

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

М.В. Андреев

**КОМПЛЕКТ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА»**

Томский политехнический университет
2021

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛОССАРИЙ.....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Изучение структуры типового проекта по настройке релейной защиты. Средства проектирования релейной защиты объектов энергосистемы.....	9
2 Расчет настроек основных защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов	15
3 Расчет настроек резервных защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов	20
4 Расчет параметров срабатывания устройств дистанционной защиты воздушных линий электропередачи	26
4.5 Расчет параметров срабатывания устройств токовых защит воздушных линий электропередачи	35
6 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты синхронных генераторов	39
7 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты электрических двигателей	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЗАНЯТИЯМ	59

ГЛОССАРИЙ

Короткое замыкание – возникают в электрических сетях, машинах, аппаратах и характеризуются существенным увеличением тока в поврежденном оборудовании и одновременным снижением напряжения.

Нейтральный (нулевой рабочий) провод – провод, соединяющий между собой нейтрали электроустановок в трёхфазных электрических сетях.

Релейная защита – это совокупность специальных автоматических устройств, предназначенных для предотвращения развития аварий в электроэнергетической системе и ее элементах.

Переходный процесс – процесс, возникающий в электрических цепях при различных воздействиях, приводящих их из стационарного состояния в новое стационарное состояние, то есть, при действии различного рода коммутационной аппаратуры, например, ключей, переключателей для включения или отключения источника или приёмника энергии, при обрывах в цепи, при коротких замыканиях отдельных участков цепи и т. д.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ЗЗЗ – защита от замыканий на землю.
ЗМН – защита минимального напряжения.
ВЧ – высокочастотный.
ДЗ – дистанционная защита.
ДФЗ – дифференциально-фазная защита.
ИТТ – измерительный трансформатор тока.
ИТН – измерительный трансформатор напряжения.
КЗ – короткое замыкание.
ЛЭП – линия электропередачи.
МТЗ – максимальная токовая защита.
МТЗ БН – максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению.
МТЗН – максимальная токовая направленная защита.
МУТ – механизм управления турбиной.
ОИК – оперативно-информационный комплекс.
ПА – противоаварийная автоматика.
ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина.
РЗ – релейная защита.
РЗА – релейная защита и автоматика.
СТЗ – ступенчатая токовая защита.
ТО – токовая отсечка.
ФНЧ – фильтр низких частот.
ХС – характеристика срабатывания.
ЦРЗ – цифровая релейная защита.
ЭДС – электродвижущая сила.
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Уникальностью и отличительной особенностью электроэнергетической системы (ЭЭС) является неразрывная взаимосвязь всего электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, электрические двигатели и т.д.) её образующего в едином непрерывном процессе производства, транспортировки, распределения и потребления электрической энергии. Вся эта совокупность оборудования подавляющую часть времени работает в нормальном режиме, который принято называть установившимся или квазистационарным.

Тем не менее, в ЭЭС весьма часто возникают различного рода аварийные ситуации (рисунок 1), наиболее опасной из которых является короткое замыкание. **Короткие замыкания (КЗ)** – возникают в электрических сетях, машинах, аппаратах и характеризуются существенным увеличением тока в поврежденном оборудовании и одновременным снижением напряжения. При этом в месте КЗ обычно возникает электрическая дуга с высокой температурой, которая вызывает механическое и термическое разрушение изоляции, токоведущих частей и электрических аппаратов.



Рисунок 1 – Аварии в ЭЭС

Основные виды КЗ (рисунок 2): однофазные, междуфазные КЗ – двухфазные и трёхфазные – возникают в сетях как с заземлённой нейтралью, так и с изолированной нейтралью. Основными причинами, вызывающими повреждения на линиях электропередачи, являются перекрытия (пробой) изоляции во время грозы, схлёстывания и обрывы проводов при гололёде, набросы, перекрытие загрязнённой и увлажнённой изоляции, ошибки персонала и др.

Как уже говорилось, КЗ характеризуется повышением тока в поврежденном объекте. Этот факт поясняет рисунок 3. При КЗ возникает так называемый **переходный процесс** (в момент $t=0$ на рисунке 3), в начальный момент которого ток достигает своего максимума. Этот ток называется ударным $i_{уд}$. Суммарный ток КЗ i складывается из двух составляющих – свободная аперио-

дическая i_a и периодическая i_n . Появление аperiodической составляющей обусловлено наличием в сети индуктивных сопротивлений, препятствующих мгновенному изменению тока при возникновении КЗ, значение тока нагрузки не изменяется скачком, а нарастает по определённому закону от нормального до аварийного значения. Собственно, «бросок» тока обусловлен именно аperiodической составляющей, которая как видно на графике со временем затухает до нуля (при этом переходный процесс заканчивается) и ток КЗ становится установившемся. Время затухания зависит от множества факторов: параметры оборудования, режим работы ЭЭС, переход тока через ноль и т.д.

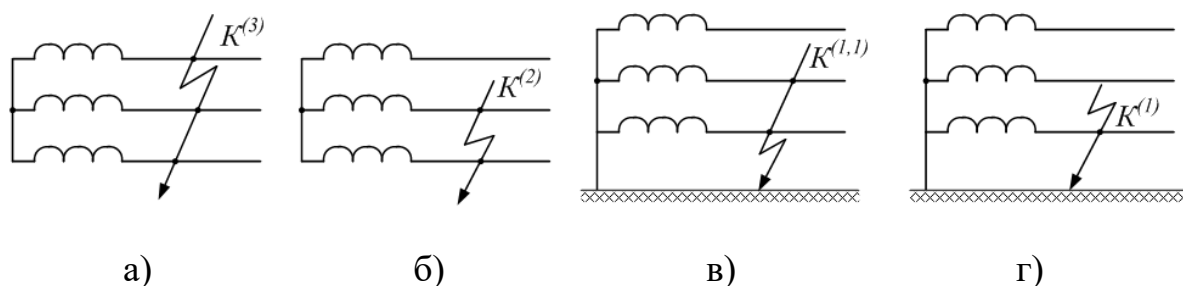


Рисунок 2 – Основные виды КЗ: а) трехфазное КЗ; б) двухфазное междуфазное КЗ; в) двухфазное КЗ на землю; г) однофазное КЗ

