

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

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент

\_\_\_\_\_ / Д. В. Шопов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 220/10 кВ  
«Изумрудная»

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 14089 ВКР**

**Руководитель, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_ / К. Е. Горшков /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Автор**

**студент группы П –472**

\_\_\_\_\_ / М. М. Березкина /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Нормоконтролер, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_ / К. Е. Горшков /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Челябинск 2018**

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

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

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

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Березкина Мария Михайловна

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 220/10 кВ «Изумрудная»

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

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

3. Исходные данные к работе

Схема подключения к существующей подстанции сети , номинальное напряжение РУ ВН 220 кВ , номинальное напряжение РУ НН 10 кВ, количество ЛЭП на стороне ВН – 2, суммарная мощность нагрузки 102 МВА, мощность КЗ на шинах действующей подстанции 1 : в максимальном режиме – 2600 МВА, в минимальном режиме – 2200 МВА, действующей подстанции 2 : в максимальном режиме – 2800 МВА, в минимальном режиме – 2400 МВА.





## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор силовых трансформаторов		
Выбор схем распределительных устройств		
Выбор линий электропередач и кабельных линий		
Выбор оперативного тока		
Расчет токов короткого замыкания		
Выбор коммутационной аппаратуры		
Выбор видов релейной защиты и автоматики		
Расчет параметров устройств релейной защиты и автоматики		
Автоматика ликвидации асинхронного режима		
Оформление пояснительной записки		
Графическая часть		

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / К. Е. Горшков \_\_\_\_\_ /

Студент \_\_\_\_\_ / М. М. Березкина \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Березкина М. М. Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 220/10 кВ «Изумрудная»  
– Челябинск: ЮУрГУ, П-472; 2018, 111 страниц, 19 иллюстраций, 21 таблица; библиография 28 наименований; 4 прил.

В данной выпускной квалификационной работе была разработана отпаечная подстанция «Изумрудная» 220/10 кВ. Проект был создан согласно всем руководящим документам ФСК ЕЭС, а также правил устройства электроустановок. Были рассчитаны токи короткого замыкания и выбраны коммутационные аппараты, вид оперативного источника тока. Выбор типоразмера терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу фирмы разработчика «ЭКРА». Был произведен расчет устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции. Осуществлена проверка на допустимую погрешность трансформатора силового на вводе 10 кВ.

					<i>П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Березкина М.М.			Разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 220/10 кВ «Изумрудная»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Горшков К. Е.					6	111
<i>Н. Контр.</i>		Горшков К. Е.			ЮУрГУ			
<i>Утверд.</i>		Кирпичникова						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА СЕТИ	11
2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	13
3 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ	16
3.1 Выбор схему РУ ВН	16
3.2 Выбор схему РУ НН	16
3.3 Выбор схему РУ РП	17
2ВЫБОР ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	18
4.1 Выбор ВЛ	19
4.2 выбор КЛ	20
5 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК	22
5.1 Выбор источника оперативного тока	22
5.2 Выбор ТСН	23
5.3 Выбор предохранителей ТСН	25
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	26
6.1 Токи КЗ	26
6.2 Выбор токоограничивающих реакторов	28
7 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АПАРАТУРЫ	33
7.1 Выбор выключателей ВН	33
7.2 Выбор выключателей НН	34
8 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ	37
8.1 Выбор производителя РЗА	37
8.2 Выбор РЗА	38
8.2.1 РЗА цехового трансформатора 10/0,4 кв	38
8.2.2 РЗА электродвигателя 10 кВ	41

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

8.2.3 РЗА кабельной линии 10 кВ	44
8.2.4 РЗА ТН 10 кВ	46
8.2.5 РЗА секционного выключателя 10 кВ	47
8.2.6 РЗА ввода ГПП 10 кВ	48
8.2.7 РЗА силового трансформатора 220/10	50
8.2.9 РЗА воздушной линии 220 кВ	52
9 РАСЧЕТ УСТАВОК РЗА	59
9.1 РЗА электродвигателя 10 кВ	59
9.2 РЗА цехового трансформатора 10/0,4 кв	64
9.3 Ячейка КРУ выключателя КЛ 10 кВ	69
9.4 Ячейка КРУ секционного выключателя	75
9.5 Вводной выключатель	79
9.6 Силовой трансформатор 220/10 кВ	82
9.7 Воздушная линия 220 кВ	90
10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА	96
11 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	106
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А (Спецификация трансформатора)	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (Параметры выключателя и разъединителя ОРУ)	109
ПРИЛОЖЕНИЕ В (Параметры выключателя КРУ)	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (Параметры выключателя КРУ)	111



## ВВЕДЕНИЕ

Существующие тенденции в развитии энергетики приводят к созданию крупных энергообъединений, обладающих сложной структурой, но позволяющих получить значительные экономические преимущества. Усложнение объекта увеличением входящих в него элементов приводит к снижению надежности и увеличению аварийности, а значит формирование таких энергообъединений, обеспечение работоспособности и выявление всех возможных аварийных ситуаций представляет собой сложную задачу, справиться с которой сможет только быстродействующая грамотно построенная автоматизированная система.

Значительное увеличение объема потребления электроэнергии увеличивает зависимость нормального функционирования потребителей. Зависимость становится настолько сильной, что нарушение энергоснабжения приводит к колоссальному материальному ущербу, поэтому следует избегать аварийных ситуаций и уметь четко реагировать на короткие замыкания и другие опасные для энергооборудования явления в системе.

Все это приводит к необходимости ввода релейной защиты и автоматики на объекты электроснабжения.

В данном проекте рассматривается разработка релейной защиты и автоматики отпаечной подстанции 220/10 кВ «Изумрудная».

Актуальность проектирования новой подстанции обусловлена развитием электрических сетей Челябинской области.

Цель проектирования состоит в приобретении и систематизации опыта решения инженерных задач, в получении навыков использования технической и справочной литературы, нормативных, директивных и рекомендательных документов, а также ПУЭ и НТП ФСК.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

# 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩАЯ СХЕМА СЕТИ

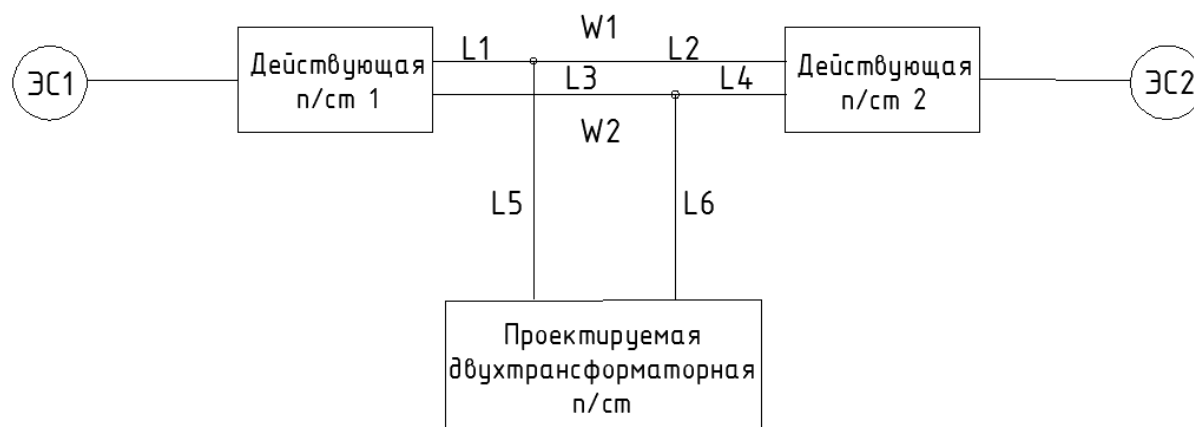


Рисунок 1.1 – Схема подключения проектируемой подстанции к существующей сети

Действующие подстанции 1 и 2 выполнены по типовой схеме № 8 [1]. Проектируемая подстанция подключается к сети через отпайки к двум проходящим линиям. Такое подключение подстанции уменьшает затраты, поскольку подключается без коммутационных аппаратов отпайкой, но неудобно в обслуживании, так как для вывода в ремонт силового оборудования придется отключать питающую линию.

Первоначальные данные действующих подстанций сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – первоначальные данные действующих подстанций

Параметры систем		
	C1	C2
Мощность трехфазного КЗ на шинах п/ст в максимальном режиме, МВА	2200	2600
Мощность трехфазного КЗ на шинах п/ст в минимальном режиме, МВА	2400	2800
Параметры воздушных линий		
	W1	W2
Длина, км	75	65
Транзитная мощность, МВА	180	

Заданы длины линий, сведенные в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – длины линий

Обозначение	Длина, км
L1	30
L2	45
L3	40
L4	35
L5	75
L6	65

К шинам низкого напряжения проектируемой подстанции 220/10 кВ подсоединены 6 кабельных линий длиной 1,8 км, питающие РУ с одинаковой нагрузкой.

Таблица 1.3 – нагрузка проектируемой подстанции

Нагрузка	Количество	Примечание
Трансформатор	6	10/0,4 кВ; S=1,25 МВА
Асинхронный двигатель АТД-4	2	P=4000 кВт; cos=0,87; $\eta=97,4\%$ ; $K_n=6,9$

Проектируемая подстанция имеет два силовых трансформатора. Транзитная мощность через две действующие подстанции  $S_{\text{транз}}=180$  МВА.

## 2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы подстанций и станций, кроме включенных в блоки с генераторами, должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) [2].

Так как большей частью от подстанции питаются потребители II и III категорий, и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

Устанавливать три трансформатора и более нецелесообразно, так как это увеличит общую стоимость подстанции.

Для того, чтобы выбрать трансформатор, необходимо знать мощность на низкой стороне, для этого необходимо сложить мощности трансформаторов, данные по условиям и полные мощности асинхронных двигателей АД-4 по формуле:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\phi_D \cdot \eta}; \quad (2.1)$$

$$S_H = (6 \cdot 1,25) + \frac{2 \cdot 4}{0,87 \cdot 0,97} = 16,7 \text{ МВА.}$$

Далее найдем суммарную мощность трансформатора, сложив мощности на низкой стороне:

$$S_{ВВ} = N_H \cdot S_H, \quad (2.2)$$

Где  $N_H$  – количество отходящих линий с нагрузкой  $S_H$ .

$$S_{ВВ} = 6 \cdot 16,7 = 100,2 \text{ МВА.}$$

На подстанциях нагрузка в разные часы различна. Если трансформатор в нормальном режиме загружен не более чем на 93%, то в аварийной режиме его можно перегрузить на 40% в течении 6 часов 5 суток подряд.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности [2]. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{ВВ}}{k_{П}}, \quad (2.3)$$

Где  $k_{П}$  – коэффициент перегрузки системы, принятый в соответствии с [10] 1,4.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{Т.НОМ} = \frac{100,2}{1,4} = 71,6 \text{ МВА.}$$

Согласно ряду номинальных мощностей трансформатора [3] выбираем соответствующую мощность  $S_{НОМ} = 100 \text{ МВА}$ .

Для такой мощности выберем два трансформатора ТРДЦН-100000/220-У1 компании ООО «Лидер-энерго», спецификация которого приведены в приложении А.

Приведем некоторые каталожные данные выбранных трансформаторов.

Таблица 2.1 – Каталожные данные трансформатора

Тип Тр-ра	$S_{НОМ}$ , МВА	$U_{ВН}$ , кВ.	$U_{НН}$ , кВ.	$P_{Х}$ , кВт	$P_{К}$ , кВт	$U_{К}$ , %	$I_{Х}$ , %	РПН
ТРДЦН- 100000/220	100	230	11	102	340	12,5	0,65	$\pm 12 \times 1$ %

Выбор трансформаторов 110 кВ производится в соответствии с [13].

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора и коэффициент аварийной перегрузки, когда один из трансформаторов отключен.

– в нормальном режиме:

$$K_{З.Н.Р.} = \frac{S_{ВВ}}{S_{НОМ} \cdot 2}; \quad (2.4)$$

$$K_{З.Н.Р.} = \frac{100,2}{100 \cdot 2} = 0,501.$$

$K_{З.Н.Р.} < 0,7$  – трансформатор выбран правильно по нормальному режиму.

– в аварийном режиме:

$$K_{З.АВАР.Р.} = \frac{S_{ВВ}}{S_{НОМ}}; \quad (2.5)$$

$$K_{3.ABAP.P.} = \frac{100,2}{100} = 1,02.$$

$K_{3.ABAP.P.} < 1,4$  – трансформатор выбран правильно по аварийному режиму.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

### 3 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ

#### 3.1 Выбор схем РУ ВН

В соответствии с пунктом 3.1 регламента применения типовых схем ПС 35–750 кВ [14] выберем схему распределительного устройства.

Поскольку проектируемая подстанция 220/10 кВ «Изумрудная» является отпаечной подстанцией, была выбрана схема РУ ВН типа 220-4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, поскольку согласно типовым решениям такое распределительное устройство получило наибольшее распространение для ответвительных подстанций 220 кВ. Данная схема упрощена и в ней отсутствуют сборные шины. Это сделано с целью снижения расходов электрооборудования, строительных материалов, такие схемы позволяют снизить стоимость распределительного устройства. Данное распределительное устройство 220 кВ открытое.

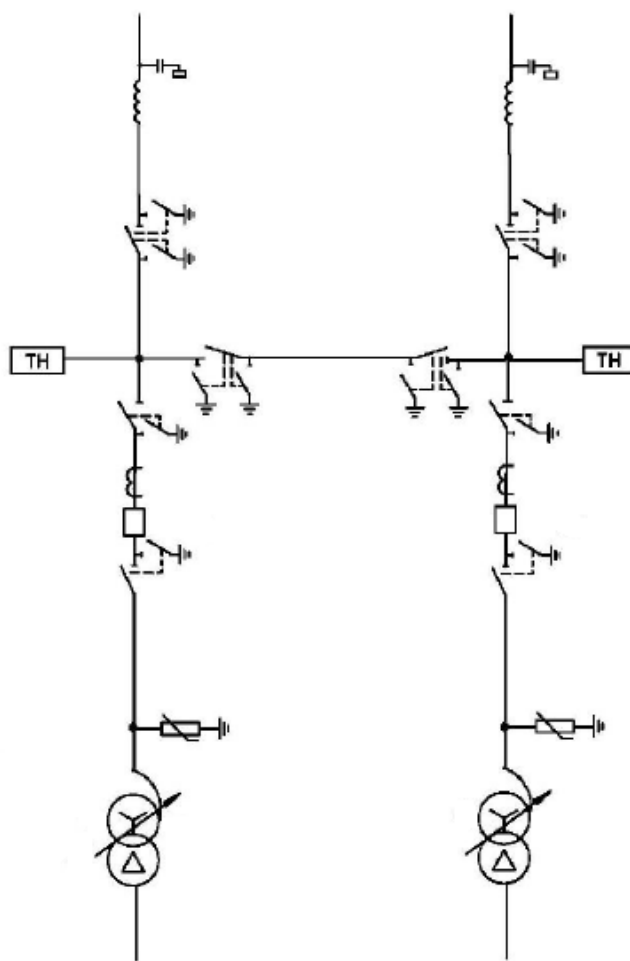


Рисунок 3.1 – Схема РУ 220 кВ

### 3.2 Выбор схему РУ НН

На стороне НН была выбрана схема №10-1 одна, секционированная выключателем, система шин. Данная схема проста, операции с разъединителями производятся только при выводе в ремонт, авария на шине приведет к отключению только одного источника и половины потребителей, что в целом является достоинством схемы.

Однако у схемы есть и недостатки, так например потребители, питающиеся от двух секций, остаются без резерва при повреждении или ремонте одной секции. Также недостатком будет являться отключение двух источников при аварии на секционном выключателе.

Данная схема позволяет использовать комплектные распределительные устройства, что снижает стоимость монтажа и уменьшает габариты РУ.

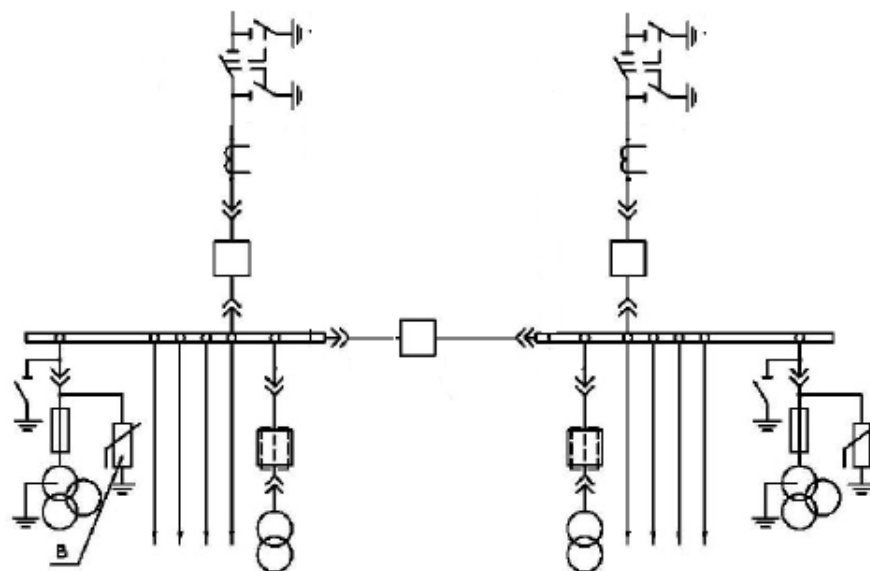


Рисунок 3.2 – схема РУ 10 кВ

### 3.3 Выбор Схемы РУ РП

Для РУ РП выберем схему одна система шин, секционированная одним выключателем, поскольку количество присоединений на одну шину равно 6, что не превышает допустимого.

### 3.4 Выбор режима нейтрали

Режим нейтрали зависит от напряжения сети. Так, сети с напряжением 220 кВ и выше и сеть 0,4 кВ (ниже 1 кВ) выполняются в РФ с глухозаземленной нейтралью. В таких сетях возможны однофазные короткие замыкания, следовательно, релейная защита (РЗ) должна реагировать на все виды КЗ. [4]



Сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью, причем, в соответствии с пунктом [7, п. 5.11.8], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих значения 15 А для сети 10 кВ.

Оценка емкостного тока произведена в параграфе 4.3.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

## 4 ВЫБОР ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

### 4.1 Выбор ВЛ

Выбор сечения выбирается по экономической плотности тока. Сечение, выбранное по экономической плотности тока, проверяется на нагрев (по допустимому току) в послеаварийном и ремонтном режимах работы электроустановки.

Коэффициент экономической плотности тока согласно [5]:  $k_T=1,0 \text{ А/мм}^2$ .

Длительный ток нагрузки нормального режима равен:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (4.1)$$
$$I_{ВН} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 263 \text{ А.}$$

Сечение провода в линии будет равно:

$$q_L = \frac{I_H}{K_T}; \quad (4.2)$$
$$q_{ЛВН} = \frac{263}{1,0} = 263 \text{ мм}^2.$$

Согласно [4] минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач: для напряжения 220 кВ – АС 240/39. Выбираем провод АС-300/39.

Проверим выбранное сечение по нагреву. Согласно справочнику [5] допустимый ток провода АС 300/39  $I_{ДОП} = 690 \text{ А}$ , таким образом, в случае аварийного отключения одной из линий электропередач, провод выдержит максимальный рабочий ток в 526 А. Выбираем провод АС 300/39 производства «Уралкабель».

Для линий, соединяющих две действующие подстанции, выберем марку провода, зная, что транзитная мощность 180 МВА.

Найдем ток, протекающий на стороне высшего напряжения:

$$I_{ТРАНЗ} = \frac{180 + 100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 734,8 \text{ А.}$$

Так как линии две, то ток в одной линии будет равен  $I_H = 367,4 \text{ А}$ , тогда сечение провода в линии будет равно:

$$q_{ЛТРАНЗ} = \frac{367,4}{1,0} = 367,4 \text{ мм}^2.$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Выбираем провод АС 400-51,  $I_{\text{доп}} = 830 \text{ А}$ . В случае аварийного отключения одной линии данный провод выдержит полную нагрузку на две линии.

#### 4.2 Выбор КЛ

Для линий на низкой стороне  $S_{\text{Н}} = 16,7 \text{ МВА}$  приходится на одну линию, следовательно:

$$I_{\text{нн}} = \frac{16,7}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 918 \text{ А.}$$

Данный ток

Коэффициент экономической плотности, согласно [4] равен 2,5.

$$q_{\text{лнн}} = \frac{918}{2,5} = 385,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель с медной жилой и номинальным сечением  $400 \text{ мм}^2$  производства АО «Электрокабель» с длительнодопустимым током  $955 \text{ А}$ .

Проверим кабель на термическую стойкость по формуле:

$$I_{\text{кл.т}} = \frac{S \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{откл}}}}, \quad (4.3)$$

Где  $S$  – сечение кабеля,  $\text{мм}^2$ ;

$C$  – теплоемкость кабеля,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$t_{\text{откл}}$  – типовое время отключения линии, принимаем  $2 \text{ с}$ .

