

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования**  
**«Южно-Уральский государственный университет»**  
**(национальный исследовательский университет)**  
**Политехнический институт**  
**Факультет заочный**  
**Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»**

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент, руководитель проектами

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Проект релейной защиты отпаечной подстанции 220/35 кВ**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)**

**ЮУрГУ – 13.04.02. 2018.125-365 ВКР**

(код направления/специальности, год, номер студенческого)

**Руководитель, доцент, к.т.н., доцент**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Автор студент группы ЗФ-382М**

\_\_\_\_\_/ Я.А. Петренко /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Нормоконтролер, доцент, к.т.н., доцент**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Челябинск 2018**

## АННОТАЦИЯ

Петренко Я.А. Реконструкция  
отпаечной подстанции 220/35 кВ  
металлургического завода. –  
Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-382М; 2018,  
137с., 35 ил., библиографический  
список – 28 наим., 6 листов чертежей  
ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен проект по реконструкции отпаечной подстанции 220/35 кВ. Произведен анализ элементов и оборудования подстанции. Исходя из которого, был произведен выбор главной электрической схемы высшего напряжения, силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений. Также была разработана схема питания собственных нужд и выбраны трансформаторы собственных нужд. Произведен анализ нагрузки и выбор компенсирующих устройств.

Для защиты и автоматики присоединений подстанции произведен выбор фирмы производителя. Выбраны типы и терминалы защит трансформатора, линий, выключателей и шин. Изучены функциональные возможности выбранных терминалов, выполнен расчет и выбор уставок устройств релейной защиты силового трансформатора и ячеек КРУ.

Рассмотрены особенности компенсации реактивной мощности в сетях со специфическими нагрузками, а также произведен выбор компенсирующих устройств.

Для автоматизированной системы управления технологическим процессом на подстанции выбран программно-технический комплекс на базе цифровых устройств релейной защиты и телемеханики.

					<b>13.04.02.2017.229.00 ПЗ</b>		
Изм.		№ докум.					
Разраб.	Петренко Я.А.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Горшков К.Е.					4	136
Реценз.					ЮУрГУ		
Н.контр.	Горшков К.Е.				Кафедра ЭССиСЭ		
Утв.	Кирпичникова						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ.....	10
1.1 Место ГПП-9 в схеме электроснабжения ПАО «КУМЗ».....	10
1.2 Анализ элементов подстанции и технические решения по замене устаревшего оборудования.....	11
2 ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРНЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	13
2.1 Анализ нагрузки.....	14
2.2 Реактивная составляющая – неотъемлемая часть потребляемой из сети энергии.....	21
2.3 Принципы компенсации реактивной мощности.....	23
3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ.....	26
3.1. Выбор номинальной мощности трансформаторов.....	26
3.2 Выбор схем электрических соединений распределительного устройства.....	29
3.3 Расчет токов нагрузок на присоединениях высокого напряжения в длительном (нормальном) и в утяжеленном (аварийном) режимах.....	31
3.4 Расчет токов короткого замыкания .....	32
3.5 Выбор выключателей и разъединителей 220 и 35кВ.....	35
3.6 Выбор токоведущих частей и изоляторов.....	41
3.6.1 Выбор токоведущих частей 220кВ.....	41
3.6.2 Выбор шин 35 кВ.....	43
3.6.3 Выбор изоляторов для ОРУ 220 кВ.....	44
3.6.4 Выбор изоляторов для КРУ 35 кВ.....	44
3.7 Выбор трансформаторов тока 220 и 35кВ.....	45
3.7.1 Выбор трансформаторов тока на стороне 220кВ подстанции.....	45

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

3.7.2	Выбор трансформаторов тока на стороне 35кВ подстанции .....	50
3.8	Выбор трансформаторов напряжения 220 и 35кВ.....	53
3.8.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне 220кВ.....	54
3.8.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35кВ.....	56
3.9	Выбор высокочастотных заградителей 220 кВ.....	58
3.10	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН).....	60
3.10.1	Ограничители перенапряжения на РУ 220кВ.....	60
3.10.2	Ограничители перенапряжения на РУ 35кВ.....	61
3.11	Собственные нужды подстанции.....	61
4	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	65
4.1	Выбор видов и типоразмера терминалов релейной защиты и автоматики для всех объектов подстанции.....	64
4.2	Выбор фирмы производителя.....	66
4.3	Защиты трансформатора 220/35 кВ.....	72
4.4	Защита ВЛ 220 кВ.....	75
4.5	Вводной выключатель 35кВ.....	80
4.6	Секционный выключатель 35 кВ.....	81
4.7	Шины НН 35 кВ.....	82
5	РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ.....	86
5.1	Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ).....	86
5.1.1	Общий принцип действия ДЗТ.....	86
5.1.2	Основные параметры и характеристики ДЗТ в шкафу ШЭ2607.....	90
5.1.3	Выбор уставок ДЗТ.....	98
5.2	Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) на линиях 35кВ.....	102
5.2.1	Принцип действия МТЗ.....	102
5.2.2	Расчет уставок МТЗ.....	104
5.3	Расчет междуфазной токовой отсечки (МФТО) на линиях 35кВ.....	105
5.3.1	Принцип действия токовой отсечки.....	105
5.3.2	Расчет уставок МФТО.....	107
6	ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.....	108





минимумом погрешности адекватной математической модели задачи рациональной компенсации реактивной мощности.

Необходимая компенсация реактивной мощности приводит к снижению потерь мощности из-за перетоков реактивной мощности, обеспечению надлежащего качества потребляемой электроэнергии за счет регулирования и стабилизации уровня напряжений в электросетях, достижению высоких технико-экономических показателей работы электроустановок.

Целью данной выпускной квалификационной работы является создание проекта реконструкции главной понизительной подстанции (ГПП-9) ПАО «КУМЗ».

Необходимость реконструкции подстанции вызвана перспективой развития новых нагрузок, улучшением качества электроэнергии, а также физически устаревшим парком оборудования, при эксплуатации которого растет день ото дня риск аварий на подстанции.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

## 1.1 Место ГПП-9 в схеме электроснабжения ПАО «КУМЗ»

Главная понизительная подстанция - ГПП-9 - находится на балансе ПАО «Каменск-уральский металлургический комбинат» (далее ПАО «КУМЗ»). Подстанция расположена на территории комбината в г. Каменск-уральском и предназначена для обеспечения электроэнергией цехов и подразделений ПАО «КУМЗ». А именно для электроснабжения печной нагрузки II категории электросталеплавильного цеха № 6 (ЭСЦ - 6) и кислородно – конверторного цеха (ККЦ). ГПП-9 осуществляет питание электродуговой сталеплавильной печи № 19 (ДСП – 19) и агрегата печь – ковш АКОС для ЭСЦ – 6, а также питает агрегат печь – ковш АКОС ККЦ.

Сама подстанция питается отпайками от двухцепной ВЛ 220 кВ Козырево – Конверторная. Отпайки выполнены проводами марки АС-400/51, длина отпаяк составляет  $L = 2,2$  км (рисунок 1).

Реконструируемая подстанция является тупиковой. Имеет два трансформатора «металлургического исполнения» типа ТДЦНМ – 100000кВА, напряжением 220/35 кВ, устойчивые к динамическим нагрузкам ДСП. Кроме того, имеется третий резервный трансформатор такого же типа, который периодически также включается в работу.

По стороне 35 кВ имеется ЗРУ–35 кВ, которое питается по двум вводам от двух трансформаторов. С низкой стороны каждый трансформатор питает по три линии.

Собственные нужды подстанции питаются от двух трансформаторов собственных нужд по 250 кВА каждый, и питание идет с ГПП - 13 по фидерам 10 кВ 13-01 и 13 - 45. Питание осуществляется через вводные автоматы 0,4 кВ I и II секции щита собственных нужд.

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					



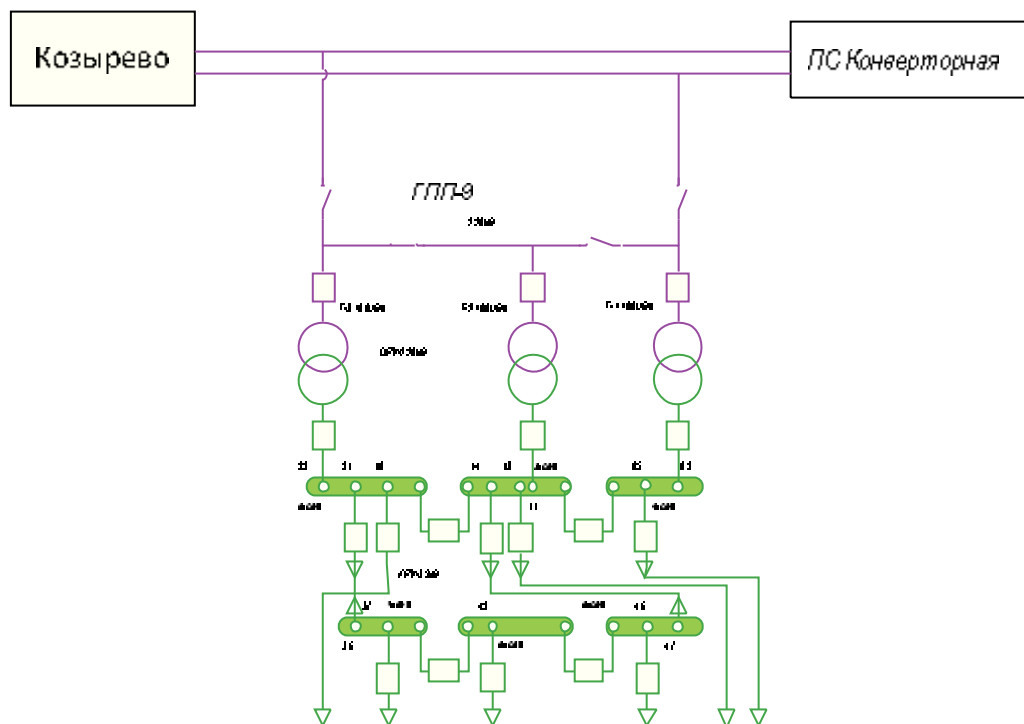


Рисунок 1-Схема питания отпаечной подстанции ГПП-9

## 1.2 Анализ элементов подстанции и технические решения по замене устаревшего оборудования

РУ высшего напряжения 220 кВ выполнено в открытом виде (ОРУ), а РУ низшего напряжения 35 кВ – в комплектных ячейках (КРУ) в закрытом здании ЗРУ.

Схема соединения ОРУ-220 кВ является стандартной, то есть соответствует НТП [1]. Типовая схема «4Н» (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии дополнена резервным трансформатором Т2, который включается в работу при отсутствии одного из основных трансформаторов Т1 или Т3 (рисунок 1).

Коммутационные аппараты на ОРУ-220 кВ: выключатели и разъединители. Выключатели масляные типа ВМТ-220 в ходе реконструкции заменить на элегазовые. Разъединители установить горизонтально-поворотного типа с электроприводом.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



## 2 ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРНЫХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Главная понизительная подстанция № 9 (ГПП - 9) предназначена для электроснабжения печной нагрузки II категории электросталеплавильного цеха № 6 (ЭСЦ - 6) и кислородно – конверторного цеха (ККЦ):

- Электродуговая сталеплавильная печь № 19 ЭСЦ - 6 (ДСП – 19);
- Агрегаты ковш-печь АКП-1 и АКП-2 ЭСЦ – 6 (рис. 2.1);
- АКП-1, АКП-2 и АКП-3 ККЦ.

Таким образом, реконструируемая подстанция имеет шесть крупных потребителей.

Следует отметить, что ДСП является крупным и весьма неприятным для энергосистемы потребителем. Она, как правило, работает с низким коэффициентом мощности  $\cos\varphi=0,8...0,7$ ; дуга генерирует высокочастотные колебания, нежелательные для других потребителей; мощность, потребляемая из сети, меняется в течение плавки в широких пределах; электрический режим печи, особенно в начальный период, беспокоен, с частыми короткими замыканиями и обрывами дуги.