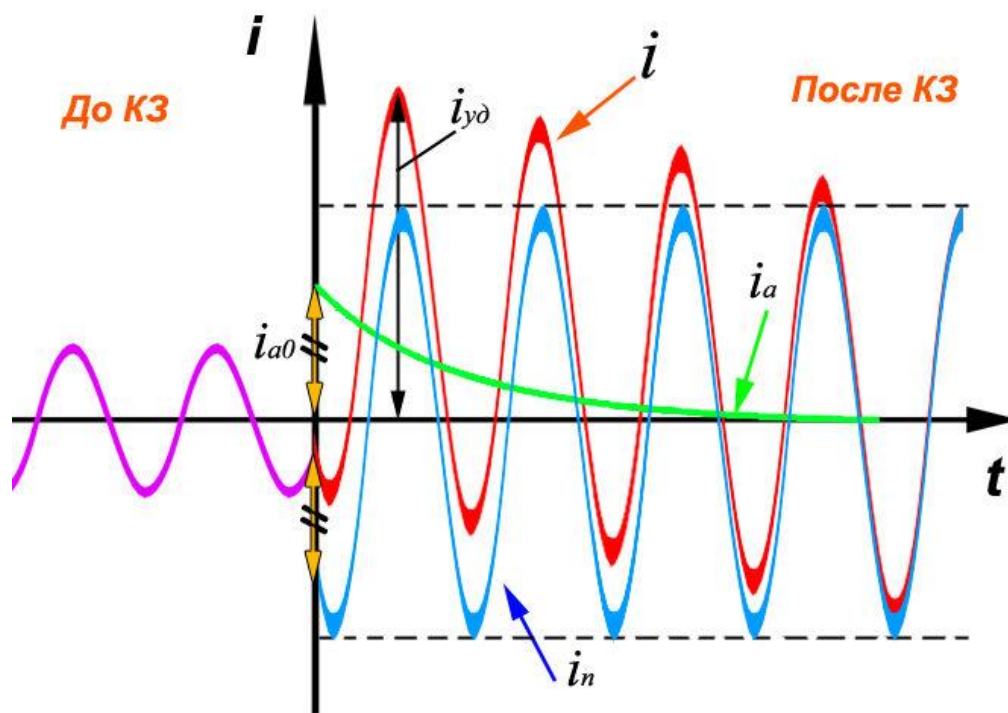


Рисунок 3 – Составляющие тока КЗ

Виды КЗ можно также условно разделить на симметричные, к которым относятся только трехфазные КЗ, и не симметричные – все остальные виды

КЗ. Что касается симметричных КЗ, то название здесь говорит само за себя – все токи и напряжения в фазах в идеальном случае изменяются абсолютно одинаково. Соответственно при расчете токов КЗ трехфазная схема ЭЭС заменяется однолинейной схемой для одной фазы. Результаты такого расчета можно с минимальной погрешностью распространить и на другие фазы. Иная ситуация возникает при несимметричных КЗ, поскольку токи на напряжения в оборудовании изменяются априори неодинаково. Для различных видов КЗ можно определить следующие граничные условия (1)-(3) по напряжениям и токам:

- двухфазное междуфазное КЗ (КЗ между фазами В и С):

$$\begin{cases} I_A = 0; \\ I_B = -I_C; \\ U_B = U_C; \end{cases} \quad (1)$$

- двухфазное КЗ на землю (КЗ между фазами В и С):

$$\begin{cases} I_A = 0; \\ U_B = U_C = 0; \end{cases} \quad (2)$$

- однофазное КЗ (КЗ фазы А):

$$\begin{cases} U_A = 0; \\ I_B = 0; \\ I_C = 0; \end{cases} \quad (3)$$

Для определения несимметричных токов КЗ был разработан метод, используемый во всем мире и в настоящее время – **метод симметричных составляющих**, являющийся одним из основных методов, применяемых для расчета несимметричных режимов в линейных электрических системах. В его основе лежит возможность представления несимметричной системы ЭДС, напряжений или токов суммой трех симметричных систем и замена по принципу наложения расчета несимметричного режима работы трехфазной цепи расчетом трех симметричных режимов. В соответствии с методом симметричных составляющих любую несимметричную трехфазную систему ЭДС, напряжений или токов можно представить суммой трех симметричных трехфазных систем (4): прямой, обратной и нулевой последовательности (рисунок 4). Эти системы называют симметричными составляющими данной несимметричной трехфазной системы.

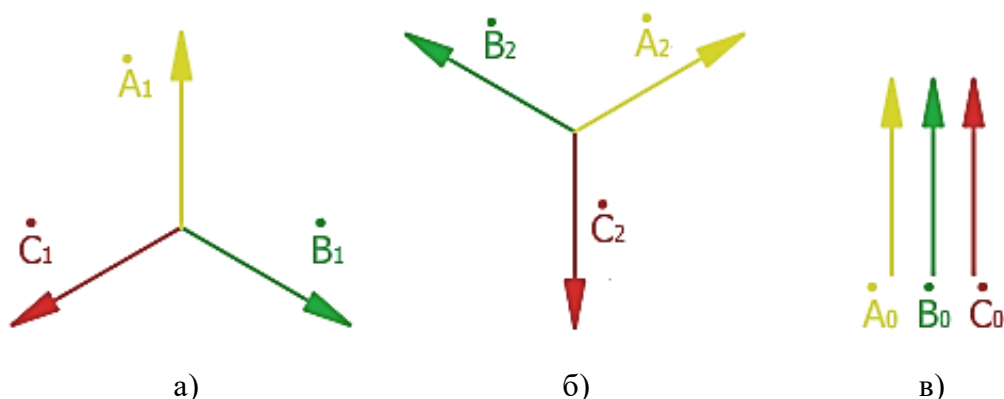


Рисунок 4 – Векторные диаграммы симметричных составляющих: а) прямая; б) обратная; в) нулевая

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{B1} + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B0}; \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{C1} + \dot{I}_{C2} + \dot{I}_{C0}; \end{cases} \quad (4)$$

Рассчитав ток для одной фазы, можно с использованием специального оператора a рассчитать токи КЗ и в других фазах (5), (6).