Согласно [10], теплоемкость медного кабеля напряжением  $10 \text{ кВ}$  принимаем равным  $140 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Тогда:

$$I_{\text{кл.т}} = \frac{S \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{\text{откл}}}} = \frac{400 \cdot 140 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{2}} = 39,59 \text{ кА.}$$

Таким образом, кабель проходит проверку на термическую стойкость, как ток односекундного КЗ для кабеля  $400 \text{ мм}^2$  равен  $57,2 \text{ кА}$ .

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

#### 4.3 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}}, \quad (4.4)$$

где  $N_{\text{КЛ}}$  — количество электрически связанных КЛ, отходящих от шин НН проектируемой ПС;

$N_{\text{Ц}}$  — количество цепей в КЛ.

$L_{\text{КЛ}}$  — длина КЛ, км;

$k_{\text{КЛ}}$  — удельное значение емкостного тока,  $\frac{\text{А}}{\text{км}}$ , зависящее от напряжения сети и сечения жил КЛ (для сечения 400 мм<sup>2</sup> и напряжения 10 кВ  $k=1,08$ ).

$$I_{C\Sigma} = 6 \cdot 1 \cdot 1,8 \cdot 1,08 = 11,66 \text{ А.}$$

Суммарный ток замыкания на землю не превосходит указанное значение 15 А. Следовательно, установка дугогасительного реактора в сети 10 кВ не требуется.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

## 5 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

### 5.1 Выбор источника оперативного тока

Согласно СТО ФСК [9, п. 9.3.1.1], на ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться СОПТ напряжением 220 В.

На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять две АБ. На ПС с ВН 35 кВ и остальных ПС 110 кВ - одну АБ. Срок службы АБ должен быть не менее 20 лет. [9, п. 9.3.1.7]

ЗУ должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной её работы. [9, п. 9.3.1.9]

На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять четыре стационарных ЗУ, по два на каждую АБ.

На ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ применять два стационарных ЗУ. При этом ЗУ должны обеспечивать:

- а) заряд АБ в трехступенчатом автоматическом режиме;
- б) качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) в режиме поддерживающего заряда в соответствии с заводской документацией на аккумуляторы конкретного типа;
- в) качество напряжения в режимах поддерживающего и уравнивающего заряда в соответствии с заводской документацией электроприемников ОПТ (например, устройств РЗА);
- г) бесперебойное электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (например, устройств РЗА), при нарушении связи с АБ по любой причине в соответствии с их заводской документацией;
- д) автоматический полный заряд АБ за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на АБ. Должна обеспечиваться возможность одновременной параллельной работы на стороне выпрямленного напряжения двух ЗУ с симметричным делением между ними суммарного тока нагрузки или работу одного из ЗУ в режиме «горячего» резерва (при применении трёх ЗУ для двух АБ).

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

## 5.2 Выбор ТСН

Согласно [6] на всех ПС устанавливаются не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110-200 кВ как правило, не более 630 кВ·А.

Из-за отсутствия исчерпывающих данных о технических характеристиках оборудования СН мощность ТСН определяем по ориентировочным данным (таблица 5.1).

Таблица 5.1 — Данные для определения мощности ТСН

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
Охлаждение трансформаторов 220/10 кВ	34,8
Подогрев выключателей 220 кВ	54,8
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1
Потребление ОПУ	100
Потребление ЗРУ	10
Освещение ОРУ	5
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1

В связи с тем РУ НН выполнено по схеме мостик. Определим количество ячеек КРУ 10 кВ (таблица 5.2).

Таблица 5.2 — Количество ячеек КРУ 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	6
Итого	10

Определим суммарную активную нагрузку (таблица 5.3).

Таблица 5.3 — Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 220/10 кВ	34,8	2	69,6
Подогрев выключателей 220 кВ	54,8	2	109,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	10	10
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Подогрев приводов разъединителей	0,6	4	2,4
Подогрев релейного шкафа	1	40	40
Итого			396

Полная мощность нагрузки СН определяется по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\phi}, \quad (5.1)$$

где  $k_{\text{С}}$  — коэффициент спроса. Принимаем равным 0,8;

$\cos\phi$  — в целом для нагрузки принимаем равным 0,9.

Тогда в нашем случае полная мощность нагрузки собственных нужд будет равна:

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{396}{0,9} = 352 \text{ кВА.}$$

В качестве фирмы-изготовителя выберем ОАО «Электрозавод». По их каталогу выбираем трансформатор собственных нужд ТМГ-400/10-У1.

Таблица 5.4 – Каталожные данные трансформатора собственных нужд

Тип Тр-ра	$S_{НОМ}$ , кВА	$U_{ВН}$ , кВ.	$U_{НН}$ , кВ.	$P_x$ , кВт	$P_k$ , кВт	$U_k$ , %
ТМГ- 400/10	400	10	0,4	0,16	0,9	4,5

### 5.3 Выбор предохранителей на ТСН

Ранее было сказано, что ТСН подключаются к шинам НН ПС через предохранители.

Выбираем фирму-производитель предохранителей для ТСН ОАО «НВА». По каталогу, данным фирмой, в соответствии с таблицей подбора предохранителей для трансформаторных подстанций для ТСН 10 кВ с  $S_{НОМ} = 400$  кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. В связи с этим выбираем предохранитель ПКТ-103-10-50-31,5.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 6.1 Токи КЗ

Для проверки проводников и аппаратов на динамическую и термическую стойкость, а также для выбора выключателей по коммутационной способности необходимо определить расчетные значения токов КЗ присоединений или наибольшие токи, которые могут возникнуть в рассматриваемых присоединениях при неблагоприятных условиях замыкания.

По максимальным значениям ТКЗ осуществляется проверка выбранного первичного оборудования и рассчитываются параметры некоторых защит. По минимальным значениям ТКЗ проверяется нормативная чувствительность защит[15].

Максимальный режим работы питающей энергосистемы (электросети) - это режим, при котором включено максимально возможное число генераторов, питающих линий и трансформаторов.

Минимальный режим работы питающей энергосистемы (электросети) - это режим, при котором включено минимальное реально возможное число генераторов, питающих линий и трансформаторов.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся программой ТоКо. Схема замещения сети будет выглядеть следующим образом:

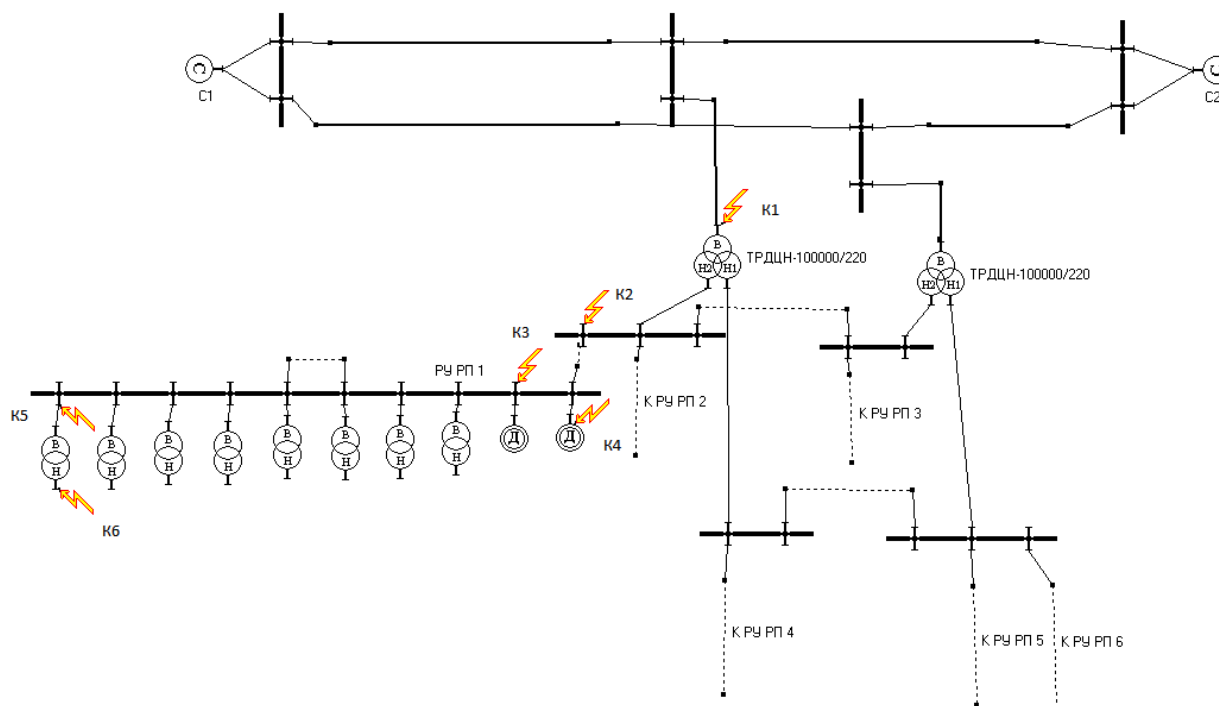


Рисунок 6.1 – схема замещения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП

Лист

25

Результаты сведем в таблицу.

Таблица 6.1 – токи короткого замыкания

				В максимальном режиме	В минимальном режиме
К1	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	10,075	8,9
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	14,248	12,71
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	23,347	20,851
К2	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	32,476	32,197
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	45,928	45,532
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	80,986	80,218
К3	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	20,612	20,519
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	29,15	29,018
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	41,918	41,795
К4	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	20,612	20,519
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	29,15	29,018
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	41,918	41,795

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

П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП

Лист

26

Продолжение таблицы 6.1

				В максимальном режиме	В минимальном режиме
К5	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	20,612	20,519
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	29,15	29,018
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	40,726	40,543
К6	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	2,174	2,165
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	3,075	3,076
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	5,963	5,966

## 6.2 Выбор токоограничивающих реакторов

В ходе дальнейшего проектирования подстанции было принято решение ограничить токи короткого замыкания путем ввода токоограничивающего реактора, в связи с тем, что ток КЗ на стороне НН превышает допустимый по требованиям ФСК ЕЭС.

Для ограничения токов КЗ ( выключатели 10 кВ массово выпускаются на токи отключения 20 кА и 31,5 кА, то же можно сказать и про КРУ)выберем токоограничивающий реактор. Перед выбором реактора задаемся выключателем и кабельной линией. Посчитаем ток термической стойкости для кабельной линии в этом случае.

$$I_{кл.т} = \frac{S \cdot C \cdot 10^{-3}}{\sqrt{t_{откл} + T_a}}, \quad (6.1)$$

Где  $S$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;

$C$  – теплоемкость кабеля, А·с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>;

$t_{откл}$  – типовое время отключения линии ,принимаяем 2 с;

$T_a$  – постоянная времени при КЗ за реактором( 0,1-0,2 с).

Согласно [10], теплоемкость медного кабеля напряжением 10 кВ принимаем равным  $140 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ .

Тогда:

$$I_{\text{кл.т}} = \frac{400 \cdot 140 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{2} + 0,1} = 38,6 \text{ кА.}$$

Выбранная кабельная линия проходит по термической стойкости.

Найдем  $X_p$  реактора:

$$X_p = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (6.2)$$

Где  $I_{\text{КЗ}}$  – минимальный ток, протекающий по кабелю.

$$X_p = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 20,6} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Выбираем токоограничивающий реактор РБ(У, Г)-10-400-0,35 с  $X_p=0,35$ .

Таким образом, токи короткого замыкания, рассчитанные в программе ТоКо:

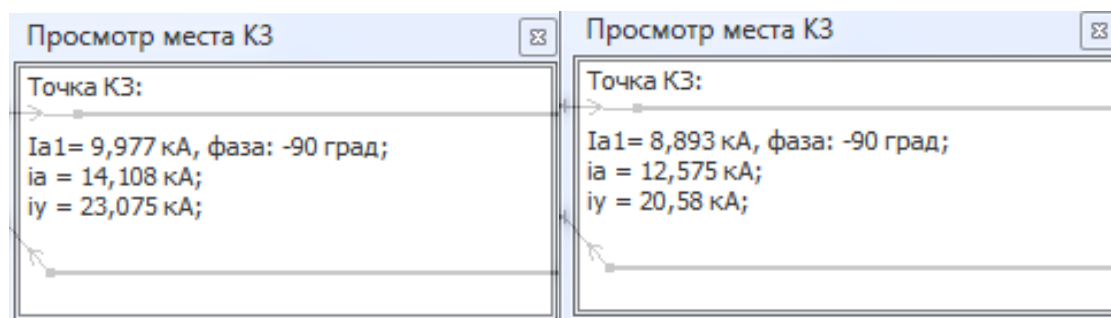


Рисунок 6.1 – токи короткого замыкания в точке К1 в максимальном и минимальном режимах

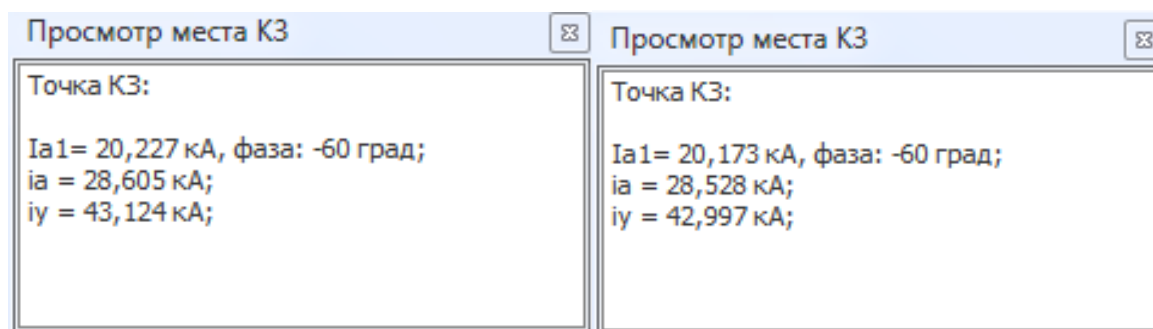


Рисунок 6.2 – токи короткого замыкания в точке К2 в максимальном и минимальном режимах

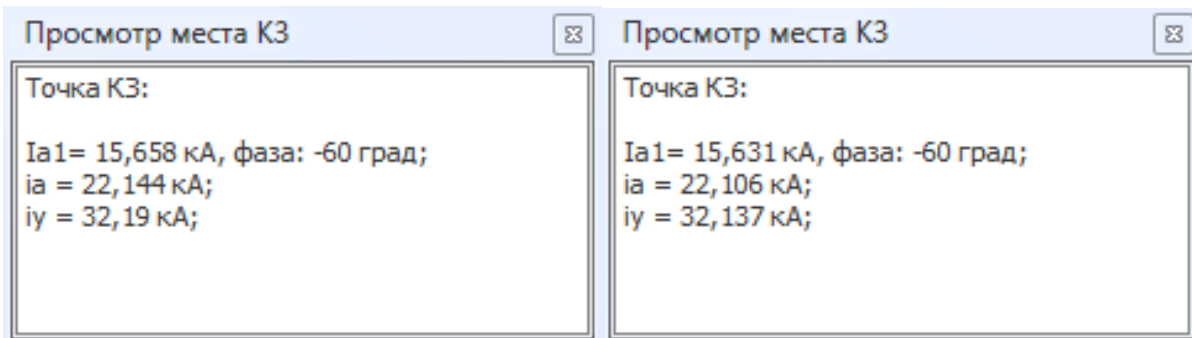


Рисунок 6.3 – токи короткого замыкания в точке К3 в максимальном и минимальном режимах

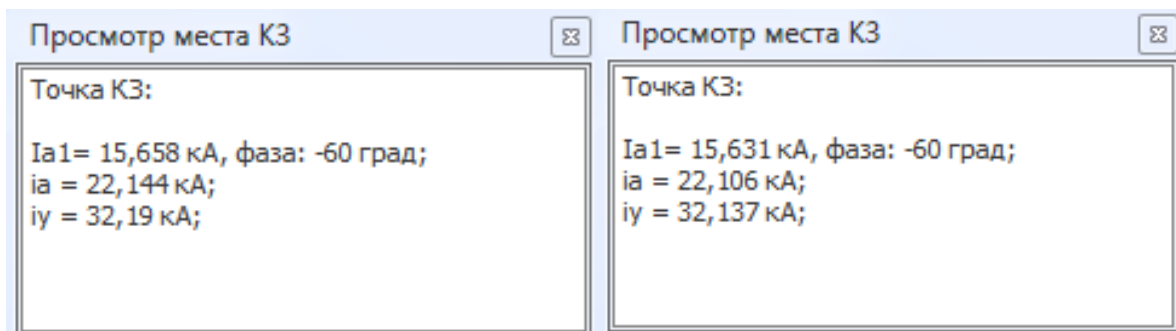


Рисунок 6.4 – токи короткого замыкания в точке К4 в максимальном и минимальном режимах

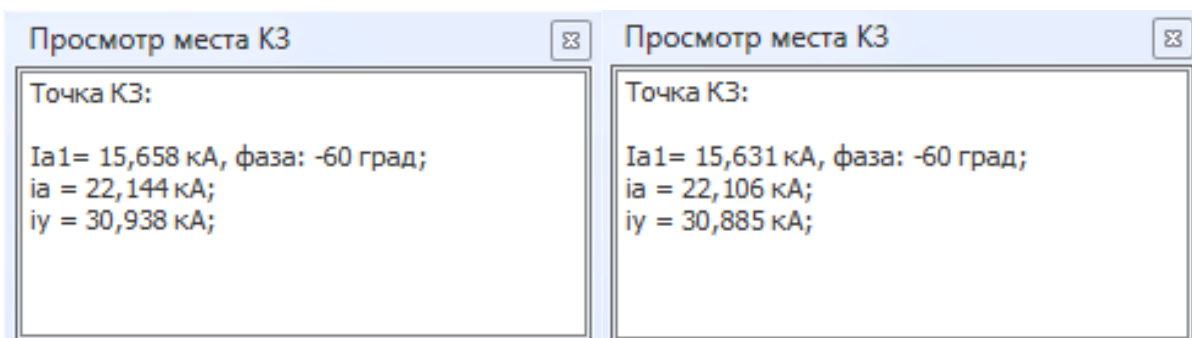


Рисунок 6.5 – токи короткого замыкания в точке К5 в максимальном и минимальном режимах

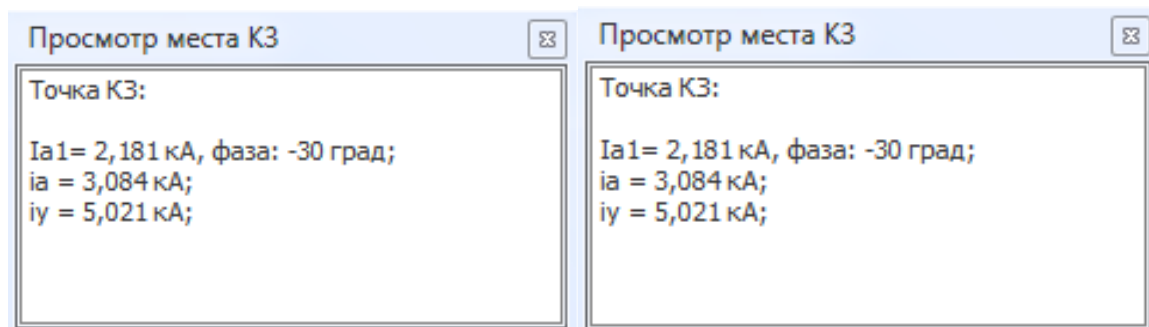


Рисунок 6.6 – токи короткого замыкания в точке К6 в максимальном и минимальном режимах

Сведем полученные результаты в таблицу.

Таблица 6.2 – токи короткого замыкания

				В максимальном режиме	В минимальном режиме
К1	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	9,977	8,893
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	14,108	12,575
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	23,075	20,58
К2	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	20,227	20,173
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	28,605	28,528
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	43,124	42,997

Продолжение таблицы 6.2

				В максимальном режиме	В минимальном режиме
К3	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	15,658	15,631
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	22,144	22,106
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	32,19	32,137
К4	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	15,658	15,631
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	22,144	22,106
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	32,19	32,137

К5	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	15,658	15,631
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	22,144	22,106
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	30,938	30,885
К6	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ	$I_{к.п.}^{(3)}$	кА	2,181	2,181
	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ	$i_A$	кА	3,084	3,084
	Мгновенное значение ударного ТКЗ	$i_y$	кА	5,021	5,021

## 7 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

Выключатели распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше обычно выбираются одностипными в целях упрощения эксплуатации.

Условия выбора:

1. по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

2. по номинальному току

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{мах} \leq I_{ном},$$

3. по отключающей способности.

### 7.1. Выбор выключателей ВН

На стороне высшего напряжения выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-УЭТМ-220 и разъединитель РПД-УЭТМ-220 производства ООО «Эльмаш» г. Екатеринбург, выбранный согласно списку первичного оборудования, допущенного к применению на объектах ПАО ФСК ЕЭС.[12] Основные технические характеристики данного оборудования приведены в приложении Б.

