне 220 кВ решит проблему перебоя электроснабжения крупного цеха.

## 6.2. Выбор и проверка коммутационной аппаратуры

В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые, преимущественно с пружинными приводами; по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей [6, п. 2.3.3.2];

В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах [3 п. 4.23];

Номинальное напряжение выключателя  $U_{В.НОМ}$  должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети [1, 6.1];

Апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя не должна превышать значение, нормированное для выключателя [7, 7.1.2].

Выключатель должен выдерживать электродинамическое и термическое воздействие ТКЗ [7, 7.6.1].

### 6.2.1. Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высокого напряжения

Выключатели распределительных устройств напряжением 220 кВ и выше выбираются однотипные для всех цепей данного распределительного устройства и проверяются по наиболее тяжелым условиям.

Номинальный ток выключателя:

$$I_{В.НОМ} > I_{МАКС.ВН}$$

Номинальный ток отключения выключателя:

$$I_{В.ОТКЛ} > I_{П}^{(3)}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ток динамической стойкости выключателя:

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{у}}.$$

Ток термической стойкости выключателя:

$$i_{\text{доп}} > i_{\text{А}}$$

где  $i_{\text{А}}$  – значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_{\text{а}}}\right)},$$

где  $T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания, по [8] рекомендуется 0,02;

$t = t_{\text{РЗ.МИН}} + t_{\text{О.В.МИН}}$  – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (на этапе выбора силового оборудования примем 0,01с) и минимального времени отключения выключателя примем 0,03 с.

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с},$$

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot 33,86 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,02}\right)} = 6,481 \text{ кА}.$$

Допустимое термическое воздействие на выключатель:

По [9] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$B_{\text{К}} = \left(I_{\text{П}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $t_{\text{ОТКЛ}} = t_{\text{РЗ.МАКС}} + t_{\text{О.В.}}$ , с

где  $t_{\text{РЗ.МАКС}}$  – максимальное время действия РЗ (на этапе выбора силового оборудования принять 1 с);

$t_{\text{О.В.}}$  – полное время отключения выключателя примем 0,055с.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_K = 33,86^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 1226,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-220 и трехполюсные разъединители с заземлителем РПД-УЭТМ-220 фирмы-изготовителя ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург.

Сопоставление расчетных значений с каталожными данными выключателя ВЭБ-УЭТМ-220 приведено в таблице 6.1. Сопоставление расчетных значений с каталожными данными разъединителя РПД-УЭТМ-220 в таблице 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные и каталожные данные ВЭБ-УЭТМ-220

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	297	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	33,86	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	50
$i_y, \text{ кА}$	82,28	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	125
$i_a, \text{ кА}$	6,481	$i_{ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 50$	28,3 кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1226,75	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3$	7500 кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 6.2 – Расчетные и каталожные данные РПД-УЭТМ-220

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	297	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	33,86	–	–
$i_y, \text{ кА}$	82,28	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	125
$i_a, \text{ кА}$	6,481	–	–
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1226,75	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	7500

### 6.2.2. Выбор коммутационной аппаратуры на стороне среднего напряжения

Расчетные токи продолжительного режима в цепи автотрансформатора на стороне СН и в цепи отходящих линий значительно отличаются, но токи при коротком замыкании и ток электродинамической стойкости не отличаются в связи с этим выключатели вводной, секционный и отходящие будут одинаковые.

Рекомендации и параметры по выбору выключателя 110 кВ аналогичны для выключателя 220 кВ п.3.7.1.

Рассчитаем значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 42,225 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,02}\right)} = 8,082 \text{ кА.}$$

Допустимое термическое воздействие на выключатель:

$$B_K = 42,225^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 1907,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВГУ-110 и трехполюсные разъединители с заземлителем РПД-УЭТМ-110.

Сопоставление расчетных значений с каталожными данными выключателя ВГУ-110 приведено в таблице 6.3. Сопоставление расчетных значений с каталожными данными разъединителя РПД-УЭТМ-110 в таблице 6.4.

Таблица 6.3 – Расчетные и каталожные данные ВГУ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	593	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	42,225	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	45
$i_y, \text{ кА}$	96,022	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_a, \text{ кА}$	8,082	$i_{ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 45$	25,38 кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1907,76	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 50^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 6.4 – Расчетные и каталожные данные РПД-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	297	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1250
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	33,86	–	–
$i_y, \text{ кА}$	82,28	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_a, \text{ кА}$	6,481	–	–
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1226,75	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

### 6.2.3. Выбор коммутационной аппаратуры на стороне низкого напряжения

С учетом того, что планируется установка КРУ, выбор выключателей сводится к выбору КРУ в целом.

Выключатели выбираются по тем же условиям, что и на стороне ВН.

Рассчитаем значение апериодической составляющей тока КЗ:

Сумму минимального значения времени срабатывания РЗ времени отключения выключателя примем 0,06 с;

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 30,634 \cdot e^{\left(\frac{-0,06}{0,05}\right)} = 13,049 \text{ кА.}$$

Допустимое термическое воздействие на выключатель:

$$B_K = 30,634^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 1004,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем к установке на НН ПС вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/2500 У2 фирмы-изготовителя ЗАО «Электрощит» г. Самара.

Сопоставление расчетных значений с каталожными данными разъединителя в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчетные и каталожные данные ВВУ-СЭЩ-П-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	231	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	5,64	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	14,756	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	50
$i_a, \text{ кА}$	4,095	$i_{ДОП} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20$	14,142, кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	97,337	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3$	1200, кА <sup>2</sup> ·с



Выбираем к установке шкафы КРУ СЭЩ-70-10 фирмы-изготовителя ЗАО «Электрощит» г. Самара (таблица 5.2.4).

Сопоставление расчетных значений с каталожными данными в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Расчетные и каталожные данные СЭЩ-70-10

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	231	$I_{НОМ}, А$	630
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	5,64	-	-
$i_y, кА$	14,756	$i_{ДИН}, кА$	51
$i_a, кА$	4,095	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	97,337	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3$	1200, $кА^2 \cdot с$

### 6.3. Выбор токоведущих частей

#### 6.3.1. Выбор сборных шин 220 кВ

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае ЛЭП 220кВ:  $I_{ЛЭП.МАКС} = 1500 А$ .

Проверка шин на схлестывание (электродинамическую стойкость):

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между ними.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 400 см [1, табл. 8].

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не требуется, так как выбрано сечение, которое больше минимально допустимого по короне для 220 кВ (АС-240/39) [1, табл.2.5.6].

Сечение проводов выбирается по допустимому току при работе в максимальном режиме:

$$I_{\text{МАКС.ВН}} \leq I_{\text{ДОП}}$$

$$297 \text{ A} \leq 505 \text{ A}$$

где  $I_{\text{ДОП}}$  – допустимый ток провода, А.

Для токоведущих частей ошиновки 220кВ выбираем провод АС-240/39 [10, табл. 3,15.].

Гибкие провода крепятся на гирляндах подвесных изоляторов типа ПФ6-В с числом изоляторов в гирлянде 14 при напряжении 220 кВ [11].

### 6.3.2. Выбор сборных шин 110 кВ

Выбор шин 110кВ производим аналогично выбору сборных шин 220кВ.

Принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае автотрансформатор:  $I_{\text{МАХ}} = 715,52 \text{ A}$ .

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

Проверка по условиям коронирования не требуется, так как выбрано сечение, которое больше минимально допустимого по короне для 110 кВ (АС-500/27) [1, табл.2.5.6].

Сечение проводов выбирается по допустимому току при работе в максимальном режиме:

$$I_{\text{МАКС.СН}} \leq I_{\text{ДОП}}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$593 \text{ A} \leq 830 \text{ A}$$

Для токоведущих частей шин 110кВ выбираем провод АС – 500/27, [10, табл. 3,15.]

Гибкие провода крепятся на гирляндах подвесных изоляторов типа ПФ6-В с числом изоляторов в гирлянде 7 при напряжении 110 кВ [11].

### 6.3.3. Выбор шин 10 кВ

Соединение трансформатора с закрытым устройством 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. С КРУ-СЭЩ-70 [<http://www.electroshield.ru/>] соединение выполнено шинным мостом.

Все соединения внутри КРУ 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения.

Принимаем к установке алюминиевые шины прямоугольного сечения АД 31 Т15\*3 (Т – закаленный и естественно состаренный), допустимый длительный ток на одну фазу 165 А.

$$I_{\text{МАКС.НН}} \leq I_{\text{ДОП}}$$

$$109 \text{ A} \leq 165 \text{ A}$$

Следовательно, шины выбраны верно.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 7. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

Собственные нужды – важный элемент подстанций. Повреждения в системе собственных нужд могут привести к нарушению работы основного оборудования и возникновению аварий.

Подстанции могут проектироваться с постоянным дежурным персоналом, с выездным персоналом и автоматизированные подстанции без персонала. Учитывая, что высшее напряжение подстанции 220 кВ, на подстанции будет постоянный дежурный персонал.

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. К ответственным механизмам относят те, выход из строя которых может привести к нарушению нормальной работы или возникновению аварии на подстанции. Такими механизмами являются: система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики, подогрев выключателей.

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются зарядно-подзарядные агрегаты аккумуляторной батареи, которая служит источником оперативного тока (оперативный ток на подстанции постоянный), освещение, отопление, вентиляция КРУ, ОПУ (общеподстанционный пункт управления), освещение ОРУ также относятся к потребителям собственных нужд.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, нет мощных электродвигателей, поэтому механизмы собственных нужд присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих ТСН.

На двухтрансформаторных подстанциях 35 – 750 кВ устанавливается не менее двух ТСН. На проектируемой подстанции будет три ТСН, для повышения надежности питания собственных нужд.

Мощность ТСН должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Когда неизвестна точная нагрузка собственных нужд, допустимо принимать мощность ТСН, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,5\% \cdot S_{\text{T}} = 0,005 \cdot 250000 = 1250 \text{ кВА.}$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

Для подстанции 110-220 кВ мощность каждого трансформатора собственных нужд не должна превышать 630 кВА, что в нашем случае не выполняется.

Для резервного питания собственных нужд было принято решение провести ВЛ 6 кВ с ПС 37, при возникновении аварийного режима с потерей питания 10 кВ с АТ1 и АТ2 на ПС Конверторной обеспечится питание собственных нужд с ПС 37 по ВЛ 6 кВ. В нормальном режиме ВЛ 6кВ находится на холостом ходу. Следовательно, к установке принимаем три трансформатора собственных нужд: два ТСН 10 кВ от АТ1 и АТ2 на ПС Конверторной и один ТСН 6 кВ от ВЛ 6 кВ с ПС 37.

