

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и электротехника

Профиль – Релейная защита и автоматика ЭЭС

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ ПС Среднебелая – ПС НПЗ в Амурской области

Исполнитель

студент группы 242 об5

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

П.В. Пасечник

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессио-  
нального образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2015 г.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Пасечника Павла Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ ПС Среднебелая – ПС НПЗ в Амурской области

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 80 с., 19 рисунков, 14 таблиц, 26 использованных источников.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТЕРМИНАЛ, УСТАВКА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ.

В данном дипломном проекте был произведен расчет микропроцессорной релейной защиты воздушной линии 110 кВ. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики основного электрооборудования; выбрано и проверено основное электрооборудование: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, высокочастотные заградители. С точки зрения надежности рассмотрена схема воздушной линии «Среднебелая - НПЗ» напряжением 110 кВ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Основная часть	11
1.1 Общая характеристика района электрических сетей и подстанции 110 кВ «НПЗ»	11
1.1.1 Климатическая характеристика района электрических сетей	11
1.1.2 Описание подстанции 110 кВ «НПЗ»	12
1.1.3 Описание защиты линии	12
1.2 Расчет токов коротких замыканий	15
1.2.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания	16
1.2.2 Расчет двухфазных токов короткого замыкания	21
1.2.3 Расчет однофазных токов короткого замыкания	21
1.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ	23
1.3.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	24
1.3.2 Токовая защита нулевой последовательности	32
1.3.3 Ступенчатая токовая защита	36
1.4 Проблемы техперевооружения устройств РЗА в условиях действующих объектов	36
1.4.1 Проблемы применения микропроцессорных устройств РЗА	37
1.5 Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ	43
1.6 Противоаварийная автоматика на ВЛ 110кВ «Среднебелая-НПЗ»	48
1.6.1 Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)	47
1.6.2 Автоматика управления выключателем (АУВ)	49
1.6.3 Шкаф отбора напряжения (ШОН)	51
1.6.4 Автоматическое повторное включение (АПВ)	51
1.7 Оценка надежности воздушной линии 110 «Среднебелая - НПЗ»	55
1.7.1 Общие замечания	55

1.7.2	Оценка надежности ВЛ 110 «Среднебелая - НПЗ»	56
1.7.3	Вероятность отказа состояния схемы с учетом средств АВР	66
1.8	Заземление и молниезащита ВЛ 110 кВ	68
1.8.1	Расчет заземления воздушной линии	68
1.8.2	Заземление ВЛ 110 кВ	70
1.8.3	Молниезащита ВЛ 110 кВ	73
	Заключение	77
	Библиографический список	78

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН - ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

## ВВЕДЕНИЕ

Новые рубежи развития энергетики нашей страны повышают роль электрической энергии во всех сферах народного хозяйства. Рост производительности труда и снижения себестоимости продукции являются необходимым условием энергетического прогресса общества, развития единого народно-хозяйственного комплекса страны. Одно из главных средств выполнения этого условия - это механизация и автоматизация технологических процессов, осуществляемых на основе энерговооруженности производства, которая возрастает за счёт совершенствования и внедрения электрооборудования.

Проектирование воздушной линии представляет собой сложный процесс принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанных с производством расчётов, пространственной компоновкой, оптимизацией фрагментов и объекта в целом. Этот процесс требует системного подхода при изучении объекта проектирования, а также использование результатов новейших достижений науки техники, и передового опыта проектных работ, строительно - монтажных и эксплуатационных организаций.

Актуальностью дипломного проекта является проектирование современной микропроцессорной релейной защиты воздушной линии электропередач 110 кВ «Среднебелая» и ПС 110 кВ «НПЗ», которая в свое время предназначена для обеспечения электроэнергией месторождения «НПЗ» расположенного в Ивановском районе Амурской области.

Микропроцессорная техника позволяет расширить функциональные возможности подсистем АСУ ТП, реализуемых на ней, и облегчить их эксплуатацию за счет:

– значительного упрощения реализации сложных алгоритмов и, следовательно, появления возможности усложнения и расширения функций АСУ ТП;

- упрощения внесения изменений в алгоритмы (при санкционированном доступе к таким изменениям) с одновременной автоматической регистрацией факта доступа и внесенных изменений;
- возможности резервирования технических средств при минимальном усложнении системы;
- возможности непрерывного контроля достоверности входной информации с сигнализацией и регистрацией неисправности отдельных датчиков или каналов связи;
- возможности контроля выдачи команд на исполнительные устройства с сигнализацией и регистрацией факта отсутствия команды в условиях, когда она должна быть;
- возможности контроля выполнения команд по факту и во времени;
- самодиагностики аппаратных и программных средств с сигнализацией и регистрацией отказов, с указанием отказавшего элемента;
- возможности разработки алгоритмов блокировки влияния некоторых из появившихся неисправностей, например, путем реконфигурации резервированных структур;
- возможности санкционированного контроля состояния любого датчика, элемента технических средств или алгоритма;
- возможности фиксации времени возникновения всех регистрируемых событий;
- автоматической подготовки отчетной документации;
- уменьшения объема и упрощения процедуры опробования ТЗ и блокировок;
- более высокой ремонтпригодности;
- значительного уменьшения габаритных размеров при расширении функций.

## 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1.1 Общая характеристика района электрических сетей и подстанции 110 кВ «Среднебелая»

#### 1.1.1 Климатическая характеристика района электрических сетей

Подстанция 110 кВ «Среднебелая» расположена в Ивановском районе Амурской области.

Амурская область занимает северо-восточную окраину Азиатского материка и представляет собой обширную территорию со сложным и многообразным рельефом. Данная территория расположена в двух суровых зонах Крайнего Севера: тундры и лесотундры. Для этой зоны характерны: избыточное увлажнение, холодное лето, снежная зима. По термическим условиям зимы в этой зоне следует различать два типа климата: 1. резко континентальный климат с суровой зимой (распространён преимущественно в обширных континентальных районах); 2. умеренно континентальный и морской климат с умеренно суровой зимой. Территория Амурской области расположена в зоне вечной мерзлоты. Грозовая деятельность начинается в апреле и заканчивается в декабре.

Средняя годовая температура воздуха на территории Амурской области повсеместно имеет отрицательные значения. Величина её изменяется от -2,-3°C на севере области до -11,-13°C – в континентальных районах области.

Максимальная скорость ветра в центральных районах области редко превышает 20 м/сек, Климатические данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические данные.

<i>Климатические условия</i>	<i>Расчетные величины</i>
<i>Район по гололеду 25 летней повторяемости</i>	<i>V</i>
<i>Нормативная стенка гололеда, мм</i>	<i>не менее 20</i>

Район по ветру 25 летней повторяемости	V
Нормативное ветровое давление, Па	800
Число грозочасов в год	менее 10

### 1.1.2 Описание подстанции 110 кВ «НПЗ».

На ПС 110 кВ «НПЗ» проектом предусмотрена установка двух трансформаторов мощностью 10 МВА типа ТДН-10000/110/10 кВ.

Присоединение подстанции к электрической сети будет осуществляться по ВЛ 110 кВ с подключением к ПС 110 кВ «Среднебелая».

Принципиальные схемы распределительных устройств ПС 110/10 кВ:

- ОРУ 110 кВ по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны линии». Трансформаторы напряжения ТН-110 кВ подключены к шинам 110 кВ через разъединители.

- РУ 10 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин».

Для питания нагрузки СН-0,4 кВ проектом предусмотрена установка двух сухих трансформаторов 10/0,4 кВ с мощностью 100 кВА, установленных в шкафах КРУ-10 кВ.

Для организации постоянного оперативного тока принят РЩПТ 40.220 (в комплекте со шкафом аккумуляторов), с выходным напряжением 220 В.

Телемеханизация ПС 110/10 кВ «НПЗ» выполняется комплексом устройств телемеханики производства ООО «ТМ системы». Основной канал передачи данных предусматривается по ВОЛС, резервный по УКВ радиосвязь.

### 1.1.3 Описание защиты линии

ЭКРА ШЭ2607 011021

Предназначены в качестве резервной или единственной защиты линии 110–220 кВ и автоматики управления линейным выключателем.

Шкаф ШЭ2607 011021 применяется для выключателей с трехфазным приводом.

Шкаф ШЭ2607 012021 – для выключателей с пофазным приводом.

Состоит из двух комплектов, каждый из которых реализует функции ДЗ, ТНЗНП, ТО, УРОВ, МТЗ и АРПТ.

Первый комплект шкафа ШЭ2607 012021 дополнен ЗНФР и ЗНФ выключателя, а также содержит АУВ и АПВ.

Питание оперативным постоянным током обоих комплектов шкафа осуществляется от отдельных автоматических выключателей, причем в первом комплекте питание терминала, питание цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения выключателя, а также питание цепей второй группы электромагнитов отключения выполнены отдельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале.

В ДЗ по выбору имеется два алгоритма блокировки при качаниях:

- по скорости изменения токов обратной и прямой последовательности;
- по скорости изменения векторов сопротивления.

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

АРПТ содержит три ступени, которые действуют на сигнализацию и во внешние цепи.

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). При контроле улавливания синхронизма фиксируется разность модулей векторов напряжений с обеих сторон выключателя, разность углов между векторами напряжений и разность их частот.

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.

Обеспечивается возможность независимого обслуживания комплектов шкафа.

Таблица 2 – Технические параметры.

<i>ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ</i>	
<i>Уставка по осям X и R характеристик РС IV ступеней ДЗ, Ом</i>	<i>(1...500)</i>
<i>Время срабатывания I ступени ДЗ, с</i>	<i>0,0...15</i>
<i>Время срабатывания II-III ступеней ДЗ, с</i>	<i>0,05...15</i>
<i>Время срабатывания IV-V ступеней ДЗ, с</i>	<i>0,0...15</i>
<i>Ток срабатывания ПО тока I-VI ступеней ТНЗНП, А</i>	<i>(0,05...30)</i>
<i>Время срабатывания I ступени ТНЗНП, с</i>	<i>0,01...15</i>
<i>Время срабатывания II-VI ступеней ТНЗНП, с</i>	<i>0,05...15</i>
<i>Ток срабатывания ПО тока I-II ступеней МТЗ, А</i>	<i>(0,05...30)</i>
<i>Ток срабатывания ПО тока токовой отсечки, А</i>	<i>(0,35...30)</i>
<i>Ток срабатывания ПО тока АРПТ, А</i>	<i>(0,10...2)</i>
<i>Ток срабатывания ПО тока УРОВ, А</i>	<i>(0,04...0,4)</i>

## 1.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ для релейной защиты ведутся в относительных единицах приближенным методом, используя систему симметричных составляющих. Первоначально на исходной электрической схеме защищаемой сети намечают расчетные точки короткого замыкания. Обычно это сборные шины разных напряжений всех подстанций сети, начало, середина и конец каждой линии. Затем составляют схемы замещения прямой (обратной) и нулевой последовательностей, на которых также указываются места расчетных точек КЗ. В дальнейшем производится выбор расчетных режимов для защит, вычисляются полные токи в месте короткого замыкания, и находится распределение токов по ветвям схемы.

При расчетах токов КЗ для релейной защиты и автоматики определяют действующее значение периодической слагающей для момента времени  $t = 0$ , полагая, что ЭДС всех генераторов совпадают по величине и фазе.

На рисунке 1 представлена исходная схема, на которой обозначены точки КЗ.

В данном проекте мы рассчитываем токи короткого замыкания для выбора уставок релейной защиты, т.е. необходимо найти токи при всех видах короткого замыкания.

В расчете должны определяться токи при КЗ в начале, середине и конце линии.