1. Аперiodическая составляющая, допустимое относительное содержание в токе отключения:

Значение аперiodической составляющей возьмем из расчета программы ТоКо,  $i_{Ат} = 14,248$  кА. Полученное значение сравним с номинально допустимым значением аперiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$I_{а.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{отк.ном}, \quad (7.1)$$

Где  $\beta = 40\%$  по каталогу выключателя.

$$I_{а.ном} = \sqrt{2} \frac{40}{100} 40 = 22,62 \text{ кА.}$$

2. На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по значению предельного тока из каталога, сравнивая его с ударным током:

$$I_{уд} \leq I_{э-дс}; \quad (7.2)$$

$$23,347 \leq 100.$$

3. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (7.3)$$

где  $B_k$  – расчетный тепловой импульс;

$I_{\text{тер}}$  – предельный ток термической стойкости (по каталогу);

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости (по каталогу).

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

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания определяется:

$$B_k = (I_{\text{к.п.}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (7.4)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей 0,03[11].

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}}, \quad (7.5)$$

Где  $t_{\text{р.з.}}$  - время действия основной защиты трансформатора, принимаем равным 0,1 с;

$t_{\text{о.в.}}$  – время отключения выключателя, по каталогу 0,055 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

$$B_k = 10,075^2 \cdot (0,155 + 0,03) = 19,7 \text{ кА}^2 \text{с.}$$

Проверка условия:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$19,7 \leq 4800.$$

Таблица 7.1 – Коммутационная аппаратура на стороне ВН

Расчетные данные	Выключатель ВГТ-УЭТМ-220	Разъединитель РПД-УЭТМ-220
$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм}}=131 \text{ А}$ $I_{\text{макс}}=262 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{откл.}}=9,977 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ А}$	–
$I_{\text{ат}}=14,108 \text{ кА}$	$I_{\text{аном}}=25,45 \text{ кА}$	–
$I_{\text{уд}}=23,075 \text{ кА}$	$I_{\text{э-дс}}=100 \text{ кА}$	$I_{\text{э-дс}}=102 \text{ кА}$
$B_k=19,7 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=4800 \text{ кА}^2 \text{с}$

## 7.2 Выбор выключателей НН

На стороне низкого напряжения выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10 «Таврида электрик» и КРУ «Классика» серии D-12P производства

ООО «ЭТЗ «Вектор», основные технические характеристики которого приведены в приложении В.

Длительный рабочий ток через выключатель на ПС:

$$I_{\text{НОРМ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ}}} = \frac{0,7 \cdot 100}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1414 \text{ А.} \quad (7.6)$$

Максимальный рабочий ток через выключатель для ПС:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 100}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 2829 \text{ А.} \quad (7.7)$$

1. Аперiodическая составляющая, допустимое относительное содержание в токе отключения:

Значение аперiodической составляющей возьмем из расчета программы ТоКо,  $i_{\text{Ат}} = 13,789$  кА. Полученное значение сравним с номинально допустимым значением аперiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$I_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{\text{отк.ном}} = \sqrt{2} \frac{40}{100} 31,5 = 17,86 \text{ кА,}$$

Где  $\beta = 40\%$  по каталогу выключателя.

2. На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по значению предельного тока из каталога, сравнивая его с ударным током:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{э-дс}};$$

$$43,124 \leq 80.$$

3. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

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

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания :

$$B_{\text{к}} = (I_{\text{к.п.}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{А}}),$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,1 + 0,07 = 0,107,$$

Где  $t_{\text{р.з.}}$  - время действия основной защиты трансформатора, принимаем равным 0,1 с;

$t_{\text{о.в.}}$  – время отключения выключателя, по каталогу 0,07 с.

$$B_K = 20,227^2 \cdot (0,107 + 0,03) = 75,6 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверка условия:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$75,6 \leq 4800.$$

Таблица 7.2– Коммутационная аппаратура на стороне НН

Расчетные данные	Выключатель ВВ/TEL-10	КРУ «Классика» серии D-12P
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}}=1414 \text{ А}$ $I_{\text{макс}}=2829 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{откл.}}=20,227 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}}=31,5 \text{ кА}$	–
$I_{\text{ат}}=13,879 \text{ кА}$	$I_{\text{аном}}=17,86 \text{ кА}$	–
$I_{\text{уд}}=43,124 \text{ кА}$	$I_{\text{э-дс}}=80 \text{ кА}$	$I_{\text{э-дс}}=81 \text{ кА}$
$B_K=75,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$

На стороне низкого напряжения перед кабельными линиями поставим вакуумный выключатель ВВ/TEL-10 «Таврида электрик» и КРУ «Классика» серии D-12PT производства ООО «ЭТЗ «Вектор» основные параметры которого приведена в приложении Г.

1. Аперiodическая составляющая, допустимое относительное содержание в токе отключения:

Значение аперiodической составляющей возьмем из расчета программы ТоКо,  $i_{\text{ат}} = 9,441 \text{ кА}$ . Полученное значение сравним с номинально допустимым значением аперiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$I_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \frac{\beta}{100} I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \frac{40}{100} 20 = 11,31 \text{ кА},$$

Где  $\beta = 40\%$  по каталогу выключателя.

2. На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по значению предельного тока из каталога, сравнивая его с ударным током:

$$I_{уд} \leq I_{э-дс};$$

$$43,124 \leq 80.$$

3. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 t_{тер};$$

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

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания :

$$W_k = (I_{к.п.}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A),$$

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{0.в.} = 0,1 + 0,07 = 0,107,$$

Где  $t_{р.з.}$  - время действия основной защиты трансформатора, принимаем равным 0,1 с;

$t_{0.в.}$  – время отключения выключателя, по каталогу 0,07 с.

$$W_k = 15,658^2 \cdot (0,107 + 0,03) = 38,49 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка условия:

$$W_k \leq I_{тер}^2 t_{тер};$$

$$38,49 \leq 4800.$$

Таблица 7.3– Коммутационная аппаратура на стороне НН после шин

Расчетные данные	Выключатель ВВ/TEL-10	КРУ «Классика» серии D-12P
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{ном}=962,4 \text{ А}$ $I_{мах}=1154,8 \text{ А}$	$I_{ном}=1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{откл.}=15,658 \text{ кА}$	$I_{отклном}=20 \text{ кА}$	–
$I_{ат} = 9,441 \text{ кА}$	$I_{аном}=11,31 \text{ кА}$	–
$I_{уд}=32,19 \text{ кА}$	$I_{э-дс}=80 \text{ кА}$	$I_{э-дс}=81 \text{ кА}$
$W_k=38,49 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Ставим выключатели до кабельной линии и на вводе РП в целях унификации.

Перед асинхронными двигателями также поставим выключатели ВВ/TEL-10 в целях унификации.

## 8 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

### 8.1. Выбор производителя РЗА

Сегодня на российском рынке устройств релейной защиты и автоматики присутствует достаточно большой объем производителей. Самые крупные из них даже экспортируют товар в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Проведем сравнительный анализ процессоров от трех ведущих производителей ООО НПП «Экра», «ИЦ» Бреслер и Радиус-Автоматика, чтобы выяснить какой именно производитель РЗА подойдет к установке на подстанцию.

ООО научно-производственное предприятие «ЭКРА» производит комплекты микропроцессорных защит для классов напряжений 6-750 кВ. Среди клиентов данного предприятия все МЭС ПАО ФСК ЕЭС, а также дочерние общества, ПАО «Россети», некоторые промышленные предприятия и нефтегазовая промышленность. Также «Экра» поставляет шкафы РЗА за рубеж, кк в страны СНГ, так и в дальнее зарубежье. НПП «ЭКРА» – динамично развивающаяся компания, эффективное функционирование которой обеспечивается непрерывной разработкой, производством, наладкой и профилактическим обслуживанием.

Основными направлениями ИЦ «Бреслер» являются разработка, производство, поставка и пуско-наладка микропроцессорных устройств и комплексов релейной защиты и автоматики для энергообъектов всех классов напряжений;

ЗАО «РАДИУС Автоматика» - это российское научно производственное предприятие, реализующее полный цикл работ от научных изысканий до серийного производства всего комплекса оборудования релейной защиты и автоматики для сетей от 0,4кВ до 220кВ, а также средств испытания и диагностики оборудования и линий электропередачи.

Каждая из этих компаний аттестована для применения в электросетевых объектах, имеет положительные отзывы электроэнергетических компаний, имеет справочную и техническую документацию в открытом доступе.

По итогу выбираем в качестве производителя РЗА ООО НПП «Экра», поскольку НПП «ЭКРА» была рассмотрена мной в период прохождения преддипломной практики, их метод расчета уставок понятен и доступен.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

## 8.2 Выбор РЗА

Проектирование РЗА будем осуществлять от потребителя в направлении к источнику.

### 8.2.1. РЗА цехового трансформатора 10/0,4 кВ

#### 8.2.1.1 Требования к РЗА цеховых трансформаторов 10/0,4

Согласно [4, п. 3.2.51] для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

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

Поскольку трансформатор мощностью 1,25 МВА, то от внутренних повреждений трансформатора, таких как многофазные КЗ в обмотках и на выводах и межвитковые замыкания согласно [4, п. 3.2.54] должна предусматриваться токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита.

При этом ТО должна действовать на отключение всех выключателей трансформатора, то есть с двух сторон.

От внешних многофазных КЗ согласно [4, п. 3.2.60] на понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА следует предусмотреть МТЗ.

От однофазных замыканий в сети 0,4 кВ следует предусмотреть ТЗНП.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал [4, п. 3.2.69].

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более [4, п. 3.2.51].

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Согласно[4, п. 3.3.26] устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы мощностью более 1 МВ·А на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей. То есть, на стороне 0,4 кВ цехового трансформатора примем, что на проектируемой подстанции шины 0,4 кВ резервируют друг друга и АВР не требуется.

Согласно НТП ФСК [9, п.9.14.4] на отходящих линиях следует также предусмотреть защиту от дуговых замыканий и УРОВ.

#### 8.2.1.2 Выбор терминала РЗА

Выбираем терминал защиты трансформатора, отвечающий перечисленным выше требованиям по составу РЗА.

У ООО НПП «ЭКРА» специального терминала нет, рекомендуется использовать терминал для линии БЭ2502А01, который в своем составе имеет:

- трёхступенчатая МТЗ
- ЗОЗЗ
- ЗДЗ
- УРОВ
- АПВ
- АУВ
- АЧР с ЧАПВ и ПАА

Принцип действия:

Максимальная токовая защита:

- МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;

- ступени могут быть выполнены направленными и иметь контроль от ИО минимального напряжения и напряжения обратной последовательности; ИО направления мощности МТЗ выполнен по 90градусной схеме сочетания токов и напряжений:  $I_A$  и  $U_{BC}$ ;  $I_B$  и  $U_{CA}$ ;  $I_C$  и  $U_{AB}$ .

Защиты от однофазных замыканий на землю:

- реализована одним из способов: по току нулевой последовательности  $3I_0$  основной частоты (с зависимой или независимой времятоковой характеристикой); по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ ; по току

$3I_0$ , напряжению  $3U_0$  и взаимному направлению тока и напряжения нулевой последовательности (направленная);

- защита по току имеет две ступени: первая ступень – с независимой времятоковой характеристикой и вторая – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой.

Защита минимального напряжения:

- срабатывает при снижении всех линейных напряжений  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  ниже уставки в течение заданного времени.

Устройство резервирования отказа выключателя:

- обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя.

Автоматическое повторное включение выключателя:

- обеспечивает однократное или двукратное автоматическое повторное включение выключателя;

- предусмотрена возможность запрета АПВ при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит при срабатывании УРОВ, ЗДЗ и внешних сигналов.

Проанализировав требования и установив терминал защит, сведем информацию в таблицу.

Таблица 8.1 – РЗА цехового трансформатора 10/0,4 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	ТО	2 ТТ, схема «звезда» с двумя реле	Без выдержки времени
2.	ТЗНП	Подключается в нейтраль трансформатора 0,4 кВ	Без выдержки времени
3.	МТЗ	2 ТТ, схема «звезда» с двумя реле	С выдержкой времени
4.	ЗП	2 ТТ, схема «звезда» с двумя реле	2 ступени: 1 – на сигнал; 2 - на срабатывание.
5.	УРОВ	-	-
6.	ЗДЗ	-	-
7.	АУВ	-	-
8.	ГЗТ	-	-



## 8.2.2. РЗА электродвигателя 10 кВ

### 8.2.2.1 Требования к РЗА электродвигателя 10 кВ

Согласно [4, п.5.3.43] на электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий, защита от однофазных замыканий на землю, защита от токов перегрузки и защита минимального напряжения.

На синхронных электродвигателях должна, кроме того, предусматриваться защита от асинхронного режима, которая может быть совмещена с защитой от токов перегрузки.

Для электродвигателя мощностью 4 МВт, согласно [4, п. 5.3.46] должна быть предусмотрена токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия.

Защиту от однофазных коротких замыканий (ОЗЗ) следует выполнять при токе замыкания на землю более 5А. Защиту следует выполнять без выдержки времени с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности, установленных, как правило, в РУ.

Защиту от перегрузки [4, п. 5.3.49] следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ. Выдержка времени защиты от перегрузки синхронных электродвигателей во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Действие защиты на отключение электродвигателя допускается:

на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или на электродвигателях, работающих без постоянного дежурства персонала;

на электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями запуска или самозапуска.

Для электродвигателей, которые защищаются от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

сигнализации об их перегорании, должна предусматриваться защита от перегрузки в двух фазах.

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов суммарной мощностью, определяемой возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска. [4, п. 5.3.52]

Выдержки времени защиты минимального напряжения должны выбираться в пределах от 0,5 до 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению должны быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения.

В НТП ФСК специальных требований нет, только общие требования-наличие УРОВ и ЗДЗ.

#### 8.2.2.2 Выбор терминала РЗА

Выбираем терминал защиты электродвигателя, отвечающий перечисленным выше требованиям по составу РЗА.

Для защиты, управления и сигнализации электродвигателя выбираем терминал БЭ2502А0701 производства «ЭКРА». Данный терминал защиты осуществляет функции:

- трехступенчатая направленная МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению,
- ЗОЗЗ,
- защита от перегрева,
- защита от затянутого пуска,
- минимальная токовая защиты от потери нагрузки,
- защита от обратной мощности,
- ЗДЗ,
- ЗМН,
- УРОВ,
- АПВ выключателя,
- АУВ,
- выполнение команд внешних воздействий АЧР и ПАА.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Принцип действия:

Максимальная токовая защита:

- МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;
- ступени могут быть выполнены направленными и иметь контроль от ИО минимального напряжения и напряжения обратной последовательности;
- третья ступень МТЗ может быть задействована на сигнализацию и отключение либо только на сигнализацию;
- предусмотрено заглубление уставок МТЗ в два раза на время пуска электродвигателя.

Защиты от однофазных замыканий на землю:

- реализована одним из способов: по току нулевой последовательности  $3I_0$  основной частоты; по напряжению нулевой последовательности  $U_0$ ; по току  $I_0$ , напряжению  $U_0$  и взаимному направлению тока и напряжения нулевой последовательности (направленная).

Защита минимального напряжения:

- срабатывает при снижении всех линейных напряжений ниже уставки в течение заданного времени.

Проанализировав требования и установив терминал защит, сведем информацию в таблицу.

Таблица 8.2 – РЗА электродвигателя 10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	ТО	2 ТТ, трехрелейная схема	Без выдержки времени
2.	ТНЗНП	-	Без выдержки времени
3.	ЗП	-	2 ступени: 1 – на сигнал при перегрузке; 2 - на отключение при блокировке.
4.	АПВ	-	-
5.	УРОВ	-	-
6.	ЗДЗ	-	-

## 8.2.3. РЗА кабельной линии электропередач 10 кВ

### 8.2.3.1. Требования к РЗА КЛЭП 10 кВ

Согласно ПУЭ [4, п. 3.2.91] для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Из[4, п. 3.2.93] следует, что на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности.

Согласно[4, п. 3.2.18] УРОВ не требуется, однако, поскольку, как правило, они есть во всех терминалах РЗА, то примем решение использовать эту защиту.

Согласно[4, п. 3.3.2] на одиночных КЛ АПВ не требуется.

Согласно НТП ФСК для защиты кабельной линии требуется ЗДЗ.

### 8.2.3.2. Выбор терминала РЗА

Выберем тот же терминал РЗ, что и для трансформатора 10/0,4 кВ БЭ2502А01, который в своем составе имеет:

- трёхступенчатая МТЗ
- ЗОЗЗ
- ЗНР

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- ЗДЗ
- УРОВ
- АПВ
- АУВ
- АЧР с ЧАПВ и ПАА

Принцип действия:

Максимальная токовая защита:

- МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;

Защиты от однофазных замыканий на землю:

- реализована одним из способов: по току нулевой последовательности  $3I_0$  основной частоты (с зависимой или независимой времятоковой характеристикой); по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ ; по току  $3I_0$ , напряжению  $3U_0$  и взаимному направлению тока и напряжения нулевой последовательности (направленная);

- защита по току имеет две ступени: первая ступень – с независимой времятоковой характеристикой и вторая – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой.

Защита от несимметричного режима:

- реализована на принципе измерения соотношения токов обратной и прямой последовательности.

Защита минимального напряжения:

- срабатывает при снижении всех линейных напряжений  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  ниже уставки в течение заданного времени.

Устройство резервирования отказа выключателя:

- обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя.

Проанализировав требования и установив терминал защит, сведем информацию в таблицу.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Таблица 8.3 – РЗА кабельной линии 10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	ТО	2 ТТ, схема трехрелейная	Без выдержки времени
2.	ТНЗНП		Без выдержки времени
3.	МТЗ	2 ТТ, схема трехрелейная	С выдержкой времени
4.	УКИ		
5.	УРОВ	-	-
6.	ЗДЗ	-	-
7.	АУВ	-	-

### 8.2.4 РЗА ТН 10 кВ

#### 8.2.4.1. Требования к РЗА ТН 10 кВ

Согласно [4, п. 3.3.79 и 3.3.81] на шинах ГПП должно быть установлено АЧР и ЧАПВ.

НТП ФСК п. 12.15.3 требует установки:

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

#### 8.2.4.2. Выбор терминала РЗА

Выберем терминал БЭ2502А0402 для трансформатора напряжения. Данный терминал осуществляет функции трехступенчатой ЗМН, ЗПН, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ , ИО напряжения обратной последовательности, контроля исправности ТН, АЧР, АВР.

Принцип действия

Защита минимального напряжения:

- имеет три ступени с одинаковыми диапазонами уставок.

Защита от повышения напряжения:

- срабатывает при повышении хотя бы одного из трех линейных напряжений.

Защиты от однофазных замыканий на землю:

- реализована по напряжению нулевой последовательности.

Автоматическая частотная разгрузка:

- содержит две очереди АЧР1 и АЧР2, обеспечивает ЧАПВ;

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

• предусмотрено блокирование обеих очередей АЧР от ИО, реагирующего на скорость понижения частоты.

#### 8.2.4.3 Выбор элементной базы РЗА ТН

Таблица 8.4 – РЗА ТН 10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	ЗДЗ	-	-
2.	ЛЗШ	-	-
3.	УКИ	-	-

#### 8.2.5. РЗА секционного выключателя 10 кВ

##### 8.2.5.1. Требования к РЗА секционного выключателя 10 кВ

На секционном выключателе, согласно [4, п. 3.2.129] должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Из [4, п.3.3.30] следует, устройства АВР могут устанавливаться секционных и шиносоединительных выключателях.

Согласно НТП ФСК п. 12.15.2 2 на СВ необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- дуговую защиту;
- АВР;
- УРОВ.

##### 8.2.5.2. Выбор терминала РЗА

Выберем терминал БЭ2502А0201 для секционного выключателя. Данный терминал осуществляет функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗДЗ, ЗНР, ЛЗШ, УРОВ, АВР, АУВ.

Принцип действия:

Максимальная токовая защита:

• МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;

• предусмотрена МТЗ для ЛЗШ с независимой времятоковой характеристикой.

Защита от несимметричного режима:

• реализована на принципе измерения соотношения токов обратной и прямой последовательности.

Устройство резервирования отказа выключателя:

- обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя.

Таблица 8.5 – РЗА СВ ГПП 10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	МТЗ	2 ТТ, трехрелейная схема	2 ступени МТЗ
2.	ЗДЗ	-	-
3.	АВР	-	-
4.	УРОВ	-	-

### 8.2.6 РЗА ввода ГПП 10 кВ

#### 8.2.6.1 Требования к РЗА ввода

Согласно НТП ФСК п. 12.15.1 на вводных выключателях необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту с комбинированным пуском по напряжению;
- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

#### 8.2.6.2 Выбор терминала РЗА ввода ГПП

Выбираем терминал «ЭКРЫ» БЭ2502А03 для защиты ввода. Данный терминал осуществляет функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗНР, ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ, АПВ выключателя, АВР, АУВ.

Принцип действия:

Максимальная токовая защита:

- МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;
- ступени могут быть выполнены направленными и иметь контроль от ИО минимального напряжения и напряжения обратной последовательности;
- предусмотрена МТЗ для ЛЗШ с независимой времятоковой характеристикой.



Защиты от однофазных замыканий на землю:

- реализована с контролем напряжения нулевой последовательности.

Защита минимального напряжения:

- срабатывает при снижении всех линейных напряжений  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  ниже уставки в течение заданного времени.