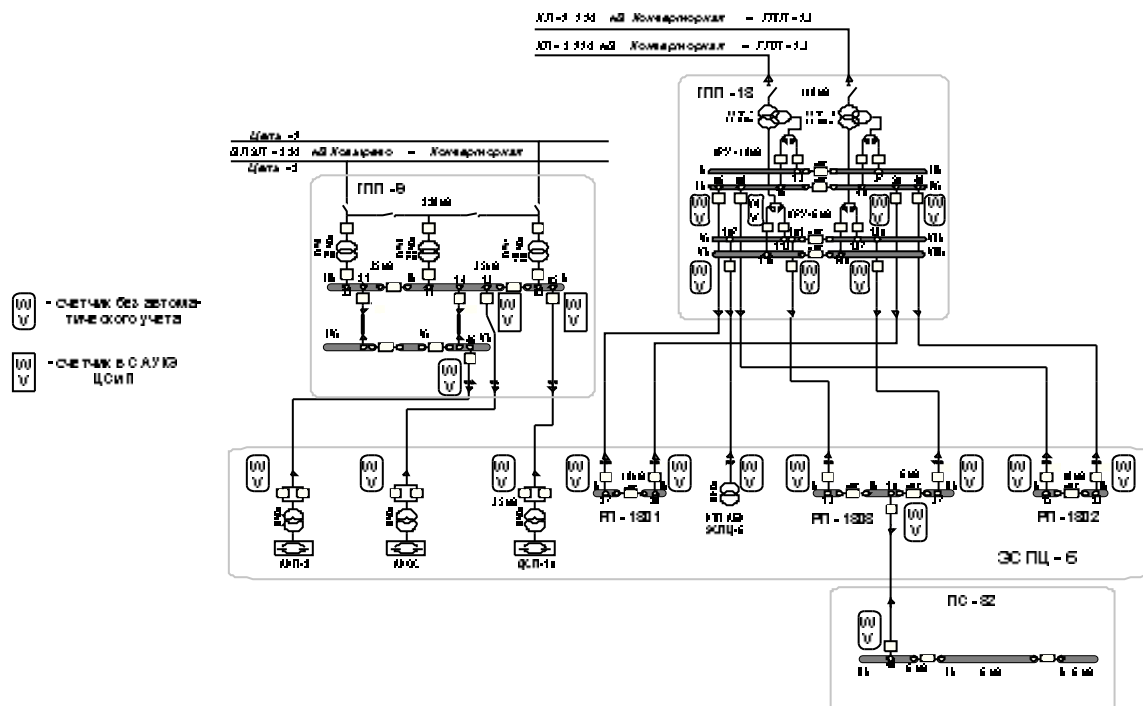


Рисунок 2.1 – Схема питания ЭСЦ-6

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ





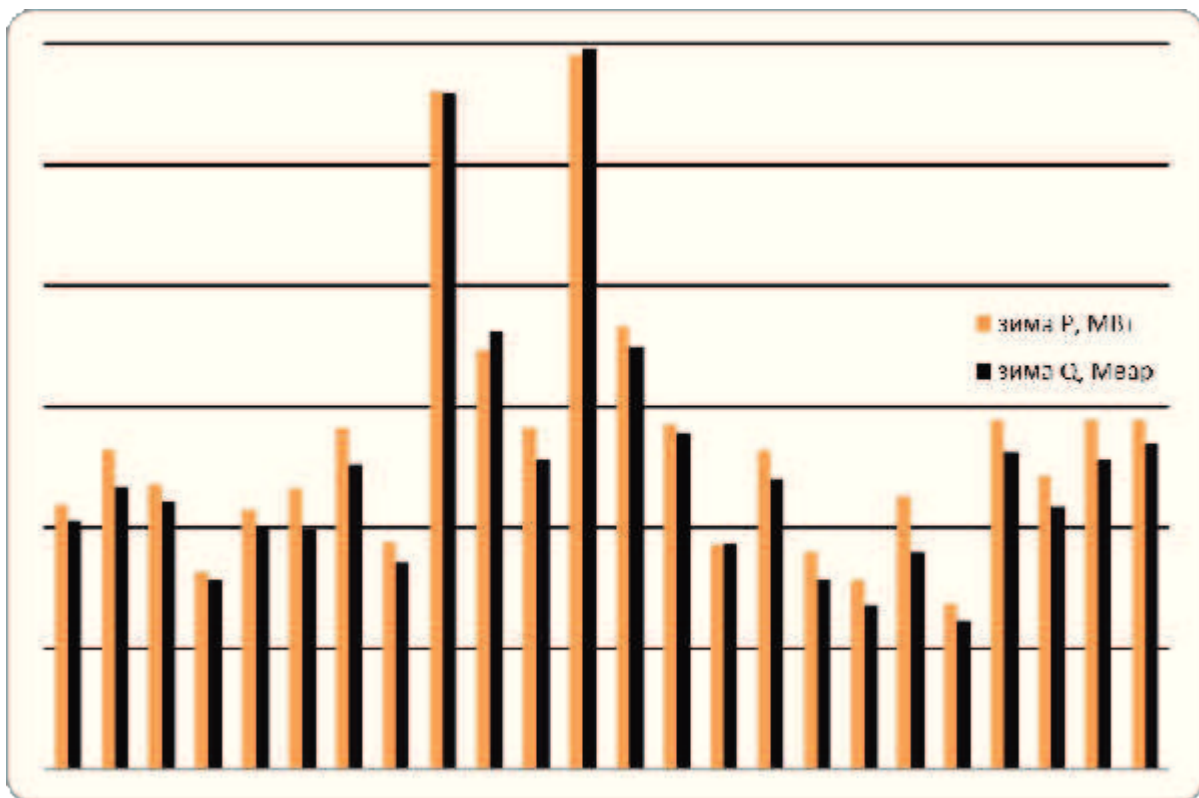


Рисунок 2.2– Активная и реактивная мощности в зимний день

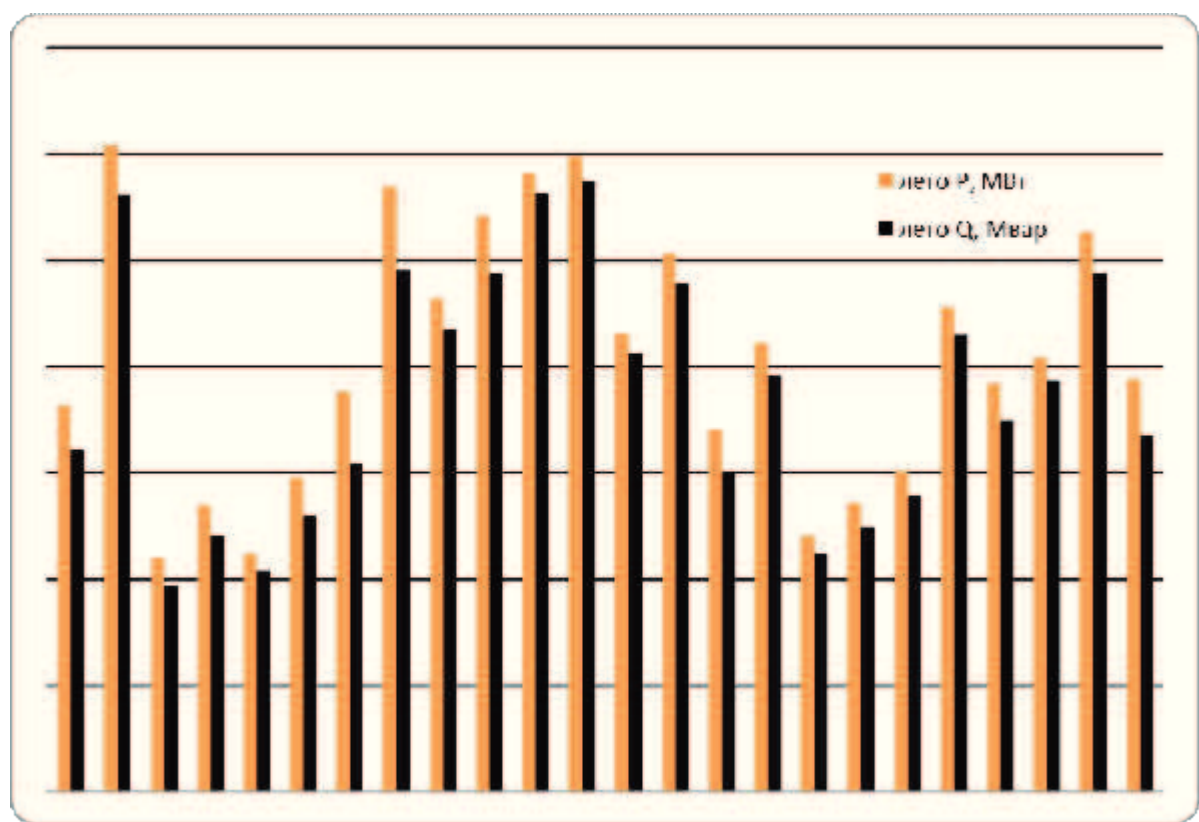


Рисунок 2.3– Активная и реактивная мощности в летний день

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

16

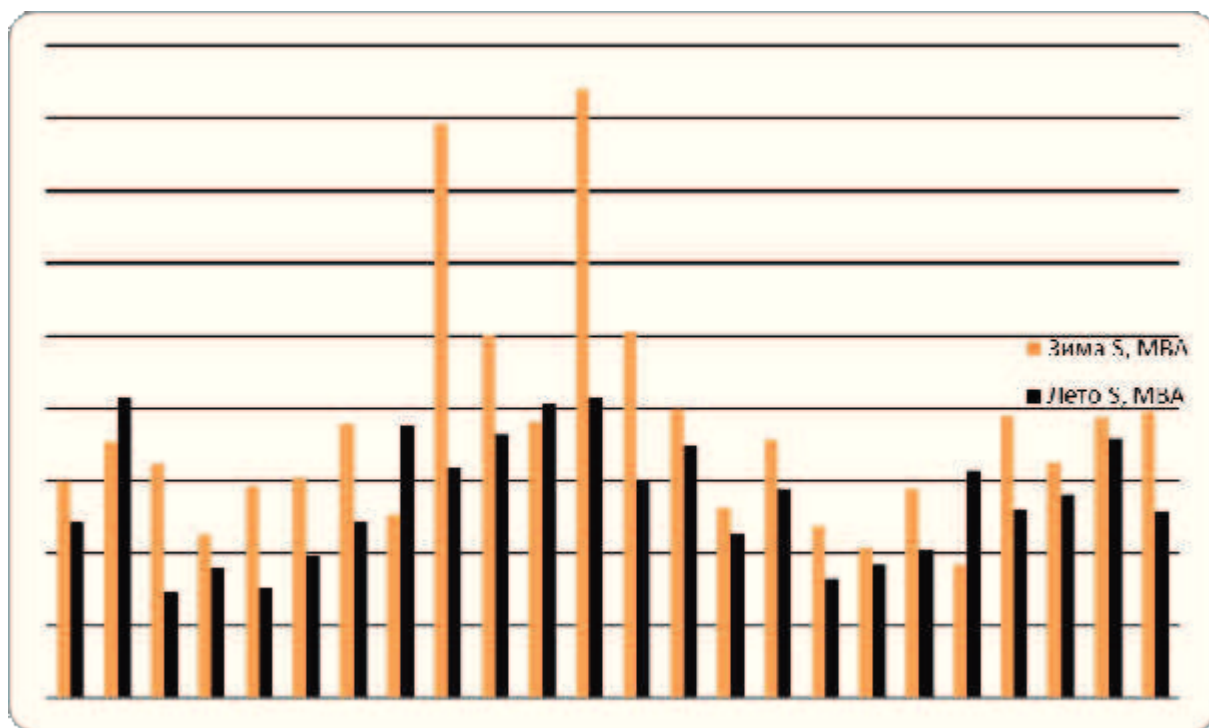


Рисунок 2.4– Полная мощность в летний и зимний день

При выборе трансформаторов будем учитывать увеличение мощностей нагрузок подстанции на 10%. Поэтому исходными для дальнейшего проектирования будут нагрузки, полученные с учетом поправочного коэффициента развития  $K_{персп}=1,1$  учтенные в таблице 2.2, причем расчетные мощности приняты для зимнего периода, как наиболее загруженного времени.

Таблица 2.2 – Суточные нагрузки с учетом перспективного развития

Время, часы	$S_{зимн.период}, \text{MBA}$	$S_{персп} = K_{персп} \cdot S_{зимн.период}, \text{MBA}$
1	2	3
01ч.00мин.	75,15	82,5
02ч.00мин.	88,275	97
03ч.00мин.	80,75	88,75
04ч.00мин.	56,55	62,25
05ч.00мин.	73,3	80,75
06ч.00мин.	76,275	84
07ч.00мин.	94,75	104,25





Коэффициент мощности представляет собой безразмерную физическую величину, которая характеризует потребителя переменного электрического тока с точки зрения наличия в нагрузке реактивной составляющей. Активная и реактивная мощности изменяются не только в течение длительного промежутка времени (суток, месяца), но и в течение одной производственной смены. Поэтому коэффициент мощности также носит переменный характер. В таблице 2.3 приведены суточные изменения коэффициента мощности. Из таблицы видно, что диапазон изменения  $\cos \varphi$  от 0,69 до 0,78.

Таблица 2.3 – Расчетный коэффициент мощности

Время, часы	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$S$ , МВА	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5
01ч.00мин.	54,825	51,4	75,15	0,73
02ч.00мин.	66,125	58,475	88,275	0,75
03ч.00мин.	58,9	55,25	80,75	0,73
04ч.00мин.	40,9	39,05	56,55	0,72
05ч.00мин.	53,725	49,875	73,3	0,73
06ч.00мин.	58,1	49,425	76,275	0,76
07ч.00мин.	70,7	63,075	94,75	0,75
08ч.00мин.	47,05	42,675	63,525	0,74
09ч.00мин.	140,225	139,85	198,05	0,7
10ч.00мин.	86,7	90,7	125,475	0,69
11ч.00мин.	70,825	64,25	95,625	0,74
12ч.00мин.	147,7	149,175	209,925	0,7
13ч.00мин.	91,675	87,4	126,65	0,72
14ч.00мин.	71,35	69,625	99,7	0,72
15ч.00мин.	46,35	46,575	65,7	0,71
16ч.00мин.	66,025	60,075	89,275	0,74
17ч.00мин.	45,125	39,05	59,675	0,76



## 2.2 Реактивная составляющая – неотъемлемая часть потребляемой из сети энергии

В реальных условиях электроснабжения большая часть промышленных устройств потребляет реактивную мощность.

Состав потребителей реактивной мощности показывает, что основную часть реактивной мощности потребляют четыре вида устройств: асинхронные двигатели – 40 %, электропечные установки – 8 %; вентильные преобразователи – 10 %, трансформаторы всех ступеней трансформации (потери в них) – 35 %, линии электропередачи (потери в них) – 7 % [3].

Потери реактивной мощности в линиях электропередач зависят от длины линии и протекающего по ней тока. Кроме того, наряду с потреблением реактивной мощности линия, обладая емкостной проводимостью и соответствующей ей зарядной мощностью, является источником реактивной мощности. Емкостная проводимость ВЛ учитывается при напряжениях 110 кВ и выше. Зарядная мощность линии  $Q_C$  зависит от номинального напряжения и ее длины. Например, генерация реактивной мощности в линии длиной 100 км составляет: при напряжении 110 кВ — 3,5 Мвар, 220 кВ — 14 Мвар, 500 кВ — 90 Мвар. Для средних длин линий, характерных для каждого номинального напряжения, зарядная мощность составляет от 6 до 30 % натуральной мощности линии, повышаясь с увеличением напряжения ВЛ [3].

С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребляется приемниками и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Из 100 % реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22 % теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в автотрансформаторах повышения напряжения на подстанциях 110–750 кВ энергосистемы, 6,5 % теряется в линиях районных сетей системы, 13,5 % составляют потери в понижающих трансформаторах и

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

лишь 58 % из всей выработанной реактивной мощности приходится на шины 6–35 кВ потребителей [3].

Активную мощность электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. Полная мощность, вырабатываемая генератором, включает активную и реактивную составляющие.

Синхронные генераторы на электростанциях вместе с другими источниками реактивной мощности обеспечивают и регулируют баланс реактивной мощности в современных электрических сетях. В номинальном режиме генератор вырабатывает номинальные значения активной и реактивной мощностей при  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ .

Однако концентрация производства реактивной мощности только генераторами электростанций во многих случаях экономически нецелесообразна по следующим причинам:

1. При передаче значительной реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением  $R$  потери активной мощности составят [4]:

$$P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = P_a + P_p. \quad (2.2)$$

Таким образом, дополнительные потери активной мощности  $P_p$ , вызванные протеканием реактивной мощности  $Q$ , пропорциональны ее квадрату.

2. Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения. При передаче мощностей  $P$  и  $Q$  через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением  $R$  и реактивным  $X$  потери напряжения составят [4]:

$$U = \frac{PR + QR}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QR}{U} = U_a + U_p, \quad (2.3)$$

где  $U_a$  - потери напряжения, обусловленные активной мощностью;

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$U_p$  - потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемника от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электросети. Это требует увеличения мощности, следовательно, и стоимости средств регулирования напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т.п.

Поскольку реактивная составляющая неизбежна при работе многих промышленных устройств, она не может быть исключена полностью. Однако целесообразно применять средства, предназначенные для уменьшения ее потребления из питающей сети.

В связи с тем, что большая часть промышленных устройств является потребителями реактивной энергии, потребность в реактивной мощности обычно превышает возможности покрытия ее рациональным способом генераторами электростанций. Поэтому возникает необходимость в анализе возможности установки дополнительных устройств, поставляющих в энергетическую систему реактивную мощность. Устройствами такого типа, называемыми компенсаторами, могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы и двигатели, а также статические источники реактивной мощности. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ЛЭП с напряжением выше 110 кВ, 20% вырабатывают компенсирующие устройства, расположенные на подстанциях или непосредственно у потребителя [5]. Совместная работа компенсирующих устройств с сетью ведет к уменьшению потребления из нее реактивной составляющей тока.

Приведенные соображения вынуждают, насколько это технически и экономически целесообразно, приближать источники покрытия реактивной

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

мощности к местам ее потребления и уменьшать получение реактивной мощности из энергосистемы. Это в значительной степени разгружает питающие линии электропередачи и трансформаторы от реактивной мощности.

### 2.3 Принципы компенсации реактивной мощности

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку или потребление с помощью компенсирующих устройств. Принцип компенсации реактивной мощности заключается в следующем. Ток, проходящий через конденсатор, опережает приложенное к нему напряжение на  $90^\circ$ , в то время как ток, проходящий через катушку индуктивности, отстает от приложенного напряжения на  $90^\circ$ . Таким образом, емкостный ток противоположен индуктивному току и реактивная мощность, идущая на создание электрического поля, противоположна по направлению реактивной мощности, идущей на создание магнитного поля. Поэтому емкостный ток и емкостная мощность считаются условно отрицательными по отношению к току намагничивания и мощности намагничивания, условно принятыми положительными.

Таким образом, численно равные реактивные мощности емкости и намагничивания взаимно "уничтожаются" ( $Q_C - Q_L = 0$ ) и сеть разгружается от протекания реактивной составляющей тока нагрузки.

Принцип компенсации при помощи емкостного тока поясняет векторная диаграмма на рисунке 2.5.

Емкость конденсатора  $C$ , подключенного параллельно нагрузке, содержащей активное  $R$  и индуктивное  $L$  сопротивления, подбирают такой, чтобы ток  $I_C$ , проходящий через конденсатор, был по возможности близок по абсолютной величине к намагничивающему току  $I_L$ , потребляемому индуктивностью  $L$ . Из векторной диаграммы видно, что подключение конденсатора  $C$  дало возможность уменьшить угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки с величины  $I_1$  до величины  $I_2$  и соответственно повысить коэффициент мощности нагрузки. Увеличивая емкость, можно полностью скомпенсировать реактивную мощность нагрузки, когда  $I = 0$ .

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.125-365 ПЗ



### 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

#### 3.1. Выбор номинальной мощности трансформаторов

Основным фактором, определяющим требуемую номинальную мощность трансформатора согласно [6], является допустимая относительная аварийная нагрузка. По ГОСТ 14209-97 она определяется по соображениям допустимого дополнительного теплового износа изоляции трансформатора за время аварийного режима с учетом температуры охлаждающей среды, типа трансформатора и формы суточного графика нагрузки в аварийных условиях. В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов: 1) по заданному суточному графику нагрузки цеха за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов; 2) по расчетной мощности для тех же режимов. Зная суточный график нагрузки подстанции, произведем выбор номинальной мощности трансформаторов по первому методу. При этом согласно ГОСТ 14209-97, по [6] (глава третья), [7] (глава четвертая) или [8] (раздел первый), исходный график нагрузки (рисунок 3.1а) преобразуем в эквивалентный двухступенчатый (рисунок 3.1б), ступеням которого соответствуют эквивалентная начальная нагрузка  $S_1$  и перегрузка  $S_2$  с продолжительностью соответственно  $t_1$  и  $h$ .

Так как мощность трансформатора неизвестна, то для преобразования графика используем приближенный подход. Определим среднеквадратичную нагрузку по графику с учетом перспективного развития (табл. 2.2):

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\Delta t}{n} \sum_{i=1}^k S_i^2} = \sqrt{\frac{1}{24} 117747,1} = 110,75 \text{ МВА}, \quad (3.1)$$

где  $\Delta t$ - интервал времени усреднения нагрузки;

$n$  - число этих интервалов за период  $T = 24$  ч;

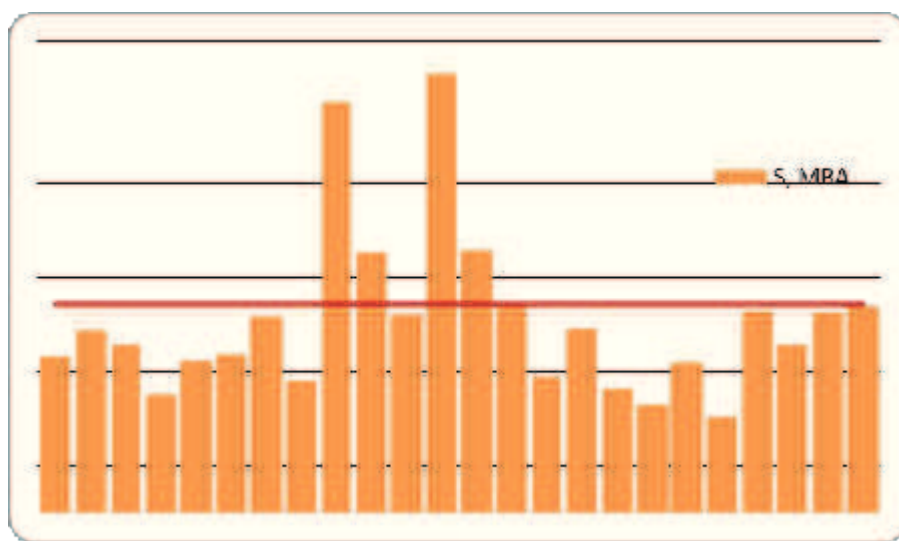
$t_i$ - продолжительность нагрузки  $S$ , ч.

Выделим пиковую часть графика. Определим коэффициент начальной нагрузки по формуле:

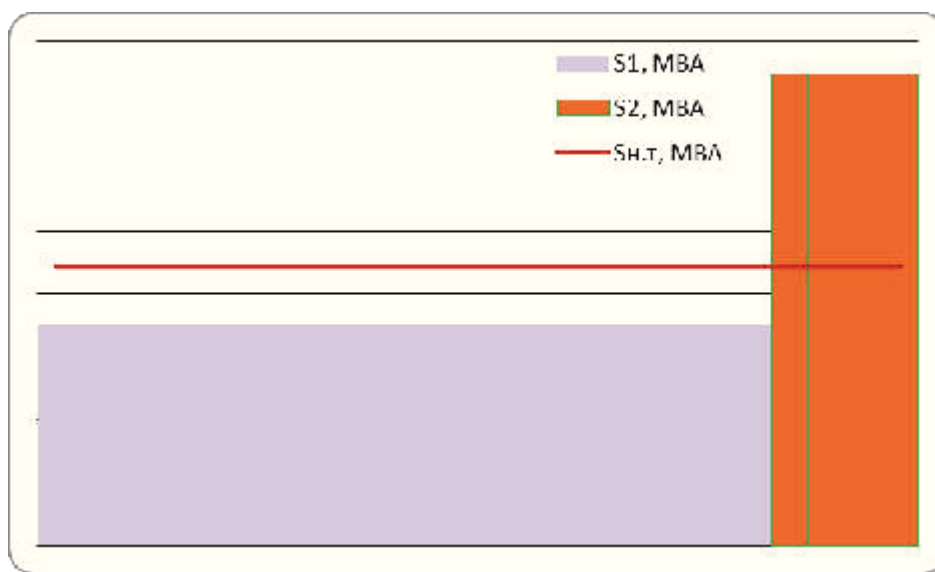
$$K_1 = \frac{S_1}{S_{\text{н.т}}} = \frac{1}{S_{\text{н.т}}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^m t_i}} = \frac{1}{110,75} \sqrt{\frac{61784,75}{20}} = 0,794, \quad (3.2)$$



где  $S_{Н.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА. В этом случае вместо  $S_{Н.Т}$  в расчете учитывают  $S_{ср.кв}$ .



а)



б)

Рисунок 3.1 - Переход от фактического суточного графика нагрузки (а) на эквивалентный двухступенчатый (б)

Предварительно для большего по тепловому воздействию максимума нагрузки определяют коэффициент перегрузки  $K_2'$  эквивалентного графика:

$$K_2' = \frac{S_2}{S_{Н.Т}} = \frac{1}{S_{Н.Т}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S^2 t_i}{\sum_{i=1}^m t_i}} = \frac{1}{110,75} \sqrt{\frac{61784,75}{4}} = 1,689, \quad (3.3)$$

где  $S_2$  - перегрузка, МВА;

$\sum t_i = h'$  – время перегрузки, ч.

Значение  $K_2'$  сравнивают с  $K_{max}$ , соответствующим нагрузке  $S_{max}=93$  МВА на графике (при этом следует учесть, что нагрузке  $S_{н.т}=S_{ср.кв}= 110,75$  МВА соответствует  $K = 1$ ). Следовательно,  $K_{max}=\frac{93}{110,75} = 2,1$ .

Если  $K_2' \geq 0,9 K_{max}$ , то следует принять  $K_2 = K_2'$ . Если  $K_2' < 0,9 K_{max}$  как в нашем случае, то следует принять  $K_2 = 0,9 K_{max} = 0,9 \cdot 2,1 = 1,89$ . В последнем случае продолжительность перегрузки должна быть скорректирована по формуле:

$$= \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9 K_{max})^2} = \frac{(1,689)^2 \cdot 4}{(0,9 \cdot 2,1)^2} = 3,2 \text{ ч.} \quad (3.4)$$

По найденным значениям  $K_1$  и  $h$  по таблицам систематических перегрузок из [8], составленным при различных значениях температуры окружающей среды для трансформаторов с различными системами охлаждения, определяют допустимый коэффициент систематической перегрузки  $K_{2доп}$  и по формуле 3.5 определяют номинальную мощность трансформаторов  $S_{н.т}$ :

$$S_{н.т} = \frac{S_2'}{K_{2доп}} = \frac{124,28}{1,25} = 99,42 \text{ МВА,} \quad (3.5)$$

где  $S_2'$  согласно формулы(3.3) определяют как:

$$S_2' = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m S^2 t_i}{\sum_{i=1}^m t_i}} = \sqrt{\frac{61784,75}{4}} = 124,28 \text{ МВА.} \quad (3.6)$$

К установке необходимо принять трансформаторы металлургического исполнения. Данные трансформаторы характерны для металлургических предприятий и предназначены для понижения напряжения магистральной электрической сети 110-330 кВ до уровня сети металлургического предприятия (обычно 35 кВ), от которой питаются трансформаторы, работающие непосредственно на печную нагрузку. Особенностью трансформаторов данного типа является их способность работать в условиях частых включений-отключений и ударных нагрузок. К установке принимаем два трансформатора металлургического исполнения 2хТДЦНМ-63000/220/35.