По справочнику [12] выбираем трансформаторы сухого типа ТСЗ-1000/10 и ТСЗ 1000/6. Каталожные данные трансформаторов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1– Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/10, ТСЗ 1000/6

Параметр трансформатора	Обозначение	ТСЗ-1000/10	ТСЗ 1000/6
Номинальная мощность	$S_{н.т.}$	1000 кВА	1000 кВА
Напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	10 кВ	6 кВ
Напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	0,4 кВ	0,4 кВ
Потери холостого хода	$P_x$	1320 Вт	1320 Вт
Потери короткого замыкания	$P_K$	5500 Вт	5500 Вт
Напряжение короткого замыкания	$u_K$	6 %	6 %
Ток холостого хода	$i_x$	1,6 %	1,6 %

Схема подключения трансформаторов собственных нужд зависит от вида оперативного тока подстанции. Оперативный ток на подстанции может быть постоянным, выпрямленным или переменным. Постоянный оперативный ток должен применяться на всех подстанциях 330 кВ и выше, а также на подстанциях 110-220 кВ при числе выключателей на стороне ВН три и более. Следовательно, на проектируемой подстанции будет постоянный оперативный ток, так как на стороне ВН установлено более трех выключателей. [13]. Источником постоянного оперативного тока служит аккумуляторная батарея.

Поскольку подстанция с постоянным оперативным током, трансформаторы собственных нужд подключаются к сборным шинам распределительного устройства 10 кВ. Схема подключения трансформаторов собственных нужд показана на рисунке 7.1.

Так как мощность трансформаторов собственных нужд больше 200 кВА, то к сборным шинам 10 кВ они подсоединяются через выключатели. На стороне низшего напряжения ТСН включаются через автоматы (автоматические воздушные выключатели). Шины 0,4 кВ секционируются. Мощные потребители 0,4 кВ также подключаются через автоматы, остальные – через предохранители.

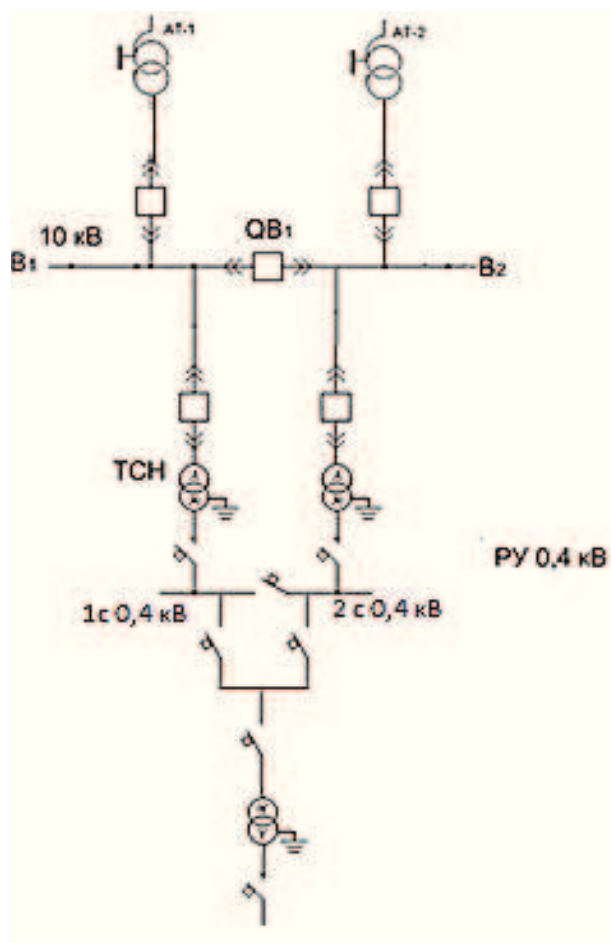


Рисунок 7.1– Схема питания собственных нужд подстанции

## 8. РЕКОНСТРУКЦИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Релейная защита (РЗ) – часть электрической автоматики, предназначенная для выявления и автоматического отключения поврежденного электрооборудования.

Кроме того, некоторые устройства РЗ предназначены для выявления не повреждений, а ненормальных режимов работы электрооборудования (например, защита от перегрузки трансформатора).

В некоторых случаях, не требующих быстрого автоматического отключения поврежденного оборудования, устройства РЗ могут действовать не на отключение, а на сигнал (например, защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью).

### 8.1. Выбор фирмы производителя устройств релейной защиты

На смежных участках с подстанцией «Конверторная» установлены устройства РЗА следующих фирм:

– Научно-производственное предприятие ЭКРА. Организовано на основе 4 отдела ВНИИР, который отдел занимался в СССР разработкой устройств РЗ для электроэнергетики. Выпускает устройства РЗ для генераторов, трансформаторов и линий 110-500 кВ.

– Seram фирмы Schneider Electric имеет сложный интерфейс, который трудно воспринимаем релейным персоналом. Сами микропроцессорные блоки даже чем отечественные аналоги.

– Siemens. Выпускает устройства РЗА, не соответствующие российской идеологии РЗА и не адаптирующиеся к нашим требованиям и условиям.

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы научно-производственного предприятия ЭКРА – ведущий российский разработчик и производитель устройств РЗА. В устройствах РЗА данной фирмы заложении логика механической релейной защиты, она наиболее проста для понимания ее работы оперативным персоналом, а также ее можно согласовать со всеми устаревшими защитами, расположенными на других концах ЛЭП.

Для защиты объектов подстанции используем устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

В настоящее время использование устройств РЗ, реализованных с использованием МП, становится все целесообразней и перспективней в виду того, что они имеют ряд существенных преимуществ:

- наглядность процесса для оператора за счет большого количества измерений, сигнализации и представления информации;
- дистанционное управление как терминалами релейной защиты, так и первичным оборудованием подстанции;
- непрерывная диагностика, позволяющая проводить предаварийную профилактику;
- «гибкость» для инженера при работе с устройствами;
- перепрограммирование программ (в некоторых терминалах);
- возможность регистрирования и сохранения всех величин в предаварийных и аварийных ситуациях для точного послеаварийного компьютерного анализа причин аварии при встроенной системе наблюдения и т.п.

## 8.2. Выбор видов и типоразмеров устройств релейной защиты

Для защиты присоединений подстанции «Конверторная» используем шкафы производства НПП «ЭКРА». Их шкафы защит серии ШЭ2607 приняты межведомственной комиссией с участием представителей РАО «ЕЭС России», отраслевых институтов и эксплуатационных организаций. На основании актов МВК шкафы защит серии ШЭ 2607 соответствуют отраслевым требованиям по функциональным показателям и условиям эксплуатации и рекомендованы к применению в энергосистемах ЕЭС России. С учетом этого, в целях повышения надежности и эффективности работы релейной защиты и автоматики Департамент научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» рекомендует проектным институтам, энергосистемам и предприятиям электрических сетей при новом строительстве и реконструкции действующих энергообъектов 110-500 кВ применять шкафы РЗА серии ШЭ 2607 с терминалами БЭ2704.

Научно-производственное предприятие «ЭКРА» – одно из ведущих в России предприятий – производителей устройств релейной защиты, автоматики и управления электрических присоединений 110-500 кВ для подстанций и электрических станций.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 8.2.1. Защита автотрансформатора 220/110/10 кВ

Для трансформаторов и АТ согласно пункту 3.2.51 [1] должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;

Согласно пункту 3.2.53 [1] для данного автотрансформатора применяется газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защита от повреждений внутри кожуха автотрансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла может быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе автотрансформатора.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

По пункту 3.2.54 [1] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени (на автотрансформаторах мощностью 6,3 МВА и более), которая должна действовать на отключение всех выключателей автотрансформатора.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно пункту 3.2.55 [1] продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения автотрансформатора со сборными шинами.

По пункту 3.2.61 [1] защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать на многообмоточных автотрансформаторах, присоединенных тремя и более выключателями, - со всех сторон автотрансформатора.

Согласно пункту 6.3.3 [14] на автотрансформаторах 220 кВ мощностью 63 МВА и более устанавливается по два комплекта дифференциальных защит в целях повышения надежности отключения КЗ в автотрансформаторах и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к автотрансформатору ЛЭП.

По [3]:

п. 9.6.1 На автотрансформаторе должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

один комплект дифференциальной токовой защиты АТ;

газовая защита;

защита РПН с использованием струйных реле;

резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего

напряжения;

защита от перегрузки (включая защиту от перегрузки общей обмотки);

автоматика регулирования РПН;

технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т. п.).

п. 9.6.2 Кроме того, на АТ могут устанавливаться:

дифференциальные защиты ошиновок ВН и СН (при подключении соответствующей стороны АТ к шинам через два выключателя или кабельную вставку);

дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора.

п. 9.6.3 Газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН(необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

п. 9.6.4 Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде ступенчатых защит (дистанционных и токовых направленных нулевой последовательности).

п. 9.6.5 Дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

п. 9.6.6 Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

п. 9.6.7 На стороне низшего напряжения АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению.

п. 9.6.8 На стороне низшего напряжения АТ должен быть предусмотрен контроль изоляции НН.

п. 9.6.9 При применении на АТ системы пожаротушения должна быть предусмотрена автоматика пуска пожаротушения (АППЖ).

#### Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 [1] для общего повышения надежности предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) на стороне 220 и 110 кВ для осуществления ближнего резервирования.

Согласно пункту 3.3.26 [1] на автотрансформаторе предусматривается действие АПВ на стороне 220 кВ. АПВ блокируется при срабатывании внутренних защит автотрансформатора (ДЗТ и газовой защиты).

По пункту 3.3.61 [1] автотрансформаторы с РПН распределительных подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации. При необходимости автоматические регуляторы должны обеспечивать встречное регулирование напряжения.

Для защиты автотрансформатора будем использовать ШЭ 2607 072 071 ШЭ2607 156.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными шкафами: ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072, ШЭ2607 061. Так же устанавливаем газовое реле РГТ-80, струйное реле РСТ-25.

Виды защит по нормативным документам:

- Газовая защита;
- Струйная защита;
- Дифференциальная защита два комплекта;

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ДЗ от внешних м/ф замыканий со стороны 220 и 110 кВ
- ДЗО
- ТНЗНП на сторонах 110 и 220 кВ от КЗ на землю
- МТЗ в 1 фазе на сигнал от перегрузки со стороны 110 кВ, 10кВ
- МТЗ общей части обмотки АТ
- УРОВ на ВН и СН.