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{A1} + \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_B = a^2 \cdot \dot{I}_{A1} + a \cdot \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \\ \dot{I}_C = a \cdot \dot{I}_{A1} + a^2 \cdot \dot{I}_{A2} + \dot{I}_{A0}; \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} a = e^{j120^\circ} \\ a^2 = e^{-j120^\circ} \end{cases} \quad (6)$$

Помимо обозначенного выше механического и термического воздействия, КЗ оказывают существенное влияние на устойчивость работы ЭЭС в целом. В связи со снижением напряжения вблизи места КЗ устройства автоматического управления, в частности автоматические регуляторы возбуждения, инициируют выработку большей реактивной мощности генераторами ЭЭС, что в общем случае только увеличивает токи КЗ и ухудшает режимную ситуацию в энергосистеме. Чтобы этого не допустить, а также снизить влияния токов КЗ, поврежденное оборудование ЭЭС должно быть максимально быстро локализовано (отключено).

За выявление и локализацию КЗ отвечает особый класс противоаварийной автоматики – **релейная защита (РЗ)**. Именно об этих автоматических устройствах пойдет речь в данном учебном пособии.

1 Изучение структуры типового проекта по настройке релейной защиты. Средства проектирования релейной защиты объектов энергосистемы

Состав типового проекта по проектированию РЗА:

1. Анализ защищаемого объекта:
 - 1.1. Тип защищаемого объекта: генератор, трансформатор/автотрансформатор, ЛЭП и др.
 - 1.2. Номинальные параметры: мощность, уровни напряжения, схемы соединения обмоток и др.
 - 1.3. Режимы работы: режим заземления нейтрали, в блоке или на шины (для генератора), понижающий или повышающий (трансформатор/автотрансформатор), питание с одной стороны или с двух (для ЛЭП), с ответвлениями (для ЛЭП) и т.д.
 - 1.4. Расчетные параметры: номинальные токи, максимальные и минимальные рабочие значения токов и напряжений.
 - 1.5. Определение и анализ потенциально возможных аварийных и аномальных режимов защищаемого объекта.
2. Анализ периферии – идентификация первой и второй периферии защищаемого объекта и их особенностей, например:
 - 2.1. Наличие управляемой продольной компенсации (УПК - СТО 56947007-29.120.70.254-2018 «Рекомендации по расчету и выбору параметров настройки и срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), установленных в прилегающей к месту включения управляемой УПК сети»).
 - 2.2. HVDC, FACTS, возобновляемых источников энергии и т.д. (стандарты отсутствуют).
3. Исходя из анализ защищаемого объекта и определения его параметров и режимов работы выбирается необходимый состав защит:
 - 3.1. Перечень основных защит.
 - 3.2. Перечень резервных защит.
 - 3.3. Перечень необходимых автоматик, как правило, УРОВ, АПВ.
4. Исходя из перечня необходимых к установке РЗА выбирается варианта реализации:
 - 4.1. Электромеханические
 - 4.2. Электронные.
 - 4.3. Микропроцессорные (цифровые).
5. Идентифицируются руководящие указания для выбранного вида защит.
 - 5.1. для электромеханических и электронных – руководящие указания.
 - 5.2. стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» или АО «СО ЕЭС» (рекомендуется) или указания производителя РЗА.

6. Выбирается средство расчета:

6.1. АРМ СРЗА – ПК «БРИЗ» (Россия) – ПВК по расчету токов коротких замыканий и выбору параметров релейной защиты.

6.2. CAPE – Electrocon International Inc. (США) – ПВК по расчету токов коротких замыканий и выбору параметров релейной защиты.

6.3. EMTP – POWERSYS (Франция) – ПВК для расчета установившихся и переходных процессов в ЭЭС.

6.4. PowerFactory-DIGSILENT – DIGSILENT GmbH (Германия) – ПВК для расчета установившихся и переходных процессов в ЭЭС.

6.5. PSS E Siemens – Siemens (Германия) – ПВК для расчета установившихся и переходных процессов в ЭЭС.

6.6. PSCAD – Manitoba-HVDC Research Center (Канада) – ПВК для расчета установившихся и переходных процессов в ЭЭС.

7. Расчет уставок и анализ чувствительности РЗА. Зона ответственности по определению уставок РЗА:

7.1. АО «СО ЕЭС»: защита и автоматика воздушных и кабельных линий электропередачи 110-750 кВ.

7.2. ПАО «ФСК ЕЭС»: подстанционное оборудование 110-750 кВ.

7.3. Сетевые компании МЭС, ПМЭС, МРСК и т.п.: оборудование 0.4 -110 кВ.

7.4. Генерирующие компании: все оборудование, собственниками которого они являются.

8. Составление карты уставок (рисунок 5). Карта уставок – технические данные об основных параметрах срабатывания и алгоритме функционирования устройств РЗА, находящиеся на щите управления объекта электроэнергетики, центра управления сетями (далее – ЦУС), ДЦ представленные в наглядной форме, необходимые для оценки действия устройств РЗА или допустимости режима работы оборудования или линий электропередачи (далее – ЛЭП) по условиям настройки устройств РЗА.

9. Составление схемы защиты объекта (рисунки 6 и 7).

10. Составление задания на программирование. Задание по настройке устройства РЗА – документ на реализацию параметров настройки (уставок), алгоритмов функционирования устройств (комплексов) РЗА, включающий список изменяемых параметров (настроек) устройств РЗА с указанием их значений и/или согласованные принципиальные (полные) схемы.

- Изучение документации производителя.
- Приведение в соответствие расчетов и текущих параметров терминала.

ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Зональная								
ПС 500 кВ Ново-Анжерская					ПС 220 кВ Зональная			
ТЭНП КСЗ 1,2	1 ст. (н/н)	2 ст. (н/н)	3 ст.(в эл.)	4 ст.(в эл.)	1 ст. (н/н)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)	4 ст.(в эл.)
Уставка (А/с)	4000-0	2904-0,8	1600-2,5/0,3	570-5,1	4000-0	2000-0,8	850-3,1 (АУ, ТУ)	200-6,2
ДЗ КСЗ 1,2	1 ст.(в эл.)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)		1 ст.(в эл.)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)	
Уставка (Ом/с)	28,7-0	42,2-1,8	77-5/0,3		28,7-0	42-0,7/2,5	68-4,8 (АУ, ТУ)	
МФО КСЗ 1,2	1 ст. (н/н)				1 ст. (н/н)			
Уставка (А/с)	6300-0				6300-0			
АПВ КСЗ 1,2	3 с	КС, КОНЛ			6,5 с	КС		
УРОВ КСЗ 1,2	0,25 с				0,25 с			
ВЛ 220 кВ Ново-Анжерская – Восточная								
ПС 500 кВ Ново-Анжерская					ПС 220 кВ Восточная			
ТЭНП КСЗ 1,2	1 ст. (н/н)	2 ст. (н/н)	3 ст.(в эл.)	4 ст.(в эл.)	1 ст. (н/н)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)	4 ст.(в эл.)
Уставка (А/с)	4000-0	2400-0,8	1500-2,5/0,3	420-5	4000-0	2000-0,8	850-3,1 (АУ, ТУ)	200-6,2
ДЗ КСЗ 1,2	1 ст.(в эл.)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)		1 ст.(в эл.)	2 ст.(в эл.)	3 ст.(в эл.)	
Уставка (Ом/с)	30,7-0	45,1-1,8	81-5/0,3		28,7-0	42-0,7/2,5	68-4,8 (АУ, ТУ)	
МФО КСЗ 1,2	1 ст. (н/н)				1 ст. (н/н)			
Уставка (А/с)	6600-0				6300-0			
АПВ КСЗ 1,2	3 с	КС, КОНЛ			5,5 с	КС		