Устройство резервирования отказа выключателя:

- обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя.

Автоматическое включение резерва:

- обеспечивает включение секционного выключателя (выключателя резервного ввода) по факту отключения выключателя ввода и наличия напряжения на резервном источнике;
- предусмотрена возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения, а также при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, УРОВ, а также от внешнего сигнала блокировки.

Автоматическое повторное включение выключателя:

- обеспечивает однократное автоматическое повторное включение выключателя;
- предусмотрена возможность запрета АПВ при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит при срабатывании УРОВ, ЗДЗ и внешних сигналов.

Таблица 8.6 – РЗА ввода ГПП 10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	МТЗ	2 ТТ, трехрелейная схема	Без выдержки времени
2.	ЗМН	Подключается к трансформатору напряжения цеха	-
3.	ЗДЗ	-	-
4.	АПВ	-	-
5.	УРОВ	-	-

## 8.2.7. РЗА силового трансформатора 220/10 кВ

### 8.2.7.1. Требования к РЗА силового трансформатора

Согласно [4, п. 3.2.53] на трансформаторе должна быть установлена газовая защита.

От внутренних повреждений [4, п. 3.2.54] следует предусмотреть продольную дифференциальную токовую защиту без выдержки времени.

От внешних многофазных КЗ согласно [4, п. 3.2.60] на понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА следует предусмотреть МТЗ.

На трансформаторах зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал, согласно [4, 3.2.69].

Согласно [4, п. 3.3.26] устройства АПВ не требуются, поскольку проектируемая подстанция двухтрансформаторная.

Также следует предусмотреть защиту от повреждений в баке РПН.

### 8.2.7.2. Выбор терминала РЗА

Выберем терминал ШЭ2607 151 для защиты трансформатора с высшим напряжением 110–220 кВ, управления выключателем стороны ВН Т и управления электроприводами РПН при регулировании коэффициента трансформации.

#### Состав

Содержит три комплекта (комплекты А1, А2, А3).

Комплект А1 выполнен на базе терминала серии БЭ2704 045 и электромеханических реле. Комплект А2 выполнен на базе терминала серии БЭ2704 073. Комплект А3 выполнен на базе терминала серии БЭ2502 А0501. Комплект А1 реализует функции ДЗТ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2 с пуском по напряжению, ЗП, реле минимального и максимального напряжения сторон НН1 и НН2 для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, блокировку РПН при перегрузке по току и понижению напряжения сторон НН1 и НН2, УРОВ выключателя ВН1, обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А2 реализует функции АУВ, АПВ, УРОВ, МТЗ с комбинированным пуском по напряжению стороны ВН от многократных КЗ, ТЗНП, защиты от непереключения фаз и защиты от неполнофазного режима. Обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Комплект А3 реализует функции АРКТ, обеспечивает автоматическое поддержание напряжения, ручное регулирование напряжения, оперативное переключение режимом регулирования и изменения уставки по напряжению, блокировки РПН.

Комплекты А1, А2 оснащены устройствами контроля изоляции цепей ГЗ

#### Принцип действия

ДЗТ обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий внутри бака и выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе.

МТЗ на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН1 и МТЗ НН2 имеют две ступени; реле выдержки времени для действия на выключатели каждой из сторон трансформатора; пусковые органы по напряжению, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

АУВ формирует сигналы на включение и отключение выключателя по командам «Включить» и «Отключить», обеспечивает контроль положения выключателя «Включено» и «Отключено», фиксацию положения выключателя, содержит защиты от неполнофазного режима и от непереключения фаз выключателя.

АПВ обеспечивает однократное автоматическое повторное включение выключателя. Пуск АПВ реализован без контроля напряжений на шинах («слепое» АПВ).

Автоматический регулятор коэффициента трансформации осуществляет автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах и ручное регулирование напряжения, блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН и блокировку РПН от внешних сигналов.

#### Дополнительные возможности

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Шкаф ШЭ2607 151 обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения. Обеспечивается возможность независимого обслуживания комплектов.

Проанализировав требования и установив терминал защит, сведем в таблицу.

Таблица 8.8 – РЗА трансформатора 220/10 кВ

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
<b>Основные защиты:</b>			
1.	Газовая защита	РГТ-80	-
2.	Газовая защита РПН	РСТ-25	В баке РПН
3.	ДЗТ	ДЗТ+ДО	-
<b>Резервные защиты:</b>			
4.	ТО+МТЗ	-	Устанавливается на выключатель ВН
5.	ТНЗНП	-	-
6.	ЗП	-	-
7.	Автоматика РПН	-	-
8.	АУВ	АУВ+УРОВ	-

#### 8.2.8 РЗА воздушных линий электропередач 220 кВ.

##### 8.2.8.1. Требования к РЗА ВЛЭП 220 кВ

Согласно [4, п. 3.2.106] Для линий в сетях 110-500 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

[4, п.3.2.107] Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.[4, п.3.2.108]

Согласно [4, п.3.2.110] на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение [4, п.3.3.2] .

Согласно [4, п.3.3.6] на одиночных линиях с односторонним питанием устанавливается ТАПВ двухкратного действия.

На линиях, отключение которых не приводит к нарушению электрической связи между генерирующими источниками, например на параллельных линиях с односторонним питанием, следует устанавливать устройства ТАПВ без проверки синхронизма. Так как подстанция отпаечная, отключение линии, ведущих к ней не приведут к нарушению синхронизма [4, п.3.3.9].

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее - только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности [4, п.3.3.10].

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Согласно НТП ФСК п. 12.9.3 в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

- а) ДЗЛ;
- б) ДФЗ;
- в) защиту с ВЧ блокировкой (НВЧЗ);
- г) комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов (КСЗ РС (БС)).

Согласно 12.9.8 На ЛЭП (ВЛ, КВЛ, КЛ) 110-220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться:

- токовые ступенчатые (если удовлетворяется требование селективности) или КСЗ (содержащие ДЗ и ТНЗНП) от всех видов КЗ;
- токовые отсечки без выдержки времени.

#### 8.2.9.2 Выбор терминала РЗА

В качестве основного терминала защиты выберем ШЭ2607 092. Шкаф предназначена для работы в качестве дифференциальной токовой защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ.

Защита выполнена в виде двух полукомплектов, установленных на разных концах защищаемой линии, соединенных цифровыми каналами связи.

#### Состав

В каждом полукомплекте устройства, реализованы следующие функции:

- дифференциальная токовая продольная защита линии (ДЗЛ);
- передача и прием команд;
- дополнительный комплект ступенчатых защит, состоящий из:
  - дистанционной защиты (ДЗ);
  - токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
  - токовой отсечки (ТО);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- токовая защита при перегрузке по току (ТЗП);
- автоматика управления выключателем (АУВ).

Устройство имеет возможность использования двух независимых цифровых каналов связи, позволяющих реализовать их полное дублирование.

#### Принцип действия ДЗЛ

Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

При наличии на линии ответвления с трансформаторами используется дополнительный комплект измерительных органов, состоящий из трех реле междуфазного сопротивления и реле направления мощности нулевой последовательности, отстроенного от броска тока намагничивания трансформаторов.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полукомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полукомплектов защиты.

Связь между полукомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексору через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс S37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

#### Комплект ступенчатых защит (КСЗ)

Устройство включает в себя полноценный комплект ступенчатых защит линии, действие которых может осуществляться независимо от ДЗЛ. В случае потери каналов связи и вывода ДЗЛ из действия функции КСЗ остаются.

КСЗ линии содержит:

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ и одну ступень от замыканий на землю;
- в ДЗ, по выбору, имеется два алгоритма блокировки при качаниях: по скорости изменения векторов токов обратной или прямой последовательности и по скорости изменения векторов сопротивлений;
- шестиступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП). Каждая ступень может работать как направленная, так и ненаправленная. Направленность первой и второй ступеней ТНЗНП обеспечивается разрешающим реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП), а третьей и четвертой ступеней – как разрешающим, так и блокирующим РНМНП;
- трехфазную токовую отсечку.

Логикой работы дистанционной и токовой защит предусмотрена возможность ускорения защит от оперативного переключателя и при приеме сигналов по ВЧ каналам. Предусмотрена передача по ВЧ каналам сигналов ускорения защит, установленных на другом конце линии.

Ступенчатые защиты имеют возможность ускорения соответствующих ступеней (зон) путем передачи и приема команд по своему цифровому каналу связи или от внешней аппаратуры передачи команд противоаварийной автоматики.

#### Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства. Возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

#### Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ выполнена двухступенчатой с комбинированным пуском по напряжению.

РТ МТЗ реагирует на фазные величины.

#### Токовая защита при перегрузке по току (ТЗП)

ТЗП выдает сигналы во внешние цепи при перегрузке присоединения по току, с учетом направления мощности прямой последовательности.

ТЗП содержит три ступени, действующие на сигнализацию и на выходные реле.

#### Автоматика управления выключателем (АУВ)

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений).

Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

В качестве резервной защиты поставим терминал ШЭ2607 021, предназначенный в качестве резервных дистанционных и токовых защит ВЛ напряжением 110–220 кВ.

#### Принцип действия

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая пятая – от междуфазных КЗ. ТНЗП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю. Реле тока ТО реагирует на линейные величины токов. Предусмотрены возможности ускорения защит:

от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу. МТЗ выполнена двухступенчатой с комбинированным пуском по напряжению. РТ МТЗ реагирует на фазные величины. АРПТ содержит три ступени, которые действуют на сигнализацию и на выходные реле.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Сведем в таблицу полученную информацию.

Таблица 8.8 – РЗА ЛЭП

	Вид РЗА	Исполнение	Примечание
1.	ТО		
2.	ТНЗНП		
3.	ДЗЛ		
4.	ДЗ		
5.	УРОВ	-	-
6.	АПВ	-	-
7.	АУВ	-	-

Сведем в таблицу 8.9 все выбранные комплекты РЗА на подстанции «Изумрудная».

Таблица 8.9 - выбранные комплекты РЗА

Защищаемый объект	Модель УРЗА
Кабельная линия 10 кВ	БЭ2502А0101
Электродвигатель	БЭ2502А0701
Трансформатор 10/0,4 кВ	БЭ2502А0101
Вводной выключатель 10 кВ	БЭ2502А0301
Секционный выключатель	БЭ2502А0201
Трансформатор 220/10 кВ	ШЭ2607 151
Воздушная линия:	
Основная	ШЭ2607 092
Резервная	ШЭ2607 021

## 9 РАСЧЕТ УСТАВОК РЗА

### 9.1 Расчет уставок РЗА электродвигателя

Для расчета уставок двигателя, зададимся его параметрами:

Таблица 9.1 – параметры электродвигателя

Параметр	Обозначение	Значение
Активная мощность, кВт	$P_{\text{ном}}$	4000
КПД, %	$\eta$	97,4
Коэффициент пуска	$K_{\text{п}}$	6,9
Косинус	$\cos\varphi$	0,87
Время пуска, с	$t_{\text{ПУСК}}$	10

Оценим емкостной ток в цепи электродвигателя. Собственный емкостной ток присоединения складывается из собственного емкостного тока ЭД и собственного емкостного тока КЛ к ЭД:

$$I_C = I_{C.д} + I_{C.кл}, \quad (9.1.1)$$

Где,  $I_{C.д}$  – емкостной ток ЭД;

$I_{C.кл}$  – емкостной ток КЛ к ЭД.

$$I_{C.д} = \frac{2\pi f \cdot 3 \cdot C_{д} \cdot U_{д.ном}}{\sqrt{3}}, \quad (9.1.2)$$

$$I_{C.кл} = kL_{кл}, \quad (9.1.3)$$

Где  $k$  – удельное значение емкостного тока КЛ;

$L_{кл}$  – длина линии.

Приблизительно выберем сечение кабеля 185 мм<sup>2</sup> и длину КЛ 0,3 км, тогда

$$I_{C.кл} = kL_{кл} = 1,47 \cdot 0,3 = 0,44 \text{ А.}$$

Оценим емкость по приближенной формуле:

$$C_{д} = \frac{0,0187 \cdot S_{д.ном} \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{д.ном}(1 + 0,08 \cdot U_{д.ном})}}. \quad (9.1.4)$$

Номинальная мощность электродвигателя составляет:

$$S_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{4000}{0,87 \cdot 0,974} = 4720 \text{ кВА,}$$

Емкость фазы ЭД:

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot S_{D,НОМ} \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{D,НОМ}(1 + 0,08 \cdot U_{D,НОМ})}} = \frac{0,0187 \cdot 4720 \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{10(1 + 0,08 \cdot 10)}} = 17,3 \text{ пФ.}$$

Собственный емкостной ток ЭД:

$$I_{C,Д} = \frac{2\pi f \cdot 3 \cdot C_D \cdot U_{D,НОМ}}{\sqrt{3}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 17,3 \cdot 10^{-9} \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,095 \text{ А.}$$

Таким образом, емкостной ток в цепи:

$$I_C = I_{C,Д} + I_{C,КЛ} = 0,095 + 0,44 = 0,535 \text{ А,}$$

Что меньше, чем требуется по ПУЭ для двигателей мощностью 4 МВт для установки защиты от однофазных замыканий, поэтому ее применять не будем.

### 9.1.1 Токовая отсечка

Отстраиваем ТО ЭД от пускового тока:

$$I_{O,Д} = k_H \cdot K_{П} \cdot I_{D,НОМ}, \quad (9.1.5)$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,25;

$I_{D,НОМ}$  — номинальный ток ЭД;

$$I_{D,НОМ} = \frac{P_{D,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{D,НОМ} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,87 \cdot 0,974} = 272,53 \text{ А.} \quad (9.1.6)$$

$$I_{O,Д} = 1,25 \cdot 6,9 \cdot 272,53 = 2351 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{Ч} = \frac{I_{K,МИН.}^{(2)}}{I_{O,Д}} k_{ОТ.Ч.СХ.}^{(2)} = \frac{13536}{2351} 1 = 5,75, \quad (9.1.7)$$

где  $I_{K,МИН.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K,МИН.}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 15631 = 13536,8 \text{ А}$  — ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

$k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)} = 1$  — коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы соединения неполной звезды с дополнительным реле в обратном проводе).

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{о.д.2}} = \frac{I_{\text{о.д.}}}{n_T} k_{\text{сх}}^{(3)}. \quad (9.1.8)$$

где  $n_T$  — коэффициент трансформации;

$k_{\text{сх}}^{(3)}$  — коэффициент схемы, равный 1;

$$n_T = \frac{I_{1.\text{НОМ}}}{I_{2.\text{НОМ}}}. \quad (9.1.9)$$

Первичный номинальный ток должен превышать рабочий максимальный ток двигателя, поэтому принимаем для ТОО-10,  $I_{1.\text{НОМ}} = 300$  А,  $I_{2.\text{НОМ}} = 5$  А.

$$I_{\text{о.д.2}} = \frac{2351}{300/5} 1 = 39,18 \text{ А.}$$

### 9.1.2. Защита от перегрузки

Выполним защиту на третьей ступени МТЗ с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{3.\text{п.д}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{д.НОМ}} = 1,1 \cdot 272,53 = 299,78 \text{ А,} \quad (9.1.10)$$

где  $k_{\text{отс}}$  — коэффициент отстройки, равный 1,1 по рекомендации [15];

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{3.\text{п.д.2}} = \frac{I_{3.\text{п.д.}}}{n_T} k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{299,78}{300/5} 1 = 4,99 \text{ А.} \quad (9.1.11)$$

Выдержка времени выбирается от перегрузки из условия надежного несрабатывания защиты при пуске и самозапуске:

$$t_{з.п.д} = k_3 \cdot t_{пуск} = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ с.} \quad (9.1.12)$$

### 9.1.3 Защита минимального напряжения

Для снижения затрат ЗМН может быть групповым, установленным в ячейке ТН секции.

По [4, п. 5.3.52] выдержка выбирается  $t_{с.з.п} = 0,5 \text{ с}$ , уставка по напряжению  $U_{ЗМН} = 70 \text{ В}$ . После срабатывания защиты срабатывает реле времени с выдержкой, равной максимальной выдержке времени токовых защит присоединений. После превышения значения  $U_{ЗМН}$  работает АПВ.

### 9.1.4 УРОВ

Рекомендованное значение тока срабатывания УРОВ 0,05 - 0,1 от номинального тока присоединения [15]:

$$I_{уров} = 0,08 \cdot I_{д.ном} = 0,08 \cdot 272,53 = 21,8 \text{ А.} \quad (9.1.13)$$

Вторичное значение тока:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} k_{сх}^{(3)} = \frac{21}{300/5} 1 = 0,35 \text{ А.}$$

Выдержка времени:

$$t_{уров} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{погреш} + t_{зап} \quad (9.1.14)$$

где  $t_{откл.в}$  — время отключения выключателя;

$t_{возв.уров}$  — время возврата реле тока УРОВ;

$t_{погреш}$  — погрешность реле времени УРОВ;

$t_{зап}$  — время запаса, равное 0,1 с.

$$t_{уров} = 0,07 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,245 \text{ с.}$$

### 9.1.5 Защита от затянутого пуска

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{з.з.п.д} = 1,5 \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 272,53 = 408,8 \text{ А} \quad (9.1.15)$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Время срабатывания выбирается больше, чем время нормального пуска, но меньше допустимого времени протекания пускового тока.

Принимаем  $t_{с.з.п} = 15$  с.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{з.з.п.д.2} = \frac{I_{з.з.п.д}}{n_T} k_{сх}^{(3)} = \frac{408,8}{300/5} 1 = 6,8 \text{ А.}$$

### 9.1.7 Защита блокировки ротора

Для защиты ток срабатывания выбирается:

$$I_{з.б.р.} = \frac{K_{п}}{2} I_{д.ном} = \frac{6,9}{2} 272,53 = 940 \text{ А.} \quad (9.1.16)$$

Время срабатывания принимаем  $t_{с.з.п} = 15$  с.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{з.б.р.2} = \frac{I_{з.б.р.}}{n_T} k_{сх}^{(3)} = \frac{940}{300/5} 1 = 15,6 \text{ А.}$$

### 9.1.5 Схема подключения БЭ2502А0701

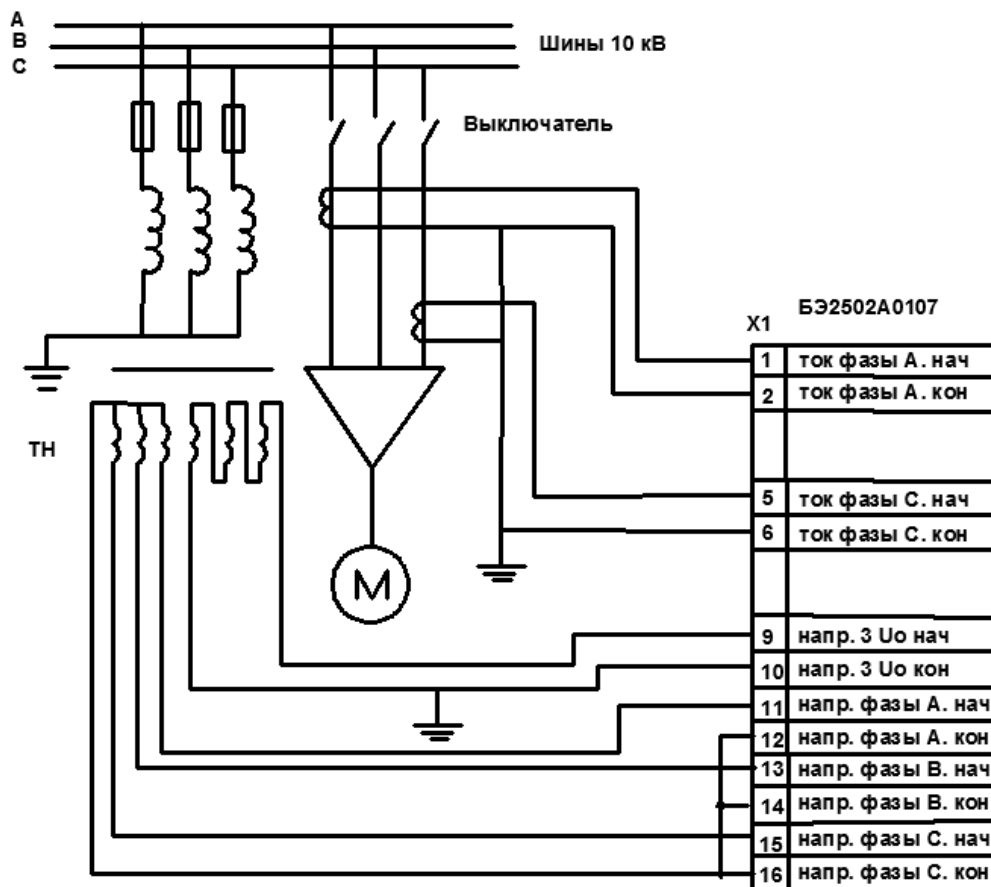


Рисунок 9.1 – Схема подключения ЭД к терминалу

## 9.2 Расчет уставок РЗА трансформатора 10/0,4

### 9.2.1 Токовая отсечка трансформатора

В УРЗА используется трехступенчатая ненаправленная МТЗ. 1 и 2 ступени имеют независимую выдержку времени.