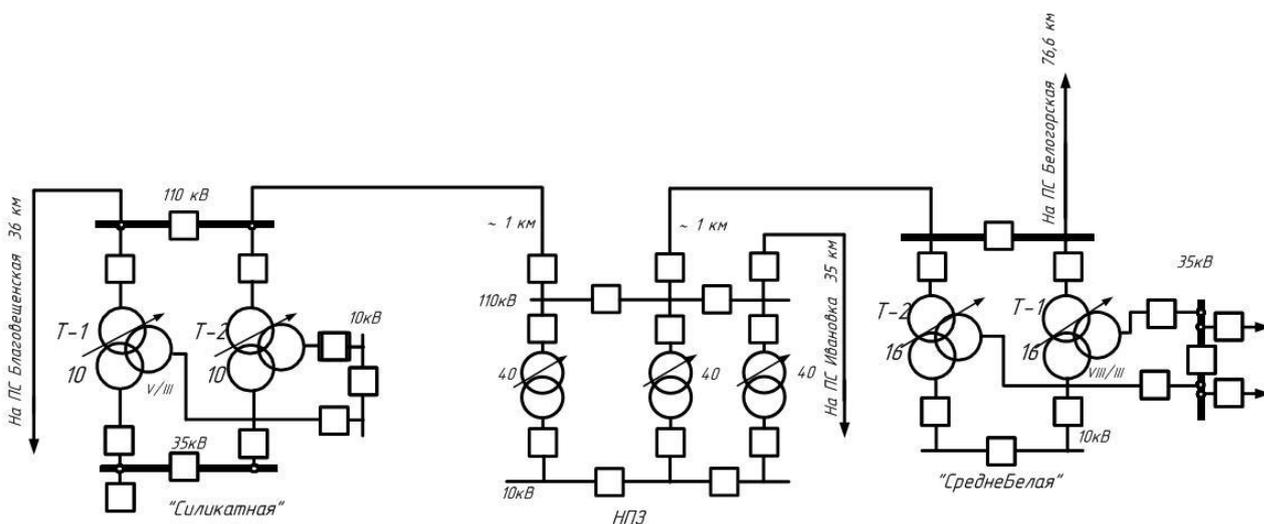


Рисунок 1 – Электрическая схема защищаемой воздушной линии 110 кВ  
«Среднебелая – НПЗ» и сети ПС 110 кВ «НПЗ»

### 1.2.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Для примера рассчитаем короткое замыкание в точке К–1. Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.

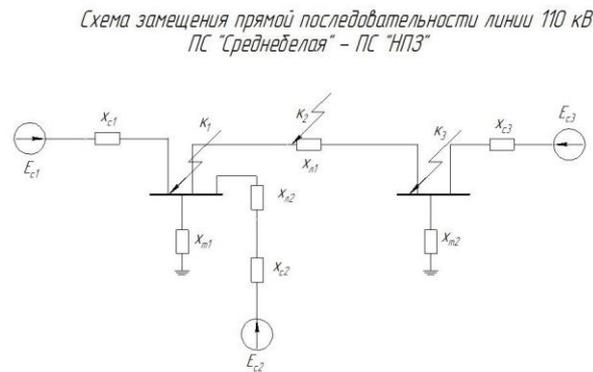


Рисунок 2 – Схема замещения

Определим параметры схемы замещения.

Находим сопротивление системы:

$$X_c = x_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (1)$$

где  $x_c$  – значение сопротивления системы со стороны ПС 220 кВ «Среднебелая» в именованных единицах,  $x_c = 15,187 \text{ Ом.}$ ;

$S_{\bar{\sigma}}$  – базисная мощность,  $S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

$U_{\bar{\sigma}}$  – базисное напряжение,  $U_{\bar{\sigma}} = 121 \text{ кВ}$ .

$$X_c = 15,187 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,104 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление линии:

$$X_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}, \quad (2)$$

где  $l_l$  – длина линии,

$x_0$  – удельное сопротивление провода,  $x_0 = 0,4$  .[12, с. 282]

Сопротивление линии «Среднебелая - НПЗ».

$$X_l = 0,4 \cdot 140 \cdot \frac{100}{121^2} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор на ПС 110 кВ «НПЗ» номинальной мощностью  $S_{т. ном} = 10$  МВА:

$$U_k = 10,5 \%$$

- силовые трансформаторы на ПС 220 кВ «Среднебелая» номинальной мощностью  $S_{т. ном} = 25$  МВА:

$$U_{кв-с} = 15 \%; U_{кв-н} = 20 \%; U_{кс-н} = 6,5 \%;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора и трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{кв-н} + U_{кв-с} - U_{кс-н}); \quad (3)$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}); \quad (4)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}). \quad (5)$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

Для трансформатора ТДН 10000/110:

$$X_{T.B} = \frac{U_{KB}^A}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{m.ном}^A} = 1,05 \text{ о.е.} \quad (6)$$

С эквивалентуем схему замещения и приведем ее к общему сопротивлению.

Составим схему замещения для прямой и обратной последовательности для точки К - 1.

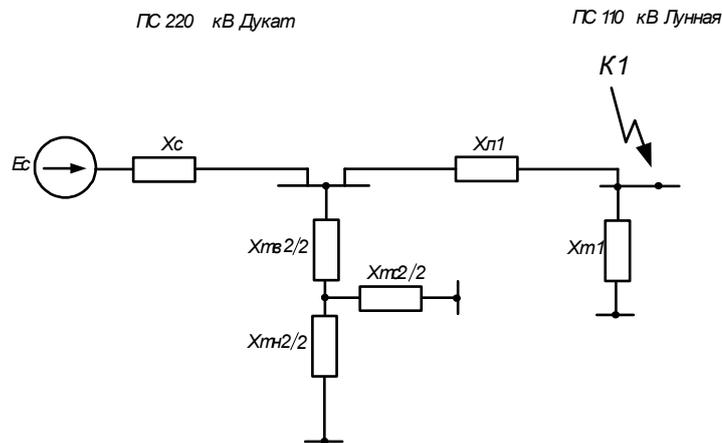


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения для прямой и обратной последовательности

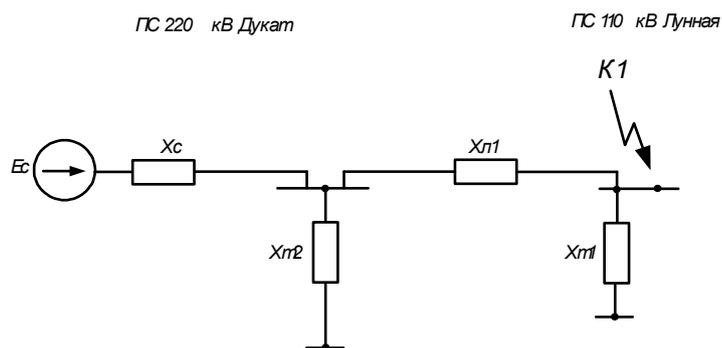


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения для прямой и обратной последовательности

$$X_{m2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

Приведем эквивалентирование схемы замещения, к схеме, показанной на рисунке 5.

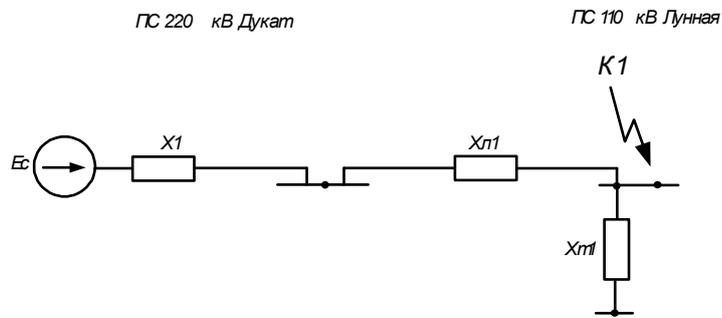


Рисунок 5 – Эквивалентная схема замещения

$$X_1 = \frac{X_c \cdot X_{m2}}{X_c + X_{m2}} \quad (7)$$

$$X_1 = \frac{0,041 \cdot 0,104}{0,041 + 0,104} = 0,029 \text{ о.е.}$$

Приведем эквивалентирование схемы замещения, к схеме, показанной на рисунке 6.

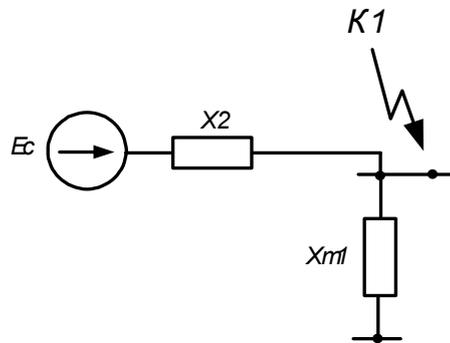


Рисунок 1.6 – Эквивалентная схема замещения

$$X_2 = X_1 + X_{л1} = 0,039 \text{ о.е.} \quad (8)$$

$$E_{экв1} = 1 \text{ о.е.}$$

Найдем эквивалентное сопротивление прямой последовательности для точки К1 изображенной на рисунке 1.7.

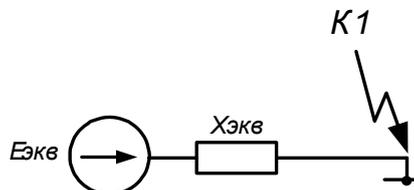


Рисунок 1.7 – Эквивалентная схема замещения

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_2 \cdot X_{m2}}{X_2 + X_{m2}} \quad (9)$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{0,039 \cdot 0,029}{0,039 + 0,029} = 0,038 \text{ о.е.}$$

Находим базисный ток:

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{U_{\bar{0}} \cdot \sqrt{3}}; \quad (10)$$

$$I_{\bar{0}} = \frac{100}{121 \cdot \sqrt{3}} = 0,477 \text{ кА.}$$

Тогда ток будет равен:

$$I^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} \cdot I_{\bar{0}}; \quad (11)$$

$$I^{(3)} = \frac{1}{0,038} \cdot 0,477 = 12,71 \text{ кА.}$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек  $K-2$ ,  $K-3$  результаты занесем в таблицу 2.

Таблица 3 – Параметры схемы прямой последовательности и токи трехфазных коротких замыканий

	$K-1$	$K-2$	$K-3$
$X_{\text{экв}}, \text{ о.е.}$	0,062	0,034	0,012
$E_{\text{экв}}, \text{ о.е.}$	1	1	1
$I^{(3)}, \text{ кА}$	12,71	14,42	16,69

### 1.2.2 Расчет двухфазных токов короткого замыкания

Для расчетов двухфазных токов короткого замыкания используем методику, указанную в [8, с. 119 – 123], из которой следует:

Суммарный ток двухфазного короткого замыкания в точке  $K - 1$ :

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}; \quad (12)$$

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,71 = 11,008 \text{ кА.}$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек  $K - 2$ ,  $K - 3$  результаты занесем в таблицу 3.

Таблица 4 – Токи двухфазных коротких замыканий

	$K - 1$	$K - 2$	$K - 3$
$I^{(2)}, \text{кА}$	11,008	12,49	14,46

### 1.2.3 Расчет однофазных токов короткого замыкания

Рассчитаем короткое замыкание на шинах 110 кВ ПС «НПЗ», точка К-1. Составим схему нулевой последовательности, показанную на рисунке 8.

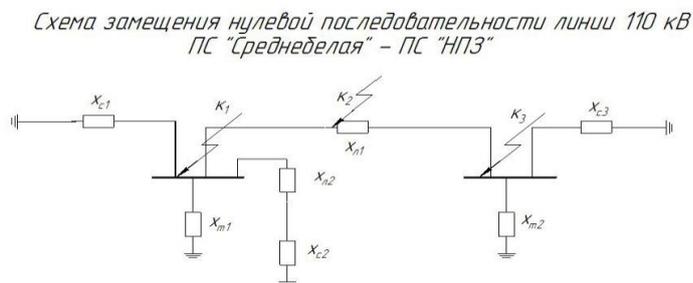


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

Определяем сопротивление линии нулевой последовательности:

$$X_{0л} = X_l \cdot 3; \quad (13)$$

$$X_{0л1} = 3 \cdot 0,171 = 0,57 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирование схемы происходит аналогично как и для прямой последовательности.

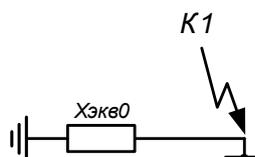


Рисунок 9 – Эквивалентная схема замещения для нулевой последовательности.