Рисунок 5 – Пример карты уставок

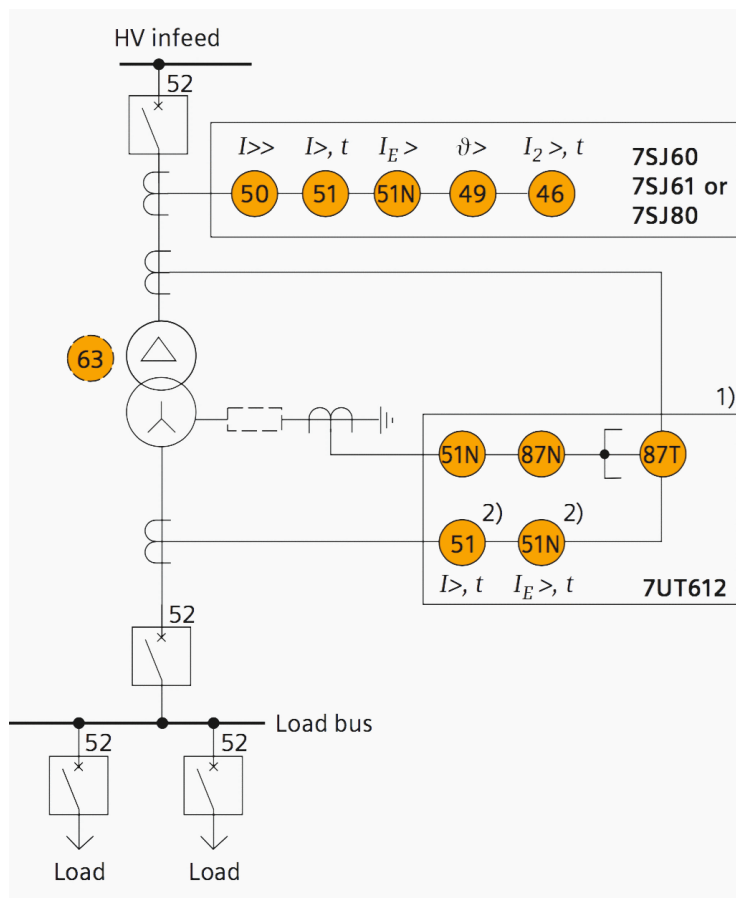


Рисунок 6 – Пример схемы организации РЗ объекта

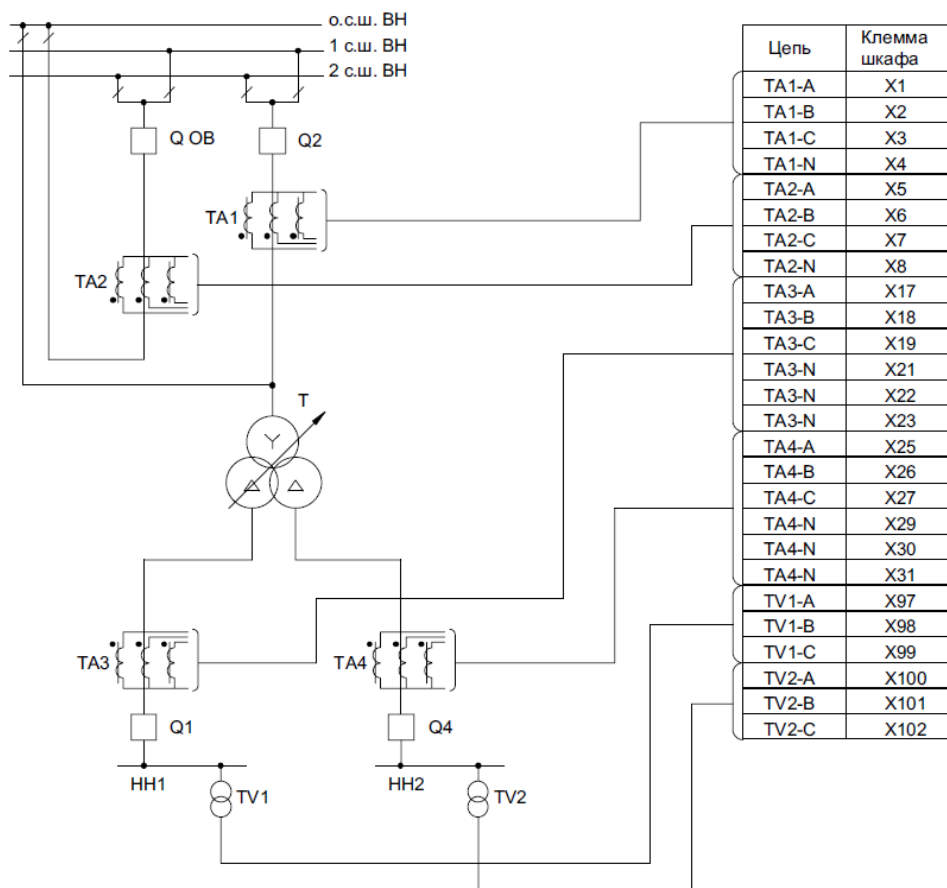


Рисунок 7 – Пример схемы подключения

В России наиболее распространенным инструментом для расчета уставок РЗА используется программно-вычислительный комплекс АРМ СРЗА.

АРМ СРЗА позволяет:

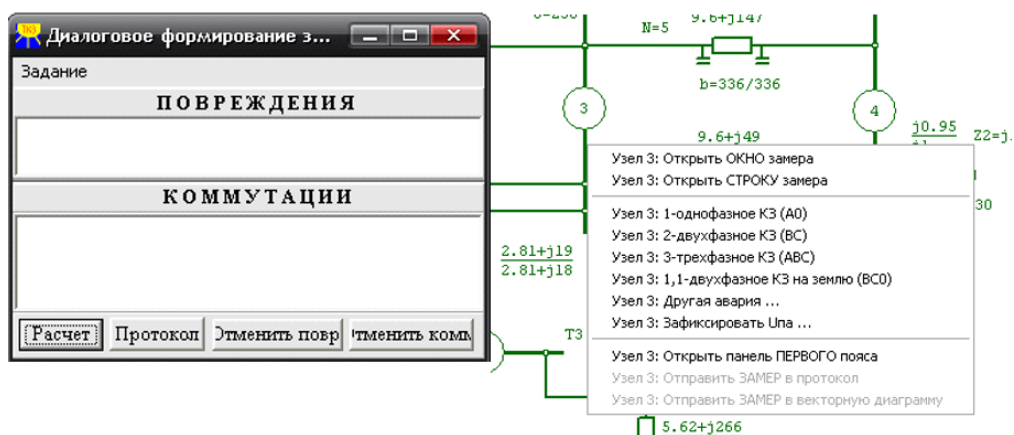
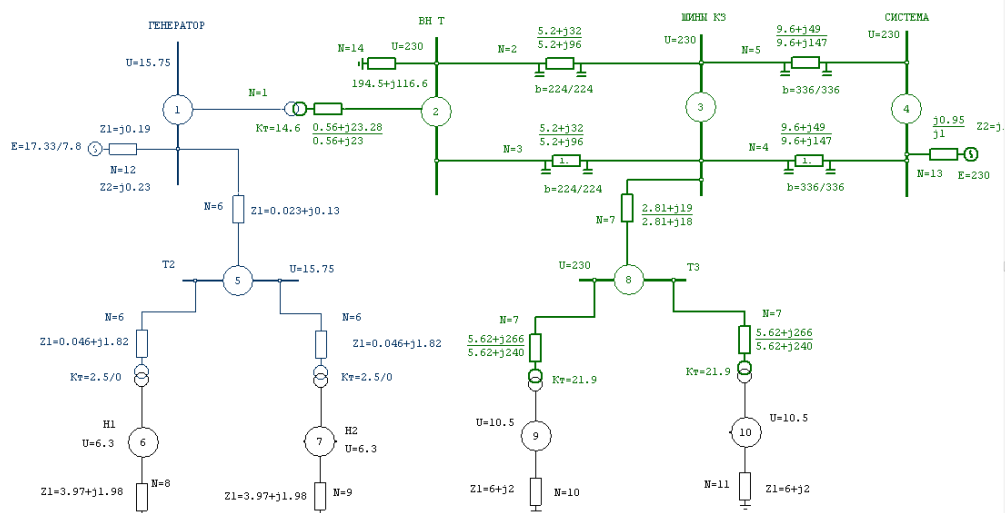
- создавать математическую модель электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей в графическом виде и в табличном виде, производить расчеты электрических величин в сети неограниченного объема при повреждениях любой сложности с учетом групп ветвей взаимной индукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения,
- производить расчет уставок микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS.

Таблица параметров сети

Файл Правка Сервис Вид Печать

Имя группы Имя узла Имя элемента

Номер	Имя группы	Имя узла	Имя элемента
1	T1	Имя узла	Имя элемента
2	T2	Имя узла	Имя элемента
3	T3	Имя узла	Имя элемента



Задание 1:



Напишите план проекта (без выполнения расчётов) по проектированию РЗА для:

- линии электропередачи 110 кВ;
- автотрансформатора 220/110/10,5.

2 Расчет настроек основных защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Функция Дифференциальной токовой защиты трансформатора включает два основных принципиальных алгоритма действия (см. Рисунок 11):

- Характеристика действия защиты с токовым торможением, представляющая собой чувствительный орган защиты с током срабатывания, величина которого увеличивается пропорционально (в общем случае) тормозному току защиты, и уставкой начального тока срабатывания ниже номинального тока трансформатора (при отсутствии торможения на начальном заданном участке характеристики).

- Характеристика быстрого действия защиты при повреждениях с низким сопротивлением в защищаемой зоне, представляющая собой грубый орган защиты с высоким порогом тока срабатывания (Дифференциальная отсечка), который не ограничивается имеющимися тормозными характеристиками защиты и, вследствие этого, должен превышать максимально возможный дифференциальный ток небаланса Дифзащиты при сквозных (внешних) повреждениях.