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Принятые трансформаторы следует проверить по условию:

$$S_{н.т} K_{2доп} \geq S_{max}; \quad (3.7)$$
$$263 \cdot 1,25 = 328,75 \geq 93.$$

Таким образом, выбранные трансформаторы проходят по допустимой нагрузке.

### 3.2 Выбор схем электрических соединений РУ

Выбор конкретной схемы соединений РУ при проектировании строительства или реконструкции ПС должен производиться, исходя из требований, сформулированных в НТП [1].

Требования к схемам РУ ПС [1]:

1. надежность снабжения всех ПС и надежность работы прилегающей сети.
2. удобство эксплуатации, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации числа коммутаций в первичных или вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки.
3. техническая гибкость, заключающаяся в возможности приспособливаться к изменяющимся режимам работы электроустановки.
4. компактность размещения всей ПС.
5. экологическая чистота окружающей среды.
6. технически обоснованная экономичность.
7. возможность автоматизации и дистанционного управления подстанцией, т.е. создания «цифровой» подстанции на основе стандарта МЭК №61250.

Размещение действующей ПСГПП-9 удовлетворяет нормам технологического проектирования [1], поэтому при реконструкции будет выбрана та же площадка.

Схему РУ 220 кВ оставим прежнюю. Типовая схема «4Н» (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии дополнена

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				

резервным трансформатором Т2, который включается в работу при отсутствии одного из основных трансформаторов Т1 или Т3 (рисунок 1).

В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены. Ремонтная перемычка используется при отключении одной из линии, для сохранения в работе двух трансформаторов.

Схема занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений, по своей конструкции она простая, наглядная и является наиболее дешевой.

Таким образом, данная схема является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ. Кроме того, пожеланием заказчика является наличие постоянно находящегося в резерве трансформатора. Это обусловлено высокой мобильностью во время ремонта трансформатора и наличием ответственных потребителей, которым перерыв в электроснабжении крайне опасен. Поэтому резервный трансформатор также входит в схему РУ. Он имеет собственный выключатель и разъединитель, которые при необходимости ввода в работу трансформатора будут включены.

Схема РУ-220 кВ приведена на рисунке 3.2.

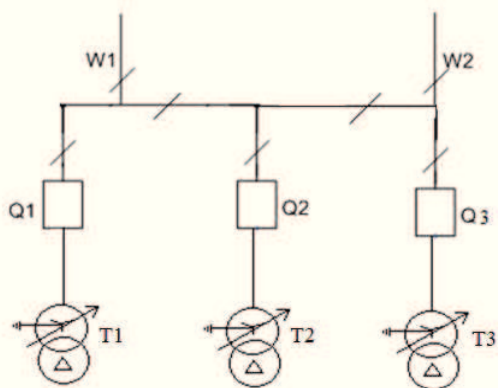


Рисунок 3.2 – Схема два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии, дополнена резервным трансформатором Т2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

30

### 3.3 Расчет токов нагрузок на присоединениях высокого напряжения в длительном (нормальном) и в утяжеленном (аварийном) режимах

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в нормальном или утяжеленном режимах. 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. Часть потребителей получают питание по двум линиям, считаем, что в утяжеленном режиме одна линия отключена.

Определим согласно [9] расчетные рабочие токи продолжительного режима (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Расчетные токи продолжительного режима

Нормальный режим	Утяжеленный режим
Расчетные токи на стороне ВН трансформаторов	
$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.т}}} = \frac{63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 165,53 \text{ A}$	$I_{\text{авар.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.т}}} = \frac{1,4 \cdot 63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 231,74 \text{ A}$
Расчетные токи на стороне низшего напряжения за трансформатором	
$I_{\text{норм.НН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{2 \cdot \sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{93 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 767,96 \text{ A}$	$I_{\text{авар.НН}} = 2 \cdot I_{\text{норм.НН}} = 2 \cdot 767,96 = 1535,92 \text{ A}$
Расчетные токи на отходящих линиях	
$I_{\text{норм.отх}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{отх}}} = \frac{93 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot 6} = 256 \text{ A}$	$I_{\text{авар.отх}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм.отх}} = \frac{6}{6-1} \cdot 242 = 307,2 \text{ A}$

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого составляют расчетную схему замещения, намечают расчетные точки короткого замыкания и определяют токи короткого замыкания (рисунок 3.3). Расчетным видом короткого замыкания является трехфазное короткое замыкание.

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.

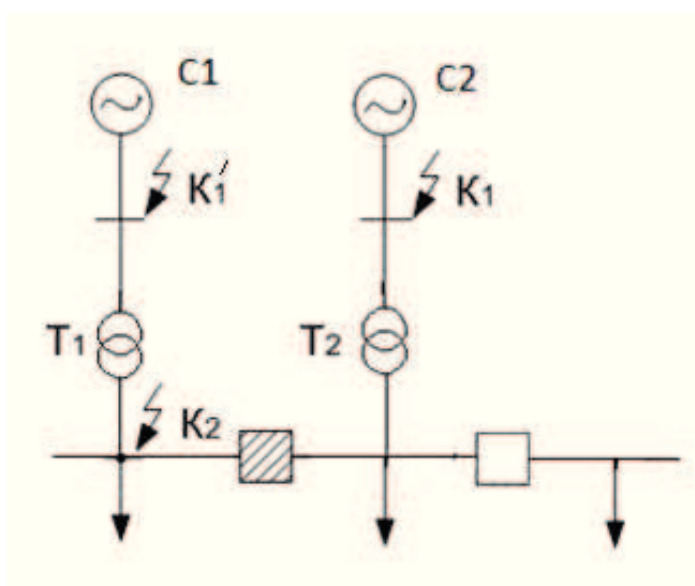


Рисунок 3.3 – Расчетная схема для токов короткого замыкания

Согласно данным Свердловского РДУ, нам известны токи короткого замыкания в точках  $K_1$  и  $K'_1$  на шинах ВН220 кВ (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Величины токов КЗ на высокой стороне

Наименование узла	$I_{кз}^{(3)}$ , А	$I_{кз}^{(1)}$ , А
Точка подключения отпайки ПС ГПП-9 (Козырево – Конверторная I цепь)	13514	6690
Точка подключения отпайки ПС ГПП-9 (Козырево – Конверторная II цепь)	13483	6680

Так как в схеме два одинаковых трансформатора и данные по токам короткого замыкания на шинах ВН 220кВ практически не отличаются, то расчет будем производить для одного присоединения в программе «ТоКо», разработанной на кафедре «ЭССиС». На рисунках 3.4 и 3.5 приведены расчетные схемы в программе «ТоКо». В таблицу 3.3 сведены результаты расчета токов короткого замыкания.

Параметры, вводимые в программу:

- трансформатор ТДЦНМ-63000/220/35,
- мощность короткого замыкания системы 220 кВ:

$$S_{кз} = \sqrt{3} U_{ср} I_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} U_{ср} 13,514 = 5383 \text{ МВА}; \quad (3.8)$$

- отношение сопротивление нулевой и прямой последовательности:

$$\frac{z_0}{z_1} = \frac{3}{\frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{кз}^{(3)}}} \quad 2 = \frac{3}{\frac{6690}{13514}} \quad 2 = 4,06. \quad (3.9)$$

Таблица 3.3 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Точка КЗ	К1 На шинах 220кВ				К2 На шинах 35кВ			
	$I_{кз}^{(3)}$	$I_{кз}^{(2)}$	$I_{кз}^{(1,1)}$	$I_{кз}^{(1)}$	$I_{кз}^{(3)}$	$I_{кз}^{(2)}$	$I_{кз}^{(1,1)}$	$I_{кз}^{(1)}$
Токи, кА	13,516	11,705	11,914	6,69	8,096	7,011	7,011	0

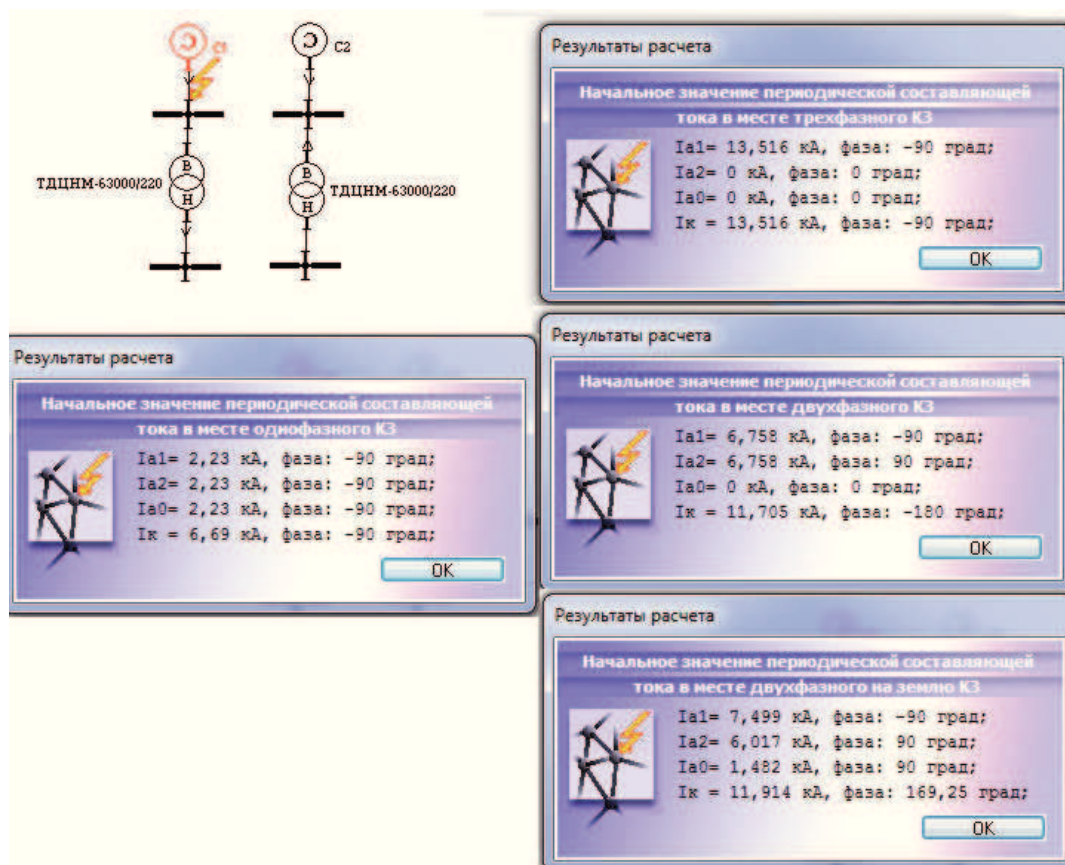


Рисунок 3.4 - Схема с расчетами токов короткого замыкания на шинах 220кВ

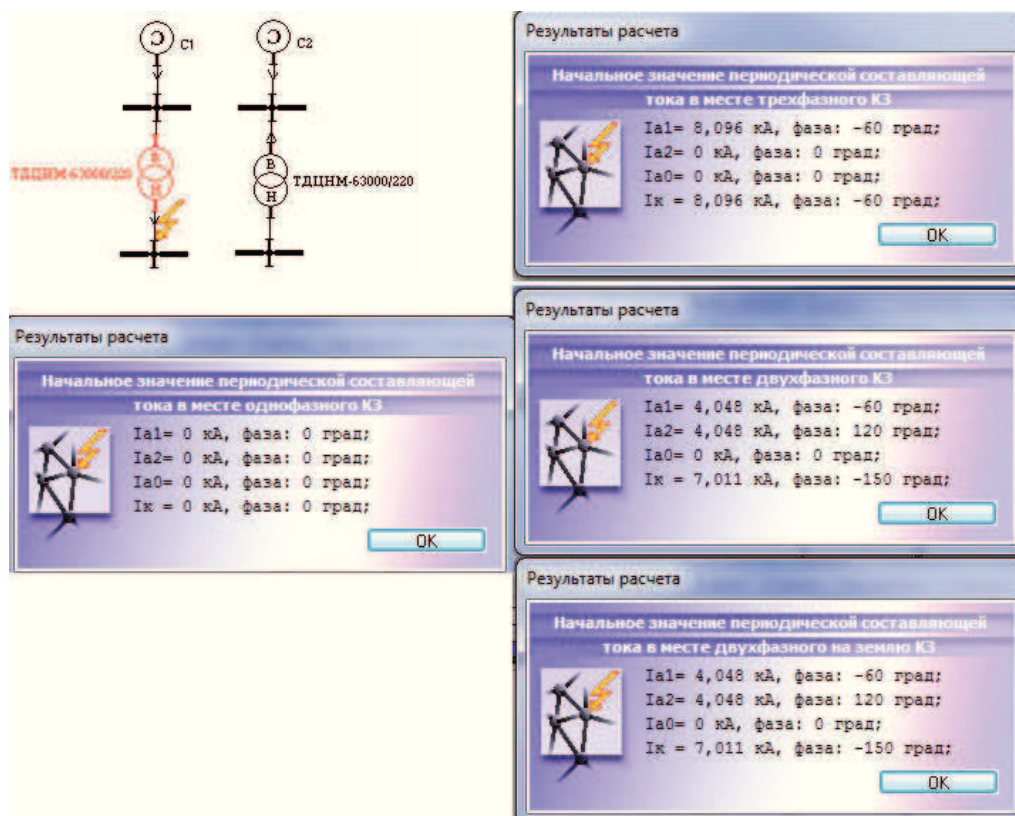


Рисунок 3.5 - Схема с расчетами токов короткого замыкания на шинах НН 35кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

34



### 3.5 Выбор выключателей и разъединителей ВН НН

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения любых токов. Выключатели в зависимости от применяемых в них дугогасительной и изолирующей сред подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и электромагнитные.

Выключатели распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше выбираются однотипные для всех цепей данного распределительного устройства и проверяются по наиболее тяжелым условиям.

Выключатели выбирают [9]:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.10)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение выбираемого выключателя, кВ,

$U_{\text{уст}}$  – напряжение установки, кВ;

2) по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}, \quad (3.11)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток выключателя, А,

$I_{\text{max}}$  – максимальный ток, протекающий через выключатель в утяжеленном режиме, А;

3) по номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{п,т}}, \quad (3.12)$$

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

$I_{\text{п,т}}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , кА.

Произведем выбор выключателя на стороне ВН 220кВ.

Согласно этим требованиям намечаем к установке выключатель элегазовый типа ВГК-220П\*-31,5/3150-У1 [11]. Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{с.в.}} = 0,025\text{с}$ , полное время отключения выключателя  $t_{\text{о.в.}} = 0,05\text{с}$ .

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

проверки:

4) проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}, \quad (3.13)$$

где  $i_{a,\tau}$  – значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{п,0} e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (3.14)$$

где  $I_{п,0}$  – действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания, кА;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно [10]  $T_A = 0,03$ с;

$\tau$  – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{рз,min} + t_{с.в.}, \quad (3.15)$$

где  $t_{рз,min}$  – минимально возможное время срабатывания релейной защиты,

$$t_{рз,min} = 0,01$$
с;

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

$$\tau = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с.}$$

Значение апериодической составляющей по формуле (3.14):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} 13,516 e^{\frac{-0,035}{0,03}} = 3,29 \text{ кА.}$$

В каталоге на выключатель [11] задается допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения  $\beta_{ном}$ :

$$\beta_{ном} = \frac{i_{a,ном}}{\sqrt{2} I_{ном.откл}} 100\%. \quad (3.16)$$

Из формулы (3.16) можно найти номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , используемое в выражении (3.13):

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \beta_{ном} I_{ном.откл.}}{100}, \quad (3.17)$$



короткого замыкания, согласно  $[10]T_a = 0,03$  с;

$t_{отк}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с;

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{о.в.}, \quad (3.23)$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты,  $t_{рз} = 0,1$  с;

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

$$t_{отк} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

Тепловой импульс по формуле (3.22):

$$B_k = 13,516^2 (0,15 + 0,03) = 32,88 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

Для удобства проверки выполнения условий все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 3.4.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение разъединителя, кВ;

$U_{уст}$  – напряжение установки, кВ.

2) по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{max},$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток разъединителя, А;

$I_{max}$  – максимальный расчетный ток утяжеленного режима, протекающий через разъединитель, А.

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

где  $i_{дин}$  – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), определяемый по каталогу, кА;

$i_{уд}$  – ударный ток короткого замыкания по расчету, кА.

4) проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k,$$

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

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

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

$B_k$  – тепловой импульс по расчету,  $кА^2с$ .

С учетом этих требований выбираем по справочнику [12]: разъединитель трехполюсный серии РПД-220-1600.

Каталожные данные разъединителей представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

Расчетные данные	Каталожные данные [11,12]	
	Выключатель ВГК-220П*-31,5/3150-У1	Разъединитель РПД-220-1600
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{max} = 231,74$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,0} = 13,516$ кА	$I_{ном/откл.} = 31,5$ кА	–
$i_{a,\tau} = 3,29$ кА	$i_{a,ном} = 20,94$ кА	–
$I_{п,0} = 13,516$ кА $i_{уд} = 33,5$ кА	$I_{дин} = 41,63$ кА $i_{дин} = 102$ кА	– $i_{дин} = 102$ кА
$B_k = 32,88$ $кА^2$ с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $кА^2$ с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $кА^2$ с

Итак, во всех цепях распределительного устройства высшего напряжения принимаем к установке выключателя одного типа ВГК-220П\*-31,5/3150-У1 и разъединители типа РПД-220-1600.

Произведем выбор выключателя на стороне 35кВ.

С учетом того, что планируется установка КРУ, выбор выключателей сводится к выбору КРУ в целом. Принимаем к установке КРУ «ЭЛТИМА+» 35 кВ производства АО «Электронмаш» [13].

Выключатели выбираются по тем же условиям, что и на стороне ВН. Расчетные токи продолжительного режима указаны в таблице 3.1, а расчетным током короткого замыкания является ток на шинах низкого напряжения. Исходя из этого, намечаем к установке выключатель вакуумный типа РС35 [14].

Собственное время отключения  $t_{с.в.}=0,05$  с, полное время отключения  $t_{о.в.}=0,07$  с [14].

Определим расчетное время  $\tau$  по формуле (3.15):

$$\tau = t_{рз,min} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$  по формуле (3.14):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,096 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 4,17 \text{ кА},$$

где  $I_{п,0} = 8,096$  кА – действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания в точке К2 (таблица 3.3);

$T_a = 0,06$  с – постоянная времени затухания апериодической составляющей, ее значение указано в [10].

Допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения  $\beta_{НОМ}$  определяется по кривой  $\beta_{НОМ} = f(\tau)$  из [9]. Для времени  $\tau = 0,06$ ,  $\beta_{НОМ} = 26$  %.

Найдем гарантируемую выключателю заводом-изготовителем апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле (3.17):

$$i_{a,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 26 \cdot 20}{100} = 7,35 \text{ кА},$$

где  $I_{НОМ.откл} = 20$  кА – номинальный ток отключения выключателя из каталога [14].

Для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, для чего найдем сначала время от начала короткого замыкания до его отключения по формуле (3.23):

$$t_{отк} = 1,5 + 0,07 = 1,57 \text{ с},$$

где  $t_{рз} = 1,5$ с– максимальное время действия основной защиты;

Тепловой импульс по формуле (3.22):

$$W_k = 8,096^2 (1,57 + 0,06) = 106,84 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицы 3.5 и 3.6.

Ударный ток короткого замыкания по расчету:

$$i_{уд} = K_{уд} \sqrt{2} I_{п,\tau} = 1,85 \sqrt{2} \cdot 8,096 = 21,18 \text{ кА}.$$

Предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), определяемый



собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Токосоведущие части должны проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры; противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ; выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий; удовлетворять требованиям экономичности. Расчёт производим по условиям [9].