Определяем эквивалентное сопротивление:

$$X_{экв0} = \frac{(X_m + X_l) \cdot X_{m1}}{X_m + X_l + X_{m1}}; \quad (14)$$

$$X_{экв0} = \frac{(0,041 + 0,57) \cdot 1,05}{0,041 + 0,57 + 1,05} = 0,065 \text{ о.е.}$$

Находим ток:

$$I^{(1)} = \frac{3 \cdot E}{X_{1экв} + X_{2экв} + X_{0экв}} \cdot I_0, \quad (15)$$

где  $X_{1экв}$  – эквивалентное сопротивление прямой последовательности;

$X_{2экв}$  – эквивалентное сопротивление обратной последовательности;

$$X_{1экв} = X_{2экв} = 0,062 \text{ о.е.};$$

$$I^{(1)} = \frac{3 \cdot I}{2 \cdot 0,062 + 0,065} \cdot 0,477 = 10,195 \text{ кА.}$$

### 1.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ

При выборе защит необходимо руководствоваться требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ). Защищаемая линия имеет двустороннее питание. 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 коротку 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.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

При необходимости прокладки специального кабеля использование продольной дифференциальной защиты должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты должны быть предусмотрены специальные устройства.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

1. Дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
2. Токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;

### 3. Ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШР2607 011021, производства фирмы «ЭКРА».

#### 1.3.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

##### 1.3.1.1 Расчет уставок срабатывания защиты

В связи с отсутствием информации при расчете не учитываем активное сопротивление.

уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_L, \quad (16)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения,  $k_3 = 0,85$  [4, с. 35];

$Z_L$  – полное сопротивление линии.

$$Z_l = x_{ac240} \cdot l, \quad (17)$$

где  $l_l$  – длина линии «Дукат - Лунная»,

$$l = 140 \text{ км};$$

$x_{ac240}$  – удельное сопротивление провода АС – 240,  $x_{ac240} = 0,429$ .

$$Z_l = 0,429 \cdot 140 = 60,06 \text{ Ом};$$

$$Z_{c.з.}^I = 0,85 \cdot 60,06 = 51 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени первой ступени защиты  $t_{c.з.}^I = 0 \text{ с}$ .

уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1. согласование по чувствительности с первой ступенью защиты смежной линии:

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_l + k_{отс} \cdot Z_{c.з.см}^{I(II)}), \quad (18)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k'_3 = 0,85$ ;

$Z_{c.з.см}^{I(II)}$  – уставка срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot (3,9 + 0,85 \cdot 47,36) = 112,59 \text{ Ом}.$$

2. отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_3 \cdot \left( Z_l + \frac{(1 - \Delta U)^2}{K'_{ток}} \cdot Z_m \right), \quad (19)$$

где  $\Delta U$  – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора,  $\Delta U = 0,12$  [4, с. 36];

$Z_m$  – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$  – коэффициент токораспределения,  $K'_{ток} = 1$ .

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left( 60,06 + \frac{(1-0,12)^2}{1} \cdot 119 \right) = 129,38 \text{ Ом.}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$$129,38 > 112,59, \text{ следовательно принимаем } Z_{c.з.}^{II} = 112,59 \text{ Ом.}$$

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25; \quad (20)$$

$$k_q^{II} = \frac{112,59}{60,06} = 1,8 > 1,25.$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{CЗ}^{II} \geq t_{CЗ.мп} + \Delta t; \quad (21)$$

где  $t_{CЗ.мп}$  – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной 0,5 с.

$$t_{CЗ}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с;}$$

уставка срабатывания третьей ступени.

уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{мин.экспл.}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_g \cdot I_{нагр} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр})}, \quad (22)$$

где  $U_{мин.экспл.}$  – минимальное эксплуатационное напряжение;

$k_n$  – коэффициент надежности,  $k_n = 1,2$ ;

$k_g$  – коэффициент возврата,  $k_g = 1,1$ ;

$I_{нагр}$  – ток нагрузки,  $I_{нагр} = 0,165$  кА;

$\cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр}) = 1$ .

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot U_{ном}; \quad (23)$$

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ};$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{99}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,165 \cdot 1} = 262,43 \text{ Ом}.$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_l + \frac{Z_{л.с.м.}}{K_{ток}}} \geq 1,2; \quad (24)$$

$$k_q^{III} = \frac{262,43}{60,06 + \frac{19,89}{1}} = 3,28 \geq 1,2.$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора  $t_{сз.т(p)}$  аналогичным способом:

$$t_{сз}^{III} \geq t_{сз.мп} + \Delta t; \quad (25)$$

$$t_{сз}^{III} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

Принимаем:  $Z_{с.з.}^{III} = 262,43 \text{ Ом}$ ,  $t_{с.з.}^{III} = 1 \text{ с}$ .

Производим заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_{л} \cdot I_{к}^I}{U_{ср.ном}} \cdot 100, \quad (26)$$

где  $I_{к}^I$  – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 28,314 \cdot 2,78}{110} \cdot 100 = 105,35 \%;$$

$$U_{ост} = 150 \% > 60 \%.$$

Следовательно, данная защита может быть использована в качестве основной.

В таблиц 4 показаны результаты расчета уставок.

Таблица 5 – Уставки дистанционной защиты

<i>1 комплект – в начале линии «Среднебелая – НПЗ»</i>	
<i>Первая ступень <math>Z_{сз}^I</math>, Ом</i>	<i>51</i>
<i>Вторая ступень <math>Z_{сз}^{II}</math>, Ом</i>	<i>112,59</i>
<i>Третьей ступень <math>Z_{сз}^{III}</math>, Ом</i>	<i>262,43</i>
<i>Время срабатывания 1-й ступени <math>t_{сз}^I</math>, с</i>	<i>0</i>
<i>Время срабатывания 2-й ступени <math>t_{сз}^{II}</math>, с</i>	<i>0,5</i>
<i>Время срабатывания 3-й ступени <math>t_{сз}^{III}</math>, с</i>	<i>1</i>

1.3.1.2 Дистанционная защита линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ 2607 011021

В терминале ШЭ 2607 011021 уставки сопротивлений устанавливаются в именованных единицах, переведенные через коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения. В набор уставок дистанционной защиты входят:

- $X1PP$  - реактивная зона охвата прямой последовательности;
- $R1PP$  - активное сопротивление линии прямой последовательности;
- $RFPP$  - резистивная зона охвата зоны дистанционной защиты;
- $T1PP$  – выдержка времени.

Для первой ступени дистанционной защиты:

$$X1PP = Z_{c3}^I \cdot \sin 77^\circ = 51 \cdot 0,97 = 49,47 \text{ Ом} \quad (27)$$

$$R1PP = Z_{c3}^I \cdot \cos 77^\circ = 51 \cdot 0,22 = 11,22 \text{ Ом} \quad (28)$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 49,47 - 11,22 = 62,9 \text{ Ом} \quad (29)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X1PP = \frac{X1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{49,47 \cdot 120}{2200} = 2,69 \text{ Ом}; \quad (30)$$

$$R1PP = \frac{R1PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{11,22 \cdot 120}{2200} = 0,612 \text{ Ом}; \quad (31)$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТН1}} = \frac{62,9 \cdot 120}{2200} = 3,43 \text{ Ом}. \quad (32)$$

Выдержка времени  $T1PP=0$  с.

Для второй ступени дистанционной защиты:

$$X2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \sin 77^\circ = 112,59 \cdot 0,97 = 109,2 \text{ Ом}; \quad (33)$$

$$R2PP = Z_{c3}^{II} \cdot \cos 77^\circ = 112,59 \cdot 0,22 = 24,77 \text{ Ом}; \quad (34)$$

$$RFPP = 1,5 \cdot X1PP - R1PP = 1,5 \cdot 109,2 - 24,77 = 139,03 \text{ Ом.} \quad (35)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X2PP = \frac{X2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{109,2 \cdot 120}{2200} = 5,9 \text{ Ом;} \quad (36)$$

$$R2PP = \frac{R2PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{24,77 \cdot 120}{2200} = 1,35 \text{ Ом;} \quad (37)$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{139,03 \cdot 120}{2200} = 7,58 \text{ Ом.} \quad (38)$$

Выдержка времени  $T2PP=0,5$  с.

Для третьей ступени дистанционной защиты:

$$X3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \sin 77^\circ = 263,43 \cdot 0,97 = 255,52 \text{ Ом;} \quad (39)$$

$$R3PP = Z_{C3}^{III} \cdot \cos 77^\circ = 263,43 \cdot 0,22 = 57,9 \text{ Ом;} \quad (40)$$

$$RFPP = 325,3 \text{ Ом.} \quad (41)$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X3PP = \frac{X3PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{255,52 \cdot 120}{2200} = 13,9 \text{ Ом;} \quad (42)$$

$$R3PP = \frac{R3PP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{57,9 \cdot 120}{2200} = 3,2 \text{ Ом;} \quad (43)$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{ТТЛ}}{K_{ТНЛ}} = \frac{325,3 \cdot 120}{2200} = 17,7 \text{ Ом.} \quad (44)$$

Выдержка времени  $T3PP=1$

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии: IV и V. IV – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания

$t_{cp}^{IV} = 0,3$  с и используется при оперативном ускорении. V ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

### 1.3.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

#### 1.3.2.1 Расчет уставок срабатывания

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.c.3}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \quad (45)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас,  $k_3 = 1,4$ ;

$I_{0.max}$  – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

Для первого комплекта:

$$I_{0.max1} = 2,56 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.1}^I = 1,4 \cdot 2,56 = 3,58 \text{ кА}.$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой (рисунок 1). Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 25 % линии в максимальном режиме.

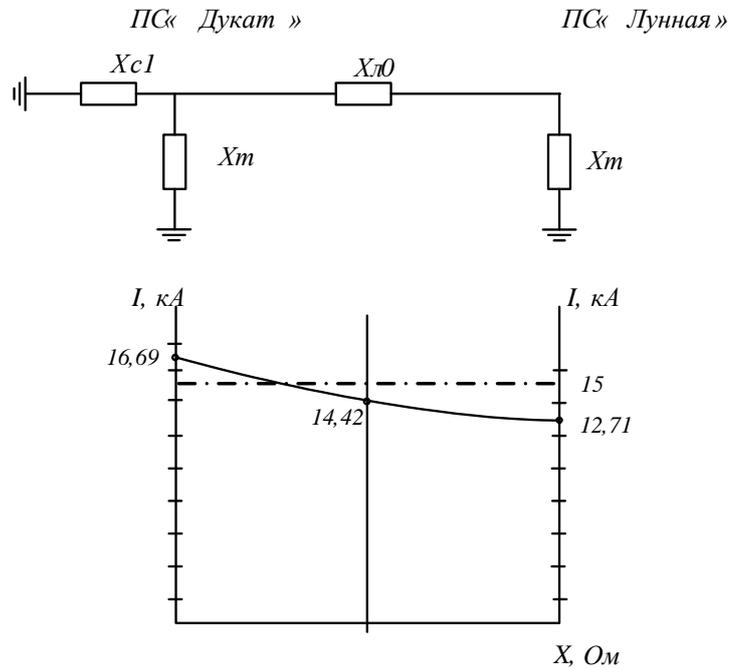


Рисунок 1 – Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка удовлетворяет условию и больше 20%.

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.с.з}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot I_{0.мах}^{I(II)}, \quad (46)$$

где  $k_з$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,  $k_з = 1,1$ ;

$I_{0.мах}^{I(II)}$  – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$  – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (47)$$

где  $I_{0.з.выб}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.с.з}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (48)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме,  $k_{пер} = 1$ ;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса,  $k_{нб} = 0,1$ .

$$I_{к.мах}^{(3)} = 12,71 \text{ кА};$$

$$I_{0.с.з}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 12,71 = 0,28 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания третьей ступени должен быть отстроен от броска намагничивающего тока:

$$I_{0.с.з}^{III} = \frac{U_{ном} \cdot C_{б}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot x_{расч}}, \quad (49)$$

где  $C_{б}^{(1)}$  – коэффициент затухания броска тока,  $C_{б}^{(1)} = 0,46$ ;

$x_{расч}$  – расчетное сопротивление контура включения трансформатора.

$$x_{расч} = x_m + x_c + x_l; \quad (50)$$

$$x_{расч} = 116 \text{ Ом};$$

$$I_{0.с.з}^{III} = \frac{110 \cdot 0,46}{\sqrt{3} \cdot 116} = 0,134 \text{ кА}.$$

Принимаем  $I_{0.с.з}^{III} = 0,28 \text{ кА}$ ,  $t_{0.с.з}^{III} = 1 \text{ с}$ .

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_q^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.3}^{III}}, \quad (51)$$

где  $I_{0.min}$  – ток в конце смежного участка,  $I_{0.min} = 1 \text{ кА}$ .

$$k_q^{III} = \frac{1}{0,28} = 3,5;$$

$$k_q^{III} = 3,5 > 1,2.$$

Третья ступень защит выполняется, как правило, с органом направления мощности.