Ток включения, или иначе, бросок тока намагничивания ненагруженного силового трансформатора для Продольной Дифзащиты является дифференциальным током небаланса, который требует специальных технических мер для обеспечения не действия защиты в режимах коммутации трансформатора на стороне питания, таких как блокирование действия основной (чувствительной) ступени Дифзащиты при появлении гармонических составляющих (в основном второй гармоники с частотой 100 Гц) в дифференциальных токах.

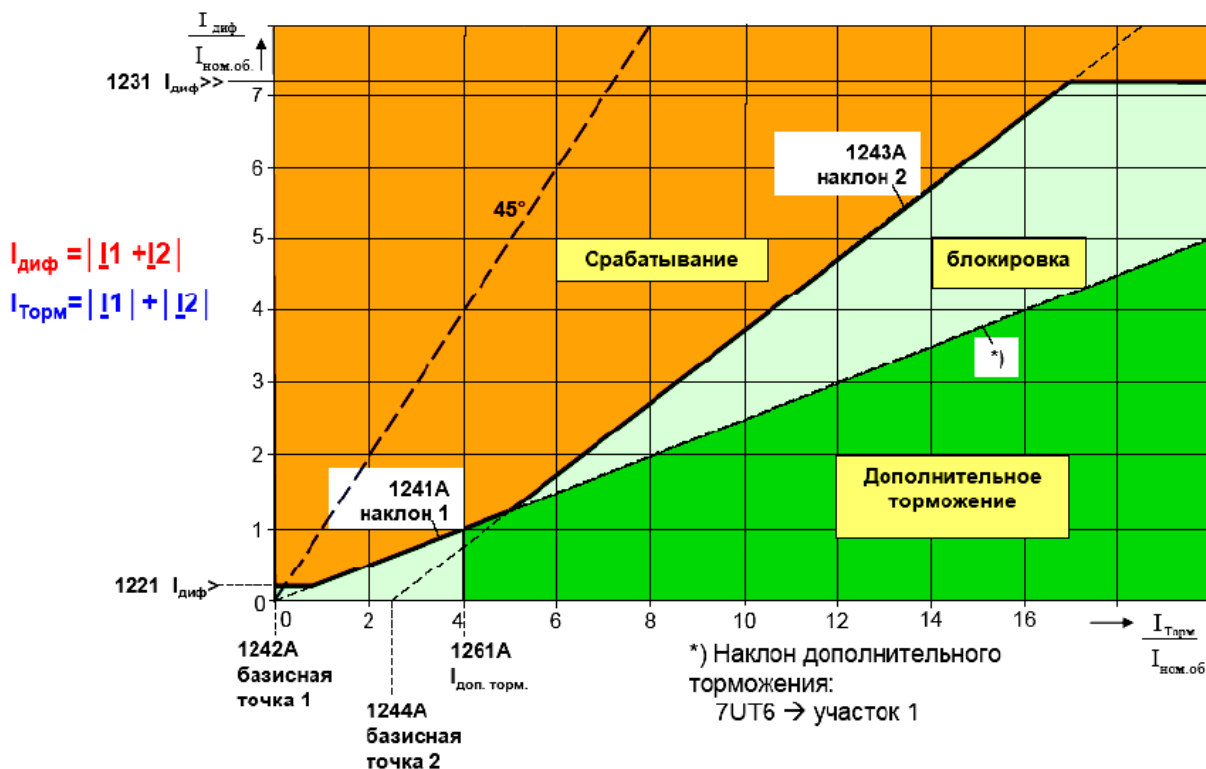


Рисунок 11 – Характеристика срабатывания 7UT6

1. Выбор начального тока срабатывания основной характеристики Дифзащиты трансформатора.

$$I_{\text{диф}} > = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач.}}$$

$$I_{\text{нб.торм.нач.}} = (K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{нО}}$$

где $I_{\text{нб.торм.нач.}}$ – ток небаланса в режиме начала торможения, при условии наличия РПН только на стороне ВН; $K_{\text{отс}} = 1.5$ – коэффициент отстройки; $K_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ (при различии типов/характеристик ТТ на сторонах трансформатора); $I_{\text{нО}}$ – номинальный ток защищаемого объекта трансформатора на стороне ВН; $\varepsilon = 0.05$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ); $\Delta f_{\text{выр}} = 0.05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала; $K_{\text{ток}} \leq 1$ – коэффициент распределения тока на стороне регулирования напряжения (ВН) в максимальных режимах нагрузки трансформатора. Коэффициент распределения тока предназначен для преобразования схемы к лучевому виду, определяется как отношение эквивалентного сопротивления участка параллельных сопротивлений к сопротивлению расчетной ветви этого участка. Может быть принят равным 1, с учётом регулирования на стороне основного питания (ВН) трансформатора; $\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная величина

напряжения диапазона РПН на стороне ВН трансформатора (в положительную или отрицательную сторону).

2. Выбор коэффициента торможения SLOPE1 (наклон 1) Дифзащиты трансформатора (определение наклона первого участка характеристики срабатывания/торможения).

$$\text{наклон1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.п.} - I_{диф} >}{\sum I_{торм.расч.п.} - I_{торм.нач.п.}}$$

где $K_{отс} = 1.5$ – коэффициент отстройки; $I_{нб.расч.п.}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса; $I_{диф.>}$ – минимальный первичный ток срабатывания защиты; $\sum I_{торм.расч.п.}$ – суммарный расчетный первичный ток торможения; $I_{торм.нач.п.}$ – начальный первичный ток торможения (здесь допустимо принять равным 1).