Токосоведущие части от выводов трансформатора 220 кВ до выключателя выполняем гибкими проводами. Сечение провода выбираем по допустимому току  $I_{max}=231,74$  А и по напряжению. Выбираем провод по таблице 3.15 [16] АС 240/39,  $d=39$  мм;  $I_{доп.вне помещ}=610$  А;  $I_{доп.внутри помещ}=505$  А.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. токоведущие части выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [9].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля [9]:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,95}} \right) = 29,64 \text{ кВ/см}, \quad (3.24)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; по [16] назначаем  $m=0,82$ ;

$r_0$  – радиус провода, мм;

$$r_0 = \frac{d_{провода}}{2} = \frac{3,9}{2} = 1,95 \text{ мм}. \quad (3.25)$$

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению



$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{2 \cdot \lg \frac{302,4}{1,95}} = 14,78 \text{ кВ/см}, \quad (3.26)$$

где  $U$  - номинальное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; при горизонтальном расположении фаз  $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 240 = 302,4$  см [16].

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

$$\begin{aligned} 1,07 E &\leq 0,9 E_0; & (3.27) \\ 1,07 \cdot 14,78 &\leq 0,9 \cdot 29,4; \\ 15,81 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} &\leq 26,68 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}. \end{aligned}$$

Провод АС 240/39 проходит по условиям проверки.

Существующие отпайки ВЛ 220 кВ на ПС ГПП-9 выполнены проводом АС-400/51 с  $I_{\text{доп.вне помещ}} = 825$  А.

Гибкие провода крепятся на гирляндах подвесных изоляторов типа ПФ6-В с числом изоляторов в гирлянде 14 при напряжении 220 кВ [15].

### 3.6.2 Выбор шин 35 кВ

Соединение трансформатора с КРУ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В КРУ «ЭЛТИМА+» 35 кВ [13] соединение выполнено шинным мостом.

Все соединения внутри КРУ 35кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Принимаем к установке алюминиевые шины прямоугольного сечения АД 31 Т40\*4 (Т – закаленный и естественно состаренный), допустимый длительный ток на одну фазу 480 А. Максимальный ток на шинах 35кВ посчитан в пункте 3.3 и равен 307,2 А:

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

$$307,2 \text{ А} \leq 480 \text{ А},$$

следовательно, шины выбраны верно.

### 3.6.3 Выбор изоляторов для ОРУ 220кВ

Для данной подстанции на ОРУ 220 кВ опорные изоляторы для крепления ошиновки выбираем типа ОТК 8-220-А10-2/УХЛ1 [17].

Параметры изолятора:

- размер - строительная высота – 2100 мм;
- разрушающая электромеханическая нагрузка – 8 кН;

Эти изоляторы имеют значительные преимущества перед остальными изоляторами:

- меньшую массу;
- более высокие разрядные характеристики;
- материал защитной оболочки: кремнийорганическая резина
- стойкость к загрязнению;
- устойчивость к ударам и резким сменам температуры;
- более простой монтаж и обслуживание.

### 3.6.4 Выбор изоляторов для КРУ 35кВ

Для данной подстанции на КРУ 35 кВ опорные изоляторы для крепления шин выбираем типа ИО 35-3,75 УЗ [17].

Параметры изолятора:

- испытательное напряжение грозового импульса – 195кВ;
- минимальная механическая разрушающая сила на изгиб – 3,75 кН;

Эти изоляторы имеют:

- меньшую массу;
- более высокие разрядные характеристики;

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					





	Трансформатор тока ТРГ-220
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 231,74 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 32,88 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо произвести проверку по вторичной нагрузке:

$$Z_{2ном} \geq Z_2,$$

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

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

Особенно важно проверить обмотку класса точности 0,5, так как в этом классе подключаются счетчики денежного расчета.

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  $r_{приб}$ , переходного сопротивления контактов  $r_k$  и сопротивления соединительных проводов  $r_{пров}$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров}. \quad (3.28)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (3.29)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_2$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Для определения мощности приборов составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 3.6). Сеть 220 кВ 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 [9]. Три амперметра, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, универсальный микропроцессорный счетчик электроэнергии.

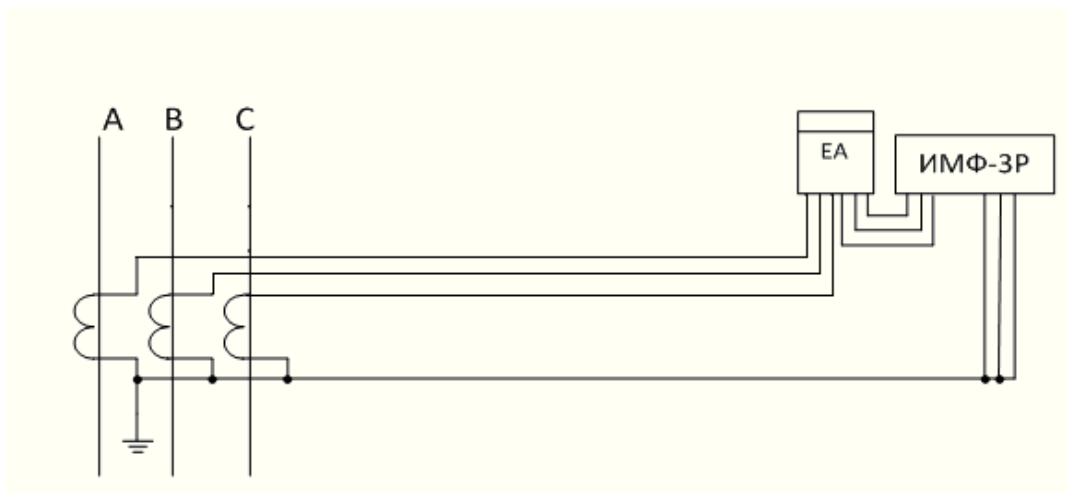


Рисунок 3.6 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Пользуясь схемой включения (рисунок 3.6) и каталожными данными приборов [18], выбираем наиболее загруженный трансформатор тока, для чего определяем нагрузку по всем фазам (таблица 3.8). Для этого суммируем мощности токовых обмоток приборов, включенных в данную фазу.

Таблица 3.9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	2	2
Итого:		2,5	2,5	2,5

Из таблицы 3.9 видно, что наиболее все фазы трансформаторы тока загружены одинаково. Мощность, потребляемая приборами в этих фазах,  $S_{\text{приб}} = 2,5 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:



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 [9]  $l_{расч} = l$ , где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, для цепей 220 кВ можно принять  $l = 100$  м [9].

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{1} = 1,75 \text{ мм}^2.$$

Согласно [9] по условию механической прочности сечение медных жил должно быть не меньше  $2,5 \text{ мм}^2$ . Поэтому в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель ВВГНГ сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Выбор трансформаторов тока в цепи трансформаторов на стороне 220кВ

На трансформаторах трансформаторы тока ставятся аналогичные линиям, так как используем одинаковые выключатели на стороне 220кВ и трансформаторы тока с меньшим первичным током не обеспечивают правильной работы релейной защиты.

### 3.7.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 35кВ подстанции

Выбор трансформаторов тока на стороне низшего напряжения производится аналогично выбору трансформаторов тока на стороне высшего напряжения. Расчетные токи продолжительного режима указаны в таблице 3.2, расчетный ток короткого замыкания указан в таблице 3.3. Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания и ударный ток, в цепи понижающего трансформатора указан в таблице 3.5.

Произведем выбор трансформаторов тока в цепи трансформатора на стороне НН и в шкафах КРУ типа «ЭЛТИМА+» 35 кВ. С учетом выполнения условий устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-35. Каталожные данные выбранного трансформатора тока указаны в [19]. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 3.9 и 3.10.

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50







определяем по формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 \cdot 0,08 \cdot 0,05 = 0,67 \text{ Ом.}$$

На подстанциях 220 кВ во вторичных цепях применяются провода с медными жилами, удельное сопротивление меди  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ .

Согласно [9], в цепях 35 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l = 4$  м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполная звезда, то согласно [9]  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,93$  м.

Сечение соединительных проводов по формуле:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6,93}{0,67} = 0,193 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель ВВГнг с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности[9].

### 3.8 Выбор трансформаторов напряжения 220 и 35 кВ

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения напряжения до величины, удобной к измерению. Первичная обмотка трансформатора напряжения включается в цепь параллельно, во вторичную обмотку включаются параллельные катушки или катушки напряжения приборов и реле. Первичное напряжение соответствует напряжению сети, вторичное напряжение для трансформаторов напряжения 220 и 110кВ имеет стандартную величину  $100/\sqrt{3}$ В в основной обмотке и 100 В в дополнительной обмотке, а у трансформаторов напряжения 35 кВ  $100/3$  В в дополнительной обмотке.

Вторичные обмотки трансформатора напряжения обязательно заземляются в целях техники безопасности на случай пробоя изоляции между высшим и низшим напряжениями.

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к режиму холостого хода, так как сопротивление приборов и реле, включенных во вторичную обмотку, большое.

### 3.8.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 220кВ

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям [9]:

1) по напряжению

$$u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}},$$

где  $u_{\text{НОМ}}$  – номинальное первичное напряжение ТН, кВ;

$u_{\text{УСТ}}$  – напряжение установки, кВ.

В нашем случае номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения на стороне ВН следует принять  $u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}} = 220$  кВ.

2) по конструкции и схеме соединения обмоток.

При напряжении 220 кВ к установке принимаем трансформатор напряжения типа ЗНГА-220. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник», для чего используются три трансформатора напряжения. Эта схема позволяет получить фазные и линейные напряжения, а также используется для включения релейной защиты от однофазных замыканий на землю, действующей на отключение в сети 220 кВ. В первую вторичную обмотку, соединенную по схеме звезды, включаются измерительные приборы, счетчики, приборы РЗА и противоаварийной автоматики, телеизмерений, регистраторы аварий и ОМП, вторая вторичная обмотка соединяется в разомкнутый треугольник и используется для включения релейной защиты.

3) по вторичной нагрузке или по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{НОМ}}$$

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

где  $S_{\text{нагр}}$  – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Общая мощность, потребляемая приборами, определяется по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где  $P$  – активная мощность приборов, Вт;

$Q$  – реактивная мощность приборов, Вар.

Трансформаторы напряжения проверяем в классе точности 0,5.

К трансформатору напряжения подключаются измерительные преобразователи (датчики), устройства РЗиА всех присоединений ошиновки, счетчики электроэнергии. На каждой шине устанавливаем по одному ТН, а при отключении одного из ТН вся нагрузка подключается ко второму ТН, поэтому каждый ТН рассчитывается на подключение к нему всех приборов и устройств всего ОРУ 220 кВ.

Таблица 3.14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 220кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, Вар
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	3	4	24	–
Устройства РЗиА	ШЭ2607 072	0,5	3	2	3	–
	ШЭ2607 082	0,5	3	2	3	
	ШЭ2607 021021	0,5	6	1	3	
	ШЭ2607 019	0,5	3	4	6	
	ШЭ2607 051	0,5	3	2	3	
	БЭ2704V900	1	6	1	6	
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	20 Вт	1	2	40	–
Итого (ВА):					88	–

Мощность, потребляемую приборами, определяем по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{88^2 + 0^2} = 88 \text{ ВА.}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [20], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНГА-220 в классе точности 0,2  $S_{2НОМ} = 200$  ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,  $S_{2НОМ} = 3 \cdot 200 = 600$  ВА.

Таким образом,  $S_{нагр} < S_{2НОМ}$ , то есть условие выполняется, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,2.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель ВВГнг (так как высшее напряжение подстанции 220 кВ) с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

### 3.8.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35кВ

На стороне низшего напряжения подстанции используется схематри системы сборных шин, секционированные выключателем. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую шину.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям[9]:

1) по напряжению

$$u_{НОМ} = u_{УСТ},$$

где  $u_{НОМ}$  – номинальное первичное напряжение ТН, кВ;

$u_{УСТ}$  – напряжение установки, кВ.

В нашем случае номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения на стороне НН следует принять  $u_{НОМ} = u_{УСТ} = 35$ кВ.

2) по конструкции и схеме соединения обмоток.

В КРУ 35 кВ «ЭЛТИМА+» будем применять трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-35, каталожные данные представлены в [21].

В сетях с изолированной нейтралью, к которым относится сеть с напряжением 35 кВ, необходимо производить контроль состояния изоляции.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

Поэтому к установке принимаем три трансформатора напряжения, включенные по схеме «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник». Выбранные трансформаторы напряжения имеют две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду, и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая включена в разомкнутый треугольник и используется для контроля состояния изоляции сети 10 кВ.

3) по вторичной нагрузке или по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{\text{нагр}} \leq S_{2\text{ном}}$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Общая мощность, потребляемая приборами, определяется по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где  $P$  – активная мощность приборов, Вт;

$Q$  – реактивная мощность приборов, Вар.

Трансформаторы напряжения проверяем в классе точности 0,5.

К трансформатору напряжения подключаются измерительные преобразователи (датчики), устройства РЗиА всех присоединений секции, счетчики электроэнергии.

Мощность, потребляемую приборами, определяем по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{42^2 + 0^2} = 42 \text{ ВА.}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [21], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-35 в классе точности 0,5  $S_{2\text{ном}} = 90 \text{ ВА}$ . Номинальная

мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,  $S_{2ном} = 3 \cdot 90 = 270$  ВА.

Таблица 3.15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, ВАр
Счетчик эл.эн. универсальный (ввод на секцию 35 кВ)	EA 05	2	3	2	12	–
Счетчик эл.эн. универсальный	EA 05	2	2	2	8	
Устройства РЗА	ШЭ2607	0,5	3	2	3	
	042043ШЭ2607	0,5	3	2	3	
	042	0,5	3	2	3	
	БЭ2502А03	0,5	6	1	3	
	БЭ2502А02	0,5	6	1	3	
	БЭ2502А04	0,5	6	1	3	
	БЭ2502А01	0,5	3	2	3	
Итого(Вт)					38	–

Таким образом,  $S_{нагр} < S_{2ном}$ , то есть условие выполняется, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель ВВГнг (так как высшее напряжение подстанции 220 кВ) с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

### 3.9 Выбор высокочастотных заградителей 220 кВ

Высокочастотные заградители устанавливаются на линиях электропередач при вводе в подстанцию, чтобы не пропустить высшие гармоники.

Выбор высокочастотных заградителей осуществляется по следующим условиям:

- 1) по номинальному току:



$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}},$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток заградителя, А;

$I_{\text{max}}$  – ток, протекающий в линии в утяжеленном режиме, А;

2) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$

где  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости заградителя, кА;

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН, кА.

3) производится проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости заградителя, кА;

$t_{\text{тер}}$  – допустимое время действия тока термической стойкости, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания на стороне ВН,  $\text{кА}^2\text{с}$ .

С учетом выполнения этих условий принимаем к установке на питающих линиях напряжением 220 кВ высокочастотный заградитель типа ВЗ-630/40/102-0,5У1. Каталожные данные заградителя представлены в [26]. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 3.14.

Таблица 3.16 – Выбор высокочастотных заградителей

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВЗ-630/40/102-0,5У1
$I_{\text{max}} = 231,74 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 32,88 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Как видно из таблицы 3.16, условия выполняются.

### 3.10 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

#### 3.10.1 Ограничители перенапряжения на РУ 220 кВ

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ограничители перенапряжения (ОПН) на высокой стороне силовых трансформаторов [15]. В проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор характеристик ОПН произведем упрощенно по наибольшему рабочему напряжению ОПН и его энергоемкости согласно методике [28].

Согласно [28] для сети 220 кВ с глухозаземленной нейтралью наибольшее рабочее напряжение ОПН  $U_{\text{про}}=153$  кВ; энергоемкость ОПН -  $W_{\text{уд}}=2,5-3,5$  кДж/кВ. Примем к установке ОПНп-220/550/176/10 УХЛ1. Основные технические характеристики выбранного ОПН приведены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – Выбор ОПН на стороне 220 кВ

Характеристики	ОПНп-220/550/153/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.)	153
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А	550
- с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ	2,8
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой, кВ: -250 А, кВ, не более	434
-500 А, кВ, не более	448
-1000 А, кВ, не более	463
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более	519
- 10000 А, кВ, не более	548
- 20000 А, кВ, не более	602

### 3.10.2 Ограничители перенапряжения на РУ 35 кВ







## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

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).

### 4.1 Выбор видов и типоразмеров терминалов релейной защиты и автоматики для всех объектов подстанции

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

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 и сигнализации и представления информации;

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					



4. Электротехнический концерн - Сименс. Выпускает устройства РЗА, не соответствующие российской идеологии РЗА и не адаптирующиеся к нашим требованиям и условиям.

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы производства НПП «ЭКРА». 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. Они больше всего соответствуют требованиям российской электроэнергетики.

Специалисты ООО НПП "ЭКРА" имеют большой опыт работы в сфере своей деятельности, являются разработчиками подавляющего большинства сложных устройств защиты, выпускаемых в настоящее время ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод». В устройствах РЗА данной фирмы заложена логика механической релейной защиты, она наиболее проста для понимания ее работы оперативным персоналом. Кроме того основным преимуществом является то, что терминалы данной фирмы можно согласовать со всеми устаревшими защитами, расположенными на других концах ЛЭП.

Для каждого объекта подстанции выбираем виды РЗА согласно ПУЭ, НТП, а также в соответствии с требованиями СО и приказом №57 РАО «ЕЭС России» от 11 февраля 2008 года.

#### 4.3 Защиты трансформатора 220/35 кВ

Для трансформаторов согласно пункту 3.2.51 [15] 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;

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				





По [1] п.9.7.1 на трансформаторе должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- 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;
- защита от перегрузки;
- дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).

По [1] п. 9.7.2 газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

По [1] п. 9.7.3 резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

При этом дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения. Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней. На стороне низшего напряжения трансформатора должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению, а также должен быть предусмотрен контроль изоляции НН.

По [1] при применении на трансформаторе системы пожаротушения должна быть предусмотрена автоматика пуска пожаротушения (АППж).

Автоматика

Из общего раздела по релейной защите пункт 3.2.18 [15] для общего повышения надежности предусматривается устройство резервирования при

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				

отказе выключателей (УРОВ) на стороне 220 кВ для осуществления ближнего резервирования.

Согласно пункту 3.3.26 [15] на трансформаторе предусматривается действие АПВ на стороне 220 кВ. АПВ блокируется при срабатывании внутренних защит трансформатора (ДЗТ и газовой защиты).

По пункту 3.3.61 [15] 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.

#### Регистрация аварий.

На трансформаторе в соответствии с приказом №57 [22] пункт 6.3.10 осуществляется цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Предусмотрена передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

Для защиты трансформатора будем использовать шкафы ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072, ШЭ2607 156.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными шкафами: ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072, ШЭ2607 156. Так же устанавливаем газовое реле РГТ-80, струйное реле РСТ-25.

Таблица 4.1 – Виды защит на трансформаторе 220/35кВ.

Виды защит по нормативным документам	1) газовая; 2) струйная 3) дифференциальная защита два комплекта; 4) ДЗ от внешних междуфазных замыканий со стороны 220 кВ 5) ДЗО 6) ТНЗНП на стороне 220 кВ от КЗ на землю 7) МТЗ в одной фазе на сигнал от перегрузки со стороны 35кВ и в общей части обмотки трансформатора
--------------------------------------	--

	8) УРОВ на ВН
Функции блока	<p>ШЭ2607 042043</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита (ДЗТ ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке трансформатора</li> <li>-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т 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>- дифференциальная токовая защита цепей стороны НН Т 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> <p>ШЭ2607 042</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита (ДЗТ ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т</li> <li>-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т 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> </ul> <p>ШЭ2607 072 на стороне 220кВ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- четырехступенчатая дистанционная защита</li> <li>- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой</li> </ul>

	<p>последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- максимальная токовая защита</li> <li>- токовая отсечка</li> <li>- АРПТ</li> </ul> <p>ШЭ2607 156</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- автоматика управления РПН</li> </ul>
Используемые функции	<p>ШЭ2607 042043</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т</li> <li>- максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т с пуском по напряжению (МТЗ НН),</li> <li>- защита от перегрузки (ЗП),</li> <li>- дифференциальная токовая защита цепей стороны НН Т от всех видов КЗ(ДЗО НН),</li> <li>- логические защиты секций шин НН</li> </ul> <p>ШЭ2607 042</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- дифференциальная токовая защита (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т</li> </ul> <p>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> <p>РГТ-80: газовая защита</p> <p>РСТ-25: струйная защита отсека РПН</p> <p>ШЭ2607 156: автоматическое управление РПН</p>

Шкаф резервных защит и автоматики управления выключателем стороны трансформатора типа ШЭ2607 071 представляет собой стандартный шкаф 2000x800x600. Комплект А1 - терминал типа БЭ2704 V071 включает в себя:

- четырехступенчатая дистанционная защита;
- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности;

						13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			71

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- автоматика управления выключателем стороны Т;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- АПВ.