1.3.2.2 Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ 2607 011021

Перевод уставок с электромеханических реле на уставки в микропроцессорном терминале ШЭ 2607 011021 осуществляется по следующей формуле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c.3}}{k_{mm} \cdot I} \cdot 100, \quad (52)$$

Приведем пример расчета для первой ступени:

$$I_{cp}^I = \frac{3,58}{120 \cdot 1} \cdot 100 = 2,98 \%$$

Расчеты последующих ступеней считаются по аналогии. Результаты запишем в таблицу 19.

Таблица 6 – уставки ТЗНП реализованные в микропроцессорном терминале ШЭ 2607 011021

<i>I комплект – в начале линии «Среднебелая – НПЗ»</i>	
<i>I</i>	<i>2</i>
<i>Первая ступень, <math>I_{cp}^I</math>, %</i>	<i>3,58</i>
<i>Вторая ступень, <math>I_{cp}^{II}</math>, %</i>	<i>-</i>
<i>третья ступень, <math>I_{cp}^{III}</math>, %</i>	<i>0,28</i>
<i>Время срабатывания 1-й ступени <math>t_{cp}^I</math>, с</i>	<i>0</i>

Время срабатывания 2-й ступени $t_{ср}^{II}$ , с	0,5
Время срабатывания 3-й ступени $t_{ср}^{III}$ , с	1

### 1.3.3 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

1) Ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{сз.МТО} = K_3 \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (53)$$

где  $K_3$  - коэффициент запаса по избирательности,  $K_3 = 1,2$ .

$$I_{сз.МТО} = 1,2 \cdot 12,71 = 15,25 \text{ кА.}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка (принимается двухфазное КЗ в точке К1):

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{сз.МТО}} > 2, \quad (54)$$

$$K_{ч.МТО} = \frac{12,71}{15,25} = 0,83 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в ка-

честве основной.

#### **1.4. Проблемы техпереворужения устройств РЗА в условиях действующих объектов**

Дефицит инвестиций в электроэнергетике – хроническое явление последних 10 лет и в ближайшие годы не следует рассчитывать на существенное улучшение обстановки. Инвестиции из внутренних государственных источников, а тем более из внешних, будут направляться в первую очередь в отрасли, которые обеспечат их быстрый оборот и возврат. Очевидно, что это к энергетике не относится. Внутренние корпоративные инвестиции ограничены и на существенное их расширение не приходится рассчитывать даже при благоприятных политических изменениях в стране. Решение проблемы реконструкции и техпереворужения энергетики вообще и средств РЗА в частности, будут происходить на фоне крайне ограниченных инвестиций. По этой причине рациональное использование инвестиций становится основным критерием, определяющим темпы и объемы техпереворужения РЗА.

Основным вопросом технической проблемы техпереворужения РЗА является выбор магистрального направления развития средств РЗА. Очевидно, что выбор сделан на всех уровнях управления энергетикой и заключается в том, чтобы интенсивно разрабатывать, масштабировать и устанавливать на энергетических объектах микропроцессорные устройства. Масштабное применение микропроцессорных средств РЗА развернется в нашей энергетике только тогда, когда будут разработаны и будут выпускаться отечественные терминалы РЗА. Это обусловлено, в первую очередь, тем, что наши терминалы должны быть заметно дешевле импортных. В наших терминалах реализуется отечественные, известные нам принципы построения РЗА. В целом это в значительной мере снизит барьер на пути масштабного внедрения микропроцессорных средств РЗА и позволит отечественным разработчикам и изготовителям расширить и углубить разработки и перевооружить технологию производства.

#### 1.4.1 Проблемы применения микропроцессорных устройств РЗА

В 1997 году введены в действие общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. Общие технические требования (ОТТ) распространяются на микропроцессорные устройства и системы релейной защиты и автоматики, применяемые на электростанциях и в сетях 6 – 1150 кВ ЕЭС России.

Общие технические требования разработаны с целью:

- обеспечения создания современных конкурентно-способных отечественных МП РЗА по основным функциям, свойствам, характеристикам;
- обеспечения возможности применения создаваемых и импортируемых в Российскую Федерацию МП РЗА совместно с существующими и вновь создаваемыми другими системами РЗА, АСУ ТП и координированными системами контроля и управления;
- обеспечения возможности использования МП РЗА в качестве устройств нижнего уровня (присоединение) координированных систем РЗА, контроля и управления электростанций и сетей;
- обеспечения надежности работы энергосистем при применении МП РЗА.

Создавшееся положение вынуждает работать в следующих направлениях:

- активизировать работы по разработке и организации производства микропроцессорных защит на отечественных предприятиях, обладающих современными высокими технологиями;
- для создания конкуренции привлекать на Российский рынок другие ведущие зарубежные фирмы (Сименс, Джек Альстом и другие) с обязательным проведением отраслевой экспертизы и сертификации.

Внедрение микропроцессорных защит требует пересмотра принципов выполнения релейной защиты и автоматики электроэнергетических объектов.

Важной составной частью методического обеспечения внедрения МП РЗА является завершение разработки методических указаний по расчету и вы-

бору уставок защит с применением терминала ШЭ 2607. Тот факт, что при разработке этого документа возникли трудности согласования дистанционной защиты с направленными токовыми защитами, говорит о необходимости тщательной проработки и глубокого анализа принципов выполнения защит при соединении.

При применении микропроцессорных защит на реконструируемых энергообъектах наравне с релейно-контактной аппаратурой особое внимание необходимо обращать на готовность этого объекта по обеспечению электромагнитной совместимости.

Современные тенденции широкомасштабного внедрения средств вычислительной техники для решения технологических задач управления энергообъединениями, в частности, появление МП РЗА и их «осмысленное» внедрение в сети высокого напряжения, обязано повысить наблюдаемость энергообъединениями и качественно поднять уровень управления объединенных энергосистем.

Ориентация на приоритетное внедрение МП РЗА объясняется большими возможностями, открывающимися для повышения технического совершенства систем оперативного и автоматического управления. Это, прежде всего, высокая надежность функционирования устройств за счет аппаратной надежности, самоконтроля и диагностики, простота технического обслуживания, возможность дистанционного изменения уставок, адаптированных к изменениям схемы и режима сети, возможность практически неограниченного совершенствования технологических характеристик систем РЗА, высокая информационная добротность и возможность реализации функций наблюдения и управления с любого уровня оперативно-диспетчерского управления. Указанное выше позволяет рассматривать МП РЗА в качестве устройств нижнего уровня АСУ ТП энергообъекта.

В сетях высокого напряжения безусловно целесообразно внедрять зарубежные терминалы МП РЗА, поскольку не приходится надеяться на приоритетную разработку и выпуск в ближайшее время отечественных терминалов МП этого класса напряжения.

Не вызывает сомнения тот факт, что техническое совершенство западных МП РЗА не может не изменить традиционных отечественных подходов и в чем-то должно «унифицировать» их с западными, поэтому при «русификации» нельзя возлагать надежды на абсолютный результат. Видимо, это и технически, и экономически нецелесообразно. Важнейшая задача современного «переходного» периода - договориться о стратегии перехода на МП технику, оптимально сочетая при реконструкции энергообъектов отечественную и зарубежную технику и идеологию РЗА, не допуская снижения надежности функционирования систем РЗА в целом.

Чем быстрее решить технические вопросы, связанные с внедрением МП РЗА, тем короче будет переходный период. Сложности будут в значительной степени сглажены, если найдется возможность централизованного финансирования решения этих проблем.

В настоящее время СП «АББ Реле Чебоксары» выполнен большой комплекс исследовательских работ, связанных с использованием для защиты межсистемных и внутрисистемных высоковольтных линий электропередач терминалов серии 500 – новой генерации интеллектуальных терминалов, совмещающих в себе функции защиты, управления, измерения и контроля. Развитая библиотека функций терминала базируются на апробированных алгоритмах и пополняется новыми функциями.

Учитывая развитие оптоволоконной связи, эффективно использовать в качестве защиты абсолютной селективности микропроцессорный терминал ШЭ 2607, имеющий в качестве основных базовых функций – функцию токовой продольно-дифференциальной защиты, обеспечивающей селективную работу в условиях насыщения ТТ, и токовой отсечки или МТЗ.

Все микропроцессорные защиты имеют несколько групп активных уставок, что обеспечивает быструю подстройку под новый режим работы, и возможность интегрироваться в единую систему управления станции. Несомненное достоинство микропроцессорных терминалов – простота настройки, наладки и обслужи-

вания. Отмеченное убедительно подтвердили проводимые занятия по обучению специалистов – релейщиков навыкам работы с терминалом ШЭ 2607.

Как показывает опыт, микропроцессорные защиты обладают рядом несомненных преимуществ:

- высокую точность и стабильность параметров и уставок;
- высокое качество изготовления;
- возможность выбора набора функций и гибкость их конфигурирования;
- возможность дистанционного задания и изменения уставок.

Вместе с тем процесс внедрения терминалов МП РЗА, особенно на первом этапе, процесс достаточно трудоемкий, так как требует освоения большого количества новой информации, принятия нестандартных технических решений на всех этапах работы от проектирования до эксплуатации. Какие защиты применить, какие функции терминалов использовать, как их сконфигурировать, как задать уставки, как часто и в каком объеме проверять, где и как учить персонал.

Из практических результатов наладки можно отметить следующее:

- процесс наладки микропроцессорных защит, хотя и требует новых навыков, значительно менее трудоемкий, чем электромеханических или микроэлектронных;
- обычными проверочными устройствами можно производить проверку, но не все устройства в полном объеме, поэтому необходимо иметь устройства типа FREJA или RETOM, для проверки функций релейной защиты.

ЦДУ ЕЭС России в настоящее время обращает особое внимание на возможность использования МП техники РЗА в автоматизированных системах технологического управления (АСУТП), интеграции техники РЗА с существующими системами контроля и управления для реализации своих информационных возможностей. Интеграция этих систем выдвигает принципиально новые требования к МП технике РЗА нижнего уровня, со стороны информационно-вычислительных систем верхнего уровня управления в части использования стандартных операционных систем, стандартных протоколов.

Особое внимание необходимо уделять проблеме защиты информации и, как следствие, защите МП РЗА от несанкционированного доступа. Поскольку негативные последствия от несанкционированного доступа могут привести к серьезной системной аварии.

Укрупнено можно выделить следующие проблемы: адаптации цифровых релейных терминалов к нормативному составу традиционных защит, необходимость совмещения цифровых терминалов с электромеханическими устройствами РЗ и ПА, низкая точность релейных сердечников у трансформаторов тока, отсутствие инженерных методик расчет электромагнитной совместимости и, наконец, организационные проблемы.

Существует проблема связи объекта с наиболее высокими уровнями управления. Зарубежные системы управления строятся на стандартных для них протоколах обмена информацией между уровнями управления, что делает прозрачным для оператора системы управления верхнего уровня объекты нижестоящих уровней. В отечественных системах управления до сих пор не выбран стандартный протокол междууровневого обмена.

Бурное развитие волоконно-оптических линий связи по воздушным линиям не может не касаться каналов РЗ и ПА. Каналы РЗ и ПА должны использовать тот же кабель и ту же аппаратуру уплотнения, что и каналы связи. Это приводит к изменению системы эксплуатации. При проектировании возникает проблема размещения терминалов для РЗ и ПА, они должны располагаться по концам линии, а для связи это не всегда нужно.

Появление цифровых защит показало, что до сих пор нерешен вопрос об интеграции защит в АСУ ТП. Специалисты СДТУ на уровне РАО не решают вопрос о каналах связи, протоколах обмена, практики совместной работы устройств с разными протоколами обмена.

При строительстве и реконструкции объектов необходимо учитывать требования АСУ ТП при выборе основного и вспомогательного оборудования. Необходима интеграция систем РЗ, ПА и управления на основе технических решений с использованием промышленных компьютеров. Необходима разра-

ботка требований и условий для включения в АСУ ТП аппаратных и программных средств различных производителей. Основной предпосылкой внедрения АСУ ТП является ускоренное развитие средств межуровневого обмена информацией. Необходимо опережающее оснащение оборудования средствами непрерывного контроля и системами диагностики первичного оборудования, а также подсистем АСУ собственных нужд и постоянного оперативного тока.