Ток небаланса определяется для величины максимального тока внешнего (сквозного) тока КЗ, например:

$$I_{нб.торм.нач.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{макс.внеш}$$

где $K_{пер} = 1.5 \div 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, учитывающий апериодическую составляющую; $I_{макс.внеш.}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне СН или НН трансформатора);

3. Начало наклонного участка характеристики срабатывания/торможения, определяется из выражения:

$$\text{BASEPOIN1=БАЗИСНАЯ ТОЧКА1} = I_{торм.нач.} - \frac{I_{диф} >}{\text{наклон1}}$$

4. Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения. Параметры второго наклонного участка характеристики торможения функции ДЗТ, предназначенного для предотвращения действия защиты при больших токах внешнего повреждения, которые могут вызвать насыщение и увеличение погрешности измерения ТТ (>10%), согласно рекомендациям Изготовителя, могут приниматься без расчетов. Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения (SLOPE2 или наклон 2) принимается равной 0.5.

5. Ток начала торможения второго участка характеристики (2) (соответствует точке пересечения характеристик торможения 1 и 2) принимается равным:

$$\text{BASEPOIN 2=БАЗИСНАЯ ТОЧКА 2} = 5 \text{ о.е.} = 5 \cdot I_B$$

I_B – ток, принятый за базисный.

6. Дифференциальная отсечка

$$I_{диф} >> = (6 \div 7) \cdot I_B = (6 \div 7) \text{ о.е.}$$

Задание 2:



1. Рассчитайте параметры, определяющие характеристику срабатывания, продольной дифференциальной защиты автотрансформатора АТДЦТН-250000/230/121(±)12%/11, подключенный на стороне ВН через два выключателя (220-7 «Четырехугольник 220кВ») на стороне СН через один выключатель (110-13 «Две рабочие и обходная системы шин 110 кВ»).
2. Постройте характеристику срабатывания (пример на рисунке 7).

Исходные данные:

Стор.	$S_{\text{НОМ}}$ (МВА)	$U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	Номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности $I_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}}/\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}$ (А)	Схема соединения обмоток АТ	$K_{\text{ТР}}$ ТТ
ВН	250	230	628	Звезда с нулем	1000/1
СН	250	121	1194	Звезда с нулем	1500/1
НН	100	11	5250	Треугольник	3000/1; 1000/1

Питание автотрансформатора осуществляется на сторонах ВН и СН.

Токи КЗ приведены к стороне 220 кВ (величины токов, указанные в скобках приведены к номинальному напряжению соответствующей стороны):

- $I_{\text{макс ВН}}(1) = 25,9$ кА – максимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН АТ (однофазное КЗ на землю).
- $I_{\text{макс ВН}}(3) = 25,2$ кА – максимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН АТ (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{макс ВН}}(2) = 2,23$ кА – минимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН АТ (двухфазное КЗ).
- $I_{\text{макс СН}}(3) = 5,78$ (9,83) кА – максимальный ток на стороне ВН АТ при КЗ на стороне (ошиновке) СН АТ (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{макс СН}}(1) = 5,94$ (11,03) кА – максимальный ток на стороне ВН АТ при КЗ на стороне (ошиновке) СН АТ (однофазное КЗ).
- $I_{\text{макс НН}}(3) = 2,77$ (57,89) кА – максимальный ток на стороне ВН АТ при КЗ на стороне (шинах) НН АТ (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{мин СН}}(1) = 1,18$ кА – минимальный ток на стороне ВН АТ при КЗ на

- стороне (ошиновке) СН АТ (однофазное КЗ).



Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-750 кВ. Открытый доступ по ссылке https://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

3 Расчет настроек резервных защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов

В данном разделе рассмотрим расчёт одной из резервных защиты силовых трансформаторов и автотрансформаторов – токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП). Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ на землю в обмотке и на стороне (в сети) ВН трансформатора, имеющего питание на стороне СН.

Функция защиты может использовать прямое измерение тока в нулевом проводе трансформаторов тока на стороне ВН трансформатора, или соответствующий расчетный ток нулевой последовательности.

- ТЗНП на стороне ВН трехобмоточного трансформатора применяется (вводится в действие на отключение) в его комплектах защиты только в режимах работы трансформатора с заземленной нейтралью и при наличии источника питания на стороне СН (в т.ч., параллельная работа двух трансформаторов ПС на сторонах ВН/СН).

- Функция ТЗНП на стороне ВН с измерением или расчетом тока нулевой последовательности трехфазного комплекта ТТ на стороне ВН трансформатора может рассматриваться только в качестве резервной. Основной функцией ТЗНП ВН является однофазная токовая защита, параметрируемая на отдельном измерительном аналоговом входе устройства, подключенном к ТТ, установленному в нейтрали трансформатора, поскольку эта защита наиболее полноценно выполняет функции как дальнего, так и ближнего резервирования (обмотка ВН трансформатора).

- В случае выполнения ТЗНП ВН только с измерением или расчетом тока нулевой последовательности трехфазного комплекта ТТ на стороне ВН трансформатора (например, при отсутствии однофазного ТТ в нейтрали), должна быть обеспечена чувствительность данной защиты или МТЗ ВН при КЗ на землю в обмотке ВН трансформатора, с учетом вероятного уменьшения величины тока нулевой последовательности или фазы, протекающего в защите, при разделении шин ВН (предварительным действием ТЗНП).

- $I_{\text{мин АТ ВЛ}(1)} = 0,228 \text{ кА}$ – минимальный ток КЗ в конце зоны резервирования защиты АТ (однофазное КЗ в конце отходящей линии 220 кВ №2).

1. Ток срабатывания 1-й ступени ТЗНП на стороне ВН 50N-1 (максимальная величина) выбирается по условию отстройки от максимального тока нулевой последовательности в режимах:

1.1. Отстройка от тока небаланса при 3-х фазном КЗ на стороне НН/СН данного трансформатора, или за трансформаторами данной и противоположной ПС:

$$I > = I_{сз} = 1,25 \cdot I_{0HEB}$$

Примечание: в связи с тем, что защита согласована по времени с защитами от междуфазных КЗ на сторонах НН (СН) указанных трансформаторов, отстройка по току срабатывания не осуществляется.