Таблица 8.1 – Виды защит на автотрансформаторе 220/110/10 кВ

Блок	Функции блока	Используемые функции
Функции блока ШЭ2607 042 071	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке АТ</li> <li>-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) АТ с пуском по напряжению (МТЗ НН),</li> <li>- защита от перегрузки (ЗП),</li> <li>- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке,</li> <li>- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,</li> <li>- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН,</li> <li>- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН,</li> <li>- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН,</li> <li>- УРОВ ВН,</li> <li>- УРОВ СН.</li> <li>- дифференциальная токовая защита цепей стороны НН АТ от всех видов КЗ (ДЗО НН),</li> <li>- максимальные токовые защиты секций шин стороны НН с пуском по напряжению,</li> <li>- логические защиты секций шин НН</li> <li>- защиты минимального напряжения секций шин НН</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке АТ</li> <li>-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) АТ с пуском по напряжению (МТЗ НН),</li> <li>- защита от перегрузки (ЗП),</li> <li>- дифференциальная токовая защита цепей стороны НН АТ от всех видов КЗ (ДЗО НН),</li> </ul>

Продолжение таблицы 8.1

<p>Функции блока ШЭ2607 042</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке АТ</li> <li>-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) АТ с пуском по напряжению (МТЗ НН),</li> <li>- защита от перегрузки (ЗП),</li> <li>- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке,</li> <li>- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,</li> <li>- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН,</li> <li>- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН,</li> <li>- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН,</li> <li>- УРОВ ВН,</li> <li>- УРОВ СН.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита АТ (ДЗТ АТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке АТ</li> </ul>
<p>Функции блока ШЭ2607 071 на стороне 110кВ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- четырехступенчатая дистанционная защита</li> <li>- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности</li> <li>- максимальная токовая защита</li> <li>- токовая отсечка</li> <li>- АРПТ</li> <li>- автоматика управления выключателем</li> <li>-УРОВ</li> <li>-АПВ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- четырехступенчатая дистанционная защита</li> <li>- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности</li> <li>- максимальная токовая защита</li> <li>- токовая отсечка</li> <li>- АРПТ</li> <li>- автоматика управления выключателем</li> <li>-УРОВ</li> <li>-АПВ</li> </ul>
<p>Функции блока ШЭ2607 072 на стороне 220кВ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- четырехступенчатая дистанционная защита</li> <li>- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности</li> <li>- максимальная токовая защита</li> <li>- токовая отсечка</li> <li>- АРПТ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- четырехступенчатая дистанционная защита</li> <li>- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности</li> <li>- максимальная токовая защита</li> <li>- токовая отсечка</li> <li>- АРПТ</li> </ul>

Продолжение таблицы 8.1

Функции блока ШЭ2607 156	- автоматика управления РПН	автоматическое управление РПН
--------------------------------	-----------------------------	----------------------------------

Использованные реле:

РГТ-80 – газовая защита;

РСТ-25 – струйная защита отсека РПН;

8.2.2. Защита воздушных линий 220 и 110 кВ

Согласно [1]:

п. 3.2.106. Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

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

п. 3.2.110. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения (см. п. 3.2.108), например, на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Согласно [3]:

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

п. 9.9.5. Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

п. 9.9.6. На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных КЗ,
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

п. 9.9.7. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

По пункту 6.2.18 [13] в качестве основной быстродействующей защиты применяем дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту.

Автоматика.

Согласно [1]:

п. 3.3.2. Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение: воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ.

п. 3.3.4. При применении АПВ должно, как правило, предусматриваться ускорение действия релейной защиты на случай неуспешного АПВ. Ускорение действия релейной защиты после неуспешного АПВ выполняется с помощью устройства ускорения после включения выключателя, которое, как правило, должно использоваться и при включении выключателя по другим причинам (от ключа управления, телеуправления или устройства АВР). При ускорении защиты после включения выключателя должны быть приняты меры против возможного отключения выключателя защитой под действием толчка тока при включении из-за одновременного включения фаз выключателя.

п. 3.3.6. Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее - если это допустимо по условиям работы выключателя). Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

п. 3.3.9. На линиях, отключение которых не приводит к нарушению электрической связи между генерирующими источниками, например, на параллельных линиях с односторонним питанием, следует устанавливать устройства ТАПВ без проверки синхронизма.

п. 3.3.19. Устройства АПВ с проверкой синхронизма следует выполнять на одном конце линии с контролем отсутствия напряжения на линии и с контролем наличия синхронизма, на другом конце - только с контролем наличия синхронизма. Схемы устройства АПВ с проверкой синхронизма линии должны выполняться одинаковыми на обоих концах с учетом возможности изменения очередности включения выключателей линии при АПВ.

Рекомендуется использовать устройство АПВ с проверкой синхронизма для проверки синхронизма соединяемых систем при включении линии персоналом.

Для защиты воздушной линии 220кВ будем использовать шкафы микропроцессорных защит.

- ШЭ2607- 082;
- ШЭ2607- 016;
- два шкафа ШЭ2607- 019.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными блоками.

Передача сигналов ВЧТО на другой конец линии осуществляется при помощи приемопередатчика ПВЗУ-Е.



Рисунок 8.1 – Приемопередатчик ПВЗУ-Е

Виды защит по нормативным документам:

- ДФЗ
- ДЗ
- ТО

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				



- ТНЗНП
- АПВ
- УРОВ

Таблица 8.2 – Виды РЗиА для ВЛЭП 220кВ

Блок	Функции блока	Используемые функции
БЭ2704V082	1) ДФЗ	1) ДФЗ
БЭ2704 021	1)трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) 2) четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) 4) токовая отсечка (ТО) 5) автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ)	1)трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) 2) четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) 4) токовая отсечка (ТО) 5) автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ)
БЭ2704 019	1) АУВ 2) УРОВ 3) АПВ	1) АУВ 2) УРОВ 3) АПВ

Для защиты воздушной линии 110кВ будем использовать шкафы микропроцессорных защит типа ШЭ2607- 083 на базе микропроцессорного терминала типаБЭ2704V083, ШЭ2607- 016 на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 016.

Таблица – 8.3 Виды РЗиА для ВЛЭП 110кВ

Блок	Функции блока	Используемые функции
БЭ2704V083	1) ДФЗ	1) ДФЗ
БЭ2704 016	1)трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) 2) четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) 3) токовая отсечка (ТО) 4) автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ) 5) АУВ 6) УРОВ 7)АПВ	1)трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) 2) четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) 3) токовая отсечка (ТО) 4) автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ) 5) АУВ 6) УРОВ 7)АПВ

Пусковые органы дифференциально-фазной защиты:

Пусковые органы для пуска ВЧ сигнала:

- по току обратной последовательности;
- по приращению тока  $I_2$  или  $I_1$ ;
- по току нулевой последовательности;
- по разности фазных токов;
- дистанционные органы.

Пусковые органы для подготовки цепей отключения:

- по току обратной последовательности;
- по приращению тока  $I_2$  или  $I_1$ ;
- по току нулевой последовательности;
- по разности фазных токов;
- дистанционные органы.

Принцип действия защиты основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии.

При внутреннем КЗ (на защищаемой линии) токи по концам линии примерно совпадают по фазе (направлены от шин в линию) (рис. 8.2). При этом защита срабатывает без выдержки времени на отключение поврежденной ВЛ с обеих сторон.

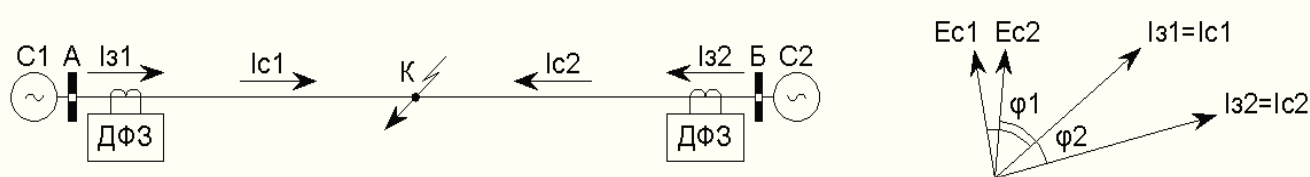


Рисунок 8.2 – Фазы токов при КЗ на защищаемой ВЛ

При внешнем КЗ (вне защищаемой линии) токи по концам защищаемой линии находятся в противофазе: когда на одном конце ВЛ ток направлен от шин в линию, на другом конце – из линии к шинам, и наоборот (рис. 8.3). При этом защита не работает.

									Лист
									72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

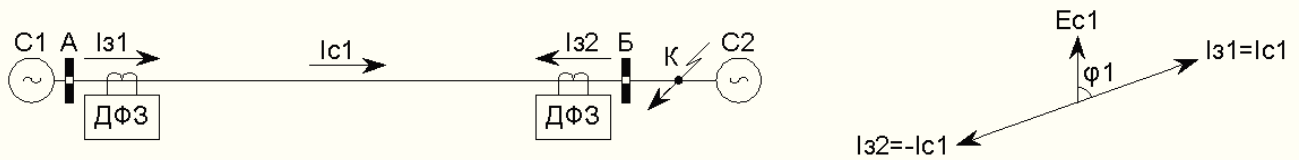


Рисунок 8.3 – Фазы токов при внешнем КЗ

В нормальном режиме работы ДФЗ находится в исходном не сработавшем состоянии, ВЧ передатчики остановлены, в ВЧ канале ВЧ сигнал отсутствует.

ВЧ приемники в ДФЗ работают следующим образом: если в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, то на выходе ВЧ приемника ток равен нулю, если ВЧ сигнал в ВЧ канале отсутствует, то на выходе ВЧ приемника имеется постоянный ток, равный 20 мА. Следовательно, в нормальном режиме на выходах обоих ВЧ приемников имеется постоянный ток 20 мА.

### 8.2.3. Защита системы шин 110 кВ

Согласно [1]:

п. 3.2.119. Для сборных шин 110 кВ и выше электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

1) для двух систем шин (двойная система шин, полупорционная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;

2) для одиночной несекционированной системы шин, если отключение повреждений на шинах действием защит присоединенных элементов недопустимо по условиям, которые аналогичны приведенным в 3.2.108, или если на линиях, питающих рассматриваемые шины, имеются ответвления.

п. 3.2.121. В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин.

п. 3.2.122. Для двойной системы шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше с одним выключателем на присоединенный элемент дифференциальная защита должна быть предусмотрена в исполнении для фиксированного распределения элементов. В защите шин 110 кВ и выше следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов.

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					

Согласно [3]:

п. 9.8.2 Защита систем шин 110-220 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты.

Автоматика

Согласно [1]:

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

1) автоматическим опробованием (постановка шин под напряжение выключателем от АПВ одного из питающих элементов);

2) автоматической сборкой схемы; при этом первым от устройства АПВ включается один из питающих элементов (например, линия, трансформатор), при успешном включении этого элемента производится последующее, возможно более полное автоматическое восстановление схемы доаварийного режима путем включения других элементов. АПВ шин по этому варианту

рекомендуется применять в первую очередь для подстанций без постоянного дежурства персонала.