Рисунок 4.1 – Шкаф резервных защит и автоматики управления выключателем стороны (сторон) трансформатора типа ШЭ2607 071.

Назначение резервной защиты: частичное резервирование основных защит трансформатора и защит смежной стороны, дальнейшее резервирование в сетях высшего напряжения, облегчение условий согласования защит удаленных концов линий с защитами линий смежного напряжения.

Газовая защита.

На трансформаторах мощностью более 6,3 МВ·А используются современные российские газовые реле типа РГТ-80. Поэтому для защиты бака трансформатора используем газовое реле РГТ-80.

В трансформаторах с РПН для защиты от коротких замыканий в контакторном отсеке РПН применяется струйная защита (СЗ) с использованием струйного реле, которое отличается от газового реле тем, что в нем отсутствует верхний элемент, а имеется только нижний элемент, реагирующий только на

скорость протекания масла. Отсутствие верхнего элемента, реагирующего на появление газа, объясняется тем, что переключение отпаек РПН в контакторном отсеке происходит с кратковременной дугой на контактах контактора, которая гасится маслом. При этом из масла выделяются газообразные продукты, которые выходят через расширитель в атмосферу. То есть, выделение газов в контакторном отсеке РПН – это нормальное явление, поэтому струйное реле не имеет верхнего элемента.

Действует струйное реле при КЗ в отсеке РПН на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Применяем для установки современное струйное реле российского производства РСТ-25.

Уставки по скорости масла: 0,9; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5 м/с. Время срабатывания реле при скорости масла в 1,25 раза превышающей уставку – не более 0,1 с.

Реле РГТ-80 и РСТ-25 имеют простую и надежную конструкцию и удобны в эксплуатации. Конструкция реагирующего блока струйного реле не имеет поплавков.

Поплавки газового реле с встроенными в них управляющими магнитами выполнены сплошными, без механических связей с другими элементами реле. В процессе изготовления поплавок испытываются избыточным давлением масла 100кПа, поэтому при последующей эксплуатации они не подвергаются испытаниям.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

73

## Рисунок 4.2 – Внешний вид газового реле

В реле применяются герконы повышенной электрической прочности, которые вместе с соединительными проводами размещаются в корпусе контактного узла. Они неподвижны, полностью изолированы от масла и имеют усиленную защиту от механических воздействий и атмосферной влаги. Конструкция реле позволяет производить осмотр и замену контактного узла на месте установки реле без спуска масла и вскрытия реле.

Сигнальные контакты газовых реле срабатывают при понижении уровня масла (уменьшении его объема на 100-250 куб. см.) в реле, отключающие при снижении уровня масла до нижнего края отверстия фланца реле.

Реле позволяют выполнять по две независимых отключаемых и сигнальных цепи. Кнопкой опробования можно проверить работу реле при опускании поплавков и отдельно - при действии напорной пластины. Винт регулирования уставок по скорости потока масла выведен на крышку корпуса реле и при наличии стенда для проверки реле позволяет отрегулировать уставку без вскрытия реле.

Реле устойчивы к вибрациям в трех взаимно перпендикулярных направлениях с ускорением 5g при частотах 5-150 Гц, к одиночным ударам в вертикальном направлении с ускорением 5g, к землетрясению с амплитудой ускорения 0,5g.

### 4.4 Защита ВЛ 220 кВ

По [15] 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.

По п. 3.2.107. защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				







Виды защит по нормативным документам	Функции блока	Используемые функции
5) АПВ 6) УРОВ	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) 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  БЭ2704 определение мест повреждений

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



Рисунок 4.3 – Приемопередатчик ПВЗУ-Е

Шкаф дифференциально-фазной защиты типа ШЭ2607 082 представляет собой стандартный шкаф размером 2000\*600\*600.

Терминал БЭ2704 V082 содержит:

- Дифференциально-фазную защиту линии;
- УРОВ.

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) (рисунок 4.4). При этом защита срабатывает без выдержки времени на отключение поврежденной ВЛ с обеих сторон.

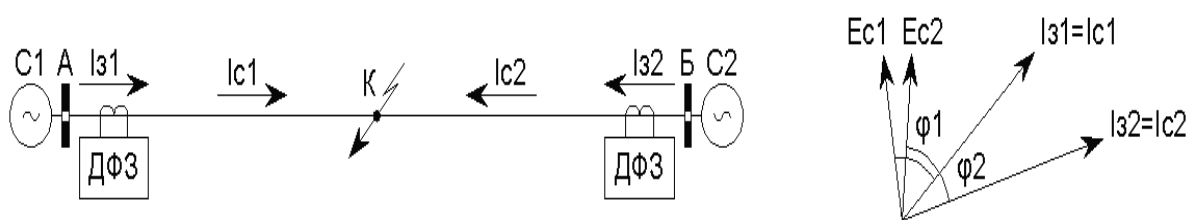


Рисунок 4.4—Фазы токов при КЗ на защищаемой ВЛ

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 (рисунок 4.6). При этом защита не работает.

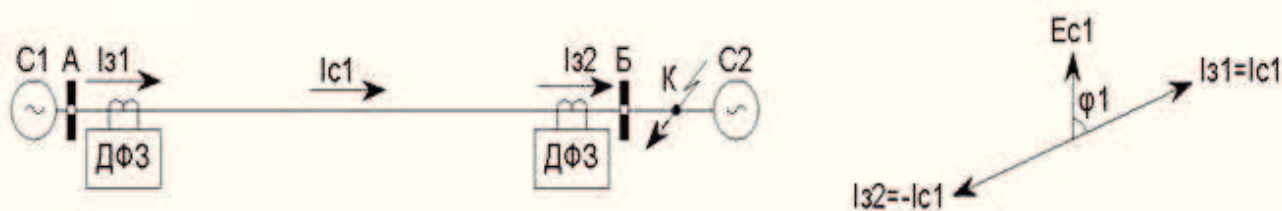


Рисунок 4.5 – Фазы токов при внешнем КЗ

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





резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя.

По [15] пункт 9.15.2 на секционном выключателе необходимо предусмотреть:

- автоматическое включения резерва (АВР).
- УРОВ

Для защиты секционного выключателя 35 кВ будем использовать терминал микропроцессорных защит типа БЭ2502А02.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранным блоком.

Таблица 4.4 – Виды РЗа секционного выключателя 35кВ

Виды защит по нормативным документам	Функции блока	Используемые функции
1) МТЗ 2) Дуговая защита 3) ЛЗШ 4) АВР 5) УРОВ	БЭ2502А02 1)трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) 2)защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) 3)логическая защита шин (ЛЗШ) 4)устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ) 5)автоматическое включение резерва (АВР) 6)автоматика управления выключателем (АУВ)	БЭ2502А02 1)трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) 2)защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) 3)логическая защита шин (ЛЗШ) 4)АУВ 5)УРОВ 6)АВР

#### 4.7 Шины НН 35 кВ

Согласно пункту 3.2.126 [15] специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной системы шин 6-35 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна

осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном выключателе.

Однако согласно НТП пункту 9.15.3 [1] на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин, реагирующая на появление электрической дуги в ячейках КРУ. Защита действует без выдержки времени на отключение питающих элементов секции шин 6-35 кВ (вводного и секционного выключателей). Кроме того, если электрическая дуга возникла в ячейке ввода, дуговая защита действует с выдержкой времени порядка 0,5 секунды на отключение трансформатора, питающего данную секцию;

- логическая защита шин (ЛЗШ), для выполнения которой используется обмен информацией между защитами питающих элементов (вводных и секционных выключателей) и защитами фидеров. Принцип действия ЛЗШ на каждом питающем элементе: если сработали токовые реле питающего элемента и не сработали токовые реле ни на одном фидере, следовательно, это КЗ на секции шин, при этом ЛЗШ действует без выдержки времени на отключение питающего элемента;

- неселективная сигнализация от замыканий на землю, реагирующая на напряжение  $3U_0$ . Защита срабатывает при возникновении замыкания на землю в любой точке электрически связанной сети 35 кВ и действует на сигнал с выдержкой времени 9 секунд.

По [1] пункт 9.14.3 на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин;
- логическая защита шин;
- сигнализация замыканий на землю.

Автоматика

По пункту 3.3.25 [15] на двухтрансформаторных понижающих подстанциях при раздельной работе трансформаторов предусматриваются устройства АПВ шин низшего напряжения в сочетании с устройствами АВР; при внутренних

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					



повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях – АПВ.

Согласно пункту 3.3.30 [15] устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на секционных и шиносоединительных выключателях и т. п. На проектируемой подстанции устройство АВР установлено на секционном выключателе 35 кВ и подключено к трансформаторам напряжения.

Таблица 4.5 – Виды защит на шинах НН

Виды защит по ПУЭ	Функции блока	Используемые функции
1) дуговая защита; 2) ЗОЗЗ 3) логическая защита	Дуга –МТ 1) Дуговая защита БЭ2502А04 1) трехступенчатая автоматика ограничения напряжения (АОСН) снижения 2) защита от повышения напряжения (ЗПН) 3) защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ) по напряжению нулевой последовательности $3U_0$	Дуга –МТ 1) Дуговая защита; ШЭ2607 042043 1) Логическая защита БЭ2502А04 1) ЗОЗЗ

Цифровое устройство защиты от дуговых замыканий «ДУГА-МТ». Его область применения: распределительные устройства напряжением 6-35 кВ; ячейки КРУ, КРУН, КСО; комплектные трансформаторные подстанции КТП, ТПСН и т.п.

Устройство «ДУГА-МТ» обеспечивает селективное отключение выключателей:

- вводов РУ;
- силовых автотрансформаторов;
- секционных;
- отходящих присоединений РУ.



Рисунок 4.6 – Внешний вид блока ДУГА-МТ.

Распределено-централизованная структура устройства «ДУГА-МТ» позволяет:

- изменять конфигурацию устройства при реконструкции или изменении состава РУ;
- учитывать особенности главной схемы конкретного РУ при программном назначении входов и выходов центрального блока устройства;
- определять место дугового замыкания с указанием изолированного отсека защищаемой ячейки;



условных положительных направлениях токов в сторону трансформатора, рисунок 5.1), называемую дифференциальным током:

$$I_{\text{д}} = I_{\text{вн}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{нн}} \quad (5.1)$$

Защита выполняется пофазной, то есть вычисляет дифференциальный ток каждой фазы  $I_{\text{д.А}}$ ,  $I_{\text{д.В}}$ ,  $I_{\text{д.С}}$  и сравнивает данные токи с током срабатывания. Защита срабатывает при превышении хотя бы одним фазным дифференциальным током тока срабатывания защиты.

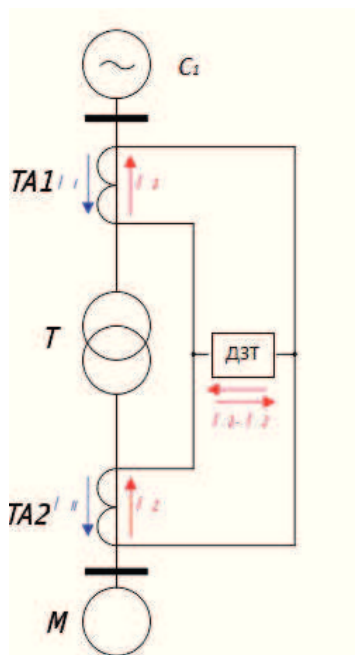


Рисунок 5.1 – Условные положительные токи дифференциальной защиты трансформатора.

Защищаемая зона дифференциальной защиты определяется местами установки трансформаторов тока (ТТ). При КЗ в зоне между ТТ (КЗ в защищаемой зоне, внутреннее КЗ) (рисунок 5.2, б) дифференциальный ток защиты равен току КЗ, защита срабатывает.

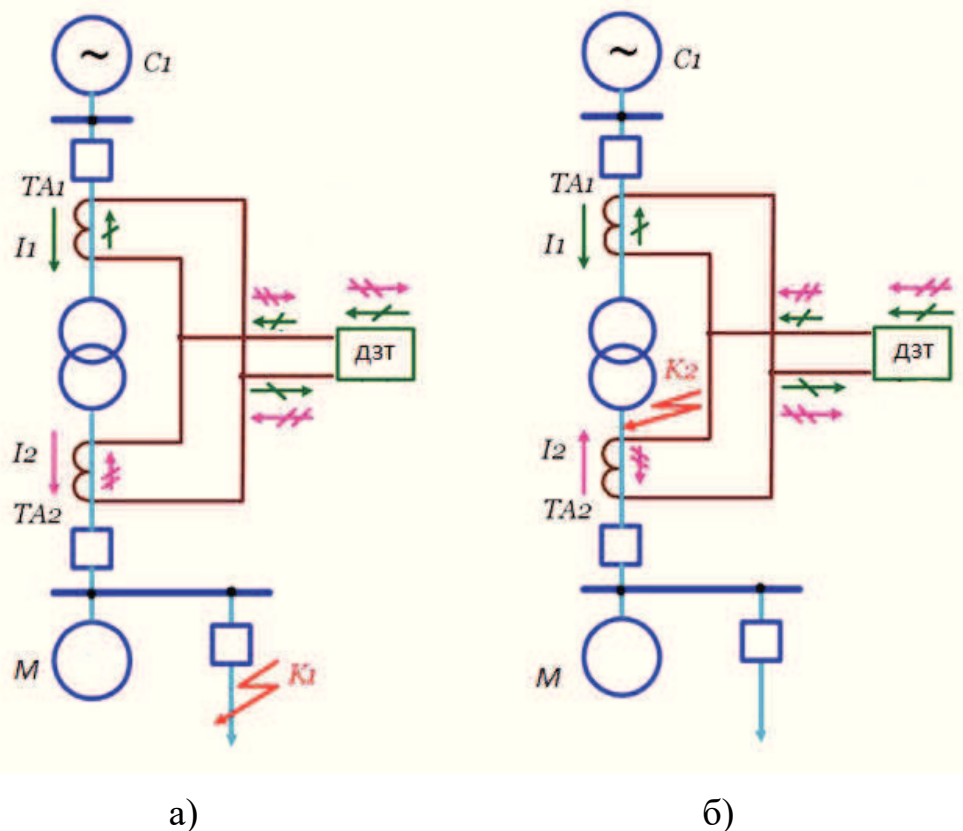


Рисунок 5.2 – Защищаемая зона дифференциальной защиты : а) внешнее КЗ;  
 б) внутреннее КЗ

Во всех остальных режимах работы трансформатора (холостой ход, нагрузка, перегрузка, качания, асинхронный ход, внешние КЗ) (рис. 5.2, а) 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:

$$I_d = I_{\text{НБ}}. \quad (5.2)$$

Основными причинами наличия тока небаланса являются:

1. Погрешности трансформаторов тока: даже при сумме первичных токов со всех сторон трансформатора равной нулю сумма вторичных токов, поступающих в защиту от трансформаторов тока, не равна нулю из-за наличия погрешностей ТТ.

2. Наличие РПН у защищаемого трансформатора: даже если сумма токов, поступающих в защиту, строго равна нулю в среднем положении РПН, то при

изменении коэффициента трансформации изменяется соотношение токов на сторонах трансформаторов, и сумма токов, поступающих в защиту, становится не равной нулю.

3. Неточность настройки (выравнивания токов) самой дифференциальной защиты: защита специально настраивается так, чтобы при отсутствии погрешностей трансформаторов тока в среднем положении РПН защищаемого трансформатора сумма токов в защите была равна нулю. В действительности никакая защита не может быть настроена идеально точно, в любой дифференциальной защите имеется погрешность выравнивания токов.

Одной из основных задач при расчете дифференциальной защиты трансформатора 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:

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (5.3)$$

где  $I_{C3}$  – ток срабатывания защиты.

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

$I_{НБ.МАКС}$  – максимальный расчетный ток небаланса.

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{C3}} \geq 2, \quad (5.4)$$

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.

Кроме рассмотренных выше трех причин появления тока небаланса в дифференциальной защите трансформатора имеется еще четвертая причина - ток намагничивания (ток холостого хода) трансформатора, который входит в зону дифференциальной защиты со стороны питания трансформатора и не выходит со стороны нагрузки (рисунок 5.3). При этом ток небаланса дифференциальной защиты трансформатора равен току намагничивания трансформатора (без учета рассмотренных выше трех причин тока небаланса):

$$I_{\text{НБ}} = I_{\text{НАМ}} \cdot \quad (5.5)$$

Так как ток намагничивания современных трансформаторов составляет около 0,5% от номинального тока трансформатора, то в установившемся режиме работы увеличение тока небаланса дифференциальной защиты из-за наличия тока намагничивания совершенно незаметно.

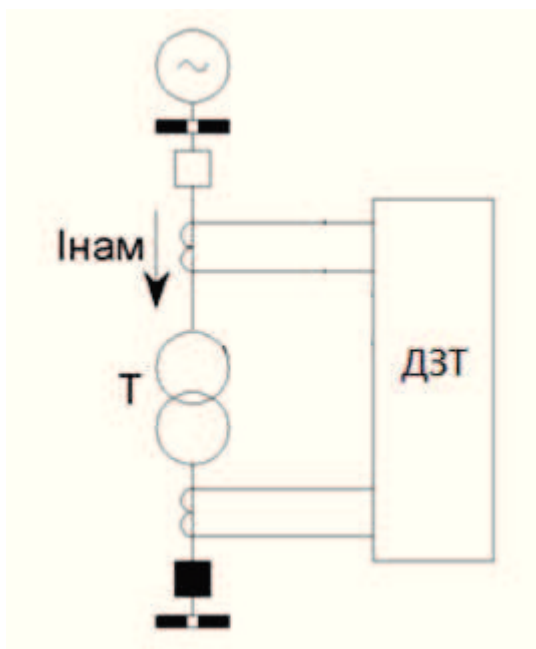


Рисунок 5.3 –Ток намагничивания трансформатора

Гораздо хуже обстоит дело в момент включения трансформатора под напряжение. В этот момент бросок тока намагничивания может достигать величины до 6 номинальных токов трансформатора. Бросок тока намагничивания, протекая только с одной стороны защищаемого трансформатора, целиком попадает в дифференциальную защиту, аналогично

току КЗ в защищаемой зоне. При разработке дифференциальной защиты трансформатора должны быть предусмотрены меры, предотвращающие срабатывание защиты от броска тока намагничивания.

### 5.1.2 Основные параметры и характеристики ДЗТ в шкафу ШЭ2607 042.

1. Дифференциальная защита трансформатора в шкафу ШЭ2607 042 имеет два входа для подключения трансформаторов тока: со стороны ВН, со стороны НН трансформатора (рисунок 5.1).

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

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

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

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

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

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

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

При этом для расчета базисных токов дифференциальной защиты используются не реальные номинальные первичные токи, соответствующие номинальным мощностям обмоток трансформатора (которые могут быть разными), а условные номинальные токи сторон трансформатора, соответствующие номинальной мощности трансформатора (номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора).



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

5. При расчете и настройке уставок дифференциальной защиты используются относительные вторичные токи (относительные токи сторон трансформатора, относительный дифференциальный ток защиты и др.), равные отношению вторичных токов к базисным токам соответствующих сторон трансформатора, которые далее в целях упрощения будут называться просто токами без слова "относительные":

$$I_{ВН} = \frac{I_{ВТОР.ВН}}{I_{БАЗ.ВН}}$$
$$I_{НН} = \frac{I_{ВТОР.НН}}{I_{БАЗ.НН}}$$

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

$$I_{д} \geq I_{сз} \quad (5.6)$$

7. Величина дифференциального тока защиты равна модулю геометрической суммы токов со всех сторон защищаемого трансформатора:

$$I_{д} = |I_{ВН} + I_{СН} + I_{НН}| \quad (5.7)$$

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

9. Для отстройки от достаточно больших токов небаланса и обеспечения при этом чувствительности к достаточно малым токам КЗ дифференциальная защита 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. 5.4.