Техническая революция предопределяет необходимость и возможность развития автоматизированных систем управления нижнего уровня, задача которых повысить наблюдаемость энергосистемы, восполнить сложившиеся в настоящее время противоречия в развитии верхнего и нижнего уровней управления, а, следовательно, повысить управляемость ЕЭС.

Масштабность задач, решаемых при внедрении МП РЗА, требует поднятия статуса проблемы до уровня приоритетной, требующей развития и принятия общепромышленной концепции и решение вопросов централизованного финансирования.

Единая техническая политика в области РЗА позволит:

- повысить надежность, технико-экономическую эффективность работы энергосистем;
- минимизировать затраты по техническому перевооружению систем защиты, управления и контроля объектов энергетики;
- обеспечить высокий уровень отечественных научно-технических разработок, проектирования, производства и эксплуатации современных цифровых РЗА.

Внедрение современной цифровой микропроцессорной аппаратуры РЗА, ПА и АСУ ТП открывает широчайшие возможности по управлению оборудованием электростанций, предотвращению аварийных ситуаций, диагностики различных неисправностей, обмен информацией между подразделениями и с другими организациями. Однако использование микропроцессорной техники выдвигает достаточно жесткие требования к электромагнитным параметрам техногенной среды на энергообъектах из-за сравнительно низкой помехоустойчивости цифровой аппаратуры.

Достижение электромагнитной совместимости осуществляется обычно двумя путями: повышением помехозащищенности самой аппаратуры и улучшением параметров техногенной среды, в которой будет работать эта аппаратура, то есть доведением этих параметров до значений, соответствующих условиям испытаний аппаратуры.

Было экспериментально установлено, что вынос места заземления вторичных цепей тока и напряжения из РУ высокого напряжения на релейный щит снижает уровень помех, приходящий на защиту на 20-30 процентов.

В дальнейшем предполагается на каждом энергообъекте, где планируется внедрение микропроцессорных защит, для выполнения условий их электромагнитной совместимости проводить обследование и, при необходимости, ремонт контура заземления и замерять электромагнитную совместимость микропроцессорных устройств РЗА на энергообъекте.

В совокупности планируемый комплекс работ по аттестации энергообъектов и сертификации аппаратуры способен обеспечить нормальную работу современных устройств РЗА и ПА и преодолеть, таким образом, основное препятствие организационно-технического характера на пути широкого внедрения цифровой аппаратуры в электроэнергетике.

### **1.5. Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ**

Дифференциальной токовой защитой шин называется защита, основанная на сравнении токов в присоединениях защищаемых шин. В рассматриваемом случае на всех присоединениях установлены ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации. Пусковой орган (реле Р) включен в дифференциальную цепь на сумму токов присоединений. Зона действия защиты ограничивается ТТ, устанавливаемыми так, чтобы выключатели присоединений входили в зону действия.

В основе выполнения защиты лежат следующие :

- защита не должна излишне срабатывать при к.з. вне защищаемых шин и любом распределении элементов между их двумя системами;

- при фиксированном распределении элементов должна отключаться только одна поврежденная система;

- при нарушении фиксации и к.з. на одной системе шин допускается отключение обеих систем шин. Для предотвращения этого необходимо производить переключения в цепях переменного и оперативного тока элемента с нарушенной фиксацией;

- защита должна функционировать и в моменты переключения элементов;

На работу защиты не оказывают влияния токи нагрузки при несимметричных КЗ в зоне действия.

Одним из недостатков дифференциального принципа является возможность ложного срабатывания защиты при обрыве соединительных проводов. Для устранения этого недостатка ток срабатывания выбирают несколько превышающим максимальный рабочий ток наиболее мощного присоединения.

Существует возможность построения дифференциальной защиты шин, которая не срабатывает ложно при обрыве соединительных проводов. Это достигается при помощи дополнительного пуска по напряжению или применением двух защит шин, подключенных к двум независимым комплектам ТТ. Выходные органы обеих защит включаются по схеме совпадения «И», т. е. поврежденные шины отключаются, если срабатывают оба комплекта защиты. Так как вероятность одновременного обрыва токовых цепей в обеих защитах крайне мала, то необходимость отстройки от тока нагрузки отпадает. Это мероприятие дает возможность повысить чувствительность защиты.

Рассчитываем реле ДЗШ – 11.

Максимальный ток нагрузки:

$$I^{(1)}_{no}=10,19 \text{ кА};$$

Схема соединения трансформаторов – треугольник.

Максимальные токи при трёхфазном и однофазном К.З. на ошиновке 110 кВ:

$$I_{no.}^{(1)} = 10,19 \text{ кА};$$

$$I_{no.}^{(3)} = 12,71 \text{ кА};$$

Максимальный расчетный ток небаланса:

Выбор тока срабатывания защиты по условиям отстройки.

От тока небаланса при внешнем КЗ.:

$$I_{сз.} \geq K_n \cdot I_{нб.расч.} \quad (55)$$

где  $K_n = 1,5$

$$I_{сз.} = K_n \cdot I_{нб.расч.} = 574,5 \text{ А},$$

От максимального тока при разрывах вторичных цепей в нагрузочном режиме:

$$I_{сз.} = K_n \cdot I_{нагр.тах} \quad (56)$$

$$I_{сз.} = 720 \text{ А},$$

По чувствительности:

$$I_{сз.} \leq \frac{I_{кз \min}^{(2)}}{K_{\eta}}$$

$$I_{сз.} = \frac{3825}{1,2} = 3187,5 \text{ А}, \quad (57)$$

Принятый ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.} = 720 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле на стороне выключателя 110 кВ вводов трансформатора:

$$I_{ср.} = \frac{I_{сз.} \cdot K_{сх}}{K_{mm}} \quad (58)$$

$$I_{ср.} = \frac{720 \cdot \sqrt{3}}{120} = 10,38 \text{ А},$$

Расчетное число витков:

$$W_{расч.} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.}} \quad (59)$$

$$W_{расч.} = \frac{100}{10,38} = 9,63A, \text{ принимаем 9 витков;}$$

Ток срабатывания реле встроенные в силовой трансформатор на стороне 110 кВ - ТВТ-110 300/5

$$I_{ср.} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_{mm}} \quad (60)$$

$$I_{ср.} = \frac{720 \cdot \sqrt{3}}{60} = 20,76A,$$

Расчетное число витков:

$$W_{расч.} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.}} \quad (61)$$

$$W_{расч.} = \frac{100}{20,76} = 4,81A, \text{ принимаем 5 витков;}$$

Место подключения тормозной обмотки на сторону ремонтной перемычки 110 кВ.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$W_{торм.расч.} = \frac{K_H \cdot I_{нб} \cdot W}{I_{кз max.} \cdot tga} \quad (62)$$

$$W_{торм.расч.} = \frac{1,5 \cdot 383 \cdot 9,63}{3836 \cdot 0,87} = 1,67A, \text{ принимаем «2»}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.} = \frac{F_{с.р.} \cdot K_{mm}}{W \cdot K_{сх}} \quad (63)$$

$$I_{cp.} = \frac{100 \cdot 120}{9 \cdot \sqrt{3}} = 770A$$

## **1.6 Противоаварийная автоматика на ВЛ 110кВ «Среднебелая-НПЗ»**

### **1.6.1 Устройство резервирования при отказе выключателя (ВФР)**

#### **1.6.1.1 Применение**

На практике часто используется местное резервирование защит. Однако в системе устранения повреждения есть одна часть, которая не бывает резервной - это выключатель. Поэтому необходимо использовать устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ).

УРОВ вводится в действие по внутреннему или внешнему отключающему сигналу от какой-либо функции защиты. Если сигнал на отключение посылается сначала на УРОВ, незамедлительно или с очень короткой выдержкой времени, сигнал на повторное отключение может посылааться на защищаемый выключатель. Если по истечении заданного времени ток повреждения продолжает идти через выключатель, то на смежные с ним выключатели подается резервный отключающий сигнал. Таким образом, устранение повреждения обеспечивается даже в случае неисправности выключателя.

#### **1.6.1.2 Конструкция УРОВ**

Функция УРОВ инициируется командами на отключение, которые поступают либо от внутренних (в самом терминале), либо от внешних функций защиты через подключение к соответствующим дискретным входам. Для однофазного пуска имеются три отдельных функциональных входа.

Диапазон рабочего значения пофазных измерительных органов тока достаточно широкий. Три независимых таймера  $t2$  предназначены для пофазного обнаружения отказов выключателя. Дополнительный таймер  $t1$  предназначен для команды на повторное отключение. Специальная уставка позволяет вводить и выводить из действия повторное отключение, а также выполнять его с контролем или без контроля тока. Команда может подаваться как на однофазное, так и трехфазное повторное отключение неисправного выключателя.

Специальный адаптивный алгоритм защиты в сочетании с измерением среднеквадратичного значения обеспечивают краткое время возврата измерительных органов тока. Измерение тока устойчиво к переходным процессам, которые могут вызвать нежелательное срабатывание при насыщенных трансформаторах тока.

### 1.6.1.3 Функциональный блок

Функциональный блок BFP показан на рисунке 11, входные и выходные сигналы которого приведены в таблицах.

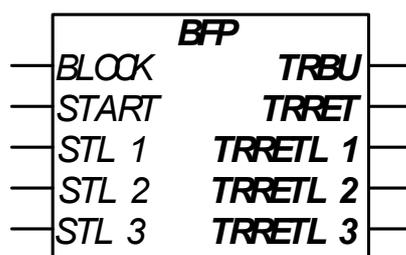


Рисунок 11 – Функциональный блок BFP

Таблица 7 – Входные сигналы функционального блока BFP

<i>Сигнал</i>	<i>Описание</i>
<i>BLOCK</i>	<i>Блокирование функции</i>
<i>START</i>	<i>Пуск функции</i>
<i>STL 1</i>	<i>Пуск фазы L 1</i>
<i>STL 2</i>	<i>Пуск фазы L 2</i>
<i>STL 3</i>	<i>Пуск фазы L 3</i>

Таблица 8 – Выходные сигналы функционального блока BFP

<i>Сигнал</i>	<i>Описание</i>
<i>TRBU</i>	<i>Резервное отключение</i>
<i>TRRET</i>	<i>Повторное отключение</i>
<i>TRRETL 1</i>	<i>Повторное отключение фазы L 1</i>
<i>TRRETL 2</i>	<i>Повторное отключение фазы L 2</i>
<i>TRRETL 3</i>	<i>Повторное отключение фазы L 3</i>

### 1.6.1.4 Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (ВРП)

Технические данные устройства запишем в таблице 27

Таблица 9 – Технические данные устройства резервирования отказа выключателя (ВРП)

<i>Параметр</i>	<i>Диапазон значений</i>	<i>Точность</i>
<i>Ток срабатывания, <math>I_{P&gt;}</math>: (один измерительный орган на фазу)</i>	<i>5-200% от <math>I_b</math> с шагом 1%</i>	<i><math>\pm 2,5\%</math> от <math>I_r</math> при <math>I &lt; I_r</math> <math>\pm 2,5\%</math> от <math>I</math> при <math>I &gt; I_r</math></i>
<i>Время повторного отключения, <math>t_1</math></i>	<i>0,000-60.000 с шагом 1мс</i>	<i><math>\pm 0,5\%</math>, <math>\pm 10</math> мс</i>
<i>Время резервного отключения, <math>t_2</math></i>	<i>0,000-60.000 с шагом 1мс</i>	<i><math>\pm 0,5\%</math>, <math>\pm 10</math> мс</i>
<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>	
<i>Время действия на отключение</i>	<i>Не более 18 мс</i>	
<i>Время определения наличия тока</i>	<i>Не более 10 мс</i>	

### 1.6.2 Автоматика управления выключателем

Комплекс автоматики предназначен для выполнения функций защиты и автоматики управления высоковольтным выключателем. Комплекс содержит один или два комплекта, каждый из которых является полноценным решением для контроля присоединений 110–220 кВ по командам от защит, устройств телемеханики и ключа дистанционного управления. Обеспечена высокая надежность функционирования комплекса за счет применения инновационных конструктивных решений, в том числе реализация независимого управления вторым электромагнитом отключения (ЭМО 2) в отдельном комплекте.