При выполнении АПВ шин должны применяться меры, исключаящие не синхронное включение (если оно является недопустимым).

Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай не успешного АПВ.

Согласно [3]:

п. 9.10.4 На воздушных линиях, обходном выключателе, шинах напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

На ВЛ с двухсторонним питанием ТАПВ должно выполняться с однократным действием, а на ВЛ с односторонним питанием - с двукратным действием.

Для защиты сборных шин 220кВ используем два комплекта ШЭ2607 051 производства НПП «Экра». Шкаф предназначен для защиты шин напряжением 110-220 кВ с фиксированным присоединением элементов и с изменяемой фиксацией присоединения элементов.

Виды защит по нормативным документам:

- ДЗШ
- ТАПВ

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8.4 - Виды защит на шинах 110 кВ

Блок	Функции блока	Используемые функции
ШЭ2607 051	1) реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО) 2) трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении 3) индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей 4) реле минимального и максимального напряжений, реагирующие на междуфазные напряжения 5) реле минимального и максимального напряжений, реагирующие на напряжения обратной последовательности 6) реле контроля исправности токовых цепей 7) логика “очувствления” ДЗО 8) логика опробования 9) логика запрета АПВ 10) цепи отключения и пуска УРОВ 11) цепи для действия в защиты генератора 12) цепи запрета АПВ	1) ДЗО 2) логика “очувствления” ДЗО 3) логика опробования 4) логика запрета АПВ 5) цепи отключения и пуска УРОВ 6) цепи запрета АПВ

Реле тока ДЗШ включаются на сумму токов всех присоединений СШ (рис. 6.3.3.2). При КЗ на СШ сумма токов всех присоединений равна току КЗ, ДЗШ срабатывает и отключает поврежденную СШ. Во всех остальных случаях: в нормальном режиме, при качаниях, при асинхронном режиме, при внешних КЗ сумма токов всех присоединений СШ равна нулю (в соответствии с первым законом Кирхгофа для данной СШ) и ДЗШ не работает.

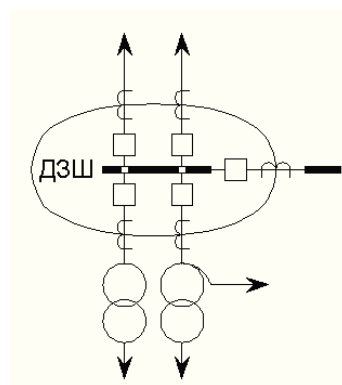


Рисунок 8.4 –Включение ДЗШ на сумму токов всех присоединений СШ

Следовательно, ДЗШ является защитой с абсолютной селективностью и при КЗ на СШ действует на отключение поврежденной СШ без выдержки времени. При срабатывании ДЗШ отключает выключатели всех питающих присоединений поврежденной СШ, тупиковые присоединения могут не отключаться от ДЗШ.

Защищаемая зона ДЗШ определяется местами установки ТТ. То есть, в защищаемую зону ДЗШ входят не только собственно шины, но и шинные разъединители и выключатели присоединений. Линейные разъединители в зону ДЗШ не входят (они входят в зону защит ВЛ).

Для обеспечения чувствительности ко всем видам КЗ ДЗШ выполняется трехфазной: три реле тока ДЗШ включаются на сумму токов фаз А, В и С.

### 8.3. Расчет уставок релейной защиты

#### 8.3.1. Расчет уставок релейной защиты автотрансформатора 220/110/10 кВ

Принцип действия дифференциальной защиты АТ: защита реагирует на геометрическую сумму токов со всех сторон АТ (при условных положительных направлениях токов в сторону АТ, рис. 8.5), называемую дифференциальным током:

$$I_d = I_{ВН} + I_{СН} + I_{НН}$$

Защита выполняется пофазной, то есть вычисляет дифференциальный ток каждой фазы  $I_{дА}$ ,  $I_{дВ}$ ,  $I_{дС}$  и сравнивает данные токи с током срабатывания. Защита срабатывает при превышении хотя бы одним фазным дифференциальным током тока срабатывания защиты.

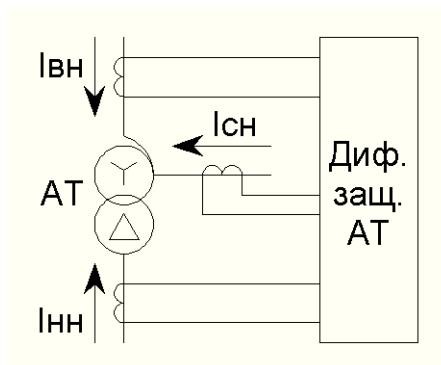


Рисунок 8.5 – Условные положительные токи дифференциальной защиты АТ

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Защищаемая зона дифференциальной защиты определяется местами установки трансформаторов тока (ТТ). При КЗ в зоне между ТТ (КЗ в защищаемой зоне, внутреннее КЗ) (рис. 8.6 а) дифференциальный ток защиты равен току КЗ, защита срабатывает.

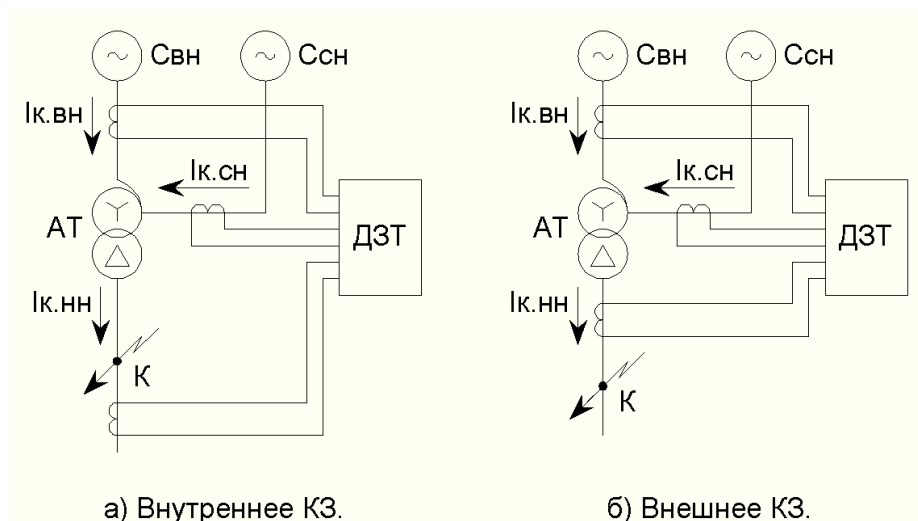


Рисунок 8.6 – Защищаемая зона дифференциальной защиты АТ

Во всех остальных режимах работы АТ (холостой ход, нагрузка, перегрузка, качания, асинхронный ход, внешние КЗ) (рис. 8.6 б) дифференциальный ток защиты теоретически должен быть равен нулю и защита не срабатывает. Практически дифференциальный ток не равен нулю, а равен некоторой величине, называемой током небаланса:

$$I_d = I_{нб}$$

Одной из основных задач при расчете дифференциальной защиты АТ является расчет максимально возможного тока небаланса и принятие тока срабатывания защиты с запасом больше тока небаланса с целью обеспечения несрабатывания защиты при отсутствии КЗ в защищаемой зоне:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.макс}$$

где  $I_{сз}$  – ток срабатывания защиты.

$K_{отс} > 1$  – коэффициент отстройки, обеспечивающий отстройку (несрабатывание) защиты от тока небаланса.

$I_{нб.макс}$  – максимальный расчетный ток небаланса.

Вторая основная задача расчета дифференциальной защиты АТ – проверка чувствительности защиты к минимальному току при КЗ в защищаемой зоне (на сторонах ВН, СН, НН АТ). Для обеспечения надежного срабатывания защиты при КЗ в защищаемой зоне должно выполняться условие:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{сз}}} \geq 2$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности защиты.

$I_{\text{к.мин}}$  – минимальный ток КЗ в защищаемой зоне.

То есть, при КЗ в защищаемой зоне с минимальным расчетным током коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 2 для обеспечения надежной работы защиты.

В момент включения АТ под напряжение. бросок тока намагничивания может достигать величины до 6 номинальных токов АТ. Бросок тока намагничивания, протекая только с одной стороны защищаемого АТ, целиком попадает в дифференциальную защиту, аналогично току КЗ в защищаемой зоне. При разработке дифференциальной защиты АТ должны быть предусмотрены меры, предотвращающие срабатывание защиты от броска тока намагничивания.

Основные параметры и характеристики дифференциальной защиты АТ в шкафу ШЭ2607 042 [19]:

1. Дифференциальная защита АТ в шкафу ШЭ2607 042 имеет три входа для подключения к трем трехфазным группам трансформаторов тока: со стороны ВН, со стороны СН и со стороны НН АТ.

2. Трансформаторы тока со всех сторон АТ соединяются по схеме звезда независимо от группы и схемы соединения обмоток АТ. Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при этом осуществляется программно микропроцессорным терминалом.

3. В защите используются базисные токи сторон АТ - вторичные номинальные токи сторон АТ, соответствующие номинальной мощности АТ:

$$I_{\text{БАЗ.ВН}} = \frac{I_{\text{В.НОМ}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}$$

$$I_{\text{БАЗ.СН}} = \frac{I_{\text{С.НОМ}}}{K_{\text{ТТ.СН}}}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$I_{\text{БАЗ.НН}} = \frac{I_{\text{Н.НОМ}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}$$

где  $I_{\text{БАЗ.ВН}}$ ,  $I_{\text{БАЗ.СН}}$ ,  $I_{\text{БАЗ.НН}}$  – базисные токи сторон АТ, А.

$I_{\text{В.НОМ}}$ ,  $I_{\text{С.НОМ}}$ ,  $I_{\text{Н.НОМ}}$  – первичные номинальные токи сторон АТ, А.

$K_{\text{ТТ.ВН}}$ ,  $K_{\text{ТТ.СН}}$ ,  $K_{\text{ТТ.НН}}$  – коэффициенты трансформации ТТ на сторонах АТ.

4. Допустимый диапазон базисных токов дифференциальной защиты АТ в шкафу ШЭ2607 042 – от 0,25 А до 16 А. Следовательно, коэффициенты трансформации ТТ на сторонах АТ для дифференциальной защиты должны быть выбраны таким образом, чтобы базисные токи со всех сторон АТ находились в данном диапазоне.