									Лист
									91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				



$$I'_1 = \max\{I_{ВН}, I_{НН}\}. \quad (5.10)$$

Током  $I'_2$  называется геометрическая сумма двух оставшихся токов. Следовательно:

$$I'_1 + I'_2 = I_D. \quad (5.11)$$

10.2. Если фазы токов  $I'_1$  и  $I'_2$  отличаются больше чем на  $90^\circ$  (при внешнем КЗ токи  $I'_1$  и  $I'_2$  сдвинуты по фазе примерно на  $180^\circ$ : ток  $I'_1$  вытекает из трансформатора в сторону КЗ, а ток  $I'_2$  равен сумме токов, втекающих в трансформатор с другой стороны), то величина тормозного тока определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I'_1 I'_2 \cos \alpha}, \quad (5.12)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов  $I'_1$  и  $I'_2$ ,  $\alpha = \angle(I'_1, I'_2)$

При внешнем КЗ угол между токами  $I'_1$  и  $I'_2$  примерно равен  $180^\circ$ , следовательно, угол  $\alpha \approx 0$ . Тогда тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{I'_1 I'_2 \cos \alpha} \approx \sqrt{I'_1 I'_2 \cos 0^\circ} = \sqrt{I'_1 I'_2} \approx I_K. \quad (5.13)$$

Следовательно, при внешних КЗ тормозной ток примерно равен току КЗ, протекающему через трансформатор. При этом за счет торможения защиты обеспечивается отстройка защиты от токов небаланса: чем больше величина сквозного тока КЗ через трансформатор, тем больше ток небаланса, но тем больше и тормозной ток и ток срабатывания защиты.

10.3. Если фазы токов  $I'_1$  и  $I'_2$  отличаются меньше чем на  $90^\circ$  (при КЗ в защищаемой зоне токи  $I'_1$  и  $I'_2$  направлены в сторону трансформатора и примерно совпадают по фазе), то защита принимает тормозной ток равным нулю. Следовательно, при внутренних КЗ защита работает без торможения, то есть, ток срабатывания защиты равен минимальному значению (начальному току срабатывания защиты  $I_{Д.0}$ ), что обеспечивает высокую чувствительность защиты.

11. Диапазоны регулирования основных параметров дифференциальной защиты трансформатора в шкафу ШЭ2607 042:

- начальный ток срабатывания защиты  $I_{Д.0}$  регулируется от 0,2 до 1,0.

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					



а) Если один из токов  $I'_1$  или  $I'_2$  меньше  $I_{Т.БЛ}$ , то защита также срабатывает при дифференциальном токе, большем тока срабатывания защиты с учетом торможения.

б) Если оба тока больше  $I_{Т.БЛ}$ , то защита не срабатывает (блокируется) независимо от величины дифференциального тока.

При этом возможны следующие режимы работы трансформатора и защиты:

1. КЗ в защищаемой зоне при работе трансформатора на холостом ходу (рисунок 5.6). При этом со стороны питания трансформатора протекает ток КЗ, а с другой стороны трансформатора ток равен нулю. При этом токи в дифференциальной защите:

$$I'_1 = I_K;$$

$$I'_2 = 0;$$

$$I_D = I_K;$$

$$I_T = 0.$$

Так как тормозной ток равен нулю, то, во-первых, он меньше тормозного тока блокировки  $I_{Т.БЛ}$  (независимо от величины  $I_{Т.БЛ}$ ), и, следовательно, защита сработает, если дифференциальный ток будет больше тока срабатывания защиты, а во-вторых, ток срабатывания защиты равен начальному току срабатывания  $I_{Д.0}$ , то есть, защита работает с минимальным током срабатывания (что обеспечивает максимальную чувствительность защиты).

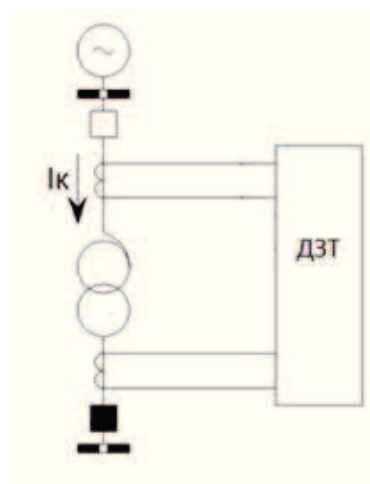


Рисунок 5.6 – КЗ в защищаемой зоне при работе АТ на холостом ходу.

Условие срабатывания защиты при этом:

$$I_K > I_{Д.0}.$$

2. КЗ в защищаемой зоне при работе трансформатора в тупиковом режиме (с односторонним питанием) (рисунок 5.7). При этом со стороны питания в сторону трансформатора протекает сумма тока КЗ и тока нагрузки, а с другой стороны могут протекать токи нагрузки в сторону от трансформатора. При этом токи в дифференциальной защите:

$$I'_1 = I_K + I_H;$$

$$I'_2 = I_H.$$

То есть, токи  $I'_1$  и  $I'_2$  по величине различны, а по фазе примерно противоположны. Тормозной ток примерно равен среднему геометрическому значению:

$$I_T \approx \sqrt{I'_1 I'_2}.$$

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

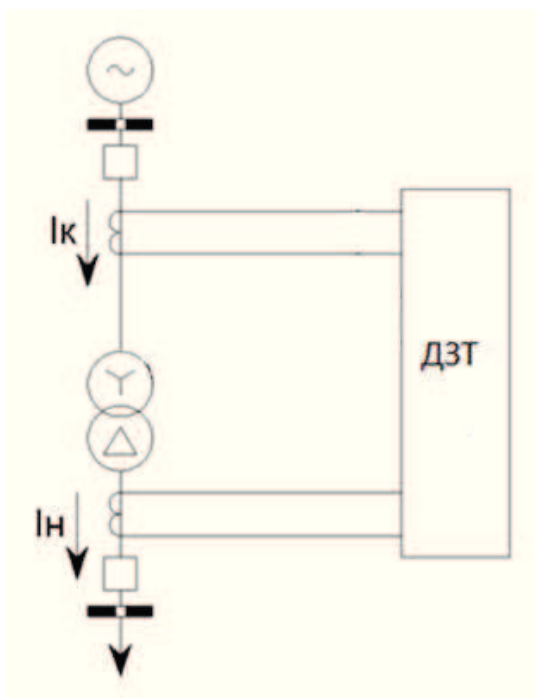


Рисунок 5.7 – КЗ в защищаемой зоне при работе трансформатора в тупиковом режиме с односторонним питанием

Если тормозной ток окажется больше  $I_{Т.БЛ}$  и при этом ток  $I'_1$  будет больше  $I_{Т.БЛ}$ , а ток  $I'_2$  меньше  $I_{Т.БЛ}$ , то защита сработает, если дифференциальный ток будет больше тока срабатывания защиты с учетом торможения.

Если и тормозной ток и оба тока  $I'_1$  и  $I'_2$  окажутся больше  $I_{Т.БЛ}$ , то защита не сработает (отказ защиты при КЗ в защищаемой зоне). Для предотвращения отказа защиты в таком режиме необходимо обеспечить выполнение условия:

$$I'_2 < I_{Т.БЛ}, \quad (5.14)$$

то есть  $I_{Т.БЛ} > I_H$ .

Следовательно, величина тормозного тока блокировки должна приниматься с запасом больше максимального тока нагрузки защищаемого трансформатора. 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 трансформатора, 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.

13. Отстройка защиты от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора осуществляется за счет блокировки током второй гармоники.

При КЗ в защищаемой зоне дифференциальный ток равен току КЗ, в котором вторая гармоника практически отсутствует. Защита при этом не блокируется и срабатывает, если дифференциальный ток больше тока срабатывания защиты.

При броске тока намагничивания дифференциальный ток защиты равен броску тока намагничивания трансформатора. При броске тока намагничивания трехфазного трансформатора в двух фазах протекает апериодический ток намагничивания с амплитудой броска до  $4 I_{НОМ}$  (при коэффициенте выгоды равном 2), а в третьей фазе - периодический ток намагничивания с амплитудой броска до  $1 I_{НОМ}$  (при коэффициенте выгоды равном 2). В апериодическом броске тока намагничивания вторая гармоника составляет около 15% от первой,

а в периодическом – не менее 40%. Защита при этом блокируется: не срабатывает независимо от величины дифференциального тока.

В терминале 042 выполнена перекрестная блокировка, при которой блокируется работа дифференциальной защиты во всех трех фазах при появлении тока второй гармоники хотя бы в одной фазе.

Ток второй гармоники, при котором защита блокируется, регулируется от 8% до 20% от тока первой гармоники дифференциального тока.

14. Для обеспечения надежного срабатывания дифференциальной защиты при больших токах КЗ (КЗ на выводах трансформатора со стороны питания) в защите используется дифференциальная отсечка – дифференциальная защита с большим током срабатывания  $I_{отс}$ , не зависящим от тормозного тока и отстроенным от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора и от максимального тока небаланса при внешних КЗ (рисунок 5.8).

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

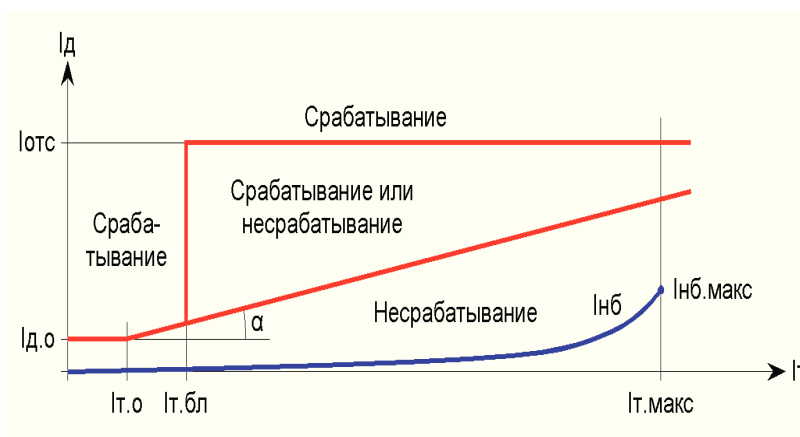


Рисунок 5.8 – Полная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

### 5.1.3 Выбор уставок ДЗТ

Паспортные данные трансформатора.

Тип: ТДЦНМ-63000/220/35

Номинальная мощность:  $S_{НОМ} = 63$  МВА.

Схема и группа соединения обмоток:  $Y_{н}/\Delta$ -11.

										Лист
										98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					



Номинальные напряжения обмоток:  $U_{В.НОМ} = 230$  кВ,  $U_{Н.НОМ} = 38,5$  кВ.

Диапазон регулирования РПН в нейтрали ВН:  $\Delta U_{СН} = \pm 12\%$ .

Первичные номинальные токи со всех сторон трансформатора.

$$I_{В.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} U_{В.НОМ}} = \frac{63000}{\sqrt{3} 230} = 158,331 \text{ А};$$

$$I_{Н.НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} U_{Н.НОМ}} = \frac{63000}{\sqrt{3} 38,5} = 945,875 \text{ А}.$$

Коэффициенты трансформации ТТ.

$$K_{ТТ.ВН} = 300/5;$$

$$K_{ТТ.НН} = 2000/5.$$

Базисные токи со всех сторон трансформатора:

$$I_{БАЗ.ВН} = \frac{I_{В.НОМ}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{158,331}{300/5} = 2,639 \text{ А};$$

$$I_{БАЗ.НН} = \frac{I_{Н.НОМ}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{945,875}{2000/5} = 2,365 \text{ А}.$$

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

Максимальный сквозной ток через трансформатор при внешних КЗ.

Принятые расчетные токи КЗ приведены в пункте 3.4.

Максимальные токи через трансформатор при трехфазном КЗ на стороне 35 кВ (точка К2) расчет токов по программе ТОКО:

$$I_{К1.МАКС.35} = 8096 \text{ А}$$

Максимальный ток на стороне 35 кВ при трехфазном КЗ на стороне 35 кВ, приведенный к стороне 220 кВ:

$$I_{К1.МАКС.35(220)} = \frac{I_{К1.МАКС.35}}{K_{Т.ВН}} = \frac{8096}{230/38,5} = 1355,2 \text{ А}.$$

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

$$I_{К3.МАКС.220} = 13516 \text{ А}.$$

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

$$I_{СКВ.МАКС} = I_{К1.МАКС.220} = 13516 \text{ А}.$$

Относительный максимальный сквозной ток:

$$I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}} = \frac{I_{\text{СКВ.МАКС}}}{I_{\text{В.НОМ}}} = \frac{13516}{158,331} = 85,365 \text{ А.}$$

Минимальный ток через трансформатор при КЗ на стороне НН.

Минимальные токи через трансформатор при КЗ на стороне 35 кВ (точка К2):  $I_{\text{КЗ.МИН.35}} = 7011 \text{ А.}$

Минимальный ток на стороне 220 кВ при КЗ:  $I_{\text{КЗ.МИН.220}} = 6690 \text{ А.}$

Относительный минимальный ток при трехфазном КЗ на стороне 35 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МИН.ОТН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.220}}}{I_{\text{В.НОМ}}} = \frac{6690}{158,331} = 42,253 \text{ А.}$$

Ток начала торможения защиты.

Принимается относительный ток начала торможения:  $I_{\text{T0}} = 0,5 \text{ А.}$

Начальный ток срабатывания защиты.

Относительный ток небаланса при токе начала торможения:

$$I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}} = (K_{\text{ПЕР}} K_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{T0}}, \quad (5.15)$$

где  $K_{\text{ПЕР}} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$K_{\text{ОДН}} = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{12,2}{100} = 0,24$  – половина относительного диапазона регулирования РПН.

РПН.

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

Тогда относительный ток небаланса при токе начала торможения:

$$I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}} = (K_{\text{ПЕР}} K_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{T0}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,24 + 0,03) \cdot 0,5 = 0,16.$$

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

$$I_{\text{ДО.РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}}, \quad (5.16)$$

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

Тогда расчетный начальный относительный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ДО.РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ}} = 1,5 \cdot 0,16 = 0,24.$$

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

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

### Коэффициент торможения.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (K_{\text{ПЕР}} K_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}}, \quad (5.17)$$

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

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

Тогда относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,24 + 0,03) 85,365 = 40,122 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{СЗ.МАКС}} = K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.МАКС}}, \quad (5.18)$$

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

$$I_{\text{СЗ.МАКС}} = 1,5 \cdot 40,122 = 60,182.$$

Расчетный коэффициент торможения:

$$K_{\text{Т.РАСЧ}} = \frac{I_{\text{СЗ.МАКС}} - I_{\text{до}}}{I_{\text{СКВ.МАКС.ОТН}} - I_{\text{то}}} = \frac{60,182 - 0,3}{85,365 - 0,5} = 0,7.$$

Принимается коэффициент торможения:  $K_{\text{Т}} = 0,7$ .

Ток торможения блокировки защиты.

Ток торможения блокировки защиты должен быть больше максимального тока нагрузки трансформатора. Принимается ток торможения блокировки защиты (в предположении допустимой перегрузки трансформатора около 40%):  $I_{\text{Т.БЛ}} = 2,0$ .

Блокировка защиты по току второй гармоники.

Расчетный ток второй гармоники, при котором защита блокируется:

$$I_{\text{2БЛОК.РАСЧ}} = \frac{I_{\text{2БР}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.19)$$

где  $I_{\text{2БР}}$  – ток второй гармоники при броске тока намагничивания. Так как в дифференциальной защите 042 выполнена перекрестная блокировка защиты током второй гармоники, то расчетный ток второй гармоники принимается равным максимальному току второй гармоники в фазе с периодическим броском тока намагничивания:  $I_{\text{2БР}} = 40\%$ .

$K_{\text{ч}} = 2$  – коэффициент чувствительности.

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ				

$$I_{2\text{БЛОК.РАСЧ}} = \frac{40}{2} = 20\%.$$

Принимается ток второй гармоники, при котором защита блокируется:  $I_{2\text{БЛОК}} = 20\%$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:  $I_{\text{НБ.МАКС}} = 40,122 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{СЗ.ОТС.РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.МАКС}}, \quad (5.20)$$

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

$$I_{\text{СЗ.ОТС.РАСЧ}} = 1,5 \cdot 40,122 = 60,183 \text{ А}.$$

Принимается минимально возможный относительный ток срабатывания защиты:  $I_{\text{СЗ.ОТС}} = 12 \text{ А}$ .

Коэффициент чувствительности защиты.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ОТН}}}{I_{\text{Д.0}}} = \frac{42,253}{0,3} = 140,8 > 2.$$

## 5.2 Расчет МТЗ на линиях 35кВ

### 5.2.1 Принцип действия МТЗ

Принцип действия МТЗ очень простой: защита реагирует на увеличение тока в защищаемой линии. Если ток в защищаемой линии становится больше тока срабатывания защиты, называемого уставкой защиты, защита срабатывает и отключает поврежденную линию от энергосистемы. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока нагрузки, то есть, ток срабатывания защиты должен быть с запасом больше максимального тока нагрузки, чтобы защита не срабатывала от тока нагрузки:  $I_{\text{СЗ}} > I_{\text{НАГР.МАКС}}$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{САМОЗ}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}, \quad (5.21)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$K_{самоз}$  – коэффициент самозапуска;

$K_{в}$  – коэффициент возврата реле тока МТЗ.

В то же время, ток срабатывания защиты должен быть меньше минимального тока КЗ, чтобы защита чувствовала все КЗ на защищаемой линии:  $I_{сз} < I_{к.мин}$ , то есть:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} > 1,5, \quad (5.22)$$

где  $I_{к.мин}$  – минимальный ток КЗ, который должна чувствовать защита.

МТЗ – это защита с относительной селективностью. Для обеспечения селективности выдержки времени МТЗ выбираются по ступенчатому принципу: чем ближе МТЗ к источнику питания, тем больше у нее выдержка времени. Разность между временами срабатывания двух соседних МТЗ называется ступенью селективности и составляет около 0,3÷0,6 сек, обычно ступень принимают равной 0,5 сек. Формула для расчета ступени селективности:

$$\Delta t = \Delta t_{сз1} + \Delta t_{сз2} + t_{возвр.защ} + t_{откл.выкл} + t_{зап}, \quad (5.23)$$

где  $\Delta t_{сз1}$  и  $\Delta t_{сз2}$  – погрешности по времени срабатывания двух согласуемых защит;

$t_{возвр.защ}$  – время возврата защиты;

$t_{откл.выкл}$  – время отключения выключателя;

$t_{зап}$  – время запаса.

Примерное значение ступени селективности:

$$\Delta t \approx 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 = 0,5 \text{ сек.}$$

Достоинства МТЗ: простота, надежность, дешевизна.

#### 4. Обеспечение дальнего резервирования.

Недостатком данной защиты являются сравнительно большие выдержки времени.

## 5.2.2 Расчет уставок МТЗ

Величины токов коротких замыканий на шинах 35 кВ подстанции принимаются по данным расчета программы ТОКО из пункта 3.4.

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания:  $I_{К.МАКС}^3 = 8,096$  кА.

Минимальный ток двухфазного короткого замыкания:  $I_{К.МИН}^2 = 7,01$  кА.

В утяжеленном режиме ток, протекающий по каждой линии 35 кВ согласно пункта 3.3 равен: 307,2 А.

### Ток срабатывания защиты

Расчетный первичный ток срабатывания защиты определяется двумя условиями: возвратом защиты после отключения внешнего короткого замыкания и несрабатыванием защиты в момент включения нагрузки:

Коэффициент отстройки может приниматься равным (1,1-1,2). Принимаем:  $K_{ОТС} = 1,2$ .

При чисто двигательной нагрузке среднее значение коэффициента запуска:  $K_3 = 6$ . С учетом того, что реальная нагрузка состоит примерно наполовину из двигателей, принимается коэффициент запуска:  $K_3 = 3$ .