#### *Основные функции устройства*

Автоматика управления выключателем:

- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) присоединения и шин с контролем и улавливанием синхронизма;

- включение выключателя от ключа управления и по логике АПВ;
- отключение выключателя от ключа управления и от защит (через ЭМО и ЭМО 2);

- подхват отключения выключателя при протекании тока в ЭМО;

- резервирование отказа выключателя (УРОВ).

#### Защиты выключателя

- контроль состояния выключателя;

- защита электромагнитов выключателя (ЭМВ, ЭМО1 и ЭМО 2) от длительного протекания тока, защиты от неполнофазного режима (ЗНФР) и непереключения фаз (ЗНФ) для выключателей с пофазным управлением;

- функции диагностики выключателя:

- контроль коммутационного и механического ресурса выключателя;

- контроль затягивания отключения и включения выключателя;

- контроль целостности цепей управления выключателем.

#### Ступенчатые защиты

- дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и земляных замыканий;

- токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);

- ненаправленная максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО). Отличительные особенности комплекса

Типовые модификации шкафов в зависимости от типа привода выключателя и комплектации защитами. Возможность исполнения шкафа с двумя и тремя терминалами.

Защита и автоматика управления выключателями различного назначения:

- линейный;

- обходной;

- секционный;

- шиносоединительный.

- Анализ всех видов неисправностей, формируемых приводом выключателя.

- Измерение уровня тока электромагнитов выключателя. Непрерывность контроля и высокая надежность цепей отключения.

Технические характеристики терминала

- Напряжение оперативного питания постоянного или переменного тока — 110–220 В;

- Номинальное переменное напряжение — 100 В;

- Номинальный переменный ток — 1 А или 5 А;

- Рабочий диапазон токов — 0,05—40 I<sub>ном</sub>;

- Рабочий диапазон напряжений – 0,02–1,5 U<sub>ном</sub>;

- Рабочий диапазон постоянных токов — 0,5–20 А.

### 1.6.3 Шкаф отбора напряжения (ШОН)

Назначение: Шкафы предназначены для отбора напряжения от конденсаторов связи на существующих и проектируемых ЛЭП с номинальным напряжением от 35 до 750 кВ включительно 50 и 60 Гц, а также для передачи сигналов измерительной информации устройств автоматического повторного включения (АПВ) и приборам синхронизации.

### 1.6.4 Автоматическое повторное включение (АПВ).

Все повреждения в электрической сети можно условно разделить на два типа: устойчивые и неустойчивые. К устойчивым повреждениям относятся такие, для устранения которых требуется вмешательство оперативного персонала или аварийной бригады. Такие повреждения не самоустраняются со временем, эксплуатация поврежденного участка сети невозможна. К таким повреждениям относятся обрывы проводов, повреждения участков линий, опор ЛЭП, повреждения электрических аппаратов.

Неустойчивые повреждения характеризуются тем, что они самоустраняются в течение короткого промежутка времени после возникновения. Такие повреждения могут возникать, например, при случайном схлестывании проводов. Возникающая при этом электрическая дуга не успевает нанести серьёзных повреждений, так как через небольшой промежуток времени после возникновения

короткого замыкания цепь обесточивается аварийной автоматикой. Практика показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет 50—90 % от числа всех повреждений.

Включение отключенного участка сети под напряжение называется повторным включением. В зависимости от того, остался ли этот участок сети в работе или же снова отключился, повторные включения разделяют на успешные и неуспешные. Соответственно, успешное повторное включение указывает на неустойчивый характер повреждения, а неуспешный на то, что повреждение было устойчивым.

Для того чтобы ускорить и автоматизировать процесс повторного включения, применяют устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АПВ получили широкое применение в электрических сетях. Их использование в сочетании с другими средствами релейной автоматики позволило полностью автоматизировать многие подстанции, избавляя от необходимости держать там оперативный персонал. Кроме того, в ряде случаев АПВ позволяет избежать тяжелых последствий от ошибочных действий обслуживающего персонала или ложных срабатываний релейной защиты на защищаемом участке.

В [17] указано, что устройствами АПВ должны в обязательном порядке снабжаться все воздушные и кабельно-воздушные линии с рабочим напряжением 1кВ и выше. Кроме того, устройствами АПВ снабжаются трансформаторы, сборные шины подстанций и электродвигатели.

#### Классификация

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- Трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на

- простые (ТАПВ)
- несинхронные (НАПВ)
- быстродействующие (БАПВ)
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)

в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические—они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические—воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Принцип действия АПВ

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Однако основной принцип заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель от-

ключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

#### Требование к АПВ

- К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- В схемах АПВ должна присутствовать возможность выведения их для ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-0,5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

## 1.7 Оценка надежности ПС 110 кВ «НПЗ».

### 1.7.1 Общие замечания

Проблема оценки и выбора рациональной степени надёжности электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики. Этим и определяется повышенный интерес к проблеме надёжности в последние годы в России и за рубежом.

Вообще под надёжностью понимается свойство оборудования, установки или системы выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в пределах, оговоренных в нормативных документах. Следовательно, надёжность электроэнергетической системы – есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в пределах, обусловленных ПУЭ.

Надёжность электроэнергетических систем определяется надёжностью её отдельных элементов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи, коммутационной аппаратуры, устройств защиты и автоматики и др.), схемы (степенью резервирования) и режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способность выдерживать системные аварии цепочного характера без катастрофических последствий, иначе говоря, без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к автоматической частотной разгрузке (АЧР).

В теории надёжности различают отказ и безотказность работы системы. Под отказом понимают событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. переход объекта с одного уровня работоспособности на другой более низкий или полностью в неработоспособное состояние. А безотказность – это свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Надёжность оценивается с помощью показателей надёжности элементов энергосистем. Показатели надёжности (ПН) элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надёжности энергосистем, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки

уровня надёжности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надёжности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей. Показатели надёжности не следует использовать для оценки надёжности отдельных видов оборудования.

При расчетах надёжности конкретных энергосистем и электростанций допускается использование более представительных показателей надёжности электрооборудования, полученных по данным эксплуатации соответствующих энергосистем.

В качестве основных показателей надёжности приняты:

- параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления  $T_B$ , ч;
- продолжительность ремонтов  $T_P$ , ч;
- частота ремонтов  $\mu$ , 1/год.

Для линий электропередач используются также показатели надёжности:

- среднее число преднамеренных отключений  $\mu$ , 1/год;
- среднее время простоя при преднамеренных отключениях  $T_P$ , ч.

Для выключателей:

$a_{on}, a_k$  – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

### 1.7.2 Оценка надёжности ПС 110/10 кВ «НПЗ».

При проектировании интеллектуальных электрических сетей, которые в автоматическом режиме должны выявлять наиболее аварийно опасные участки сети, а затем с целью предотвращения аварии и снижения потерь изменять характеристики и схему сети, основной проблемой является информация о надёжности сетей. Особенностью определения показателей является то, что на надёжность работы электрических сетей влияет большое количество различных факторов: конструкции опор, типы проводов, сроки эксплуатации, климатические условия т.д. В настоящее время для оценки надёжности электрических се-

тей используются показатели надежности из справочников и книг. Однако эти показатели слишком усреднены по регионам, временам года и т.д. Поэтому результаты расчета не могут достоверно отображать реальную ситуацию и соответственно обоснованно проводиться мероприятия по повышению надежности электроснабжения и снижению аварийных режимов.

Воздушные линии (ВЛ) электропередачи – наиболее повреждаемые элементы электрических сетей из-за территориальной протяженности и подверженности влиянию климатическим воздействиям. Их параметр потока отказов на порядок выше параметров потока отказов трансформаторов и выключателей.

Причинами повреждаемости воздушных линий электропередачи в основном являются следующие факторы: старение оборудования (изменение свойств материалов); недостатки проектирования; дефекты конструкции и изготовления; дефекты монтажа; недостатки эксплуатации; посторонние воздействия; климатические воздействия (атмосферные перенапряжения, изменения температуры окружающей среды, действие ветра, гололедные образования на проводах, вибрации и «пляска» проводов, загрязнение воздуха, влияние геомагнитных бурь). Отказы, вызванные влиянием климатических воздействий, составляют порядка 40 %. Самыми тяжелыми являются гололедно-ветровые воздействия. Для оценки надежности воздушных линий электропередачи с учетом влияния внешних факторов целесообразно использовать метод поправочных коэффициентов. Параметры потока отказов первичных элементов умножаются на поправочный коэффициент, значение которого определяется в зависимости от погодных условий и времени года. В качестве исходной информации целесообразно использовать карты климатических условий по ветровым и гололедно-ветровым нагрузкам.

Показатели надежности воздушных линий зависят от большого числа влияющих внешних, зачастую независимых, факторов. Дифференциация влияющих факторов позволит более точно и с меньшим количеством статистиче-

ских данных определять показатели надежности. Весь случайный процесс можно представить, как сумму случайных процессов.

Для анализа надежности подстанции применяем аналитический метод.

Составляем схему замещения подстанции. На схеме все элементы нумеруются, также на схеме показываются зависимые элементы.

Оценку производим с учетом релейной защиты и автоматики. Вся подстанция оснащена релейной защитой построенной на электромеханической базе.

Расчетная схема показана на рисунке 3.

Схемы замещения составляются с точки зрения надежности с учетом релейной защиты. Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. Вероятность отказа выключателя вводится моделью отказа выключателя, где учитываются смежные элементы и их РЗиА, а также оперативные переключения выключателя.

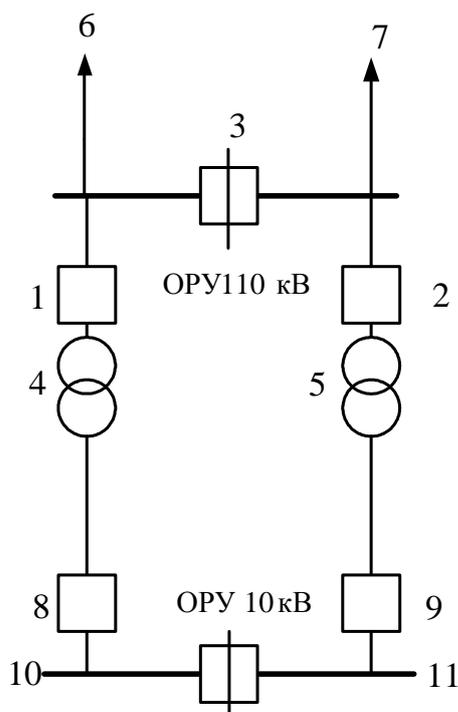


Рисунок 12 – Расчетная схема ПС «НПЗ»

Смежный элемент – такой элемент схемы, который может быть автоматически отключен релейной защитой действующей на рассматриваемый выключатель.

Схема замещения для анализа надежности ПС «НПЗ» показана на рисунке 13.

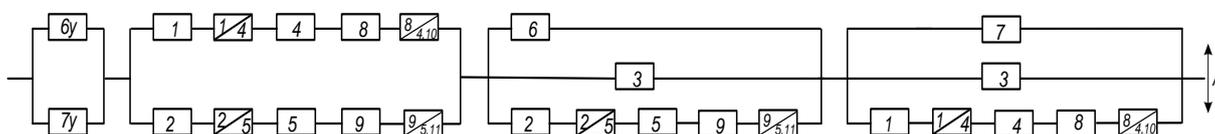


Рисунок 13 – Схема замещения для анализа надежности ПС 110 кВ «НПЗ»

Исходные данные для расчета надежности взяты из паспортных данных оборудования производителей, а также из справочных данных и сведены в таблицу 9.