Для токовой отсечки разумнее использовать первую ступень МТЗ.

Первое условие - ток должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне НН:

$$I_{0.T(1)} = k_H \cdot I_{K.MAKC.HH}^{(3)} = 1,15 \cdot 2181 = 2508 \text{ А.} \quad (9.2.1)$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,15 по [15];

Второе условие - ток должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатора:

$$I_{0.T(2)} = k_{БНТ} \cdot k_H \cdot I_{T.HOM.BH}, \quad (9.2.2)$$

где  $k_{БНТ}$  — коэффициент броска намагничивающего тока, равный 7,05;

$k_H$  — коэффициент отстройки, равный 1,1;

$I_{T.HOM.BH}$  — номинальный ток стороны ВН трансформатора;

Номинальный ток стороны ВН:

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM.BH}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,2 \text{ А.}$$

$$I_{0.T(2)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 72,2 = 559,9 \text{ А.}$$

Выбираем наибольшее значение из первого и второго условия:

$$I_{0.T} = 2508 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность токовой отсечки при двухфазном КЗ на стороне ВН в минимальном режиме:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН.}}^{(3)}}{I_{\text{О.Т}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15631}{2508} 1 = 5,39 > 2, \quad (9.2.3)$$

где  $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)}$  — коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ, равный 1;

Рабочий максимальный ток ВН:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101,03 \text{ А.}$$

Устанавливаем трансформатор тока ТОЛ-10 ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока":  $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 150 \text{ А}$ ,  $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$ .

Вторичный ток:

$$I_{\text{О.Т.2}} = \frac{I_{\text{О.Т}}}{n_{\text{Т}}} k_{\text{СХ.}}^{(3)} = \frac{2508}{150/5} 1 = 83,6 \text{ А.}$$

где  $k_{\text{СХ.}}^{(3)}$  — коэффициент схемы неполная звезда, равный 1.

### 9.2.2 МТЗ

Ток срабатывания отстраивается от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С.}} \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = 1,1 \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} 101,03 = 193 \text{ А.} \quad (9.2.4)$$

где  $k_{\text{Н.С.}}$  — коэффициент надежности согласования с МТЗ расцепителя на НН стороне;

$k_{\text{Н}}$  — коэффициент надежности;

$k_{\text{С}}$  — коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_{\text{В}}$  — коэффициент возврата.

Коэффициент чувствительности МТЗ при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН.}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.11}}^{(2)} = \frac{2181}{193} 0,5 = 5,65 > 1,5, \quad (9.2.5)$$

где  $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.11}}^{(2)}$  — коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У-11 группа.

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП				

По [4, п. 3.2.31.1] коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,5. Пуск по напряжению не требуется.

Вторичное значение тока:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_T} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{193}{150/5} 1 = 6,43 \text{ А.}$$

Выдержка МТЗ отстраивается от МТЗ цифрового расцепителя ввода НН. Выберем на стороне НН выключатели Еmax 2 производства АББ с МП расцепителями Еkip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в них используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени (рисунок 9.2.2).

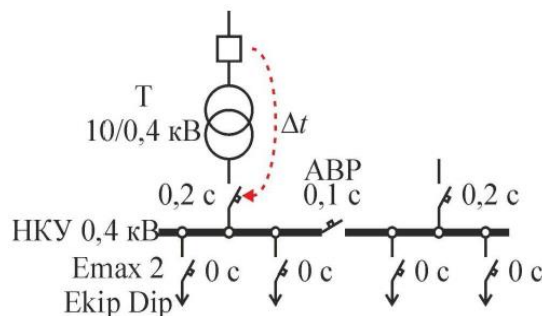


Рис. 9.2.2 НН РП

Рассчитаем степень селективности между МТЗ ВН трансформатора и МТЗ расцепителя ввода НН трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{ОТКЛ.АВТ.ВВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.АВТ.ВВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ТЕРМ.Т}} + t_{\text{ВОЗВ.МТЗ.Т}} + t_{\text{ЗАП}} = \\ &= 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.} \end{aligned} \quad (9.2.3)$$

где  $t_{\text{ОТКЛ.АВТ.ВВ}}$  — время отключения автомата вводного выключателя НН составляет 0,04 с;

$t_{\text{ПОГРЕШ.АВТ.ВВ}}$  — погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя, равная 0,2;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ТЕРМ.Т}}$  — погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, равная 0,025 с;

$t_{\text{ВОЗВ.МТЗ.Т}}$  — время возврата терминала МТЗ, равное 0,065 с.

$t_{\text{ЗАП}}$  — время запаса примем 0,1 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ВВ.НН}} + \Delta t = 0,2 + 0,25 = 0,45 \text{ с.} \quad (9.2.6)$$

### 9.2.3 Защита от перегрузки

Защита, действующая на сигнал, выполняется на третьей ступени МТЗ.

Ток срабатывания:

$$I_{\text{з.п.}} = \frac{k_{\text{Н}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1,05}{0,95} 72,2 = 79,8 \text{ А.}$$

где  $k_{\text{Н}}$  — коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{\text{В}}$  — коэффициент возврата, равный 0,95.

Выдержка времени защиты от перегрузки выбирается больше времени срабатывания МТЗ. Выдержку времени выбираем 9 с по [15].

Вторичный ток:

$$I_{\text{з.п.2}} = \frac{I_{\text{з.п.}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{79,8}{150/5} 1 = 2,66 \text{ А.}$$

Значение тока находится в допустимых значениях, не более 5 А.

### 9.2.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

По [16] рассчитаем токи КЗ. Ток срабатывания выбирается от наибольшего тока небаланса в нулевом проводе трансформатора:

$$I_{\text{з.0.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}} = 0,5 \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС.НН}} \quad (9.2.7)$$

где  $k_{\text{Н}}$  — коэффициент надежности, равный 2;

$I_{\text{НБ.МАКС}}$  — наибольший ток небаланса в нулевом проводе ;

$I_{\text{Т.РАБ.МАКС.НН}}$  — рабочий максимальный ток стороны НН трансформатора;

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 721,7 \text{ А.}$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Ток срабатывания защиты:

$$I_{3.0} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС} = 0,5 \cdot I_{Т.РАБ.МАКС.НН} = 0,5 \cdot 721,7 = 360,8 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.НН.}}^{(1)}}{I_{3.0}} \quad (9.2.8)$$

Найдем ток о/ф КЗ:

$$I_{\text{К.НН.}}^{(1)} = \frac{U_{\text{Ф.СР.НОМ}}}{\frac{1}{3} \cdot Z_T} = \frac{230}{0,027} = 8518 \text{ А}, \quad (9.2.9)$$

где  $\frac{1}{3} \cdot Z_T$  — сопротивление трансформатора мощностью 1250 кВА при о/ф КЗ на его выводах;

Найдем коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.НН.}}^{(1)}}{I_{3.0}} = \frac{8518}{360,8} = 23,6 > 1,5. \quad (9.2.10)$$

Первичный номинальный ток трансформатора тока в нейтрали выбирается по максимальному току небаланса:

$$I_{НБ.МАКС} = 0,25 I_{Т.РАБ.МАКС} = 0,25 \cdot 721,7 = 180,42 \text{ А}. \quad (9.2.11)$$

Выберем трансформатор тока ТШП-0,66-IV для установки в нейтрали обмоток НН. Первичный ток должен быть больше тока небаланса.

$$I_{1.НОМ} = 200 \text{ А}, \quad I_{2.НОМ} = 1 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}} = \frac{200}{1} = 200.$$

Вторичный ток срабатывания ТЗНП:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$I_{3.0.2} = \frac{I_{3.0.}}{n_T} = \frac{360,8}{200} = 1,8 \text{ А.}$$

Выдержка времени отстраивается от действия защиты вводных расцепителей 0,4 кВ - 0,2с.

$$t_{3.0} = t_{\text{МТЗ.ВВ.НН}} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

### 9.2.5 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{T.НОМ}} = 0,05 \cdot 72,2 = 3,61 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} = \frac{3,61}{150/5} = 0,12 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

### 9.2.6 Схема подключения БЭ2502А0101

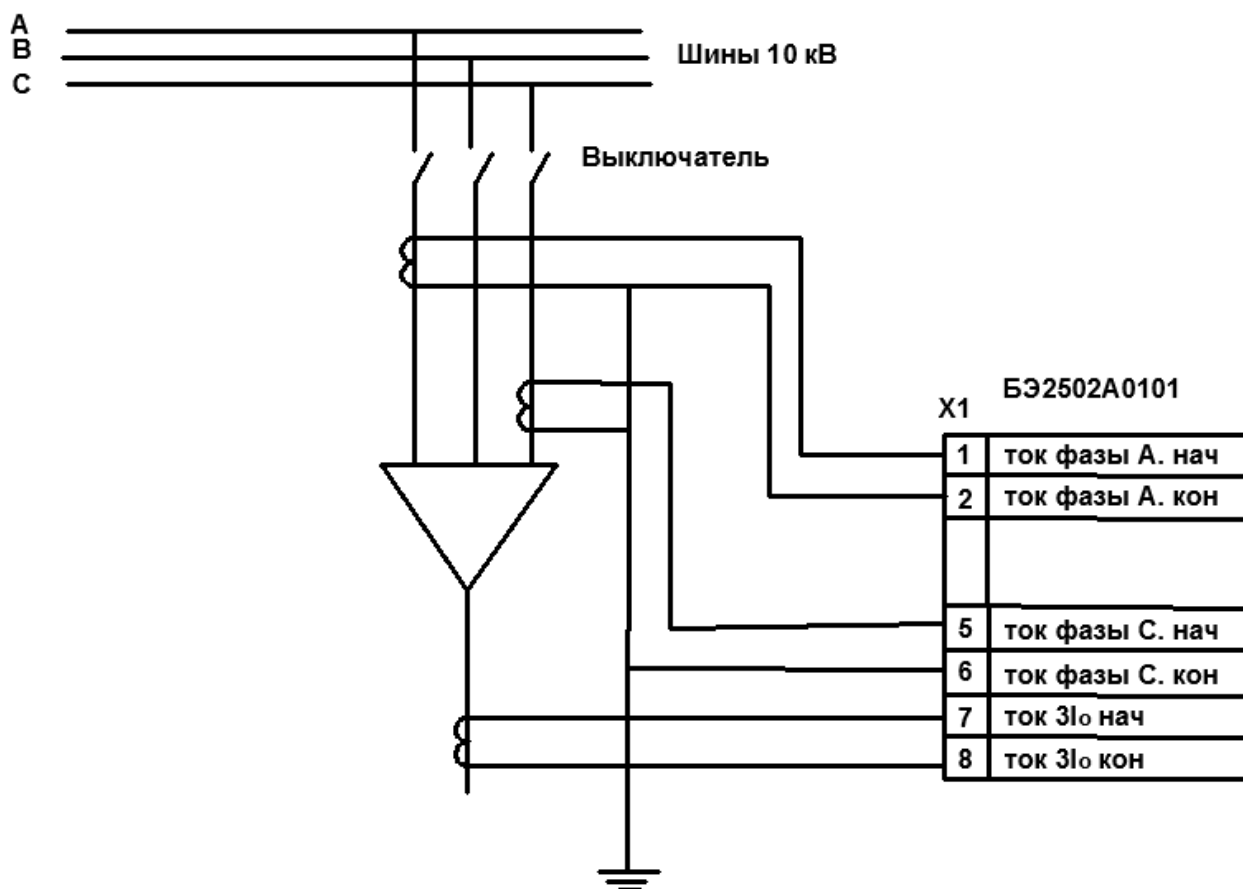


Рисунок 9.2 – Схема подключения трансформатора 10/0,4 к терминалу

### 9.3 Ячейка КРУ выключателя КЛ 10 кВ

#### 9.3.1 Токовая отсечка

Ток срабатывания по первому условию отстраивается от от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{с.о.} \geq k_H I_{КЗ.МАКС}^{(3)} = 1,15 \cdot 15658 = 18006 \text{ А}, \quad (9.3.1)$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,15 [15];

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{с.о.2} = \frac{I_{с.о.}}{n_T} = \frac{18006}{1000/5} = 90 \text{ А}.$$

#### 9.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

Ток отстраивается от максимального значения тока срабатывания ТО предыдущих элементов:

$$I_{ТОВВ} = k_H \cdot I_{ТО.Т} = 1,15 \cdot 2508 = 2884 \text{ А}.$$

Ток срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени должен быть проверен на суммарный пусковой ток ЭД цеха:

$$\begin{aligned} I_{ТОВВ} &\geq K_{п} \sum I_{д.ном}; & (9.3.2) \\ 2884 &\geq 6,9 \cdot 272,53; \\ 2884 &\geq 1880,5. \end{aligned}$$

Коэффициент чувствительности неполная звезда с дополнительным реле:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К.МИН.РП.}^{(3)}}{I_{ТОВВ}} k_{ОТ.Ч.СХ.}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,631}{2884} 1 = 4,7 > 1,5.$$

ТОВВ защищает всю линию во всех режимах работы.

Рабочий максимальный ток КЛ:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = N_{\text{T}} \cdot I_{\text{T.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 6 \cdot 72,2 + 2 \cdot 272,53 = 978 \text{ А.} \quad (9.3.3)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с  $I_{1.\text{НОМ}} = 1000\text{А}$ ,  $I_{2.\text{НОМ}} = 5\text{А}$ .

Вторичное значение тока:

$$I_{\text{ТОВВ.2}} = \frac{I_{\text{ТОВВ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{2884}{1000/5} 1 = 14,4 \text{ А.}$$

Степень селективности:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.ВВ}} + 2t_{\text{ПОГ.МТЗ}} + t_{\text{ВОЗ.МТЗ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,07 + 2 \cdot 0,01 + 0,03 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Выдержка отстраивается от выдержки времени ТО ЛЗШ, по рекомендации [15] принятой 0,1 с:

$$t_{\text{ТОВВ}} = t_{\text{ЛЗШ.ВВ}} + \Delta t = 0,1 + 0,22 = 0,32 \text{ с.}$$

### 9.3.3 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

Ток срабатывания выбирается по двум условиям. Ток срабатывания по первому условию:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.1}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = \frac{1,1 \cdot 4,3}{0,95} 978 = 4869 \text{ А,} \quad (9.3.4)$$

где  $k_{\text{Н}}$  — коэффициент надежности, равный 1,1 [16];

$k_{\text{С}}$  — коэффициент самозапуска нагрузки, равный 4,3;

$k_{\text{В}}$  — коэффициент возврата, равный 0,95 [16].

$$k_{\text{С}} = \frac{k_{\text{П}} \cdot N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T.НОМ}}} \quad (9.3.5)$$

$$k_{\text{С}} = \frac{6,9 \cdot 2 \cdot 4720 + 6 \cdot 1250}{2 \cdot 4720 + 6 \cdot 1250} = \frac{72636}{16940} = 4,3.$$

По второму условию ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.2}} = k_{\text{Н.С}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 4869 = 5356 \text{ А} \quad (9.3.6)$$

где  $k_{\text{Н.С}}$  — коэффициент надежности согласования с МТЗ;

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$  — ток срабатывания МТЗ ВВ РП, равный 4869, т.к. нагрузки ВВ и РП равны;

Выбираем большее значение из двух расчетов, ток срабатывания МТЗ равен 5356 А.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15631}{5356} 1 = 2,52 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2181}{5356} 1 = 0,35 < 1,2$$

МТЗ не обеспечивает защиту за трансформатором 10/0,4 кВ, улучшить коэффициент чувствительности в этом случае практически невозможно.

Выбор выдержки времени МТЗ.

Для селективности с другими защитами выдержка времени МТЗ КЛ согласовывается с МТЗ ВВ РП и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН РП.

Определим время срабатывания предохранителя при двухфазном КЗ на ВН стороне в минимальном режиме. Для этого определим ток, по [17, п. 3.6.11] допускается 20% разброс по току. Уменьшаем ток на 20%:

$$I_{\text{С.З.2}} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.РП}}^{(3)} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15631 = 10829,5 \text{ А.} \quad (9.3.7)$$

При этом значении время срабатывания составит менее 0,01 с. В дальнейшем можно не учитывать наличие предохранителя и отстраивать время срабатывания от МТЗ ВВ РП.

Выдержка времени МТЗ ВВ РП выполняет функции резервной защиты и не зависит от тока. Выдержка ВВ отстроена от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ РП:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,45 + 0,25 = 0,7 \text{ с.}$$

где  $\Delta t$  — степень селективности, равная 0,25 с.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой выдержкой времени на шинах РП:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,7 + 0,25 = 0,95 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ:

$$k_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К.МАКС.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{15658}{5356} = 2,92.$$

Выдержка времени МТЗ КЛ с зависимой выдержкой времени на РП.

Выберем чрезвычайно инверсную выдержку, т.к. она обеспечивает наименьшую выдержку времени при нарастании тока.

По РЭ [18] время срабатывания определяется:

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 80}{(k_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1}, \quad (9.3.8)$$

где  $k$  — временной коэффициент, уставка по времени.

Уставка, обеспечивающая расчетную выдержку времени  $t_{\text{МТЗ.КЛ}}$  при кратности  $k_{\text{МТЗ.КЛ}}$ :

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{80} [(k_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1] = \frac{0,95}{80} [(2,92)^2 - 1] = 0,089. \quad (9.3.9)$$

Выдержка времени МТЗ КЛ в конце линии:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{k \cdot 80}{(k_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{0,089 \cdot 80}{(2,92)^2 - 1} = 0,94 \text{ с.} \quad (9.3.10)$$

Выдержка времени в начале КЛ:

$$k_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К.МАКС.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{20227}{5356} = 3,77;$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = \frac{k \cdot 80}{(k_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{0,089 \cdot 80}{(3,77)^2 - 1} = 0,54 \text{ с.}$$

Представим полученные данные в виде карты селективности.

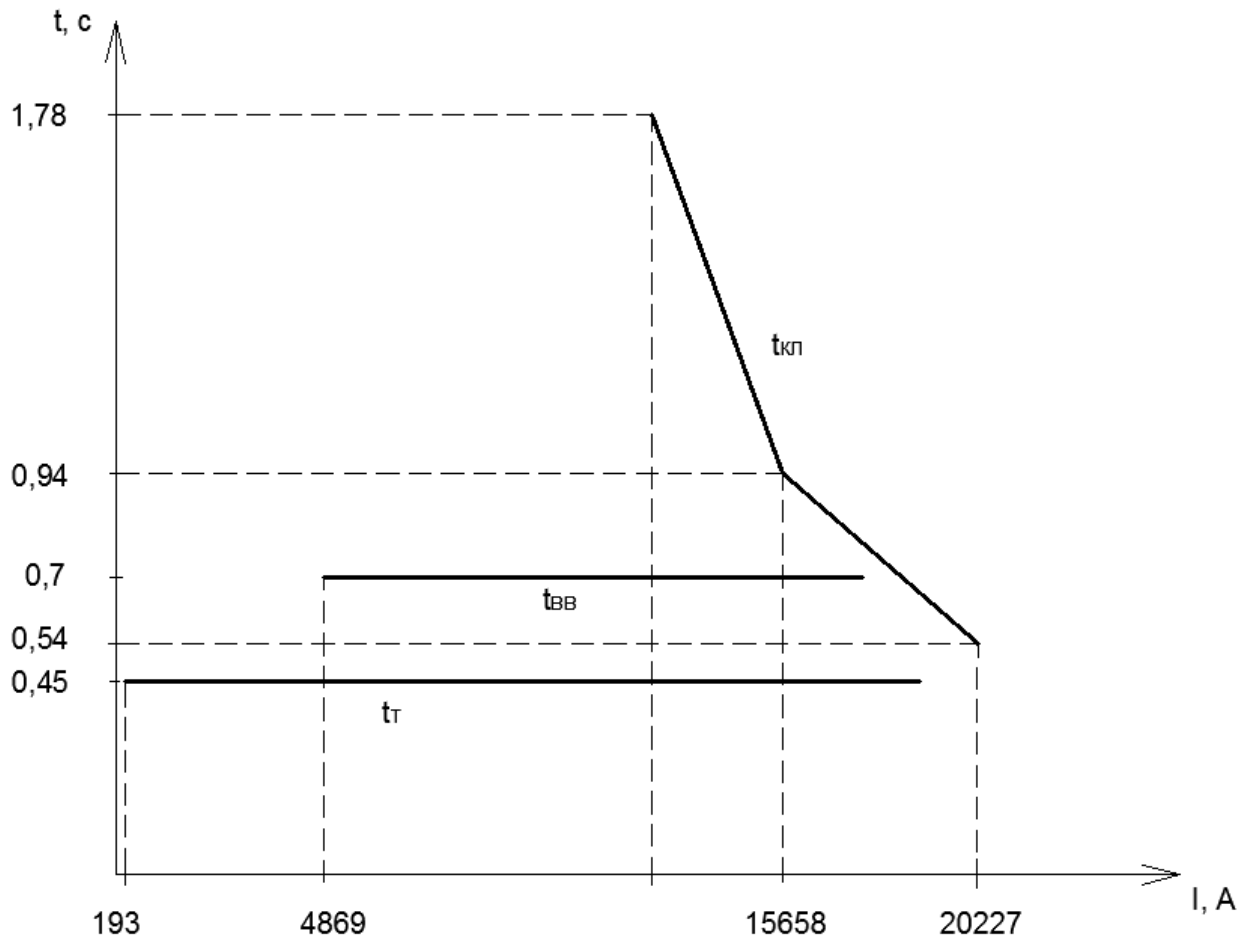


Рисунок 9.3 - Карта селективности МТЗ КЛ и РП

### 9.3.4 УРОВ

Рекомендованное [16] значение тока срабатывания 0,05-0,1 номинального тока присоединения:

$$0,1 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,1 \cdot 114,6 = 0,05 \cdot 978 = 48,9 \text{ А.}$$

Вторичное значение:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{48,9}{1000/5} = 0,245 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,07 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,25 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{ОТКЛ.В}}$  — время отключения выключателя по РЭ выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$  — время возврата реле тока УРОВ, равное 0,5;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$  — погрешность реле времени УРОВ, равное 0,025 с;

$t_{3АП}$  — время запаса прием 0,1 с.