Так как на всех фидерах, отходящих от секций 35 кВ, предусматривается токовая отсечка, то полное время отключения близкого короткого замыкания на любом фидере не превышает 0,12 секунды. С учетом этого принимается коэффициент самозапуска электродвигателей после отключения внешнего короткого замыкания:  $K_{СЗ} = 1,5$ .

Коэффициент возврата микропроцессорного реле тока:  $K_B = 0,95$ .

Расчетный первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ1.РАСЧ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 307,2 = 582 \text{ А};$$

$$I_{СЗ2.РАСЧ} = K_{ОТС} \cdot K_3 \cdot I_H = 1,2 \cdot 3 \cdot 307,2 = 1105,92 \text{ А}.$$

Принимается расчетный первичный ток срабатывания защиты:  $I_{СЗ.РАСЧ} = I_{СЗ2.РАСЧ} = 1105,92 \text{ А}$ .



$$I_{C3} = K_{OTC} \cdot I_{K.VNEШH.MAKC}, \quad (5.25)$$

где  $I_{C3}$  - ток срабатывания токовой отсечки;

$K_{OTC} = 1,2$  - коэффициент отстройки (запаса);

$I_{K.VNEШH.MAKC}$  - максимальный ток внешнего КЗ.

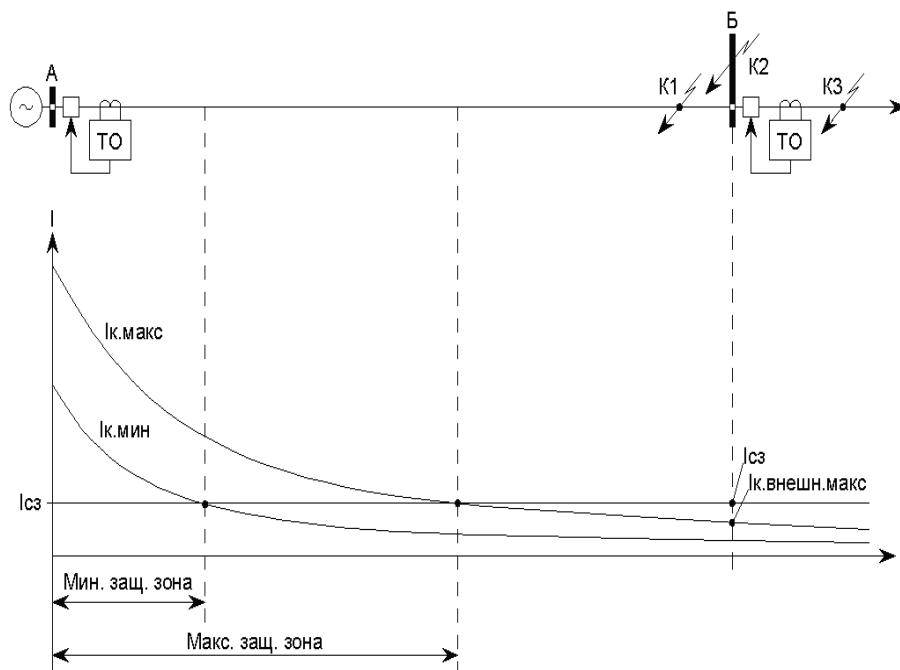


Рисунок 5.9 – Токовая отсечка без выдержки времени

Из рисунка 5.9 видно, что токи КЗ практически одинаковы при повреждениях в точках К1, К2 и К3, то для отстройки защиты от тока внешнего КЗ (точка К3) в расчете используется ток КЗ на шинах ПС Б (точка К2). При этом защита, отстроенная от тока КЗ в точке К2, оказывается отстроеной и от тока КЗ в конце защищаемой ВЛ (точка К1). Поэтому токовая отсечка без выдержки времени принципиально не может защищать всю линию, она защищает только часть линии и не может являться единственной защитой линии.

Достоинства токовой отсечки без выдержки времени:

1. Простота. Защита является самой простой из всех устройств РЗ.
2. Надежность. Защита практически всегда работает правильно.
3. Дешевизна.
4. Быстродействие. Защита работает без выдержки времени.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Недостатки:

1. Защищает только часть линии.
2. Защищаемая зона зависит от режима работы сети: в максимальном режиме защищаемая зона большая, в минимальном - сокращается.
3. На коротких линиях (где токи КЗ в конце и в начале линии примерно одинаковы) чувствительность защиты бывает недостаточной: даже в максимальном режиме при трехфазном КЗ в начале линии защита не работает.

### 5.3.2 Расчет уставок МФТО

Ток срабатывания защиты.

Расчетный первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ.РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{К.ВНЕШН.МАКС}}, \quad (5.26)$$

Коэффициент отстройки принимается равным (1,2-1,3). Учитывая, что на данных фидерах токовая отсечка имеет очень малую чувствительность, принимается минимальное значение коэффициента отстройки:  $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ .

Максимальный ток внешнего трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{К.ВНЕШН.МАКС}} = 8,096 \text{ кА.}$$

Расчетный первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ.РАСЧ}} = 1,2 \cdot 8,096 = 9715 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР.РАСЧ}} = I_{\text{СЗ.РАСЧ}} / K_{\text{ТТ}} = 9715 / (1000/5) = 48,58 \text{ А.}$$

Принимается ток срабатывания реле:  $I_{\text{СР}} = 49 \text{ А.}$

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{СР}} \cdot K_{\text{ТТ}} = 49 \cdot 1000/5 = 9800 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты.

Коэффициент чувствительности при трехфазном коротком замыкании в начале фидера в максимальном режиме работы энергосистемы:

$$K_{\text{Ч}} = I_{\text{К.МАКС}} / I_{\text{СЗ}} = 8096 / 9800 = 0,83.$$

## 6. ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

### 6.1 Особенности компенсации реактивной мощности в сетях со специфическими нагрузками

К сетям со специфическими нагрузками относят нелинейные, несимметричные и резкопеременные нагрузки. Такими нагрузками являются и потребители подстанции ГПП-9. В сетях со специфическими нагрузками существуют определенные особенности компенсации реактивной мощности, которые заключаются в следующем:

1. из-за низкого коэффициента мощности потребителей и резкопеременного характера нагрузки необходимо осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющей реактивной мощности. Компенсация постоянной составляющей реактивной мощности необходима для улучшения  $\cos\varphi$  и для уменьшения отклонений напряжения в питающей сети. Компенсация переменной составляющей реактивной мощности преследует цель уменьшения колебания напряжения в питающей сети.

2. из-за быстрых изменений потребляемой реактивной мощности необходимо применение быстродействующих компенсирующих устройств, способных изменять регулируемую реактивную мощность со скоростью, соответствующей скорости наброса и сброса потребляемой реактивной мощности. Необходимое быстродействие таких компенсирующих устройств можно ориентировочно определить как  $dQ/dt = 100-2000$  Мвар/с.

3. из-за неравномерного потребления реактивной мощности по фазам необходимо и пофазное управление компенсирующими устройствами.

4. ограничивается применение батарей конденсаторов для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности в сети с резкопеременной вентильной нагрузкой. Это обусловлено наличием в сети высших гармоник тока и напряжения при работе нелинейных нагрузок. Высшие гармоники приводят к значительным перегрузкам батарей конденсаторов по току [5].

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.125-365 ПЗ



## 6.2 Выбор СТК

В пункте 2 из таблицы 2.3 видно, что коэффициент мощности на реконструируемой подстанции достаточно низкий. Известно, что чем меньше коэффициент мощности, тем ниже качество электроэнергии. Следовательно, при проектировании необходимо увеличить коэффициент мощности до  $\cos\varphi=0,9$ , оставив при этом неизменной активной мощности нагрузки [2].

Посчитаем необходимую реактивную мощность при нормируемом коэффициенте мощности (таблица 6.1)

Таблица 6.1 – Суточные нагрузки при  $\cos\varphi=0,9$

Время, часы	P, МВт	cos $\varphi$	S, МВА	Q <sub>cos<math>\varphi</math>=0,9</sub> , Мвар
1	2	3	4	5
01ч.00мин.	21,93	0,9	24,37	10,63
02ч.00мин.	26,45		29,39	12,81
03ч.00мин.	23,56		26,18	11,42
04ч.00мин.	16,36		18,18	7,93
05ч.00мин.	21,49		23,88	10,41
06ч.00мин.	23,24		25,82	11,25
07ч.00мин.	28,28		31,42	13,69
08ч.00мин.	18,82		20,91	9,11
09ч.00мин.	56,09		62,32	27,16
10ч.00мин.	34,68		38,53	16,79
11ч.00мин.	28,33		31,48	13,73
12ч.00мин.	59,08		65,64	28,6
13ч.00мин.	36,67		40,74	17,75
14ч.00мин.	28,54		31,71	13,82
15ч.00мин.	18,54		20,6	8,98
16ч.00мин.	26,41		29,34	12,78

Продолжение таблицы 6.1.

1	2	3	4	5
17ч.00мин.	18,05	0,9	20,06	8,75
18ч.00мин.	15,61		17,34	7,55
19ч.00мин.	22,60		25,11	10,94
20ч.00мин.	13,72		15,24	6,63
21ч.00мин.	28,86		32,07	13,99
22ч.00мин.	24,32		27,02	11,77
23ч.00мин.	28,99		32,21	14,04
24ч.00мин.	28,97		32,19	14,03

Из таблицы 6.1 видно, что при увеличении коэффициента мощности реактивная мощность значительно уменьшилась.

Рассчитаем разницу между новой полученной реактивной мощностью и той, мощностью, которая была при старом коэффициенте мощности (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Расчетная разница коэффициентов мощности

Время, часы	$Q_{\cos\varphi=0,9}$ , Мвар	Q, Мвар	$\Delta Q$ , Мвар
1	2	3	4
01ч.00мин.	10,63	20,56	9,93
02ч.00мин.	12,81	23,39	10,58
03ч.00мин.	11,42	22,10	10,68
04ч.00мин.	7,93	15,62	7,69
05ч.00мин.	10,41	19,95	9,54
06ч.00мин.	11,25	19,77	8,52
07ч.00мин.	13,69	25,23	11,54
08ч.00мин.	9,11	17,07	7,96
09ч.00мин.	27,16	55,94	28,78
10ч.00мин.	16,79	36,28	19,49
11ч.00мин.	13,73	25,70	11,97



реактивной мощности. Пример электрической схемы СТК для дуговой сталеплавильной печи приведен на рисунке 5.1.

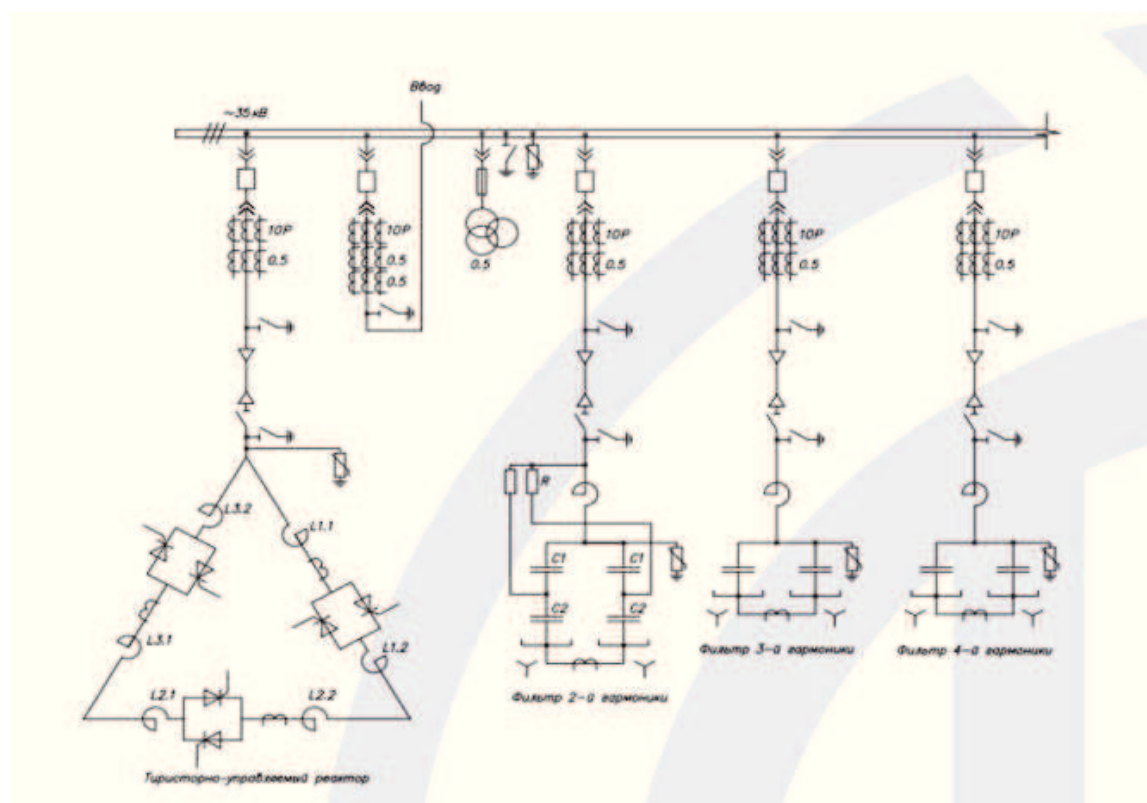


Рисунок 6.1 – Электрическая схема СТК для дуговой сталеплавильной печи

Таким образом, для подстанции необходимо выбирать конденсаторную батарею мощность не менее 35 МВАр, которая будет постоянно вырабатывать реактивную мощность. А также устанавливаем тиристорно-реакторную группу, которая будет регулировать реактивную мощность, потребляя её.

Минимальная разница реактивных мощностей по таблице 5.2 составляет:

$$Q = 5,64 \text{ Мвар}$$

Следовательно, ТРГ должна регулировать реактивную мощность в пределах от 5 до 35 МВАр. Для этого мощность ТРГ должна быть также не менее 35 МВАр.

Но в целях уменьшения высших гармоник на шины 35 кВ подстанции установим три комплекта СТК по 15 МВАр каждый, на три секции шин. Что позволит регулировать мощность от 0 до 15 МВАр на каждой секции (рисунок 4.2). Устанавливать будем на 1, 2, 3 секции шин.

В итоге получаем:

$$Q_{\text{ТРГ}} = 3 \cdot 15 = 45 \text{ Мвар,}$$

$$Q_c = 3 \cdot 15 = 45 \text{ МВАр.}$$

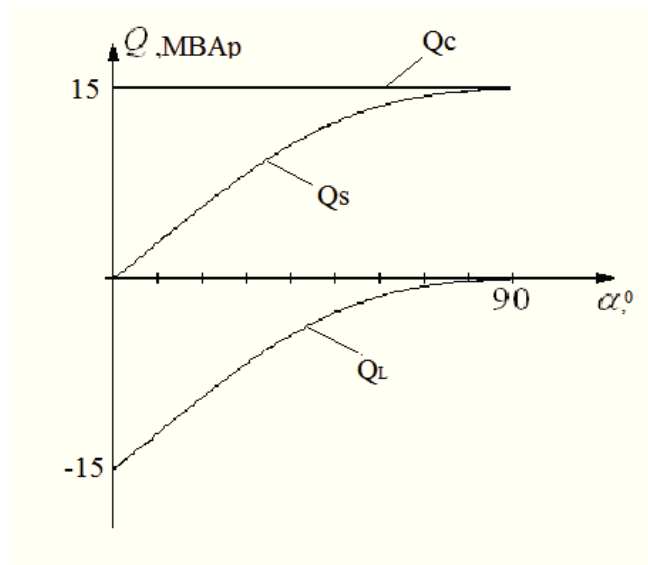
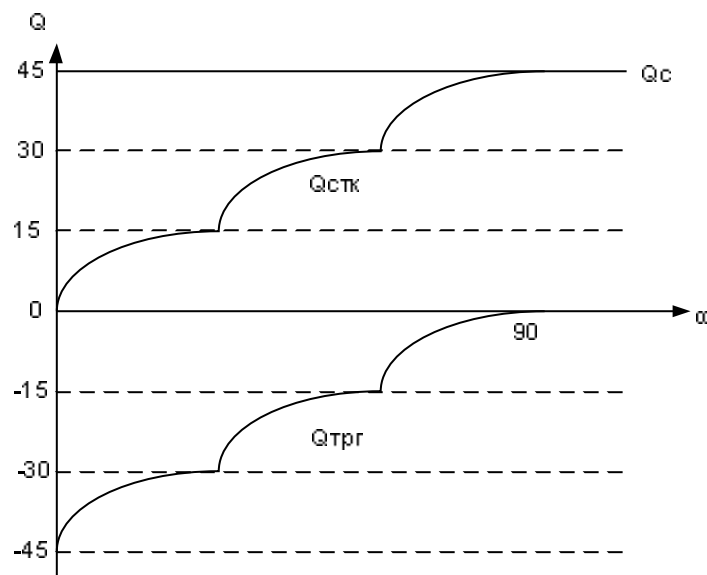


Рисунок 6.2 – Регулировочная характеристика одного комплекта СТК

Из рисунка 5.2 видно, что ФКУ постоянно вырабатывает реактивную мощность ( $Q_c=15$  МВАр), а ТРГ, изменяя угол  $\alpha$ , - потребляет ее. Тем самым на выходе получается суммарная реактивная мощность -  $Q_s$ . Причем угол зажигания тиристоров может быстро изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал реактивный ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме. Общая регулировочная характеристика приведена на рисунке 5.3.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ





кабелю непосредственно в тиристоры. Охлаждение тиристоров и демпфирующих резисторов осуществляется с помощью воздуха-вентилятором.

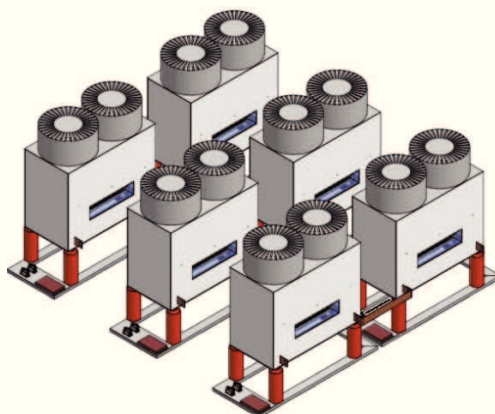


Рисунок 6.4 - Пример размещения трехфазного тиристорного преобразователя СТК 35 кВ

Система воздушного охлаждения тиристорных преобразователей: система охлаждения тиристорных преобразователей в устройствах широкого спектра применения производства ЧКД ЭЛЕКТРОТЕХНИКА основано на использовании тепловых трубок ALTRA собственного производства. Система воздушного охлаждения имеет следующие преимущества по сравнению с жидкостным охлаждением:

- Более высокую надежность.
- Система воздушного охлаждения является менее сложной, по сравнению с жидкостными системами. Для исправного функционирования охлаждения на основе тепловых трубок не требуется дополнительная электроника, механические и вращающиеся компоненты, вследствие чего повышается надежность оборудования, снижаются эксплуатационные издержки.
- Используемые в преобразователях ЧКД ЭЛЕКТРОТЕХНИКА тепловые трубки работают в замкнутом цикле без принудительной циркуляции охлаждающей жидкости. Компонентами системы являются только тепловые трубки и вентиляторы для отвода нагретого воздуха.
- Воздух, проходящий через силовой блок, охлаждает не только тепловые трубки, но также и другие компоненты — конденсаторы, резисторы и т. д.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

116

- Система проста в обслуживании и эксплуатации, потому что тепловые трубки абсолютно герметичны и не нуждаются в дополнительном обслуживании, а использование воздушного охлаждения исключает применение дополнительного оборудования для очистки используемой жидкости, гидравлического хозяйства, труб, муфт и т. д.

На рисунке 5.5 показан термальный цикл тепловой трубки [12]:

- 1) рабочая жидкость испаряется в пар, поглощая тепловую энергию;
- 2) пар перемещается по полости в холодный конец трубки;
- 3) пар конденсируется в жидкое состояние, высвобождая тепловую энергию;
- 4) рабочая жидкость возвращается в горячее основание тепловой трубки.