Таблица 10 - Показатели надежности элементов подстанции

Элемент	$\omega, 1/2$	$T_{в}, ч$	$\mu, 1/2$	$T_{р}, ч$	$a_{кз}$	$a_{о.н.}$
1	2	3	4	5	6	7
Разъединитель $U=110$ кВ	0,01	11	0,166	8	-	-
Разъединитель $U=10$ кВ	0,01	7	0,166	4	-	-
Линия	0,06	9,3	1,8	24	-	-
Трансформатор	0,014	60	0,75	28	-	-
Выключатель на $U=110$ кВ	0,01	16,6	0,04	20	0,0019	0,0018
Выключатель на $U=10$ кВ	0,01	15	0,03	15	0,0012	0,0012
Сборные шины 110 кВ	0,016	5	0,166	4	-	-
Сборные шины 10 кВ	0,02	7	0,166	4	-	-

Определяем вероятность отказа выключателей и разъединителей:

$$q_{\text{в}} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2}, \quad (64)$$

Выключатели:

$$q_{\text{в}110} = \frac{0,01 \cdot 20}{8760} = 2,283 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{\text{в}10} = \frac{0,01 \cdot 15}{8760} = 1,712 \cdot 10^{-5}$$

Разъединители

$$q_{\text{р}110} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 7,9915 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{р}10} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 6,85 \cdot 10^{-6}$$

Определяем вероятность отказа трансформатора:

$$q_{\text{тр}} = \frac{0,014 \cdot 60}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

Определяем вероятность отказа линии:

$$q_{\text{л}} = \frac{0,06 \cdot 9,3}{8760} = 6,37 \cdot 10^{-5}$$

Вероятность отказа шин определяется следующим образом:

$$q_{\text{ш}} = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} \cdot N, \quad (65)$$

где  $\omega$  – параметр потокоотказа элемента;

$T_{\epsilon}$  - время восстановления элемента;

$N$  - количество присоединений к шине.

$$q_{ш110} = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} \cdot 2 = 1,48 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ш10} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 2 = 3,196 \cdot 10^{-5}$$

Расчет параметров надежности выключателей будем производить по модели отказа выключателей.

$$q_Q = q_{см.} + a_{КЗ} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{i.р.з.})\right) \cdot \left(1 - \prod_{j=1}^n (1 - q_{j.см.})\right) + a_{он} \cdot N_{он},$$

где  $q_{см}$  - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$a_{КЗ}$  - относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

$a$  - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$  - коэффициент неуспешного действия АПВ;

$q_{ipз}$  - вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{icм}$  - вероятность отказа смежных элементов;

$a_{он}$  - частота отказов при оперативном отключении;

$N_{он}$  - число оперативных отключений.

Вероятность отказа выключателя в статическом состоянии:

$$q_{см1,2} = 2,283 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 7,99 \cdot 10^{-6} = 3,881 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{см8,9} = 1,72 \cdot 10^{-5} + 6,85 \cdot 10^{-6} = 1,131 \cdot 10^{-4}$$

Число оперативных переключений выключателем в год берем из [31, с. 376]; .

$$N_{он} = 10$$

Расчёт отказа смежных элементов:

$$q_{всм} = (1 - \prod_{j=1}^n (1 - q_{icm})), \quad (66)$$

$$q_{всм1,2} = (1 - (1 - q_m) \cdot (1 - q_{ш})) = (1 - (1 - 2,397 \cdot 10^{-4}) \cdot (1 - 1,48 \cdot 10^{-5})) = 2,55 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{всм8,9} = (1 - (1 - q_m) \cdot (1 - q_{ш})) = (1 - (1 - 2,397 \cdot 10^{-4}) \cdot (1 - 3,2 \cdot 10^{-5})) = 2,72 \cdot 10^{-4}$$

Расчёт отказа релейной защиты:

На выключатели 110 кВ работают следующие защиты: ДЗШ, ДЗТ, ГЗ.

В таблице 1.29 приведены показатели надежности устройств релейной защиты.

Таблица 1.29 Показатели надежности устройств релейной защиты

	Средняя частота отказов $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $t_в$ , ч
ДЗШ	0,002	52
ГЗ	0,3	52
ДЗТ	0,0018	52
АВР	0,0003	52

Параметры потока отказа релейной защиты

$$q_{дзш} = \frac{0,002 \cdot 52}{8760} = 1,19 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{гз} = \frac{0,3 \cdot 52}{8760} = 1,78 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{дзт} = \frac{0,0018 \cdot 52}{8760} = 1,07 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{авр} = \frac{0,0003 \cdot 52}{8760} = 1,8 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{pз} = \left(1 - \prod_{j=1}^n (1 - q_{ipз})\right), \quad (67)$$

$$q_{pз1,2} = (1 - (1 - q_{дзш}) \cdot (1 - q_{дз3}) \cdot (1 - q_{дзт})) = (1 - (1 - 1,19 \cdot 10^{-5}) \times \\ \times (1 - 1,78 \cdot 10^{-3}) \cdot (1 - 1,07 \cdot 10^{-5})) = 1,8 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{pз7,8} = (1 - (1 - q_{дзш}) \cdot (1 - q_{дз3}) \cdot (1 - q_{дзт})) = (1 - (1 - 1,19 \cdot 10^{-5}) \times \\ \times (1 - 1,78 \cdot 10^{-3}) \cdot (1 - 1,07 \cdot 10^{-5})) = 1,8 \cdot 10^{-3}$$

Вероятность отказа выключателя 110 кВ

$$q_{7,8} = 3,88 \cdot 10^{-5} + 0,009 \cdot (1 + 0 \cdot 0,1) \cdot 2,55 \cdot 10^{-4} \cdot 1,8 \cdot 10^{-3} + 0,011 \cdot 10 = 0,11$$

Таблица 12 - Вероятность отказа выключателей

Выключатель	Вероятность отказа выключателя, $q_i$
1 и 2	0,11
7 и 8	0,06

Частоту устойчивого отказа выключателей вычислим по модели выключателей, предварительно заменив в ней вероятность отказа на частоту устойчивого отказа:

$$\omega_Q = \omega_{см.} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_{i=1}^n (1 - \omega_{i.п.з.})\right) \cdot \left(1 - \prod_{j=1}^n (1 - \omega_{j.см.})\right) + a_{он} \cdot N_{он}$$

Расчет производится аналогично расчету вероятности отказа выключателя. Полученные данные приведем в таблице 31.

Таблица 13- Частота устойчивого отказа выключателей

Выключатель	Частота устойчивого отказа выключателя, $\omega_i$
1 и 2	0,17
7 и 8	0,09

Для того чтобы определить параметры надежности схемы в целом необходимо произвести её эквивалентирование до одного элемента, параметры надежности которого и будут характеризовать данную схему.

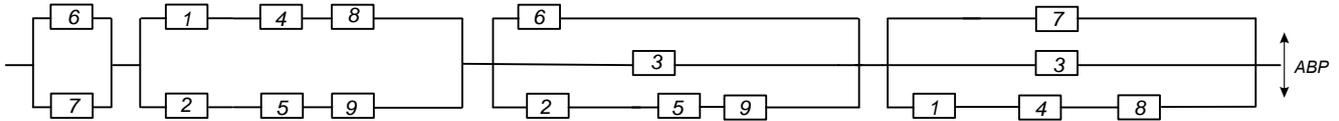


Рисунок 14 - Эквивалентирование схемы для определения параметров надежности

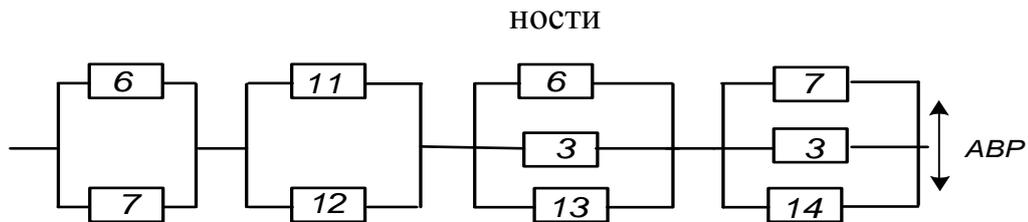


Рисунок 15 - Эквивалентирование схемы для определения параметров надежности

Сворачиваем схему:

$$q_{11} = q_1 + q_4 + q_8 = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{12} = q_2 + q_5 + q_9 = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{13} = q_{12} = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{14} = q_{11} = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

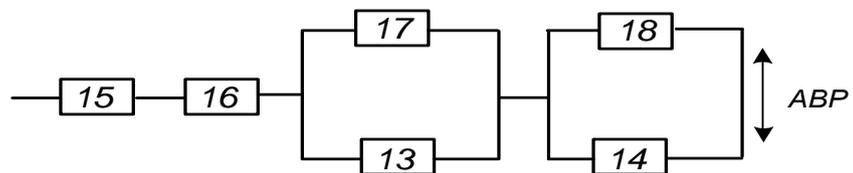


Рисунок 16 - Эквивалентирование схемы для определения параметров надежности

$$q_{15} = q_6 \cdot q_7 = 4,058 \cdot 10^{-9}$$

$$q_{16} = q_{11} \cdot q_{12} = 5,74 \cdot 10^{-8}$$

$$q_{17} = q_6 \cdot q_3 = 7 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{18} = q_{17} = 7 \cdot 10^{-6}$$

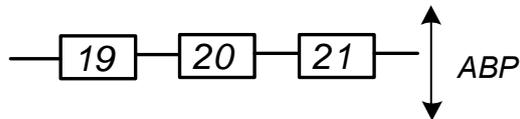


Рисунок 17 - Эквивалентирование схемы для определения параметров надежности

$$q_{19} = q_{15} + q_{16} = 6,146 \cdot 10^{-8}$$

$$q_{20} = q_{17} \cdot q_{13} = 1,769 \cdot 10^{-9}$$

$$q_{21} = q_{18} \cdot q_{14} = 1,769 \cdot 10^{-9}$$

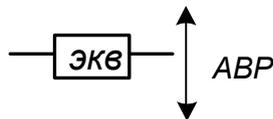


Рисунок 18 - Эквивалентирование схемы для определения параметров надежности

$$q_{\text{экв}} = q_{19} + q_{20} + q_{21} = 6,5 \cdot 10^{-8}$$

Определяем частоту устойчивого отказа всей схемы:

$$\omega_{11} = \omega_1 + \omega_4 + \omega_8 = 0,274$$

$$\omega_{12} = \omega_2 + \omega_5 + \omega_9 = 0,274$$

$$\omega_{13} = \omega_{12} = 0,274$$

$$\omega_{14} = \omega_{11} = 0,274$$

$$\omega_{15} = \omega_6 \cdot \omega_7 = 3,6 \cdot 10^{-3}$$

$$\omega_{16} = \omega_{11} \cdot \omega_{12} = 0,075$$

$$\omega_{17} = \omega_6 \cdot \omega_3 = 0,01$$

$$\omega_{18} = \omega_{17} = 0,01$$

$$\omega_{19} = \omega_{15} + \omega_{16} = 0,079$$

$$\omega_{20} = \omega_{17} \cdot \omega_{13} = 2,74 \cdot 10^{-3}$$

$$\omega_{21} = \omega_{18} \cdot \omega_{14} = 2,74 \cdot 10^{-3}$$

$$\omega_{\text{экв}} = \omega_{19} + \omega_{20} + \omega_{21} = 0,084$$

Для эквивалентной схемы замещения определим следующие параметры.

Расчетное время безотказной работы схемы:

$$T_p = \frac{1}{\omega_{\text{экв}}}, \quad (68)$$

$$T_p = \frac{1}{0,084} = 12 \text{ лет}$$

Коэффициент готовности схемы:

$$K_{ГС} = \frac{1}{1 + q_{\text{экв}}}, \quad (69)$$

$$K_{ГС} = \frac{1}{1 + 6,5 \cdot 10^{-8}} = 0,9999986 \text{ часов/год}$$

Определяем коэффициент вынужденного простоя схемы:

$$K_{ПС} = \frac{q_{\text{экв}}}{1 + q_{\text{экв}}}, \quad (70)$$

$$K_{ПС} = \frac{6,5 \cdot 10^{-8}}{6,5 \cdot 10^{-8} + 1} = 6,5 \cdot 10^{-8} \text{ часов/год}$$

### 1.7.3 Вероятность отказа состояния схемы с учетом средств АВР

Вероятность состояния отказа схемы с учетом средств АВР (автоматического ввода резерва) будет определяться по формуле полной вероятности:

$$q_{\text{савр}} = q(S/A1A2) \cdot p(A1) \cdot p(A2) + q(S/A2\bar{A1}) \cdot q(\bar{A1}) \cdot p(A2) + q(S/A1\bar{A2}) \cdot p(A1) \cdot q(A2) + q(S/\bar{A1}\bar{A2}) \cdot q(\bar{A1}) \cdot q(\bar{A2}) \quad (71)$$

где  $q(S/A1A2)$  - условная вероятность отказа системы, при отсутствии отказов РЗиА;

$q(S/A2\bar{A1})$  - условная вероятность отказа системы, при отказе в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(S/A1\bar{A2})$  - условная вероятность при отказе в автоматическом включении одного элемента;

$q(S/\bar{A1}\bar{A2})$  - условная вероятность при совпадении отказов в автоматическом отключении поврежденного элемента и в автоматическом включении резервного элемента;

$p(A1)$  - вероятность безотказной работы при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A2)$  - вероятность безотказной работы при автоматическом включении резервного элемента;

В предложенной схеме:

$$q(S/A1A2) = q_{\text{эКВ}} = 6,5 \cdot 10^{-8};$$

$$q(S/A2\bar{A1}) = q(S/A1\bar{A2}) = q(S/\bar{A1}\bar{A2}) = 0,5;$$

$$p(A1) = p_1 \cdot p_{(\Gamma A3)} \cdot p_{(\text{ДЗТ})} = 0,993;$$

$$p(A2) = p_7 \cdot p_{ABP} = 0,979;$$

$$q(A1) = 1 - p(A1) = 1 - 0,993 = 0,015;$$

$$q(A2) = 1 - p(A2) = 1 - 0,979 = 0,021;$$

Тогда получим:

$$q_{cABP} = 0,0179$$

## 1.8 Заземления и молниезащита ПС 110/10 кВ «НПЗ»

В соответствии с ПУЭ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Рабочие напряжения рассматриваемого участка 110 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию  $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$ .