### 9.3.5 Схема подключения БЭ2502А0101

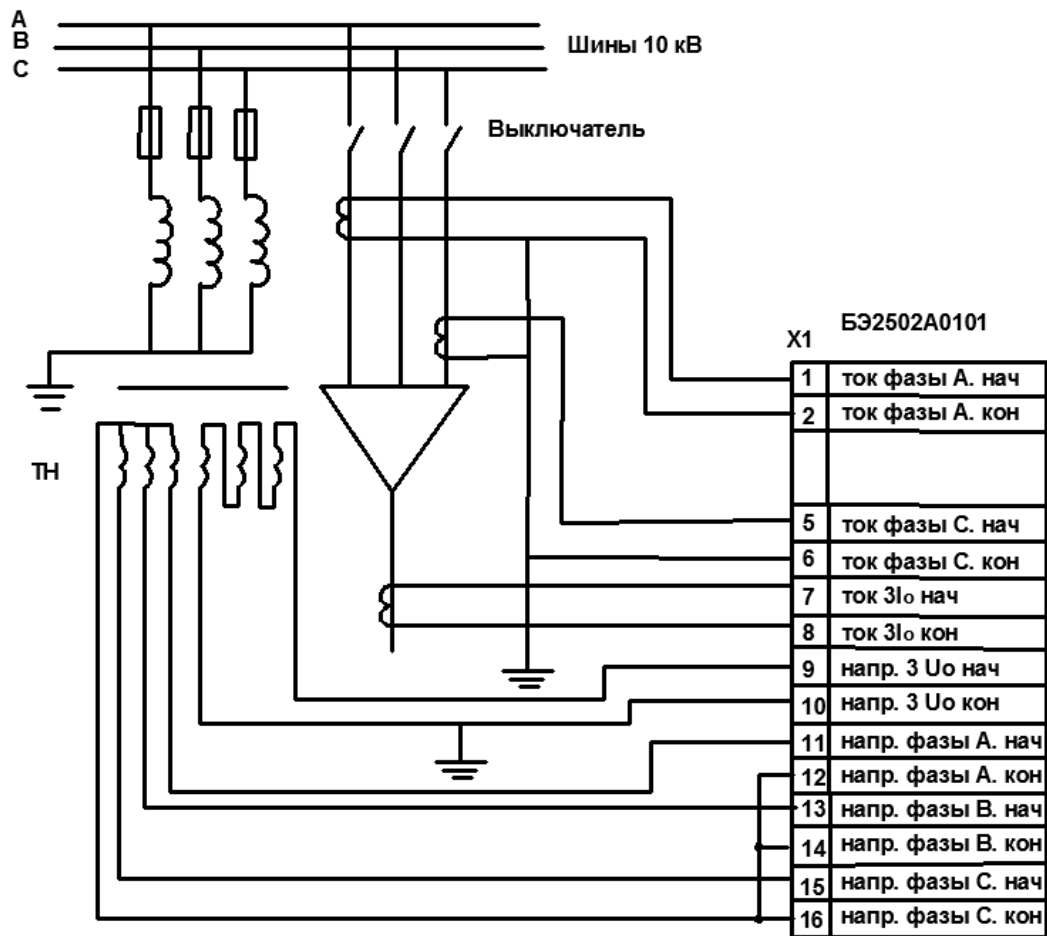


Рисунок 9.3 – Схема подключения КРУ выключателя КЛ к РУ цеха к терминалу

## 9.4 Ячейка КРУ секционного выключателя

### 9.4.1 МТЗ

Так как выключатель нормально отключен, максимальный рабочий ток его равен 2829 А, как и у выключателя за силовым трансформатором.

Ток срабатывания выбирается по двум условиям.

По первому условию отстраиваем от максимального тока секции:

$$I_{МТЗ.СВ} = \frac{k_H \cdot k_{СЗ}}{k_B} I_{РАБ.МАКС.СВ} = \frac{1,1 \cdot 4,3}{0,95} 2829 = 14085 \text{ А}, \quad (9.4.1)$$

где  $k_H$  — коэффициент надежности несрабатывания защиты, равный 1,1 [19];

$k_B$  — коэффициент возврата ИО по току по РЭ;

$k_{СЗ}$  — коэффициент самозапуска нагрузки секции;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП

Лист

75

Второе условие, согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений к РП:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 5356 = 5891 \text{ А}, \quad (9.4.2)$$

где  $k_{\text{НС}}$  — коэффициент надежности согласования, равный 1,1 [19].

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20173}{14085} \cdot 1 = 1,24 > 1,5$$

Требуется пуск по напряжению. Применение пуска по напряжению позволяет отстраивать МТЗ без учета коэффициента самозапуска, поскольку отстройка от перегрузочных режимов обеспечивается теперь пусковым органом напряжения.

$$U_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}}{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{В}}} = \frac{0,9 \cdot 11}{1,1 \cdot 1,15} = 7,82 \text{ кВ}, \quad (9.4.3)$$

Где  $k_{\text{Н}}$  — коэффициент надежности несрабатывания защиты, равный 1,1;  $k_{\text{В}}$  - коэффициент возврата, равный 1,15.

$$U_{\text{СР.СВ}} = \frac{U_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{7,82}{10000/100} = 78 \text{ В}. \quad (9.4.4)$$

$$I_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} 2829 = 3275 \text{ А}.$$

Выбираем ток второго условия.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20173}{5891} \cdot 1 = 2,97 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце КЛ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15631}{5891} \cdot 1 = 2,29 > 1,2.$$

В ячейку КРУ выбран ТТ ТОЛ-10 с  $I_{1.\text{НОМ}} = 3000\text{А}$ ,  $I_{2.\text{НОМ}} = 5\text{А}$ .  
Вторичный ток:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{5891}{3000/5} = 22,1 \text{ А}.$$

Выбор выдержки времени МТЗ.

Выдержка времени отстраивается от выдержки времени МТЗ отходящих присоединений секций. Выдержка времени выполняется зависимой, вид характеристики - чрезвычайно зависимая.

Кратность МТЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = \frac{I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} = \frac{20227}{5891} = 3,43.$$

Степень селективности:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В}} + 2t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}} + t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,07 + 2 \cdot 0,03 + 0,01 + 0,1 = 0,24 \text{ с}.$$

где  $t_{\text{ОТКЛ.В}}$  — время отключения выключателя по РЭ выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}}$  — время возврата реле тока МТЗ, равное 0,01;

$t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}}$  — погрешность реле времени МТЗ, равное 0,03 с;

$t_{\text{ЗАП}}$  — время запаса примем 0,1 с.

Расчетное время срабатывания:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t = 0,54 + 0,24 = 0,78 \text{ с}.$$

Уставка по времени:

$$t = \frac{t_{\text{МТЗ.СВ.НН}}}{80} ((K_{\text{МТЗ.СВ.НН}})^2 - 1) = \frac{0,78}{80} ((3,43)^2 - 1) = 0,108 \text{ с}.$$

Выдержка времени МТЗ СВ при максимальном ТКЗ в конце линии:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.РП}} = \frac{80}{\left(\frac{I_{\text{К.МАКС.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}}\right)^2 - 1} t = \frac{80}{\left(\frac{15658}{5891}\right)^2 - 1} \cdot 0,108 = 1,42 \text{ с}.$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

#### 9.4.2 Логическая защита шин

Ток срабатывания выбирается, что защита сможет гарантировано сработать при токе в минимальном режиме:

$$I_{ЛЗШ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{k_{Ч.Н}} k_{ОТ.Ч.СХ.}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20173}{1,5} 1 = 11646 \text{ А}, \quad (9.4.3)$$

Где  $k_{Ч.Н}$  – коэффициент чувствительности, согласно [4] равный 1,5.

Вторичный ток:

$$I_{ЛЗШ.2} = \frac{I_{ЛЗШ}}{n_T} k_{СХ.}^{(3)} = \frac{11646}{3000/5} 1 = 19,4 \text{ А}.$$

Выдержка времени ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} = t_{СРАБ} + t_{ПОГРЕШ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП} = 0,05 + 0,05 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с}.$$

где  $t_{СРАБ}$  — время срабатывания измерительного органа тока по РЭ, равное 0,05 [15];

$t_{ВОЗВ.МТЗ}$  — время возврата, равное 0,04;

$t_{ПОГРЕШ}$  — погрешность органа времени, равное 0,05 с;

$t_{ЗАП}$  — время запаса примем 0,1 с.

#### 9.4.3 Автоматический ввод резерва

При исчезновении напряжения на 1 или 2 секции шин срабатывает ЗМН терминала соответствующего ВВ, посылая сигнал в терминал СВ. После отключения ВВ сигнал также поступает в терминал СВ, вызывая пуск команды на включение СВ выключателя. АВР может быть выведен из работы УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ при необходимости.

$$t_{АВР} = t_{ВКЛ.СВ} + t_{ЗАП} = 0,07 + 0,1 = 0,17 \text{ с}.$$

#### 9.4.4 УРОВ

Ток срабатывания:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = 0,05 \cdot 2829 = 141,5 \text{ А}.$$

Время срабатывания:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ПОГРЕШ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП} = 0,07 + 0,035 + 0,05 + 0,1 = 0,26 \text{ с}.$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

где  $t_{\text{откл.в}}$  — время отключения выключателя, равное 0,07 ;

$t_{\text{возв}}$  — время возврата, равное 0,035;

$t_{\text{погреш}}$  — погрешность органа времени, равное 0,05 с;

$t_{\text{зап}}$  — время запаса приемом 0,1 с.

#### 9.4.5 Схема подключения терминала БЭ2502А0201

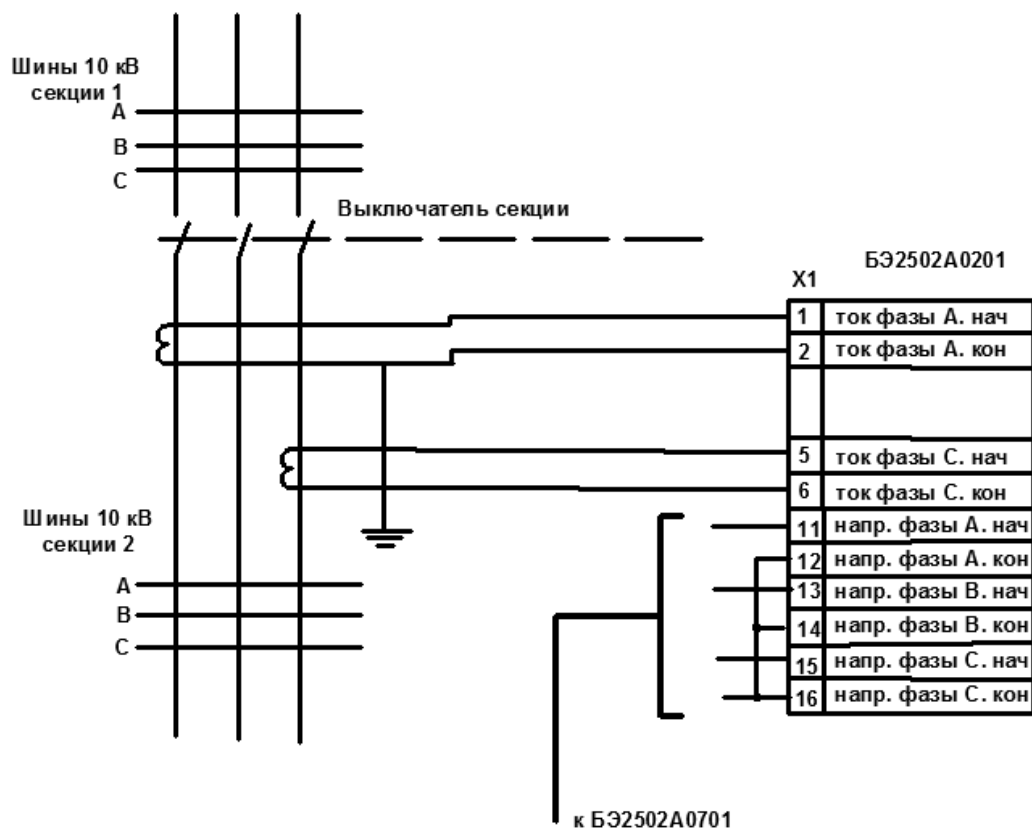


Рисунок 9.5 – Схема подключения КРУ секционного выключателя к терминалу

### 9.5 Вводной выключатель

#### 9.5.1 МТЗ

Ток срабатывания отстраиваем от тока МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 5891 = 6480 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ-3 ВВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20173}{6480} 1 = 2,69 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности РП:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15631}{6480} 1 = 2,08 > 1,2.$$

Для ячейки КРУ ВВ выбран трансформатор тока ТОЛ-10 где  $I_1 = 3000 \text{ А}$ ;  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{МТЗ.ВВ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ.}}^{(3)} = \frac{6480}{3000/5} 1 = 10,8 \text{ А}.$$

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = \frac{I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} = \frac{20227}{5891} = 3,43.$$

Кратность МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = \frac{I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.ВВ}}} = \frac{20227}{6480} = 3,12.$$

Время срабатывания МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.НН}} = \frac{80 \cdot k_{\text{УСТ.МТЗ.СВ}}}{(K_{\text{МТЗ.СВ.НН}})^2 - 1} = \frac{80 \cdot 0,22}{(12)^2 - 1} = 0,12 \text{ с}.$$

Выдержка времени МТЗ СВ при КЗ на шинах ГПП:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



$$t_{\text{МТЗ.СВ.РП}} = \frac{80}{\left(\frac{I_{\text{К.МАКС.РП}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}}\right)^2 - 1)} t = \frac{80}{\left(\frac{20227}{5891}\right)^2 - 1)} 0,108 = 0,8 \text{ с.}$$

Степень селективности МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В}} + 2t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}} + t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,07 + 2 \cdot 0,03 + 0,065 + 0,1 = 0,277 \text{ с.}$$

где  $t_{\text{ОТКЛ.В}}$  — время отключения выключателя выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}}$  — время возврата реле тока МТЗ, равное 0,01;

$t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}}$  — погрешность реле времени МТЗ, равное 0,03 с;

$t_{\text{ЗАП}}$  — время запаса примем 0,1 с.

Расчетное время срабатывания:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.НН}} = t_{\text{МТЗ.СВ.НН}} + \Delta t = 0,8 + 0,275 = 1,077 \text{ с.}$$

#### 9.5.2 Логическая защита шин

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20173}{1,5} 1 = 11646 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.2}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{11646}{3000/5} 1 = 19,4 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО:

$$t_{\text{ЛЗШ}} = t_{\text{СРАБ}} + t_{\text{ПОГРЕШ}} + t_{\text{ВОЗВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,065 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.}$$

где  $t_{\text{СРАБ}}$  — время срабатывания измерительного органа тока по РЭ, равное 0,065 [15];

$t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}}$  — время возврата, равное 0,065;

$t_{\text{ПОГРЕШ}}$  — погрешность органа времени, равное 0,025 с;

$t_{\text{ЗАП}}$  — время запаса примем 0,1 с.

### 9.5.3 Схема подключения к терминалу БЭ2502А0301

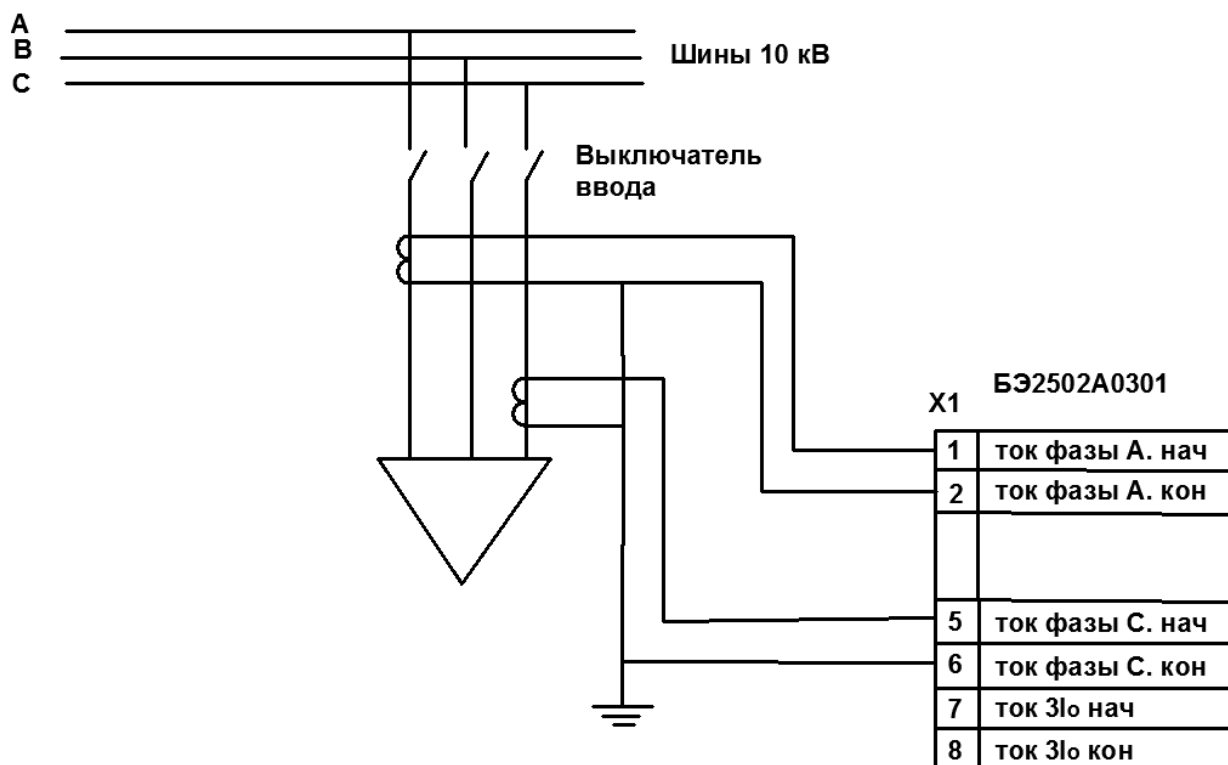


Рисунок 9.6 – схема подключения вводного выключателя к терминалу

## 9.6 Трансформатор 220/10 кВ

### 9.6.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Определяем первичные токи для сторон защищаемого трансформатора.

Ток на ВН стороне:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 262,5 \text{ А.}$$

Ток на НН стороне:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{100000}{2\sqrt{3} \cdot 12,5} = 2829 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ ВН стороны выбирается с учетом 40% перегрузки:

$$I_{1\text{НОМ.ТТ.ВН}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 351,5 \text{ А.}$$

Вторичный ток ТТ стороны ВН выбирается 5 А. выберем трансформаторы тока ТФЗМ-220 с с  $I_{1.НОМ} = 500\text{А}$ ,  $I_{2.НОМ} = 5\text{А}$ .

Отсюда:

$$n_{ТВН} = \frac{500}{5} = 100.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ НН стороны выбирается с учетом 40% перегрузки:

$$I_{1НОМ.ТТ.НН} = \frac{K_{П} \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 100000}{2\sqrt{3} \cdot 12,5} = 3233 \text{ А}.$$

Выбираем ТОЛ-10-4000/5 с  $I_{1.НОМ} = 4000\text{А}$ ,  $I_{2.НОМ} = 5\text{А}$ .

Отсюда:

$$n_{ТНН} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Для МП УРЗА вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока соединяются в звезду.