5. Защита срабатывает при превышении дифференциальным током тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{Д}} \geq I_{\text{СЗ}}$$

6. Величина дифференциального тока защиты равна модулю геометрической суммы токов со всех сторон защищаемого АТ:

$$I_{\text{Д}} = |I_{\text{ВН}} + I_{\text{СН}} + I_{\text{НН}}|$$

7. Погрешность выравнивания токов сторон АТ (небаланс) в терминале БЭ2704 V042 не превышает 3%.

8. Для отстройки от достаточно больших токов небаланса и обеспечения при этом чувствительности к достаточно малым токам КЗ дифференциальная защита АТ имеет характеристику срабатывания с торможением: дифференциальный ток срабатывания защиты увеличивается при увеличении тормозного тока.

Упрощенная характеристика защиты (зависимость дифференциального тока срабатывания защиты от тормозного тока) приведена на рис. 8.7.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

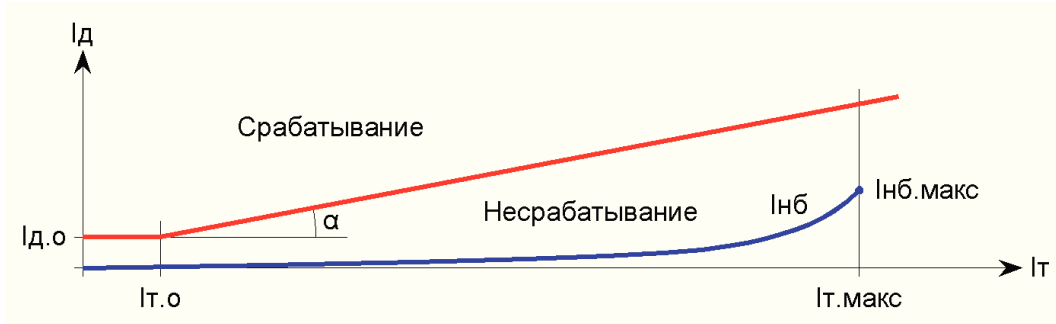


Рисунок 8.7 – Упрощенная характеристика дифференциальной защиты АТ

Защита имеет начальный ток срабатывания  $I_{д.0}$  при малых тормозных токах (горизонтальный участок характеристики). При тормозном токе  $I_{т.0}$  (ток начала торможения) начинается торможение защиты: дифференциальный ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально тормозному току. Коэффициентом торможения защиты называется тангенс угла  $\alpha$ , равный отношению приращения дифференциального тока срабатывания к приращению тормозного тока:

$$K_T = tg(\alpha) = \frac{\Delta I_D}{\Delta I_T}$$

При этом зависимость дифференциального тока срабатывания защиты от тормозного тока выражается следующей формулой:

$$I_{CP} = I_{д.0} + K_T \cdot (I_T - I_{т.0})$$

Величина коэффициента торможения должна обеспечить несрабатывание защиты при всех возможных величинах тока небаланса, в том числе – при максимальной величине тока небаланса, имеющейся при максимальном сквозном токе, протекающем через АТ при внешнем КЗ.

9. Диапазоны регулирования основных параметров дифференциальной защиты АТ в шкафу ШЭ2607 042:

- начальный ток срабатывания защиты  $I_{д.0}$  регулируется от 0,2 до 1,0.
- ток начала торможения  $I_{т.0}$  регулируется от 0,6 до 1,0.
- коэффициент торможения  $K_T$  регулируется от 0,2 до 0,7.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

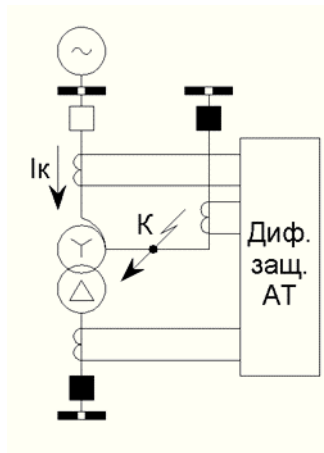


Рисунок 8.8 –КЗ в защищаемой зоне при работе АТ на холостом ходу

Если тормозной ток окажется меньше  $I_{Т.БЛ}$ , то защита срабатывает, если дифференциальный ток будет больше тока срабатывания защиты с учетом торможения.

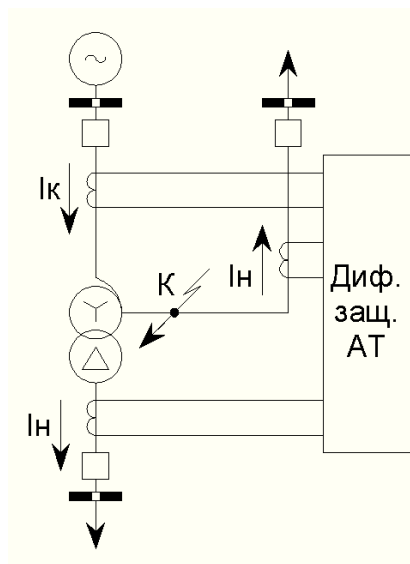


Рисунок 8.9 – КЗ в защищаемой зоне при работе АТ в тупиковом режиме с односторонним питанием

10. При больших токах внешних КЗ трансформаторы тока могут насыщаться и работать с большими погрешностями. Соответственно ток небаланса в дифференциальной защите АТ при этом резко увеличивается, что может привести к излишнему срабатыванию защиты.

В защите имеется дополнительный параметр  $I_{Т.БЛ}$  (тормозной ток блокировки) - тормозной ток, при котором происходит излом характеристики защиты.

Величина тормозного тока блокировки должна приниматься с запасом - больше максимального тока нагрузки защищаемого АТ. При этом при КЗ в защищаемой зоне даже если тормозной ток будет больше  $I_{Т.БЛ}$  и ток  $I'_1$  будет также больше  $I_{Т.БЛ}$ , а ток  $I'_2$ , равный току нагрузки АТ, будет меньше  $I_{Т.БЛ}$ , то

защита сработает, если дифференциальный ток будет больше тока срабатывания защиты с учетом торможения.

Тормозной ток блокировки регулируется от 1,2 до 3,0.

11. Для обеспечения надежного срабатывания дифференциальной защиты при больших токах КЗ (КЗ на выводах АТ со стороны питания) в защите используется дифференциальная отсечка – дифференциальная защита с большим током срабатывания  $I_{отс}$ , не зависящим от тормозного тока и отстроеным от броска тока намагничивания защищаемого АТ и от максимального тока небаланса при внешних КЗ (рис. 8.10).

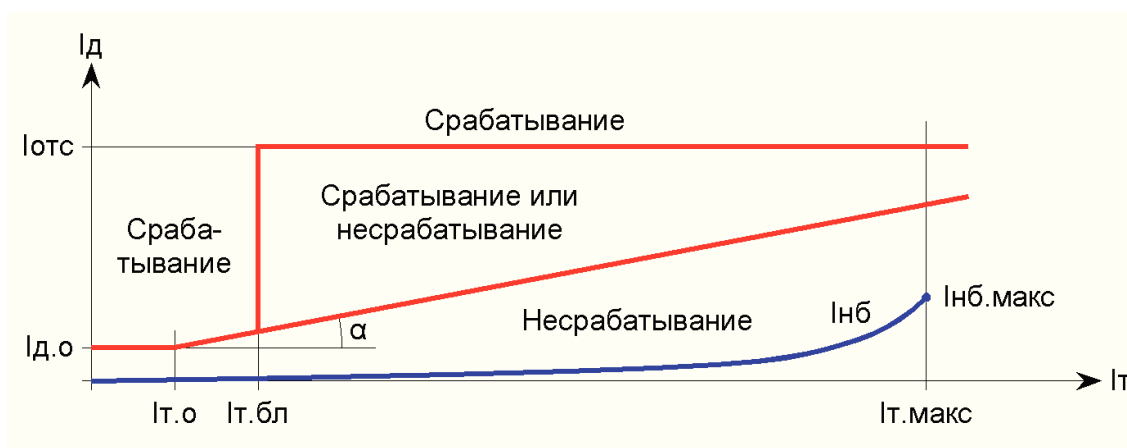


Рисунок 8.10 – Полная характеристика дифференциальной защиты АТ

Ток срабатывания дифференциальной отсечки регулируется от 6,5 до 12.

Выбор уставок ДЗТ:

Коэффициенты трансформации ТТ.

$$K_{ТТ.ВН} = 300/5$$

$$K_{ТТ.СН} = 600/5$$

$$K_{ТТ.НН} = 18000/5$$

Базисные токи со всех сторон АТ (взяты рассчитанные токи из таблицы 3.1).

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{I_{В.НОМ}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{148}{300/5} = 3,137 \text{ А}$$

$$I_{БАЗ.СН} = \frac{I_{С.НОМ}}{K_{ТТ.СН}} = \frac{297}{600/5} = 5,963 \text{ А}$$

$$I_{\text{БАЗ.НН}} = \frac{I_{\text{Н.НОМ}}}{K_{\text{ТТ.НН}}} = \frac{54978}{18000/5} = 13,746 \text{ А}$$

Базисные токи со всех сторон АТ находятся в допустимом диапазоне от 0,25 А до 16 А.

Максимальный сквозной ток через АТ при внешних КЗ.

Принятые расчетные точки КЗ приведены на рис. 8.11.

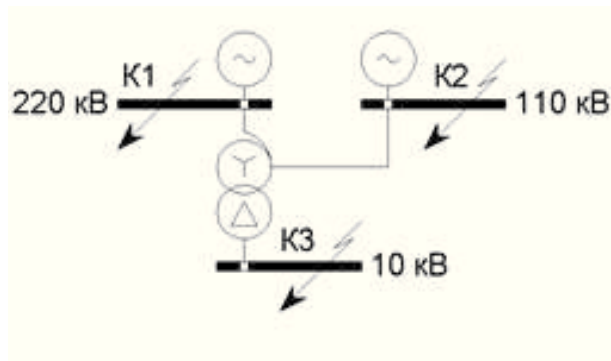


Рисунок 8.11 – Расчетные токи КЗ

Максимальные токи через АТ при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ (точка К3) расчет токов по программе ТоКо:

$$I_{\text{К1.МАКС.220}} = 137 \text{ А}$$

$$I_{\text{К1.МАКС.110}} = 2499 \text{ А}$$

$$I_{\text{К1.МАКС.10}} = 30364 \text{ А}$$

Максимальный ток на стороне 10 кВ при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ, приведенный к стороне 220 кВ:

$$I_{\text{К1.МАКС.10(220)}} = \frac{I_{\text{К1.МАКС.10}}}{K_{\text{Т.ВН}}} = \frac{30364}{230/10,5} = 1386 \text{ А}$$

Максимальные токи через АТ при трехфазном КЗ на стороне 110 кВ (точка К2):

$$I_{\text{К2.МАКС.220}} = 2079 \text{ А}$$

$$I_{\text{К2.МАКС.110}} = 4159 \text{ А}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Максимальные токи через АТ при трехфазном КЗ на стороне 220 кВ (точка К1):

$$I_{\text{КЗ.МАКС.220}} = 1736 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ.МАКС.110}} = 3471 \text{ А}$$

Для дальнейших расчетов принимается максимальный сквозной ток на стороне ВН АТ при КЗ в точке К1:

$$I_{\text{СКВ.МАКС}} = I_{\text{К1.МАКС.220}} = 2079 \text{ А}$$

Относительный максимальный сквозной ток:

$$I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}} = \frac{I_{\text{СКВ.МАКС}}}{I_{\text{В.НОМ}}} = \frac{2079}{627,555} = 3,312 \text{ А}$$

Минимальный ток через АТ при КЗ на стороне НН.