### 1.8.1 Расчет заземления воздушной линии

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Для выполнения горизонтальных заземлителей используем оцинкованный стальной прут диаметром  $d = 15 \text{ мм}$  ( $F_{np} = 176,6 \text{ мм}^2$ ), уложенный на глубину  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ . Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром  $d = 15 \text{ мм}$  ( $F_{np} = 176,6 \text{ мм}^2$ ) и длиной  $l_g = 5 \text{ м}$ .

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{кор.в.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) \quad (72)$$

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0, \quad (73)$$

где  $T$  – время использования заземлителя (20 лет),  $T = 240 \text{ мес}$ ;

$a_3, a_2, a_1, a_0$  – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$\begin{aligned} S_{cp} &= 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = \\ &= 0,67 \text{ мм}^2; \end{aligned}$$

$$F_{кор.в.мин} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2;$$

$$F_{np} = 176,6 \text{ мм}^2 > F_{кор.в.мин} = 32,97 \text{ мм}^2.$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{кор.г.мин} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2;$$

$$F_{np} = 176,6 \text{ мм}^2 > F_{кор.г.мин} = 32,97 \text{ мм}^2.$$

2) термической стойкости:

$$F_{т.с.мин} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t_{PЗ}}{400 \cdot \beta}}, \quad (74)$$

где  $I_{КЗ}$  – ток однофазного короткого замыкания,  $I_{КЗ} = 10195 \text{ А}$ ;

$t_{PЗ}$  – время срабатывания резервной релейной защиты,  $t_{PЗ} = 3,5 \text{ с}$ ;

$\beta$  – коэффициент термической стойкости (для стали  $\beta = 21$ ).

$$F_{т.с.мин} = \sqrt{\frac{10195^2 \cdot 3,5}{400 \cdot 21}} = 28,761 \text{ мм}^2.$$

Сечения материалов, выбранных для выполнения вертикальных и горизонтальных заземлителей, превышают  $F_{т.с.мин}$ ;

3) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{м.п.} = F_{np} > F_{кор.мин} + F_{т.с.мин} \quad (75)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{np} = 176,6 \text{ мм}^2 > F_{кор.в.мин} + F_{т.с.мин} = 32,97 + 28,761 = 61,73 \text{ мм}^2$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 \text{ мм}^2 > F_{кор.г.мин} + F_{т.с.мин} = 32,97 + 28,761 = 61,73 \text{ мм}^2$$

### 1.8.2 Заземление ВЛ 110 кВ «НПЗ»

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_I = (A_I + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_I + 2 \cdot 1,5) \text{ м}^2, \quad (76)$$

где  $A_I$  – ширина территории, занимаемой заземлителем,  $A_I = 41 \text{ м}$ ;

$B_I$  – длина территории, занимаемой заземлителем,  $B_I = 60,4 \text{ м}$ .

$$S_I = (41 + 2 \cdot 1,5) \cdot (60,4 + 2 \cdot 1,5) = 2789 \text{ м}^2.$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя, при расстоянии между полосами сетки  $l_{n-n} = 6 \text{ м}$ :

$$L_{I2} = \frac{2 \cdot S_I}{l_{n-n}}, \quad (77)$$

$$L_{I2} = \frac{2 \cdot 2789}{6} = 929 \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S_1}$ . В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{12}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (78)$$

$$m_1 = \frac{929}{2 \cdot \sqrt{2789}} - 1 = 7,7.$$

Примем  $m_1 = 8$ .

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{S_1}}{m_1}; \quad (79)$$

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{2789}}{8} = 6 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{12.\text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (80)$$

$$L_{12.\text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{2789} \cdot (8 + 1) = 950 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в.1}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_{\text{в}}}, \quad (81)$$

где  $a_{\text{в}}$  – расстояние между вертикальными электродами,  $a_{\text{в}} = 12 \text{ м}$ .

$$n_{\text{в.1}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2789}}{6} = 35,2.$$

Принимаем  $n_{\text{в.1}} = 35$  электрода.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{CT.1} = \rho_{\text{экр}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{l}{L_{12} + n_{6.1} \cdot l_6} \right), \quad (82)$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_6/\sqrt{S_1}$  [17];

$\rho_{\text{экр}}$  – эквивалентное удельное сопротивление.

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_6 + h_3}{\sqrt{S_1}}, \quad (83)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2789}} = 0,35.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экр}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (84)$$

где  $h_{1\text{э}}$  – глубина заложения заземлителя,  $h_{1\text{э}} = 5,7$  м;

$\rho_1$  – соответственно удельное сопротивление толщина верхнего слоя грунта (суглинок),  $\rho_1 = 120$  Ом·м [24];

$h_1$  – толщина верхнего слоя грунта,  $h_1 = 4$  м;

$\rho_2$  – соответственно удельное сопротивление толщина нижнего слоя грунта (глины),  $\rho_2 = 60$  Ом·м [24];

$h_2$  – толщина верхнего слоя грунта,  $h_2 = 6$  м.

$$\rho_{\text{экр}} = \frac{5,7}{\frac{7}{60} + \frac{5}{120}} = 36 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Таким образом, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{CT.1} = 36 \cdot \left( \frac{0,392}{\sqrt{2789}} + \frac{l}{950,2 + 37 \cdot 5} \right) = 0,176 \text{ Ом}.$$

Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (85)$$

где  $I_M$  – ток молнии,  $I_M = 145 \text{ кА}$ .

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2789}}{(36 + 320) \cdot (145 + 45)}} = 1,43.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя:

$$R_{u.1} = R_{CT.1} \cdot \alpha_u, \quad (86)$$

$$R_{u.1} = 0,176 \cdot 1,43 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземлителя ПС 110 кВ «НПЗ» не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

### 1.8.3 Молниезащита ВЛ 110 кВ.

Защиту от прямых ударов молнии выполним с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах. Схема расстановки молниеотводов показана на листе 6 графической части.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном  $L$ , изображена на рисунке 19.

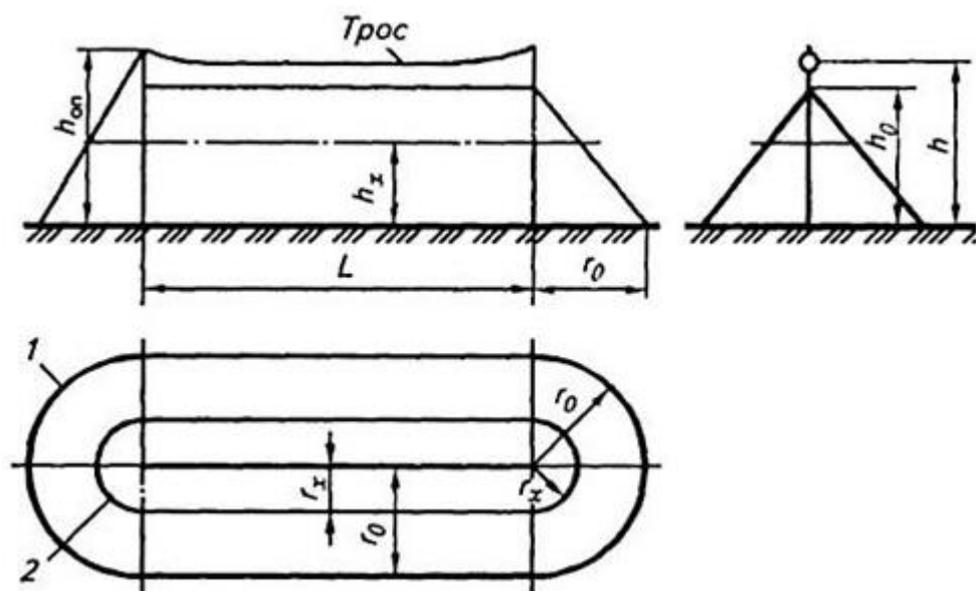


Рисунок 19 – Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зонам защиты А (с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 220 \text{ кВ}$ ) и Б (с надежностью не менее 0,95 и  $U > 220 \text{ кВ}$ ), является выполнение неравенства  $r_{cx} > 0$  для всех попарно взятых молниеотводов.

Рассчитаем в качестве примера зоны защиты для молниеотводов 1–2.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (87)$$

где  $h$  – высота молниеотводов,  $h = 25 \text{ м}$ .

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (88)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами  $L_{1-2} = 28$  м отвечает условию  $h_1 < L_{1-2} \leq 2 \cdot h_1$ , поэтому половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами:

$$r_{c0} = r_0 = 26,25.$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли

$$h_{1c.2} = h_{\text{эф}} - (0,017 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h);$$

$$h_{1c.2} = 25,5 - (0,017 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (28 - 25) = 25,4 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте, равной высоте первого защищаемого объекта  $h_{x.1} = 11$  м:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{1c.2} - h_{x.1}}{h_{1c.2}} \right); \quad (89)$$

$$r_{1cx} = 26,25 \cdot \left( \frac{25,4 - 11}{25,4} \right) = 14,8 \text{ м.}$$

Радиус торцевой зоны защиты молниеотвода на высоте, равной высоте защищаемого объекта:

$$r_{1x} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{x.1}}{h_{\text{эф}}} \right); \quad (90)$$

$$r_{1x} = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,25} \right) = 13,5 \text{ м.}$$

Расчеты для остальных пар молниеотводов ведутся аналогично.

Таблица 14 – Параметры зон защиты стержневых молниеотводов

<i>Параметры зоны защиты мол- ниеотводов, м</i>	<i>Молниеотводы 1-2, 2-3,3-4,4-5,5-1</i>
$L_M$	28
$h$	25
$h_{эф}$	21,25
$h_{1с.э}$	25,4
$h_{2с.э}$	25,4
$h_{1x}$	11
$h_{2x}$	7,5
$r_0$	26,25
$r_{с0}$	26,26
$r_{1сx}$	14,8
$r_{1x}$	13,5
$r_{2сx}$	16,9
$r_{2x}$	16

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложено проектирование релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 110/10 кВ «НПЗ».

Произведен расчет токов короткого замыкания, выполнена проверка и выбор оборудования на ОРУ 110 кВ ПС «НПЗ». Защита линий выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы ЭКРА ШЭ 2607 011021. Произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты. Была изучена схема микропроцессорного терминала ШЭ 2607 011021..

Также в основной части проекта была произведена оценка надежности воздушной линии 110 кВ и расчет молниезащиты подстанции с расстановкой молниеотводов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
2. ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные. Технические условия
3. Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
4. Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2011 . – 102 с.
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
6. Имонов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджикибаев. – С.-Пб.: НПО «Электрокерамика», 2004. – 32 с.
7. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256 с.
8. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.
9. Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 276 с.

11. Поспелов Г.Е. электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Сибирское университетское издательство, 2007 г. – 251 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утв. Приказом Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. №6, 134 с.
14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
16. РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
18. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
20. Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учеб. пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

21. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 1974. – 568 с.
22. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 320 с.
23. Терминалы REX 5XX - аппаратное обеспечение, технические характеристики.
24. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 286 с.
25. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 518 с.
26. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.