Определим вторичный ток для защищаемого трансформатора на высокой стороне:

$$I_{2.ДЗТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.Т} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_{Т}} = \frac{262,5 \cdot 1}{100} = 2,63 \text{ А}.$$

Вторичный ток на низкой стороне:

$$I_{2.ДЗТ.НН} = \frac{I_{НОМ.Т} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_{Т}} = \frac{2829 \cdot 1}{800} = 3,53 \text{ А}.$$

#### 1. Выбор тока начала торможения

Ток начала торможения ДЗТ задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,60 до 1,00. Рекомендуется принимать 1,0.

$$I_{ТОРМ.НАЧ} = 1,0 \cdot I_{НОМ.Т.НН} = 1,0 \text{ о. е.} \quad (9.6.1)$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## 2. Расчет минимального тока срабатывания ДЗТ

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{д.мин} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (9.6.2)$$

Где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и запас, принятый 1,1 [15];

$I_{нб.расч}$  – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах, определяемый по выражению:

$$I_{нб.расч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) I_{торм.нач}, \quad (9.6.3)$$

Где  $k_{пер}$  — коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 2 в соответствии рекомендации [15];

$k_{одн}$  — коэффициент, однотипности трансформаторов, равный 1;

$\varepsilon$  — относительная полная погрешность ТТ, соответствующая классу точности ТТ, равная 0,1;

$\Delta U$  — половина диапазона регулирования РПН;

$\Delta f_{выр}$  — относительная погрешность выравнивания токов плеч, принятая 0,02;

$$I_{нб.расч} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 1 = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$I_{д.мин} = 1,1 \cdot 0,34 = 0,374.$$

Принимаем  $I_{д.мин}$  равным 0,4.

## 3. Коэффициент торможения

Определение максимального тока трехфазного КЗ при повреждении за ТТ на стороне НН, приведенной к стороне ВН, при этом, используем токи КЗ на стороне НН, посчитанные без учета токоограничивающих реакторов, так как они не входят в зону защиты ДЗТ:

$$I_{кз.макс}^{(3)} = I_{кз.нн}^{(3)} \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн} \cdot I_{ном.вн}} = 32476 \frac{12,5 \cdot 1}{230 \cdot 262,5} = 6,72 \text{ о. е.} \quad (9.6.4)$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Максимальный ток небаланса при внешнем коротком замыкании:

$$I_{НБ.МАКС.} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{КЗ.МАКС.}^{(3)}; \quad (9.6.5)$$

$$I_{НБ.МАКС.} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 6,72 = 2,52 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{Д.МАКС} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.МАКС} = 1,1 \cdot 2,52 = 2,77 \text{ о.е.}$$

Вычислим коэффициент торможения:

$$k_T = \frac{I_{Д.МАКС} - I_{Д.МИН}}{I_{КЗ.НН}^{(3)} - I_{ТОРМ.НАЧ}} = \frac{2,77 - 0,374}{6,72 - 1,0} = 0,41 \text{ о.е.} \quad (9.6.6)$$

Найденное значение соответствует углу наклона тормозной характеристики  $22^\circ$  (рисунок 9.6.1)

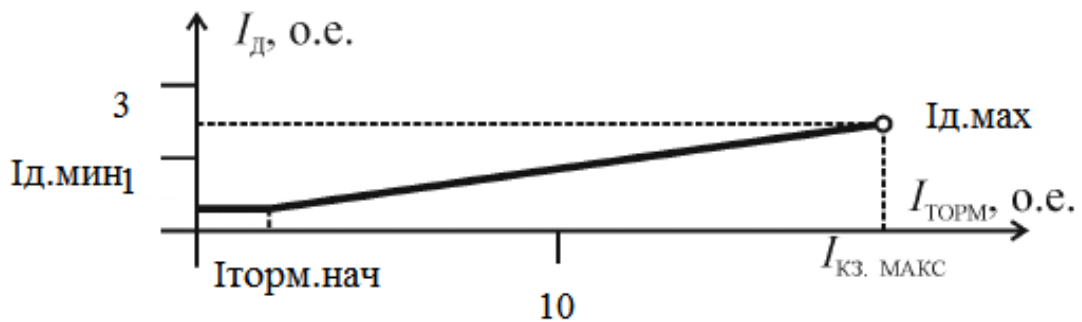


Рисунок 9.6.1 - Тормозная характеристика

#### 4. Коэффициенты выравнивания

Для снижения тока небаланса из-за неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в МП терминалах применяются коэффициенты выравнивания:

$$k_{УР.ВН} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{I_{НОМ.ТТ.НН}} = \frac{500}{262,5} = 1,9 \text{ А.} \quad (9.6.7)$$

$$k_{УР.НН} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{I_{НОМ.ТТ.НН}} = \frac{4000}{2829} = 1,41 \text{ А.} \quad (9.6.8)$$

Коэффициенты выравнивания рассчитываются УРЗА автоматически, по параметрам трансформатора.

## 9.6.2 Дифференциальная отсечка

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается отстройкой от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по формуле:

$$I_{\text{ОТС}} = (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot 1,5 \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}, \quad (9.6.9)$$

Где  $k_{\text{ПЕР}}$  — коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 3.

$$I_{\text{ОТС}} = (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 1,5 \cdot 6,72 = 4,44 \text{ о. е.}$$

Так как ток срабатывания задается в относительных единицах, начиная от 6,5, то зададимся этой величиной.

$$I_{\text{ОТС}} = 6,5 \text{ о. е.}$$

## 9.6.3 МТЗ

Ток срабатывания отстраивается от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С.}} \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{Т.РАБ.МАКС}}, \quad (9.6.10)$$

где  $k_{\text{Н.С.}}$  — коэффициент надежности согласования с МТЗ расцепителя на НН стороне;

$k_{\text{Н}}$  — коэффициент надежности;

$k_{\text{С}}$  — коэффициент самозапуска нагрузки, равный 1,5;

$k_{\text{В}}$  — коэффициент возврата.

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = 1,1 \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} 1,4 \cdot 262,5 = 702 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} k_{\text{ОТ.Ч.СХ.11}}^{(2)} = \frac{17470}{702} 0,5 = 12 > 1,5. \quad (9.6.11)$$

где  $k_{\text{ОТ.Ч.СХ.11}}^{(2)}$  — коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У-11 группа.

По [4, п. 3.2.31.1] коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,5. Пуск по напряжению не требуется.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Выдержка времени (независимая) МТЗ трансформатора больше выдержки времени МТЗ ВВ на ступень селективности и равна:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.ВВ.НН}} + \Delta t = 1,077 + 0,25 = 1,27 \text{ с.} \quad (9.6.12)$$

#### 9.6.4 Защита от перегрузки

Защита, действующая на сигнал, выполняется на третьей ступени МТЗ.

Ток срабатывания:

$$I_{\text{з.п.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1,05}{0,95} 262,5 = 290 \text{ А.} \quad (9.6.13)$$

где  $k_{\text{отс}}$  — коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{\text{отс}}$  — коэффициент возврата, равный 0,95;

Выдержка времени 9 с по рекомендации.

Вторичный ток:

$$I_{\text{з.п.2}} = \frac{I_{\text{з.п.}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{290}{80} 1 = 3,62 \text{ А.}$$

#### 9.6.4 УРОВ

По методике [15] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,05 \cdot 262,5 = 13 \text{ А}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

#### 9.6.5 Схема подключения к терминалу ШЭ 2607 151

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

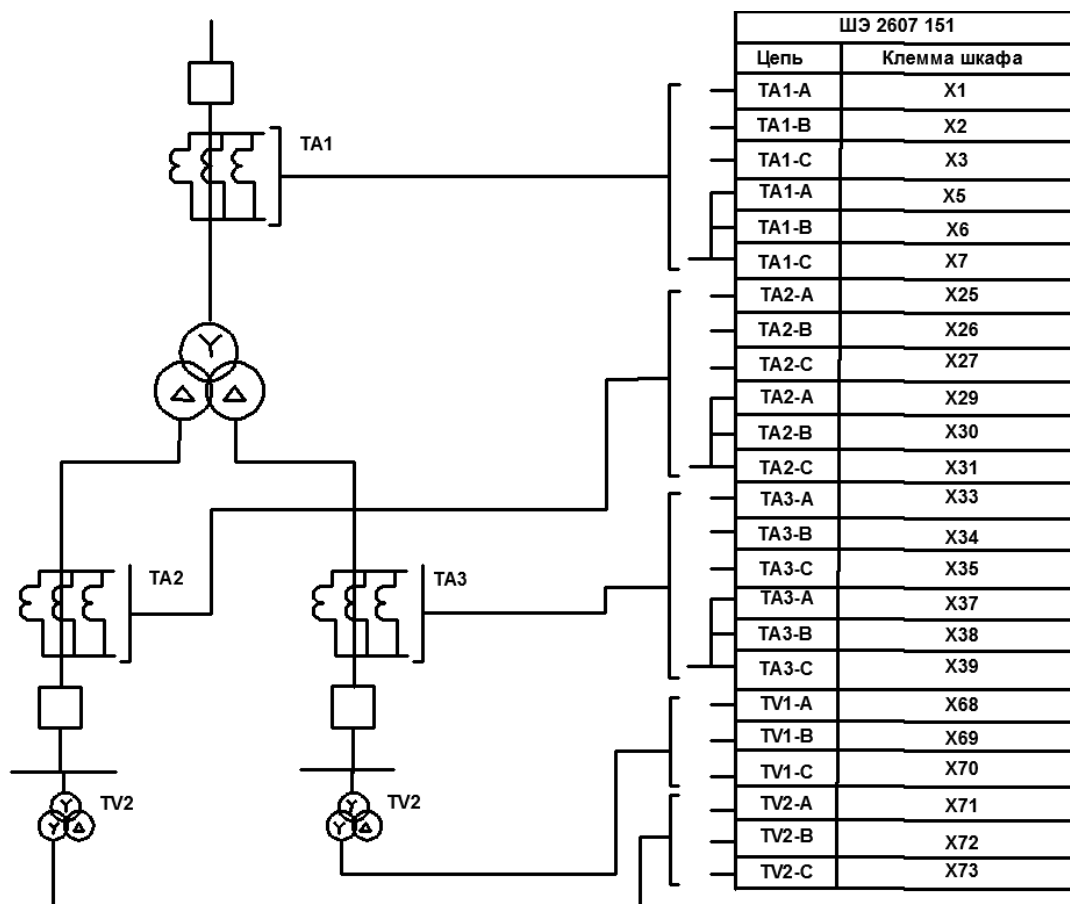


Рисунок 9.7 – схема подключения силового трансформатора к терминалу

## 9.7 Воздушная линия 220 кВ

### 9.7.1 Дистанционная защита линий

Поскольку подстанция отпаечная, рассчитаем дистанционную защиту действующих подстанций, как так отпайки короткие (около 1 км) дистанционная защита скорее всего будет охватывать данную зону.

Принцип дистанционной защиты основан на определении расстояния до точки КЗ с помощью измерения сопротивления линии. Дистанционная защиты выполняется в 3 ступени.

Первая ступень охватывает около 85% длины линии и работает без выдержки времени.

Для линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению, согласно [24]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta}, \quad (9.7.1)$$

где  $\beta$  – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным принимается 0,05;

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



$\delta$  – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, принимается 0,1;

$Z_{ВЛ}$  – сопротивление защищаемой линии.

Погонные параметры ВЛ:

$$r_0 = 0,096 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_0 = 0,429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$L = 70 \text{ км.}$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot L = 0,096 \cdot 70 = 6,72 \text{ Ом}; \quad (9.7.2)$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot L = 0,429 \cdot 70 = 30,03 \text{ Ом.} \quad (9.7.3)$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ} = 6,72 + j30,03 = 30,7e^{j77^\circ}. \quad (9.7.4)$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{30,7}{1 + 0,05 + 0,1} = 26,7 \text{ Ом.}$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{Т1} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{100} = 66,12 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{Т1} = \Delta P_K \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = 340000 \cdot \frac{230^2}{100000^2} = 1,79 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{Т1} = \sqrt{(Z_{Т1})^2 - (R_{Т1})^2} = \sqrt{66,12^2 - 1,79^2} = 66,09 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{Т1} = 1,79 + j66,09 = 66,11 \cdot e^{j88,5^\circ}.$$

Определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для ТН НАМИ-2200:

$$n_H = \frac{U_{1.НОМ}}{U_{2.НОМ}} = \frac{220000}{100} = 2200.$$

Рабочий максимальный ток линии:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = I_{НОМ.Т} = \frac{\frac{S_{ТРАНЗ}}{2} + \frac{S_{ПС}}{2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}} = \frac{\frac{180000}{2} + \frac{100000}{2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 367,4 \text{ А.}$$

Выбираем ТТ ТФЗМ 220 с  $I_{1.НОМ} = 400 \text{ А}$ :

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}} = \frac{400}{5} = 80.$$

Вторичное значение сопротивления:

$$Z_{С.З.1.2} = Z_{С.З.1} \frac{n_T}{n_H} = 26,7 \cdot \frac{80}{2200} = 0,97 \text{ А.} \quad (9.7.5)$$

Уставка по оси X характеристики 1 ступени:

$$X_{1.СТ} = Z_{С.З.1} \cdot \sin\varphi = 26,7 \cdot \sin 77^\circ = 26 \text{ Ом.} \quad (9.7.6)$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [24] определяется как:

$$R_{1.СТ} + r_{Д.МАКС}; \quad (9.7.7)$$

$$r_{Д.МАКС} = \frac{\Delta U_D}{I_{КЗ.МИН.ВЛ}^{(2)}}, \quad (9.7.8)$$

где  $\Delta U_D$  - падение напряжения на дуге, кВ.

$$R_{1.СТ} = Z_{С.З.1} \cdot \cos\varphi = 26,7 \cdot \cos 77^\circ = 6 \text{ Ом.} \quad (9.7.9)$$

Падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_D = 1,05 \cdot l. \quad (9.7.10)$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 220 кВ сечением провода 300 мм<sup>2</sup> междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [25] составляет 7 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{\text{д}} = 1,05 \cdot 7 = 7,35 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 1 линии:

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,4 = 3,8 \text{ кА.}$$

где  $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$  -ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{7,35}{3,8} = 1,94 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1.\text{ст}} + r_{\text{д.макс}} = 6 + 1,94 = 7,94 \text{ Ом.}$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА)  $-15^\circ$ . Угол наклона левой части характеристики  $115^\circ$ .

Сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ выбирается по двум условиям.

Согласование с 1 ступенью ДЗ линии W2 установленной на ГПП В:

$$Z_{\text{с.з.2}}^{\text{II}} \leq 0,85 \cdot Z_{\text{вл1}} + \frac{0,66}{K_{\text{тII}}} \cdot Z_{\text{вл2}}, \quad (9.7.11)$$

где  $K_{\text{тII}}$ – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения  $K_{\text{тII}}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по линии W2 при повреждении на шинах ПС С. Так как на ГПП В нет источников мощности, то ТКЗ линий W1 и W2 одинаковы и  $K_{\text{тII}} = 1$ .

Сопротивление 2 ступени ДЗ линии W1:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( Z_{ВЛ1} + \frac{Z_T}{K_{Т.ТР}} \right), \quad (9.7.12)$$

где  $K_{Т.ТР}$  – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

Коэффициент токораспределения  $K_{Т.тр}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по стороне ВН трансформатора ГПП В при повреждении на шинах НН ГПП.

В рассматриваемом примере  $I_{КЗ.W1} = 0,54$  кА,  $I_{КЗ.Т} = 0,988$  кА, согласно программе ТоКо.

$$K_{Т.ТР} = \frac{I_{КЗ.W1}}{I_{КЗ.Т}} = \frac{0,54}{0,988} = 0,55. \quad (9.7.13)$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ по второму условию:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( (6,72 + j30,03) + \left( \frac{1,79 + j66,09}{0,55} \right) \right) = 8,47 + j127,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ступени по первому условию (зададимся, что линия 2 обладает такими же параметрами, что и линия 1).

$$Z_{с.з.2}^{II} = 0,85 \cdot (6,72 + j30,03) + \frac{0,66}{K_{ТП}} \cdot (6,72 + j30,03) = 10,1 + j45,3 \text{ Ом.}$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{ВЛ1}}{Z_{ВЛ2}} \geq 0,6 \cdot K_{Т. II};$$

$$1 \geq 0,6 \cdot 1.$$

Нормативное условие выполняется.

Вторичное значение сопротивления:

$$Z_{с.з.1.2} = Z_{с.з.1} \frac{n_T}{n_H} = 46,41 \cdot \frac{80}{2200} = 1,68 \text{ А.}$$

Уставка по оси X характеристики 1 ступени:

$$X_{1.СТ} = Z_{с.з.1} \cdot \sin\varphi = 46,41 \cdot \sin 77^\circ = 45,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление определяется как:

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$R_{2.СТ} + r_{Д.МАКС};$$

$$r_{Д.МАКС} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН.ВЛ}^{(2)'}}$$

где  $\Delta U_{Д}$  - падение напряжения на дуге, кВ.

$$R_{2.СТ} = Z_{С.З.1} \cdot \cos\varphi = 46,41 \cdot \cos 77^{\circ} = 10,44 \text{ Ом.}$$

Падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot l.$$

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot 7 = 7,35 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 1 линии:

$$I_{КЗ.МИН.ВЛ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН.ВЛ}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,4 = 3,8 \text{ кА.}$$

где  $I_{КЗ.МИН.ВЛ}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{Д.МАКС} = \frac{7,35}{3,8} = 1,94 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{2.СТ} + r_{Д.МАКС} = 10,44 + 1,94 = 12,38 \text{ Ом.}$$

Сопротивление третьей ступени по [24]:

$$Z_{С.З.3} = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_{Н} \cdot k_{В} \cdot \cos(\varphi - \varphi_{РАБ})}, \quad (9.7.14)$$

где  $Z_{САМОЗАП}$  — минимальное сопротивление в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi$  — угол максимальной чувствительности;

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,2;

$k_B$  — коэффициент возврата реле, равный 1,05.

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{САМ.ЗАП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}}, \quad (9.7.15)$$

где  $U_{\text{МИН}}$  — минимальное первичное напряжение в месте установки защиты;

$k_{\text{САМ.ЗАП}}$  — коэффициент увеличения тока при самозапуске ЭД, так как нагрузка неизвестна, принимаем равным 2;

$k_H$  — коэффициент надежности, равный 1,2;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$  — максимальное значение первичного рабочего тока.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{МИН}} = 0,8 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}} = 0,8 \cdot 230 = 184 \text{ кВ} \quad (9.7.16)$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{184 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 367,4} = 145 \text{ Ом}$$

В нормальном режиме  $\cos\varphi = 0,89$  ЭД не может превышать  $29,5^\circ$

Сопротивление срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{С.З.З}} = \frac{145}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(77 - 29,5)} = 170,5 \text{ Ом}$$

Выдержка времени 3 ступени отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{З.СТ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 1,27 + 0,25 = 1,52 \text{ с}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{СР.ВН}}}{U_{\text{СР.НН}}} = \frac{230}{12,5} = 18,4$$

Сопротивления линии, приведенные к ВН стороне:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot K_T^2 = 0,096 \cdot 18,4^2 = 32,5 \text{ Ом}; \quad (9.7.17)$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$x_{ВЛ} = x_0 \cdot K_T^2 = 0,429 \cdot 18,4^2 = 145,24 \text{ Ом.} \quad (9.7.18)$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{КЛ} = 32,5 + j145,24 = 148,83e^{j77^\circ}.$$

Параметры трансформатора 10 кВ, приведенные к стороне ВН:

$$Z_T = \frac{u_K \cdot (U_{НОМ.ВН})^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{5,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 1,25} = 2327 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора выходит за пределы характеристики. Третья ступень ДЗ не будет охватывать КЗ за трансформатором 10/0,4 на НН стороне.

Сведем полученные данные в вид характеристики ступеней ДЗ в виде четырехугольника на рисунке 9.8. Третья ступень на рисунке 9.8 непропорционально уменьшена с целью демонстрации всех ступеней.

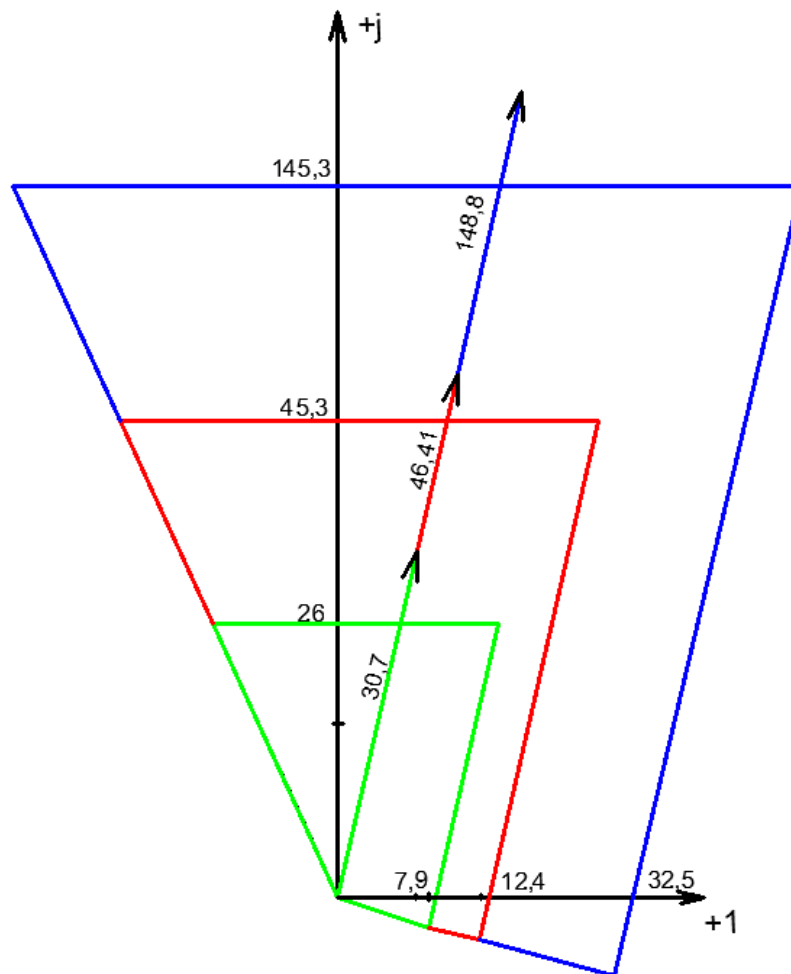


Рисунок 9.8 – Характеристика ступеней ДЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП

Лист

95

### 9.7.2 УРОВ

По методике [16] выберем параметры УРОВ. Ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{ВЛ.НОМ}} = 0,05 \cdot 264,4 = 13,2 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ.2}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{13,2}{400/5} = 0,165 \text{ А.}$$

По рекомендации производителя принимаем выдержку времени 0,25 с.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап.}}$$
$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



## 10 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Произведем проверку на допустимую погрешность ТТ на стороне НН силового трансформатора.