Минимальные токи через АТ при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ (точка К3):

- питание со стороны 220 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.220}} = 1180 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ.МИН.10}} = 30256 \text{ А}$$

- питание со стороны 110 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.110}} = 2526 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ.МИН.10}} = 30256 \text{ А}$$

Минимальный ток на стороне 110 кВ при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ, приведенный к стороне 220 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.110(220)}} = \frac{I_{\text{КЗМИН.110}}}{K_{\text{Т.ВС}}} = \frac{2526}{230/121} = 1328,895 \text{ А}$$

Для дальнейших расчетов принимается минимальный ток на стороне 220 кВ при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.220}} = 1180 \text{ А}$$

Относительный минимальный ток при трехфазном КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.ОТН}} = \frac{I_{\text{К1.МИН.220}}}{I_{\text{В.НОМ}}} = \frac{1180}{627,555} = 1,880 \text{ А}$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ток начала торможения защиты.

Принимается относительный ток начала торможения:

$$I_{T0} = 1,0$$

Начальный ток срабатывания защиты.

Относительный ток небаланса при токе начала торможения:

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{T0}$$

где  $K_{ПЕР} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс.

$K_{ОДН} = 1$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока.

$\varepsilon = 0,05$  – относительная погрешность трансформаторов тока.

$\Delta U_{РПН} = \frac{6 \cdot 2}{100} = 0,12$  – половина относительного диапазона регулирования РПН.

$\Delta f_{ВЫР} = 0,03$  – относительная погрешность выравнивания токов сторон защиты.

Тогда относительный ток небаланса при токе начала торможения:

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,03) \cdot 1,0 = 0,20$$

Расчетный начальный относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса при токе начала торможения:

$$I_{ДО.РАСЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$$

где  $K_{ОТС} = 1,5$  – коэффициент отстройки.

$$I_{ДО.РАСЧ} = 1,5 \cdot 0,20 = 0,30$$

Принимается начальный относительный ток срабатывания защиты:  $I_{ДО} = 0,3$

Коэффициент торможения.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}}$$

где  $K_{\text{ПЕР}} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс.

$\varepsilon = 0,1$  – относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03) \cdot 3,312 = 1,159 \text{ А}$$

Относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{СЗ.МАКС}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}}$$

где:  $K_{\text{ОТС}} = 1,5$  – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{СЗ.МАКС}} = 1,5 \cdot 4,059 = 6,088 \text{ А}$$

Расчетный коэффициент торможения:

$$K_{\text{Т.РАСЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МАКС}} - I_{\text{ДО}}}{I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}} - I_{\text{ТО}}} = \frac{6,088 - 0,3}{3,312 - 1,0} = 2,503$$

Принимается коэффициент торможения  $K_{\text{Т}} = 2,5$ .

Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ  $I_{\text{НБ.МАКС}} = 1,159 \text{ А}$ .

Расчетный относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{СЗ.ОТС.РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}}$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,5$  – коэффициент отстройки.

$$I_{\text{СЗ.ОТС.РАСЧ}} = 1,5 \cdot 1,159 = 1,739 \text{ А}$$

Принимается минимально возможный относительный ток срабатывания защиты  $I_{\text{СЗ.ОТС}} = 1,5 \text{ А}$ .

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86



Коэффициент чувствительности защиты.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.отн}}}{I_{\text{д.о}}} = \frac{1,880}{0,3} = 6,267 > 2$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 9. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая часть заключается в определении эффективности проектных решений на объекте проектирования.

Для реконструируемой подстанции 220/110кВ «Конверторная» целесообразно рассчитать экономические показатели, которые включают в себя:

- расчет капитальных вложений в проект;
- определение стоимости эксплуатационных работ и текущего ремонта;
- расчет срока окупаемости и рентабельности проекта;
- определение себестоимости передачи и распределения электроэнергии.

### 9.1. Капитальные вложения для реконструкции подстанции

Данные по капиталовложениям приведены в таблице.

Таблица 9.1 – Смета капитальных вложений на строительство п/ст

Наименование оборудования	Стоимость, тыс.руб./шт.	Кол., шт.	Стоимость, тыс.руб.
Автотрансформатор АДЦТН – 250000/220	51000	2	102000
Выключатель ВГБ-220	9000·4,04	3	109080
Выключатель ВГУ-110	5000·4,04	12	242400
Ячейка КРУ-СЭЩ-70 (со встроенным выключателем)	1000·4,04	3	20200
Выпрямительный агрегат заряда-подзаряда	500	2	1000
Трансформатор тока ТВ 220 1000/5	60	2	120
ТВ-110-1000/5	30	10	300
Шкаф релейной защиты и автоматики ЭКРА	250	24	6000
Терминал релейной защиты и автоматики ЭКРА	120	32	3840
Устройство передачи команд АКА «Кедр»	100	3	300
Укрупненные показатели стоимости установок оперативного постоянного тока	2500	2	5000

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Продолжение таблицы 9.1

ОПН 220 кВ	35	2	70
ОПН 110 кВ	2,2	10	22
ОПН 10 кВ	1,1	2	2,2
Прочие расходы			300
Итого:			491354,2

Капитальные вложения на сооружение подстанции:

К=491354,2 тыс. руб.

9.2. Определение стоимости эксплуатационных работ и текущего ремонта

Стоимость объёма эксплуатационных работ и стоимость текущего ремонта оборудования на подстанции сведены в таблицы 9.2 и 9.3 соответственно.

Стоимость объёма эксплуатационных работ и стоимость текущего ремонта линии электропередачи не учитываем, так как подстанция относится к другой организации.

Затраты на прочие работы вычисляются на основании стоимости единицы работы по объектам и объёма всех работ в условных единицах по этим объектам.

Таблица 9.2 – Расчет текущих работ

Наименование	Единицы измерения	Стоимость ед. работы, тыс.руб	Периодичность работы в годах	Кол-во единиц	Σ стоимость работ, тыс. руб. в год
Текущий ремонт АТ	шт.	250	2	2	125
Текущий ремонт В 220 кВ	шт.	30,8	2	3	46,2
Текущий ремонт В 110 кВ	шт.	30,8	2	12	184,8
Текущий ремонт измерительных трансформаторов 220 кВ	шт.	19,1	2	2	19,2
Текущий ремонт измерительных трансформаторов 110 кВ	шт.	19,1	2	12	114,6
Текущий ремонт ячейки ОРУ 220 кВ	ячейка	150	1	3	450

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР					

Продолжение таблицы 9.2

Текущий ремонт ячейки ОРУ 110 кВ	ячейка	150	1	12	1800
Текущий ремонт контура заземления подстанции	контур	31,7	1	1	31,7
Чистка и окраска выключателя 220 кВ	шт.	27,9	5	3	16,74
Чистка и окраска выключателя 110 кВ	шт.	27,9	5	12	66,96
Окраска силового автотрансформатора	шт.	100	5	2	40
Прочие работы по текущему ремонту	усл. ед.	10	-	105	1050
Итого:					3945,2

Таблица 9.3 – Стоимость объема эксплуатационных работ на подстанции

Наименование	Ед. измерения	Стоимость ед. работы, тыс.руб.	Периодичность работы в годах	Кол-во единиц	Σ стоимость работ (в год), тыс. руб.
Испытание силовых автотрансформаторов 220/110/10кВ	шт.	142	6	2	47,4
Испытание измерительных трансформаторов 220 кВ	шт.	10	4	2	5
Испытание измерительных трансформаторов 110 кВ	шт.	10	12	12	10
Испытание ОПН 220 кВ	шт.	3	6	2	1
Испытание ОПН 110 кВ	шт.	3	6	10	5
Измерение сопротивления контура заземления ПС	контур	8,5	10	1	0,85
Отбор проб масла	1 проба	3,1	1	2	6,2
Осмотр подстанции	1 ПС	5,5	12	1	0,46
Прочие эксплуатационные расходы	усл. ед.	10,0	-	105	1050
Итого:					1078,51

Согласно Письму Минрегиона России №13606-ХМ/09 от 4 апреля 2018 г. индекс изменения сметной стоимости работ и затрат на I квартал 2018 г. по

отношению к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 8,72 [21].

Таким образом, суммарная стоимость эксплуатационных работ и текущего ремонта на подстанции составит:

$$I_p = (3945,2 + 1078,51) \cdot 8,72 = 43806,75 \text{ тыс. руб.}$$

### 9.3. Расчет фонда заработной платы

Подстанция обслуживается оперативно-выездной бригадой.

Таблица 9.4- Персонал, оклад и размер премии

Должность	Категория	Кол.	Оклад, тыс.руб./мес	Размер премии, тыс.руб./мес	Всего, тыс.руб./мес
Начальник участка	Руководитель	1	26,9	10,7	37,6
Инженер РЗиА	Специалист	1	23,7	9,5	33,2
Мастер	Специалист	1	20,5	8,2	28,7
Электромонтер 5 гр	Рабочий	1	15,7	6,3	22,0
Электромонтер 4 гр	Рабочий	1	13,8	5,5	19,3
Итого:			100,6	40,2	140,8

Годовой фонд оплаты труда с учётом районного коэффициента (Челябинский округ – 13%):

$$I_{\text{ГОД}} = 140,8 \cdot 1,13 = 159,104 \text{ тыс. руб.}$$

При определении полного фонда заработной платы следует добавить начисления на единый социальный налог в размере 30% к годовому фонду заработной платы.

$$I_3 = 159,104 \cdot 1,30 \cdot 12 = 2482,022 \text{ тыс. руб.}$$

#### 9.4. Расчет себестоимости передачи электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$C = \frac{И}{W};$$

где  $C$  – себестоимость передачи электроэнергии, руб/кВт·ч;

$И$  – издержки;

$W$  – электроэнергия, проходящая через подстанцию.