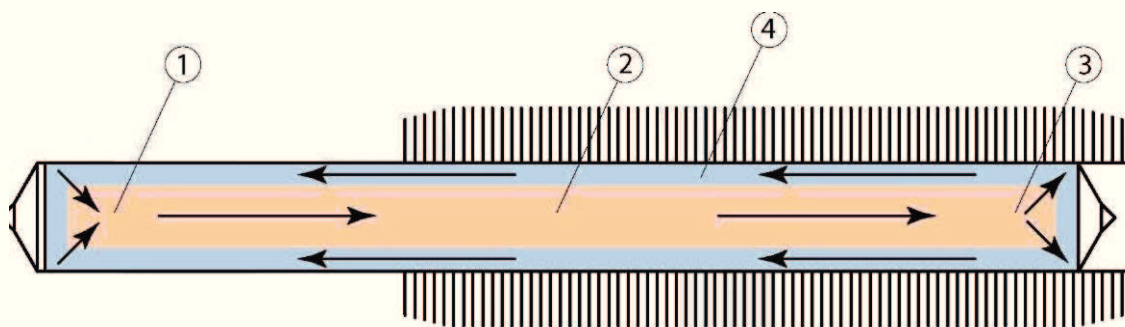


Рисунок 6.5 – Термальный цикл тепловой трубки

Реакторы фильтров имеют самонесущую конструкцию с обмотками с воздушным охлаждением. Класс нагревостойкости изоляции обмоток F. Обмотка состоит из параллельных алюминиевых проводников, изолированных стеклотканью, намотанных на алюминиевую крестообразную конструкцию, имеющую верхние и нижние кронштейны. Реакторы имеют верхние кронштейны, предназначенные для их подъема и крепления при транспортировке, а также нижние кронштейны для монтажа к изоляторам, зафиксированных на бетонном фундаменте.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 6.6 - Конденсаторные батареи

Система конденсаторных батарей включает в себя надежные конденсаторы мощностью 600-800 кВАр, напряжением до 35 кВ, наружной установки, с встроенными секционными плавкими предохранителями и разрядными резисторами. Поставляются комплектно в виде блоков конденсаторов с необходимым набором изоляторов и ошиновкой, трансформатором тока небалансной защиты, защитами от перенапряжения (опция).

По своему функциональному назначению шкаф управления и защиты MODULEX предназначен для следующих задач [12]:

- реализация динамической компенсации реактивной мощности;
- регулирование  $\cos \varphi$ ;
- симметрирование сети (подавление обратной составляющей токов);
- формировании серий управляющих импульсов на основании информации от измерительных трансформаторов тока, напряжения, защит от небаланса;
- реализация защит от сверхтоков, коммутационных перенапряжений, перегрева тиристоров;
- в режиме дистанционного управления с помощью внешних беспотенциальных контактов;
- дистанционно по цифровому интерфейсу RS485.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

118

Управление шкафа MODULEX осуществляется в режиме местного управления с помощью кнопок и переключателей, а также с помощью сенсорного дисплея на панели управления EasyView, размещенных на передней панели. В основу логики управления положен контроллер собственной конструкции «ЧКД ЭЛЕКТРОТЕХНИКА» EMADYN. Контроллер может управлять работой нескольких высоковольтных выключателей, служащих для подключения фильтров высших гармоник и ТРГ. Цепи питания шкафа MODULEX рассчитаны на питающее напряжение 220/380 В, 50 Гц. Цепи управления выполнены на 220 В постоянного напряжения.



Рисунок 6.7 - Шкаф управления и защиты MODULEX

Так как ЧКД «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА» не имеет готовых статических тиристорных компенсаторов на напряжение 35 кВ с мощностью 15 МВАр, то имеется возможность изготовить СТК на заказ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

119

# 7 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ (АСУ ТП)

## 7.1 Структура АСУ ТП подстанции

Структура АСУ ТП ПС должна строиться на основе следующих общих принципов:

1. интегрированность (единство) системы;
2. автономность подсистем;
3. иерархичность архитектуры системы;
4. функциональная и территориальная децентрализация;
5. расширяемость и открытость;
6. возможность координации со смежными системами и автоматизированными системами диспетчерского и технологического управления вышестоящего уровня иерархии (энергосистемы, электросетевых предприятий).

В АСУ ТП подстанцией входят следующие подсистемы [29]:

1. информационная;
2. оперативного управления (ОУ);
3. автоматического управления (АУ);
4. передачи и приема информации (ППИ);
5. связи;
6. релейной защиты;
7. диагностики состояния основного электрооборудования;
8. автоматизации и контроля собственных нужд.

Наиболее многочисленную часть всего электросетевого хозяйства составляют необслуживаемые подстанции. Подстанции данного типа можно условно разбить на две группы: подстанции с традиционным оборудованием и подстанции с использованием (целиком или частично) современных микропроцессорных цифровых устройств релейной защиты и автоматики (ЦРЗА).

					13.04.02.2018.125-365 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120











устройства РЗА, цифровые устройства телемеханики и регистраторы аварийных процессов.

#### Назначение ПТК.

ПТК «Защита-2» предназначен для решения задач телеизмерения, телеуправления и телесигнализации для электрической части энергетического объекта, а также для хранения и анализа собранной исторической информации.

#### Верхний уровень

Автоматизированные рабочие места, серверы хранения данных, сетевое оборудование, устройства удаленной связи с объектом (модемы, ВЧ аппаратура, GPRS и т.д.)

#### Нижний уровень

Цифровые блоки релейной защиты и автоматики ЦРЗА, цифровые измерительные преобразователи (ИП), устройства сопряжения с объектом УСО (функции ТУ, ТИ, ТИИ, ТС), регистраторы аварийных процессов и событий РАПС, функциональные контроллеры ФК, сетевое оборудование. Все оборудование нижнего уровня имеет промышленное исполнение и предназначено для работы в расширенном температурном диапазоне.

Гибкая структура ПТК «Защита-2» позволяет:

- конфигурировать комплекс для решения задач;
- наращивать комплекс, добавляя при необходимости терминалы нижнего и верхнего уровней;
- включать в комплексе АИИС ТУЭ (технический учет) энергетического объекта;
- включать ПТК «Защита-2» в более высокие уровни АСУ энергетического объекта (АСУ ТП, АСОДУ).

#### Функции ПТК

- сбор, архивирование и отображение информации от блоков ЦРЗА, ИП, УСО и РАПС о нормальных режимах и аварийных процессах;
- дистанционное управление коммутационным оборудованием через ЦРЗА и УСО;

										Лист
										124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

- решение задач телемеханики (телеизмерение, телеуправление, телесигнализация) средствами цифровых преобразовательных устройств сопряжения с объектом УСО;

- осциллографирование аварийных процессов средствами цифровых регистраторов;

- поддержание системы единого времени (СЕВ) во всех узлах комплекса;

- работа ПТК в составе АСУ энергетического объекта.

ПТК обеспечивает:

- динамическое отображение на АРМ информации о состоянии коммутационного оборудования;

- динамическое отображение на АРМ текущих значений аналоговых величин и состояний дискретных сигналов, контролируемых блоками ЦРЗА, ИП и УСО;

- отображение на АРМ информации о пусках и срабатываниях защит блоков ЦРЗА;

- отображение на АРМ параметров аварийных событий и осциллограмм, зарегистрированных блоками ЦРЗА, УСО и РАПС;

- просмотр полученной от блоков ЦРЗА и УСО информации в табличных и графических формах, в виде мнемосхем, ведомостей событий, аварийно-предупредительной организации;

- дистанционное чтение и редактирование конфигурации ЦРЗА и УСО (уставки, ключи и т.д.);

- дистанционное управление коммутационным оборудованием (включение/отключение) выключателя и др.);

- ведение долговременного архива событий комплекса, журнала действий операторов аварийной информации и другой вспомогательной документации;

ПТК «Защита-2» представляет пользователю в визуальной форме на экранах АРМ:

- мнемосхемы объектов, с отображением происходящих изменений;

- текущие значения параметров, контролируемых оборудованием нижнего уровня;

- диаграммы, осциллограммы и другую информацию о переходных, аварийных и ненормальных процессах и режимах, дублируемую световой и звуковой сигнализацией (вызывная и предупредительная сигнализация);

- накопительную информацию (количество пусков и срабатывания защит и их ступеней, количество циклов (успешных и неуспешных) АПВ, количество отключений выключателей, суммарное значение токов в фазах при отключении выключателей, максимальные значения токов, напряжений) и др.;

- историческую информацию в виде журналов событий, журналов действий операторов, журналов аварийной информации, журналов осциллограмм;

- вспомогательную информацию (сведения об используемых блоках ЦРЗА, УСО, РАПС, оборудовании объекта, выключателях, схемах переключений, порядке работы с ПТК «Защита-2»).

Эффект от внедрения ПТК «Защита-2» проявляется в:

- увеличении экономической эффективности отпуска (потребления) электроэнергии за счет внедрения системы эффективного ее учета, в том числе с помощью АСКУЭ;

- повышении качества и бесперебойности электроснабжения в результате обеспечения быстрого доступа ко всем бланкам переключений;

- повышении качества, эффективности и дисциплины труда персонала за счет внедрения современных информационных технологий;

- повышении качества управления энергетическим объектом, обеспечиваемом доступностью информации о состоянии объекта и действиях оперативного персонала руководящему персоналу;

- обеспечении удаленного доступа к информации о состоянии объектов.

Непрерывный автоматический контроль состояния оборудования, информирование персонала о его результатах и необходимости превентивного выведения оборудования из работы, позволяет снизить риск возникновения

тяжелых аварий оборудования и обеспечить своевременное проведение его ремонта или замены.

### 7.3.1 Структура ПТК «Защита – 2»

Структурная схема ПТК «Защита–2» приведена на рисунке 7.1.

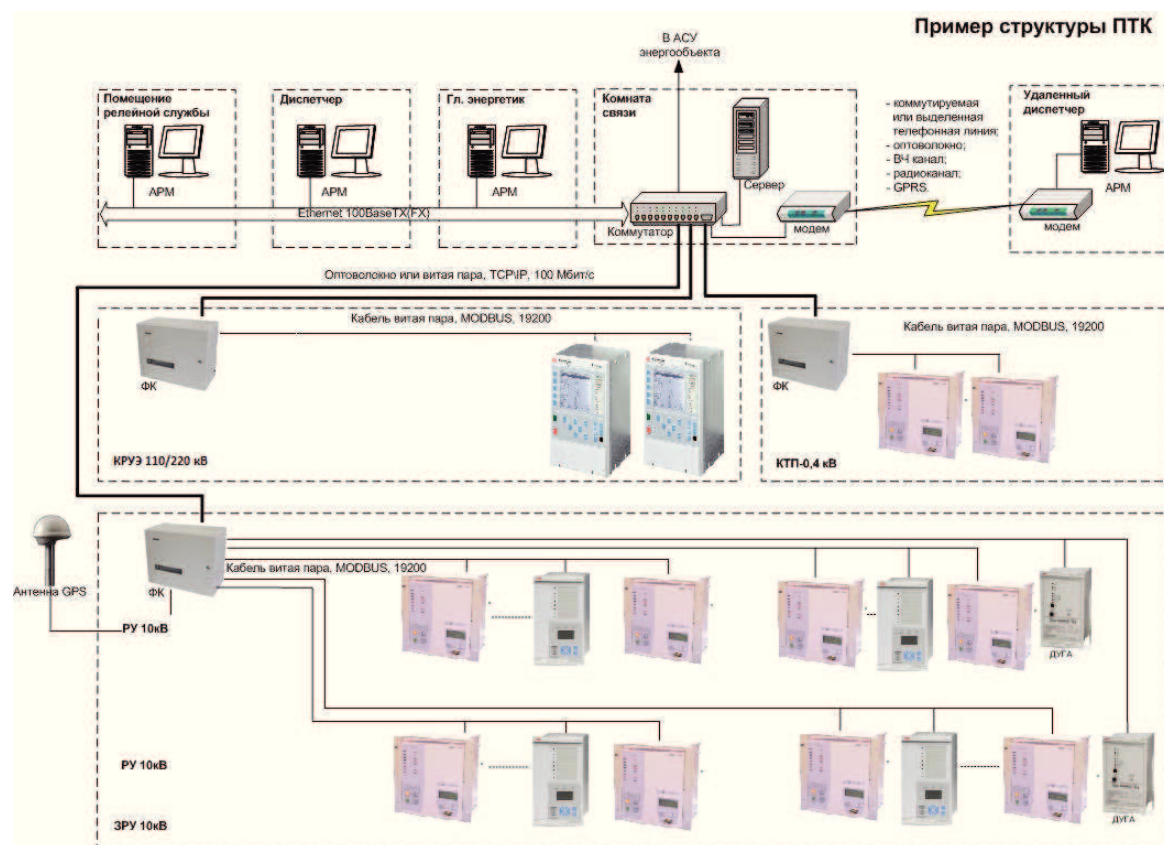


Рисунок 7.1 – Структурная схема ПТК «Защита–2»

Связь с ФК осуществим по каналу связи ВОЛС.

Для организации сети передачи данных с использованием волоконно-оптического кабеля необходимо:

- установить на все устройства преобразователи ПЭО-ТТЛ.
- организовать кольцевую топологию сети (информационная петля), соединив последовательно выход одного электронно-оптического преобразователя (ПЭО) с входом другого для всех устройств ЦРЗА (“ведомые”);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- вход и выход сформированной информационной петли присоединить к ФК (или ПЭВМ);

Данные структуры позволяют организовать полноценную АСУ на базе устройств ЦРЗА и УСО.

При таких построениях сети, пользователь АРМ верхнего уровня получает все возможности предоставляемые современными SCADA системами:

- динамическое отображение на АРМ информации о состоянии коммутационного оборудования;

- динамическое отображение на АРМ текущих значений аналоговых величин и состояний дискретных сигналов, контролируемых блоками ЦРЗА и УСО;

- отображение на АРМ информации о пусках и срабатываниях блоков ЦРЗА;

- отображение на АРМ параметров аварийных событий и осциллограмм, зарегистрированных блоками ЦРЗА, УСО и РАПС;

- просмотр полученной от блоков ЦРЗА и УСО информации в табличных и графических формах, в виде мнемосхем, ведомостей событий, аварийно-предупредительной сигнализации;

- дистанционное чтение и редактирование конфигурации ЦРЗА и УСО (уставки, ключи и т.д.);

- дистанционное управление положением коммутационного оборудования (включение/отключение выключателей и др.);

- ведение долговременного архива событий комплекса, журнала действий операторов и другой вспомогательной информации;

- поддержание системы единого времени (СЕВ) во всех узлах комплекса;

Назначение преобразователя ПЭО – ТТЛ.

Преобразователь ПЭО – ТТЛ предназначен для преобразования цифрового электрического сигнала уровня ТТЛ в оптический и обратно для волоконно-оптических линий связи кольцевой топологии.

Назначение и область применения УСО – МТ

										Лист
										128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.125-365 ПЗ





–ранжирование пользователей по уровню доступа к данным и конфигурированию УСО-МТ.

Таблица – 7.1 Назначение блоков ЦРЗА и УСО, и устройств из состава ПТК

№/п	Устройство	Назначение	Примечание
1	Блоки ЦРЗА	Сбор и предварительная обработка информации о подключенных электрических цепях, выдача информации о параметрах настройки ЦРЗА и об аварийных событиях, выдача команд управления.	Основная функция блоков ЦРЗА – релейная защита и автоматика выполняется всегда и независимо от подключения блоков в к ПТК.
2	Блоки УСО	Сбор и предварительная обработка информации об аналоговых и дискретных сигналах в подключенных электрических цепях, выдача телеметрической информации и команд управления	Информация, не контролируемая блоками ЦРЗА.
3	ИП	Сбор и предварительная обработка информации об аналоговых сигналах с нормированной погрешностью.	
4	ФК	Информационный обмен с блоками ЦРЗА и УСО. Информационный обмен с АРМ и СДХ. Буферирование информации, полученной от блоков ЦРЗА и УСО при обрыве связи с АРМ и СДХ. Поддержание работы системы единого времени СЕВ.	Обмен с блоками ЦРЗА и УСО выполняется по протоколу Modbus, а с АРМ и СДХ – по протоколам TCP/IP.
5	Сетевое оборудование полевого уровня	Объединение ФК, и блоков ЦРЗА и УСО в ЛВС нижнего уровня.	Преобразователи интерфейсов, блоки питания, кабельное хозяйство.
6	АРМ	Вывод информации, полученной от ФК и СДХ, для оператора и прием от него команд управления и конфигурации для блоков ЦРЗА и УСО. Информационный обмен с ФК и СДХ.	Общее название назначения АРМ – предоставление оператору интерактивного интерфейса.
7	СДХ	Получение информации от ФК и АРМов, ее хранение, обработка и предоставление оператору.	
8	Сетевое оборудование верхнего уровня	Объединение ФК, АРМ и СДХ в ЛВС верхнего уровня.	Преобразователи интерфейсов, блоки питания для преобразователей интерфейсов, коммутаторы, кабельное хозяйство.
9	ИБП	Поддержание работы АРМ и СДХ при отключении электропитания.	

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

13.04.02.2018.125-365 ПЗ

Лист

130





оператором или от автоматических устройств, которые применяются для выполнения переключений в аварийных ситуациях.

Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации, которые дают оперативному персоналу необходимую информацию о состоянии оборудования и срабатывании защиты и автоматики. Для предотвращения неправильных операций предусматриваются специальные блокировки.

Устройства управления, сигнализации и блокировок с соответствующими источниками питания образуют на подстанции систему вторичных цепей. К этой системе относят также схемы автоматики, релейной защиты и технологического контроля.

Управление коммутационными аппаратами.

Оперативное управление на подстанции осуществляется дистанционно, то есть путем подачи команды на элемент управления из точки, удаленной от управляемого объекта. На территории подстанции сооружают общеподстанционный пункт управления (ОПУ), в нем размещается система АСУ ТП (АРМ) и панели релейной защиты.

На АРМ (монитор ПК) размещены все элементы контроля и сигнализации.

К системам дистанционного управления выключателями предъявляются следующие требования:

1. Цепи управления должны допускать отключение выключателя, как с АРМ, так и по месту его установки;
2. На АРМ и в распределительном устройстве должна быть предусмотрена сигнализация положения выключателя (каждому положению соответствует свой цвет на мнемосхеме);
3. Цепи управления (включения и отключения) должны иметь контрольные устройства, сигнализирующие об обрыве этих цепей;
4. Управляющий импульс должен сниматься с исполнительного элемента после выполнения команды;
5. Схема управления должна предусматривать блокировку от «прыгания»,

										Лист
										132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					

исключающую возможность при коротком замыкании многократных включений выключателя при одном командном импульсе;

6. Схема должна предусматривать возможность не только ручного управления, но и подачи соответствующего импульса от устройств релейной защиты и автоматики.

Команды дистанционного управления подаются с АРМ при помощи АСУ ТП путем нажатия клавиши мыши. Возможна также подача управляющего импульса от устройств автоматики и защиты.

Сигнализация на подстанции.

Сигнализация, то есть выдача дежурному персоналу информации о состоянии объекта, осуществляется с помощью автоматических устройств, выдающих сигнал при отклонении от нормального режима или нарушении нормального состояния первичной схемы, находящаяся в системе АСУ ТП.

Предусматриваются следующие виды сигнализации: положения коммутационных аппаратов, аварийная, предупреждающая, командная и сигнализация действия защиты и автоматики. Данная информация отображается на мнемосхеме подстанции (АРМ).

Блокировки.

Различают два основных вида блокировок: блокировки безопасности и оперативные.

Блокировками безопасности называют устройства, предупреждающие вход лиц эксплуатационного или ремонтного персонала в камеры распределительных устройств или испытательного оборудования, в которых не исключена возможность прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям или к частям оборудования, находящимся под напряжением. В качестве блокирующих устройств таких камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепи питания оборудования высокого напряжения испытательных камер оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери. В камеру КРУ после выкатывания тележек с оборудованием доступ к

										Лист
										133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.125-365 ПЗ					