Сопротивление нагрузки на ТТ для схемы «полная звезда»:

$$Z_{н.ТТ} = Z_p + 2 \cdot Z_{\Pi} + Z_k, \quad (10.1)$$

где  $Z_p$  — сопротивление терминала;

$Z_{\Pi}$  — сопротивление соединительного провода;

$Z_k = 0,05 \text{ Ом}$  — сопротивление переходных контактов [28].

Сопротивление МП терминала РЗА:

$$Z_p = \frac{S_{\text{пот}}}{I_{\text{НОМ.ВТ}}^2}, \quad (10.2)$$

где  $S_{\text{пот}} = 0,5 \text{ ВА}$  — потребляемая мощность терминала от ТТ.

Сопротивление соединительного провода:

$$Z_{\Pi} = \frac{\rho}{q} \cdot l, \quad (10.3)$$

где  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  - удельное сопротивление медножильного проводника;

$q = 2,5 \text{ мм}^2$  - сечение жилы проводника по условию механической прочности;

$l$  - длина соединительного проводника( 6м) .

$$Z_{\Pi.10P} = \frac{0,0175}{2,5} \cdot 6 = 0,035 \text{ Ом.}$$

$$S_{\text{пр}} = I_{\text{НОМ.ВТ}}^2 \cdot Z_{\Pi.10P} = 0,875 \text{ Вт.} \quad (10.4)$$

$$S_k = I_{\text{НОМ.ВТ}}^2 \cdot Z_k = 1,25 \text{ Вт.}$$

$$S_2 = 0,5 + 2 \cdot 0,875 + 1,25 = 3,5 \text{ Вт.}$$

Согласно паспорту ТТ для мощности 3,5 допустимая кратность 23:

Расчетная кратность:

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{к.макс}}^{(3)}}{I_{1.\text{НОМ}}}; \quad (10.5)$$

$$k_{\text{расч}} = \frac{20227}{4000} = 5,05.$$

$k_{\text{расч}} < k_{10.\text{доп}}$ , значит, ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

# 11 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

## 1. Назначение и классификация устройств

Противоаварийная автоматика предназначена для автоматического реагирования на возникновение в энергетической системе утяжеленных или аварийных режимов работы и последующего быстрого устранения их, возвращения системы к нормальному режиму.

Прежде всего, для понимания процессов, происходящих в энергосети и способов их регулирования, зададимся определениями режимов.

Режим энергосистемы - единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризуемый его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и/или ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Нормальный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях. [19]

Утяжеленный режим характеризуется отклонениями режимных параметров, обычно пониженными значениями напряжений и частоты, допустимыми лишь кратковременно. Перетоки мощностей могут превышать длительно допустимые в нормальном режиме, но не доходить до опасных для статической устойчивости значений. [20]

Переход энергосистемы из нормального режима в аварийный или утяжеленный происходит вследствие появления возмущающих воздействий, таких как изменение нагрузки, нарушение устойчивости и возникновение асинхронного хода, возникновение коротких замыканий, отключение линий и

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

так далее. При этом, этот процесс может происходить достаточно быстро, что предотвратить это нарушение действием персонала практически невозможно. В связи с этим возникла необходимость непрерывного контроля за режимами и использование различных автоматических средств управления.

Все устройства противоаварийной автоматики (ПА) можно разделить на :

1. Устройства автоматического предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы (АПНУ);
2. Устройства ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
3. Устройства автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ);
4. Устройства автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ);
5. Устройства автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН);
6. Устройства автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН).

Далее ограничимся рассмотрением в выпускной квалификационной работе рассмотрением только устройства АПНУ и АЛАР.

## 2. Понятие устойчивости и принцип работы АПНУ

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) энергосистемы - автоматика, предназначенная для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций, энергосистем, устойчивости узлов двигательной нагрузки при аварийных возмущениях (АВ) и обеспечения в послеаварийных режимах нормативного запаса статической устойчивости, осуществляющая контроль режима района управления, фиксацию АВ, выбор и реализацию необходимых управляющих воздействий [22].

Для понимания процессов, следует остановиться на определении устойчивости энергосистемы.

Под устойчивостью системы понимается способность восстанавливать исходный после возмущений. Сами возмущения делят на слабые, при которых отклонение режима несоизмеримо малы и сильные, при которых происходят существенные отклонения от номинальных значений.

В результате потери устойчивости могут возникнуть тяжёлые аварии в энергосистеме, вплоть до отключения большого количества потребителей.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Задача АПНУ в том, чтобы выявить возникновение возмущений, которые впоследствии могут повлиять на потерю устойчивости и произвести быструю разгрузку электропередачи. Для разгрузки используются три основных вида воздействий: отключение гидро- и турбогенераторов (ОГ) или быстрая разгрузка паровых турбин (РТ) с последующим ограничением мощности (ОМ) по условиям послеаварийного режима, а также деление энергосистем или ОЭС (ДС) по сечениям, обеспечивающим выделение в нужный район ограниченной мощности, и отключение части нагрузки (ОН).

АПНУ – это комплекс, то есть объединение автоматик, в которую входят такие виды автоматики как:

- отключение одной или двух линий электропередачи (АРОЛ, АРОДЛ);
- статическая перегрузка электропередачи (АРСП);
- динамическая перегрузка электропередачи (АРДП);
- близкие или затяжные короткие замыкания (АРКЗ).

Для выполнения возложенных задач подсистема АПНУ осуществляет различные управляющие воздействия. На начальных этапах развития автоматика действовала в основном на отключение гидрогенераторов или на деление электрической сети (ДО).

В настоящее время АПНУ использует широкий спектр воздействий, включающий:

- отключение турбогенераторов (ОГ);
- кратковременную (импульсную) и длительную разгрузки турбин (ИРТ, ДРТ);
- отключение части нагрузки потребителей (ОН);
- частотный пуск гидрогенераторов (ЧП) и перевод их из режима синхронного компенсатора в активный режим;
- загрузку гидро- и турбогенераторов (ЗГ);
- электрическое торможение (ОТ) агрегатов путем включения нагрузочных активных сопротивлений.

### 3. Понятие асинхронного режима и АЛАР

Если по каким-либо причинам нарушение устойчивости все же произойдет, то система АЛАР должна обеспечить прекращение асинхронного режима путем ресинхронизации или деления электрической сети.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Для асинхронного режима характерны периодические изменения угла между ЭДС часть энергосистемы, которые стали работать несинхронно, разные напряжения в различных точка электропередачи, колебания активной мощности, тока. Все это может представлять большую опасность для энергосистемы, так как приведет к дефициту мощности в энергосистеме и неселективному срабатыванию релейной защиты вследствие периодического изменения тока и напряжения.

Для того, чтобы ликвидировать асинхронный режим существует два способа, такие как ресинхронизация и разделение асинхронно работающих частей энергосистемы.

Ресинхронизация – это процесс восстановления синхронизма. Для этого в сети производится быстрая разгрузка генераторов или отключение части генераторов. Иногда, для ускорения ресинхронизации используют деление энергосистемы, с последующей разгрузкой генераторов.

В тех случаях, когда применить ресинхронизацию невозможно, используют деление энергосистемы. Для этого применяется автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

Устройство АЛАР, предназначенное для действия в полнофазных режимах электрической сети, должно обеспечивать:

- селективное выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных режимов электрической сети;
- блокировку срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при КЗ;
- выявление и ликвидацию асинхронного режима (АР) на первом цикле;
- выявление и ликвидацию АР после фиксации заданного числа циклов (2-10 циклов);
- выявление АР со скольжением, до 10 Гц;
- выявление знака скольжения;
- контроль длительности цикла АР (до 30 с); – несрабатывание в максимальных нагрузочных режимах;
- фиксацию ЭЦК на защищаемом участке электрической сети;
- блокировку срабатывания при неисправностях цепей напряжения, а также по сигналам от внешних устройств;
- фиксацию изменения знака активной мощности;

– возврат в исходное положение после срабатывания.[27, п.6.1]

До использования АЛАР, являющейся автоматикой микропроцессорной на подстанциях ставили АПАХ, автоматика прекращения асинхронного хода. Основой данного устройства являлось реле мощности, в которое заведены цепи напряжения и тока. При появлении асинхронного режима угол между током и напряжением всегда менялся, попадая то в зону клина реле мощности, то в зону срабатывания. При определенном количестве таких «проворотов» АПАХ срабатывало, отключая нужную линию и разделяя энергосистему.

Логика работы рассмотрена на примере термина ЭКРА ШЭЭ 223 0301.

Устройства АЛАР подразделяются на основные и резервные. Основные предназначены для работы в полнофазном режиме (основная зона), резервные же, как правило, устанавливаются на противоположных концах и служат для резервирования основных комплектов (расширенная зона).

Принцип функционирования основной АЛАР основан на прямом признаке асинхронного режима – возрастании угла сдвига фаз  $\delta$  (угол передачи) между векторами напряжений по концам контролируемого участка. Вектор напряжения в начале контролируемого участка формируется с помощью непосредственного замера. Вектор напряжения в конце контролируемого участка рассчитывается с помощью модели защищаемого объекта, а также тока и напряжения в начале. Определяется угол передачи, равный углу сдвига между векторами вычисленных напряжений  $\delta$  (угол передачи). По контролю угла  $\delta$  происходит функционирование алгоритма и выдача управляющих воздействий АЛАР.

Согласно [26, п. 4.2] все связи 110–330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, должны защищаться двумя установленными на разных объектах электроэнергетики устройствами АЛАР.

Контролируемый участок условно разделен на два других. В одном – основная ветвь, в другом дополнительная. Дополнительная ветвь предназначена для применения при установке устройства на ответвительной или проходной подстанции.

Основная и дополнительная ветви делятся на основную и расширенную зону. Расширенная зона необходима для резервирования устройства АЛАР, установленного на противоположном конце контролируемого присоединения. Также расширенная зона учитывает погрешности измерительных

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

трансформаторов и отличие исходных данных и от реальных, так как погрешность может привести к неполному охвату участка. Величина расширенной зоны принимается от 0 до 30 % (20%). Для расширенной зоны предусмотрены отдельные уставки. Принцип разделения на основную и расширенную зону представлен на плакате.

Поговорим про контроль знака скольжения в ИО АЛАР.

Если часть ЭЭС, расположенная за шинами ПС, на которой установлено устройство, во время АР ускоряется относительно части ЭЭС, расположенной на противоположном конце контролируемого участка, то происходит срабатывание ИО с положительным скольжением (« $s>0$ »).

Если часть ЭЭС, расположенная за шинами ПС, на которой установлено устройство, во время АР тормозится относительно части ЭЭС, расположенной на противоположном конце контролируемого участка, то происходит срабатывание ИО с отрицательным скольжением (« $s<0$ »).

Условия срабатывания ИО с положительным скольжением (« $s>0$ »):

- 1) Переход угла  $\delta$  из четверти III ( $180^\circ; 270^\circ$ ) в полуплоскость I-II ( $0^\circ; 180^\circ$ );
- 2) Переход угла  $\delta$  из четверти IV ( $270^\circ; 360^\circ$ ) в четверть II ( $90^\circ; 180^\circ$ ).

При выполнении любого из условий происходит срабатывание ИО «АЛАР» с положительным скольжением.

Условия срабатывания ИО с отрицательным скольжением (« $s<0$ »):

- 1) Переход угла  $\delta$  из четверти II ( $90^\circ; 180^\circ$ ) в полуплоскость III-IV ( $180^\circ; 360^\circ$ );
- 2) Переход угла  $\delta$  из четверти I ( $0^\circ; 90^\circ$ ) в четверть III ( $180^\circ; 270^\circ$ ).

Схема логики формирует три ступени. Срабатывание ступеней происходит последовательно по мере отсчета заданного количества циклов АР для каждой. С целью формирования правильных управляющих воздействий сигналы срабатывания ступеней разделены на срабатывание с положительным скольжением и срабатывание с отрицательным скольжением системы.

Для каждой ступени задаются следующие уставки:

- количество проворотов АР в основной и расширенной зоне;
- критический период цикла АР;
- длительность блокировки устройства после срабатывания ступени;
- длительность удержания сигнала срабатывания ступени.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

АЛАР как правило имеет 3 ступени. Первая ступень выявляет асинхронный режим на первом цикле, если нарушение устойчивости сопровождается глубоким снижением напряжения и грозит серьезным расстройством работы потребителей и генераторов в другом узле энергосистемы. Третья ступень применяется в том случае, если первая и вторая ступень действует на ресинхронизацию. Третья ступень резервирует первые две ступени.

Резервная АЛАРр содержит одну ступень, которая имеет один выход – срабатывание после отсчета заданного количества циклов АР. ИО АЛАРр содержит в себе следующие измерительные органы:

- ток прямой последовательности максимального действия  $I1>$ ;
- ток прямой последовательности минимального действия  $I1<$ .

ИО тока прямой последовательности максимального действия  $I1>$  и ИО тока прямой последовательности минимального действия  $I1<$  предназначены для обеспечения срабатывания АЛАРр в асинхронном режиме. По порядку и количеству срабатываний ИО тока прямой последовательности  $I1>$  и  $I1<$  отсчитываются циклы АР.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для подстанции «Изумрудная» было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

Были выбраны два трансформатора с расщепленной обмоткой, поставлены токоограничивающие реакторы, так как коммутационное оборудование на низкой стороне не проходило по током короткого замыкания исходя из требований ФСК. Было выбрано коммутационное оборудование на высокой и низкой сторонах.

В качестве производителя релейной защиты были выбраны терминалы НПП «ЭКРА». Релейная защита и автоматика была спроектирована на основе действующих указаний, а также указаний производителя НПП «ЭКРА».

На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008
2. Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61с.
3. ГОСТ 9680-77 Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей
4. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Файбисовича Д.Л. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35...750 кВ. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 №288.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 175 с.
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. –[http://www.fsk-ees/about/standards\\_organization.html](http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html).
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007- 29.240.10.248-2017
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: НЦ ЭНАС, 2002, — 151 с.
11. Коровин, Ю.В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
12. Раздел I. «Первичное оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. — М.: НЦ ЭНАС, 2002, — 151 с.
14. НПП "ЭКРА". Руководство по эксплуатации ЭКРА.650321.021/01
15. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА»

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

16. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. И доп. – 350 стр.; ил.
17. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003, – 35 с.
18. Руководство по эксплуатации ЭКРА.650321.020/01 РЭ
19. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе межгосударственных электроэнергетических объектов
20. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник для академического бакалавриата / Т. А. Филиппова. — М. : Издательство Юрайт, 2017. — 293 с. — Серия : Бакалавр. Академический курс.
21. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 240 с: ил. ISBN 5-283-01004-X
22. Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения, Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.
23. Окин А. А. Противоаварийная автоматика энергосистем. — М.: Издательство МЭИ, 1995. — 212 с. ISBN 5-7046-0105-7
24. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.
25. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.
26. СТО \_59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования
27. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА) ФСК ЕЭС
28. Семенов В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России М.: НТФ Энергопрогресс, 2004. – 104 с.: ил. – [Библиотечка электротехника. Приложение к журналу Энергетик, выпуск 6(66)].

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

## ПРИЛОЖЕНИЕ А



ООО «Лидер-Энерго»  
 Россия, Самарская обл.,  
 445047, г.Тольятти  
 т/ф (8482) 68-18-11  
 (8482) 27-02-75 (8482) 27-02-76  
 e-mail  
 trans-energo@bk.ru  
 alex@lider-energo.ru  
 www.lider-energo.ru



### СПЕЦИФИКАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТРДЦН-100000/220-У1

№ п.п.	Наименование технических характеристик	Значение
<b>Общая информация</b>		
1.	Нормативный документ на продукцию	ГОСТ 11677-85, ГОСТ Р 52719-2007
2.	Тип трансформатора	ТРДЦН-100000/220
3.	Климатическое исполнение и категория размещения	У1 /УХЛ1
4.	Температура окружающей среды, °С	+40...-45; /+40...-60
5.	Допустимая высота установки над уровнем моря, м	До 1000м
<b>Основные параметры</b>		
6.	Номинальная мощность ВН/НН1-НН2, кВА	100000
7.	Номинальное напряжение ВН/НН1-НН2, кВ	230/11,0-11,0
8.	Схема и группа соединения обмоток	УН/Д-Д-11-11
9.	Способ и диапазон регулирования напряжения	(РПН) на стороне ВН в диапазоне ± 12 x 1 %
10.	Номинальная частота, Гц	50
11.	Напряжение короткого замыкания <sup>(1)</sup> , % ВН-НН ВН-НН1(НН2) НН1-НН2	12,5
12.	Потери короткого замыкания на основном ответвлении <sup>(1)</sup> , ВН-НН, кВт	0,65
13.	Ток холостого хода <sup>(1)</sup> , %	102,0
14.	Потери холостого хода <sup>(1)</sup> , кВт	340,0
15.	Вид системы охлаждения	ДЦ
16.	Тип охладителей	

<sup>(1)</sup>– Допуски на величины согласно ГОСТ 11677-85, ГОСТ Р 52719-2007..

– Все остальные технические характеристики трансформатора должны соответствовать требованиям ГОСТ 12965-85, ГОСТ 17544-85, ГОСТ 11920-85

					П-472.13.03.02.2018.089 ПЗ КП	Лист 108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основные технические характеристики выключателя

№	Наименование параметров	ВГТ-УЭТМ®-220
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
3	Номинальный ток, А	3150
4	Номинальный ток отключения, кА	40
5	Нормированное процентное содержание апериодической составляющей, %, не более	40
6	Нормированные параметры сквозного тока короткого замыкания, кА:	
	наибольший пик (ток электродинамической стойкости);	100
	среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости);	40
	время протекания тока термической стойкости, с.	3
7	Нормированные параметры тока включения, кА:	
	наибольший пик;	100
	начальное действующее значение периодической составляющей.	40
11	Собственное время отключения, с	0,035 <sub>-0,005</sub>
12	Полное время отключения, с	0,055 <sub>-0,005</sub>
13	Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления привода, В	=110, = 220 или ~230

### Основные технические характеристики разъединителя:

№	Наименование параметра	РПД-УЭТМ®-220
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее напряжение, кВ	252
3	Частота, Гц	50
4	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ1 (по заказу Т1)
5	Верхнее значение рабочей температуры, °С	45 (по заказу 55)
6	Нижнее значение рабочей температуры, °С	минус 60
7	Номинальный ток, А, не менее	1600
8	Ток термической стойкости (I <sub>т</sub> ), кА	40
9	Наибольший пик сквозного тока (ток электродинамической стойкости) (I <sub>д</sub> ), кА	100
10	Время протекания тока термической стойкости (для разъединителя/заземлителя), с	3

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основные технические характеристики выключателя ВВ/TEL-10-31,5/3150 У2

Параметр	Номинальный ток отключения (кА)/номинальный ток (А)
	<b>31,5/3150</b>
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА (амплитудное значение)	80
Ток термической стойкости, 3 сек., кА	40
Номинальный ток отключения одиночной конденсаторной батареи, А	800
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	42
Механический ресурс, операций В-0, не менее	30000
Коммутационный ресурс, не менее	
- циклов В-0 при номинальном токе	30000
- отключений при номинальном токе отключения	100
Собственное время включения, мс, не более	55
Собственное время отключения, мс, не более	15
Полное время отключения, мс, не более	25

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Основные технические характеристики выключателя ВВ/TEL-10-20/1250 У2

Параметр	Номинальный ток отключения (кА)/номинальный ток (А)
	20/1250
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1250
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА (амплитудное значение)	80
Ток термической стойкости, 3 сек., кА	40
Номинальный ток отключения одиночной конденсаторной батареи, А	800
Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	42
Механический ресурс, операций В-0, не менее	30000
Коммутационный ресурс, не менее	
- циклов В-0 при номинальном токе	30000
- отключений при номинальном токе отключения	100
Собственное время включения, мс, не более	55
Собственное время отключения, мс, не более	15
Полное время отключения, мс, не более	25