Суммарная нагрузка подстанции:

$$W = P \cdot \tau;$$

где  $P = 83$  МВт – максимальная нагрузка на подстанции;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{НБ}}}{10000}\right)^2 \cdot T;$$

где  $T_{\text{НБ}} = 6000$  ч. – число часов использования максимума нагрузки в год.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч};$$

$$W = 83 \cdot 4592 = 381136 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки:

$$И = И_A + И_P + И_З + И_{\Delta W} + И_Y$$

где  $И_A$  – отчисления на амортизацию,  $\alpha = 5\%$  от капитальных вложений;

$И_P = 43806,75$  тыс. руб. – общие годовые эксплуатационные расходы (п. 9.2.);

$И_З = 2482,022$  тыс. руб. – отчисления на заработную плату (п. 9.3.);

$И_{\Delta W}$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии;

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_y$  – отчисление на возмещение инвестиций,  $\beta = 7\%$  от капитальных вложений;

– отчисления на амортизацию:

$$I_A = \alpha \cdot K = 5\% \cdot 491354,2 = 24567,71 \text{ тыс. руб.}$$

– затраты на возмещение потерь:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot \text{Ц};$$

где Ц – тариф на электроэнергию, 1,7 руб/кВт·ч;

$\Delta W$  – расчетные потери электроэнергии;

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau;$$

где  $\Delta P$  – потери в трансформаторах на подстанции;

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X;$$

где  $R_T = 0,16 \text{ Ом}$  – сопротивление АТДЦТН-250000/220/110 [10]

$\Delta P_X = 85 \text{ кВт}$  – потери холостого хода трансформатора.

$$\Delta P = \frac{83^2 + 84,1^2}{230^2} \cdot \frac{0,16}{2} + 2 \cdot 0,85 = 1,911 \text{ МВт.}$$

$$I_{\Delta W} = 1,911 \cdot 4952 \cdot 1,7 = 16087,56 \text{ тыс. руб.}$$

– отчисление на возмещение инвестиций:

$$I_y = \beta \cdot K = 7\% \cdot 491354,2 = 3454,79 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии без учета потерь:

$$C_{\text{БП}} = \frac{24567,71 + 43806,75 + 2482,022 + 3454,79}{381136} = 0,19 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}};$$

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Себестоимость передачи электроэнергии с учетом потерь:

$$C = \frac{24567,71 + 43806,75 + 2482,022 + 16087,56 + 3454,79}{381136} = 0,24 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Построим график зависимости себестоимости электроэнергии от передаваемой мощности (рис. 9.1).

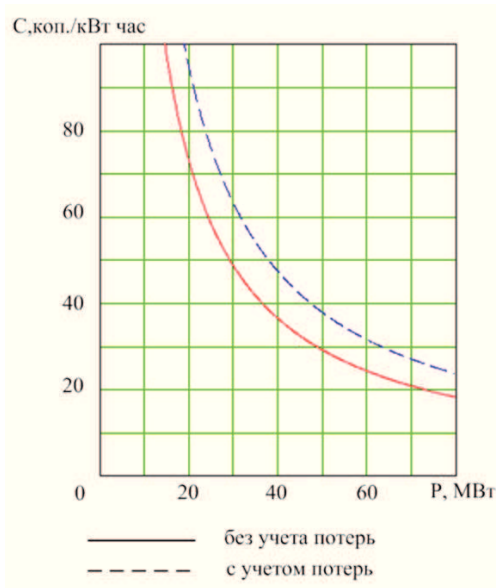


Рисунок 9.1 – График зависимости себестоимости электроэнергии от передаваемой мощности

Из графика видно, что при снижении передаваемой мощности к потребителям сети наблюдается рост себестоимости вырабатываемой в сети электроэнергии, а при увеличении передаваемой мощности происходит снижение себестоимости. Такая зависимость связана с тем, что увеличение потерь энергии в сети при увеличении передаваемой мощности в малой степени влияют на себестоимость. Т.е. наиболее выгодным режимом для предприятия, продающего электроэнергию, является режим максимальных нагрузок.

#### 9.5. Определение общего срока окупаемости

Окупаемость капиталовложений (инвестиций) на реконструкцию подстанции или, с финансовой точки зрения, возвратность вложенных средств, происходит за счет прибыли как конечного результата производственной деятельности.



Прибыль «брутто»  $P_B$  не учитывает налоги и обязательные платежи:

$$P_B = P \cdot \tau \cdot (Ц - С),$$

$$P_B = 83 \cdot 4592 \cdot (1,7 - 0,24) = 556458,56 \text{ тыс. руб.}$$

Чистая прибыль или прибыль «нетто»  $P_H$  равна:

$$P_H = P_B - H,$$

где  $H$  – величина налогов, принимаем 20% от общей прибыли.

$$P_H = 556458,56 - 0,2 \cdot 556458,56 = 445166,85 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости  $T_{OK}$  характеризует период времени, в течение которого единовременные капитальные затраты окупаются за счет снижения себестоимости продукции и, поступая в бюджет, возмещают сумму дополнительных капиталовложений. Рассчитаем такие показатели экономической эффективности проекта как чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности (ИД). Принимаем ставку дисконтирования равную 15%.

Таблица 9.5 – Сводные плановые показатели

Период	0	1	2
Инвестиции	-491354,2	-	-
Чистая прибыль, тыс.руб.	-	445166,85	445166,85
Амортизация, тыс.руб.	-	24567,71	24567,71
CF, тыс.руб.	-	469734,56	469734,56
К дисконтирования	-	1,15	1,32
CF дисконтированный, тыс. руб.	-491354,2	408465	355859
CF дисконтированный нарастающим итогом, тыс. руб.	-491354,2	-82889,2	272969,8

Чистый дисконтированный доход вычислили по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{T_{\text{ПР}}=2}^{t=1} \frac{\Pi_{\text{Н}} + \text{И}_{\text{А}}}{(1 + 0,15)^t} - \text{К};$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \sum_{T_{\text{ПР}}=2}^{t=1} \left( \frac{445166,85 + 24567,71}{(1 + 0,15)^1} + \frac{445166,85 + 24567,71}{(1 + 0,15)^2} \right) - 491354,2 = \\ &= 272297,44 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ОК}} = 2 + \frac{272969,8}{355859} = 2,76 \sim 2 \text{ года } 9 \text{ месяцев}$$

Индекс доходности:

$$\begin{aligned} \text{ИД} &= \frac{\sum_{T_{\text{ПР}}=2}^{t=1} \frac{\Pi_{\text{Н}} + \text{И}_{\text{А}}}{(1 + 0,15)^t}}{\text{К}}; \\ \text{ИД} &= \frac{\sum_{T_{\text{ПР}}=2}^{t=1} \left( \frac{445166,85 + 24567,71}{(1 + 0,15)^1} + \frac{445166,85 + 24567,71}{(1 + 0,15)^2} \right)}{491354,2} = 1,55. \end{aligned}$$

Произведенные вычисления сведем в таблицу 9.6.

Таблица 9.6 – Сводные технико-экономические и плановые показатели

Наименование показателя	Размерность	Значение
Капитальные затраты	тыс.руб.	491354,2
Затраты на эксплуатационные работы и текущий ремонт	тыс.руб.	43806,75
Годовой фонд заработной платы	тыс.руб.	2482,022
Срок окупаемости	лет	2,76
Себестоимость передачи энергии без учета потерь	$\frac{\text{коп}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	19
Себестоимость передачи энергии с учетом потерь	$\frac{\text{коп}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	24
ЧДД	тыс.руб.	272297,44
ИД	отн.ед.	1,55

Проанализировав полученный результат, делаем вывод, что спроектированная система электроснабжения обладает большой экономической эффективностью.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 10. УСТАНОВКА СТАТИЧЕСКОГО ТИРИСТОРНОГО КОМПЕНСАТОРА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

### 10.1. Принцип действия статического тиристорного компенсатора

СТК является регулируемым источником реактивной мощности, подключенным непосредственно на шины потребителя. Реактивная мощность СТК вырабатывается конденсаторами фильтров высших гармоник и равна максимальной реактивной мощности, необходимой для потребителя. Регулирование реактивной мощности производится при помощи статического тиристорного компенсатора, который управляет током реакторов, компенсируя избыточную реактивную мощность конденсаторов фильтров высших гармоник. Система управления и защиты СТК обеспечивает быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра, выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов и может быть модифицирована под конкретные требования Заказчика. Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс для нагрузок типа ДСП и 25-100 мс для общепромышленных нагрузок и сетевых подстанций. СТК имеет уровень автоматизации, обеспечивающий его работу без постоянного присутствия персонала. Номинальная мощность и схема СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров системы электроснабжения, вида и мощности компенсируемой нагрузки.

#### Основные компоненты СТК:

Тиристорноуправляемый реактор (ТУР), состоит из 3-х фазного тиристорного преобразователя и 3-х реакторов. Силовая часть тиристорного преобразователя образована одним или несколькими модулями: обеспечивающими регулирование тока реактора путем изменением угла закрытия тиристорных.

Конденсаторные батареи: являются источником реактивной мощности.

СТК Реакторы: ограничивают бросковые токи совместно с конденсаторной батареей. Создают резонансные цепи, подавляющие высшие гармоники.

Шкаф управления и защиты: обеспечивает управление ТУР и коммуникацию с вышестоящей системой, защиту фильтров, управление воздушной системой охлаждения тиристорных вентиляторов.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Установка СТК на шинах дуговой печи позволяет мгновенно компенсировать постоянно изменяющееся потребление реактивной мощности печью, что в свою очередь позволяет избежать снижений и колебаний напряжения. Повышается среднее значение мощности, поступающей в дуговую печь и не нарушается обычный режим работы рядом расположенного электрооборудования.

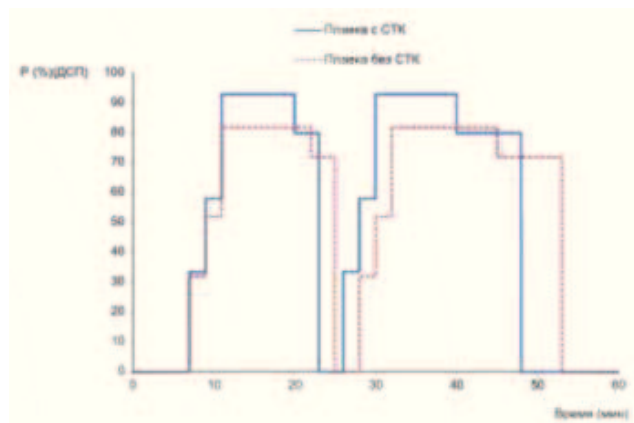


Рисунок 10.1 – Время плавки до и после установки СТК

## 10.2. Выбор статического тиристорного компенсатора

Для повышения качества электроэнергии в сети установим СТК в узле ГПП 9

Параметры нагрузки:

$$P_{p.нагр.} = 77 \text{ МВт} ; \cos \phi_{p.нагр.} = 0,72$$

Заданный диапазон значений коэффициента реактивной мощности:

$$\text{tg} \phi_1 = 0,72, \text{tg} \phi_2 = 0,2$$

$$S_{нн} = \sqrt{P_{p.нагр.}^2 + (P_{p.нагр.} \cdot \text{tg} \phi_{p.нагр.} - Q_{кур.})^2} = \sqrt{77^2 + (77 \cdot 0,96 - 50)^2} = 80,62 \text{ МВТ}$$

Следует заметить, что расчет по данной формуле носит приближённый характер, так как на этом этапе нельзя определить значение  $Q_{нн}$  из-за того, что неизвестно расчетное значение реактивной мощности компенсирующего устройства  $Q_{ку.р.}$ . В этом случае можно:

- принять  $Q_{ку.р.} = 0$  и выполнить расчет без компенсирующего устройства;

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист 99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- принять  $Q_{КУ.р} = Q_{р.нагр.}$  и выполнить расчет при полной компенсации реактивной мощности на шинах НН

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе зависят от передаваемой мощности и рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_k \left( \frac{S_{нн}}{S_T} \right) = 0,115 + 0,36 \left( \frac{80,62}{100} \right) = 0,405 \text{ МВТ}$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx}}{100} S_T + \sqrt{U_k^2 - \left( \frac{100 \Delta P_k}{S_T} \right)^2} \frac{S_{нн}^2}{100 S_T} = \frac{0,7}{100} \cdot 100 + \sqrt{13,5^2 - \left( \frac{100 \cdot 0,36}{100} \right)^2} \frac{80,64^2}{100 \cdot 100} = 14,19 \text{ МВАр}$$

Необходимое и достаточное условие для выбора СТК выглядит следующим образом [22]:

$$tg\phi_{\min} \leq tg\phi_{\max} \leq tg\phi_{\max}$$

$$tg\phi_{\min} \leq \frac{P_{р.нагр.} \cdot tg\phi_{р.нагр.} - Q_{кур} + \Delta Q_T}{P_{р.нагр.} + \Delta P_T} \leq tg\phi_{\max}$$

Рассмотрим отдельно левую и правую части выражения.

Очевидно, что  $tg\phi_{\max}$  будет при наименьшем расчетном значении реактивной мощности компенсирующего устройства  $Q_{КУ.р.\min}$ . Заменяем в  $Q_{КУ.р}$  на  $Q_{КУ.р.\min}$  и подставим знак равенства между правой и средней частью выражения:

$$\frac{P_{р.нагр.} \cdot tg\phi_{р.нагр.} - Q_{кур\min} + \Delta Q_T}{P_{р.нагр.} + \Delta P_T} = tg\phi_{\max}$$

Выражение для расчета минимально допустимой мощности компенсирующего устройства [22]:

$$Q_{кур\min} = P_{р.нагр.} \cdot (tg\phi_{р.нагр.} - tg\phi_{\max}) - \Delta P_T \cdot tg\phi_{\max} + \Delta Q_T = 77 \cdot (0,96 - 0,72) - 0,433 \cdot 0,967 + 14,19 = 33,1 \text{ МВАр}$$

Выражение для расчета максимально допустимой мощности КУ [22]:

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

$$Q_{кур\max} = P_{р.нагр.} \cdot (\operatorname{tg}\phi_{р.нагр.} - \operatorname{tg}\phi_{\min}) - \Delta P_T \cdot \operatorname{tg}\phi_{\min} + \Delta Q_T = 77 \cdot (0,96 - 0,2) - 0,405 \cdot 0 + 14,19 = 69,63 \text{ МВАр}$$

Номинальная мощность установки компенсации реактивной мощности выбирается из условия:

$$Q_{кур\min} \leq Q_{куном} \leq Q_{кур\max}$$

Устанавливаем три СТК на шинах 35 кВ СВК 3.

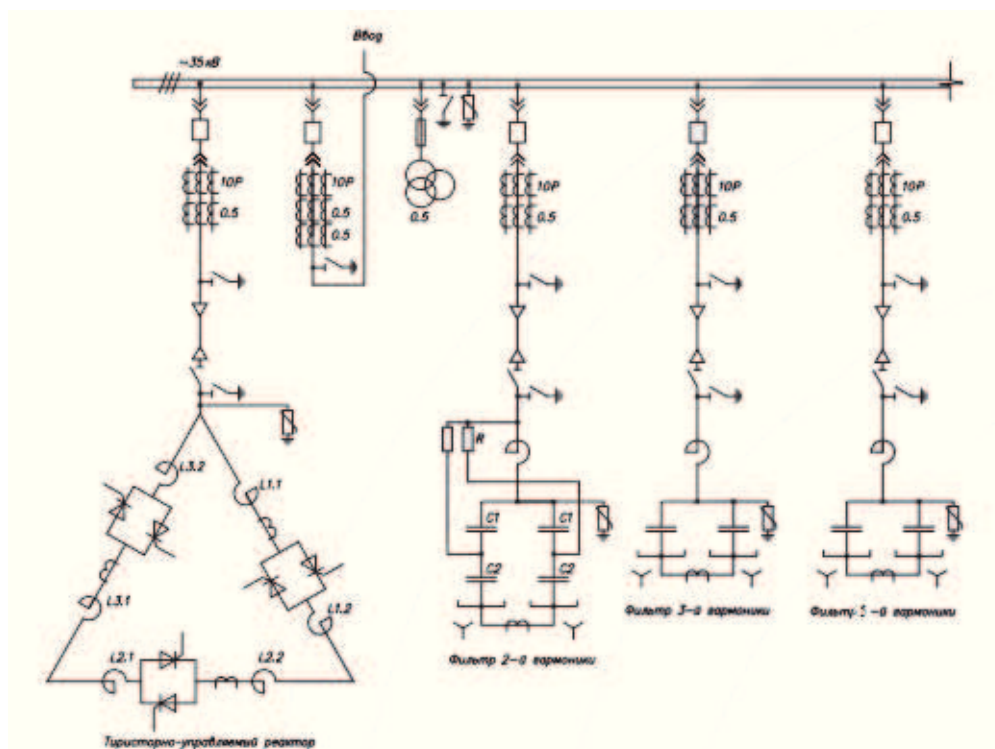


Рисунок 10.2 - Электрическая схема СТК для ДСП

### 10.3. Показатели сети после установки тиристорного компенсатора

За счет установки СТК колебания напряжения в сети уменьшились. Рассмотрим влияние колебаний в сети на АД до установки СТК.

Асинхронные двигатели являются наиболее распространенными электроприемниками. При постоянной частоте вращения (или скольжении) вращающий момент двигателя пропорционален квадрату напряжения. Если момент сопротивления на валу не изменяется, то при снижении напряжения несколько уменьшается частота вращения и возрастает сила тока, потребляемого

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.302.ВКР				

двигателем из сети. Если двигатель работает с недогрузкой, то снижение напряжения в целом благоприятно, так как снижается магнитный поток и, соответственно, реактивная мощность, потребляемая из сети. При номинальном моменте на валу снижение напряжения ведет к перегрузке двигателя, при значительном снижении напряжения возможно остановка двигателя, если момент сопротивления рабочей машины превысит максимальный момент двигателя.

$$M_{\max} = C_M \cdot U_1^2 \cdot \frac{1}{2x_{2k}},$$

Рассмотрим изменение напряжения в узле ГПП 5 при работе ДСП 100 (ГПП 9). Наибольшую нагрузку берем в период расплавления шихты при работе печей ДСП 100.

Таблица 22 – изменение момента АД при работе ДСП 100

Нагрузка (ГПП9 )	Напряжение (ГПП 5)	Момент АД (ГПП 5)
85+85j	110,03 (100%)	100%
90+90j	108,98 (98,96%)	98,91%
95+95j	108,02 (98,2%)	96,76%
100+100j	107,27 (97,51%)	93,8%
105+105j	106,45 (96,77%)	89,58%
110+110j	105,81 (96,19%)	85,48%

После установки СТК при работе ДСП момент АД не будет меньше 100%, т.е установка СТК улучшает работу АД.

После установки СТК было уменьшено значение коэффициента реактивной мощности в узле ГПП 9.

Значение коэффициента реактивной мощности в часы больших суточных нагрузок электрической сети ( $\text{tg } \varphi$ ) установлены в зависимости от номинального напряжения сети, к которой подключен потребитель:

Таблица 23 Значение коэффициента реактивной мощности.

Напряжение сети, кВ	110	35	6-20	0,4
$\text{tg } \varphi$	0,5	0,4	0,4	0,35



До установки СТК коэффициент реактивной мощности в узле ГПП 9 составлял 0,96, что превышает нормально допустимое значение. После установки СТК коэффициент реактивной мощности составляет 0,31, что не превышает нормально допустимое значение, т.е. установка СТК привела уменьшению коэффициента реактивной мощности до допустимого значения.

Также в узле ГПП 9 были установлены фильтры, которые приводят к улучшению качества электроэнергии, а в частности:

- увеличение эффективности процессов генерации, передачи, использования электроэнергии;
- уменьшение старение изоляции электрооборудования и увеличение вследствие этого срока его службы;
- отсутствие ложной работы оборудования.
- стабильный коэффициент мощности вместо варьирующихся нагрузок, что приводит к уменьшению колебания в сети до допустимых значений.

Стабилизация напряжения на шинах нагрузки, что приводит к сокращению времени плавки металла.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. □ Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. □ 61 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
5. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд. /Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
7. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору.
8. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
10. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. – Изд. 2, перераб. и доп. М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2009.
11. <http://forca.ru/>
12. <http://zavod-nva.com/>
13. Рекомендации по технологическому проектированию подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СО 153-34.35.120-2006. Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.06 № 187, приказом ОАО «Институт «Энергосетьпроект» от 03.07.06 № 18эсп. – М.: Изд-во стандартов, 2006.

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

14. Приказ № 57 РАО «ЕЭС России» от 11.02. 2008.
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
16. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
17. Измерительные трансформаторы тока с литой изоляцией. Каталог продукции ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».
18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчеты.– М.:Энергоатомиздат, 1985, – 96 с., ил;
19. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.031.РЭ. Том1. Редакция от 24.11.2006 г.
20. СТО56947007-29.120.70.99-2011
21. Письмо №13606-ХМ/09 от 4 апреля 2018 г. прил. 4
22. <http://khomovelectro.ru>

					13.04.02.2018.302.ВКР	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		