1.2. Отстройка от тока небаланса в послеаварийном нагрузочном режиме трансформатора:

$$I > = I_{сз} = 1,25 \cdot (I_{0HEB} + 3 \cdot I_{0H.P.})$$

где I_{0HEB} – ток небаланса нулевого провода ТТ в установившемся режиме, приближенно определяется по выражению:

$$I_{0HEB} = K_{HB} \cdot I_{PACЧ.}$$

$$I_{PACЧ.} = 1,1 \cdot I_{НОМ.}$$

где $I_{PACЧ.}$ – ток в месте установки защиты в рассматриваемых режимах (послеаварийный нагрузочный режим); K_{HB} – коэффициент небаланса, определяемый в соответствии с кратностью тока режима по отношению к номинальному току ТТ защиты (при кратности тока $\leq (2 \div 3)$; $3 \cdot I_{0H.P.} = I_{НОМ. TP.}$ – ток нулевой последовательности в несимметричных послеаварийных режимах работы сети (неполнофазный режим смежной линии в сети ВН).

1.3. Согласование с током срабатывания ТЗНП смежных Линий на стороне ВН трансформатора:

$$I > = I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.ТЗНП.ПР ЕД}$$

где $K_{отс} = 1.1$ – коэффициент отстройки; $K_{ток} = 0.5$ – максимальный коэффициент распределения тока нулевой последовательности, равный отношению тока в месте установки ТЗНП ВН к току в смежном элементе с которым производится согласование; $I_{сз.ТЗНП.ПР ЕД} = 150$ А – ток срабатывания наиболее чувствительной ступени ТЗНП Линии на стороне ВН.

1.4. Выбирается максимальное значение уставки по току срабатывания 1-й и 2-й ступени ТЗНП ВН: $I > = I >>$.

2. Выдержки времени ТЗНП ВН. Для выполнения действия ТЗНП ВН трансформатора с тремя выдержками времени, могут быть использованы две ступени ТЗНП: $I >$ и дополнительно – $I >>$, с действием:

- на отключение Секционного выключателя на стороне ВН трансформатора:

$$t^I = t_{сз.ПР.} + \Delta t$$

- на отключение Выключателя ВН трансформатора и пуск УРОВ ВН:

$$t_1^{II} = t^I + \Delta t$$

- на отключение трансформатора на всех сторонах:

$$t_2^{II} = t_1^{II} + \Delta t$$

где $t_{сз.ПР.} = 1.5$ с – выдержка времени ТЗНП, с которой производится согласование (2-х или 3-х ступеней резервных защит от замыканий на землю смежных присоединений в сети ВН); $\Delta t = 0.3$ с – шаг селективности (для цифровых защит обычно принимается в диапазоне $0.3 \div 0.4$ с).

3. Проверка чувствительности ТЗНП ВН трансформатора. Коэффициент чувствительности (K_q) ТЗНП на стороне ВН трансформатора определяется при внешних металлических КЗ на землю по выражению:

$$K_q = \frac{3 \cdot I_{03}}{I_{сз}}$$

где $3 \cdot I_{03}$ – минимальный (по режиму) утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ на землю одной фазы в конце смежных присоединений в сети ВН, защиты которых резервируются ТЗНП ВН трансформатора; $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты (предварительно выбранная величина).

Задание 3:



1. Рассчитайте параметры срабатывания токовой защиты нулевой последовательности трансформатора трехобмоточный ТДТН 25000 кВА $115 \pm 16\% / 38,5 / 11$ кВ, группа соединения - 11, подключенный к шинам ВН через два выключателя (5АН-110) (схема включения на рисунке 8.)
2. Оцените чувствительность защиты.

Исходные данные:

Коэффициенты трансформации ТТ:

- $K_{ТТ.ВН.ТР.} = 300 / 1$ (звезда с нулем);
- $K_{ТТ.НН.ТР.} = 300 / 1$.

Сторона	$S_{ном}$ (МВА)	$K_{тр}$ ТТ	$U_{ном}$ (кВ)	Номинальный ток стороны $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ (А)	Номинальный ток объекта (А)	Схема соединения обмоток Тр
ВН	25	300/1, (600/1)	115	126	126	Звезда с нулем
СН	25	750/1	38,5	375	375	Звезда с нулем
НН	10	1000/1	10	577	1443	Треугольни к

Токи КЗ, учитываемые в расчетах, приведены к стороне 110 кВ (величины токов, указанные в скобках приведены к номинальному напряжению соответствующей стороны):

- $I_{\text{МАКС ВН (1)}} = 10 \text{ кА}$ – максимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (однофазное КЗ на землю).
- $I_{\text{МИН ВН (1)}} = 6.75 \text{ кА}$ – минимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (однофазное КЗ на землю).
- $I_{\text{МИН.ТР. ВН (1)}} = 0.3 \text{ кА}$ – минимальный ток в нейтрали Тр при КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (однофазное КЗ на землю).
- $I_{\text{МИН.ТР. ВЛ (1)}} = 0.105 \text{ кА}$ – минимальный ток в нейтрали Тр при КЗ в конце отходящей Линии 110 кВ (однофазное КЗ на землю).
- $I_{\text{МАКС ВН (3)}} = 8 \text{ кА}$ – максимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН ВН (3)}} = 5.5 \text{ кА}$ – минимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН ВН (2)}} = 4.76 \text{ кА}$ – минимальный суммарный ток КЗ на стороне (ошиновке) ВН Тр (двухфазное КЗ).
- $I_{\text{МАКС.ТР. СН (1)}} = 1.35 (3.86) \text{ кА}$ – максимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (ошиновке) СН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МАКС.ТР. НН (3)}} = 0.97 (9.7) \text{ кА}$ – максимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (шинах) НН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН.ТР. СН (3)}} = 0.69 (2.26) \text{ кА}$ – минимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (ошиновке) СН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН.ТР. НН (3)}} = 0.46 (5.27) \text{ кА}$ – минимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (шинах) НН Тр (трехфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН.ТР. СН (2)}} = 0.6 (1.95) \text{ кА}$ – минимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (ошиновке) СН Тр (двухфазное КЗ).
- $I_{\text{МИН.ТР. НН (2)}} = 0.46 (4.58) \text{ кА}$ – минимальный ток на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (шинах) НН Тр (двухфазное КЗ).
- $I_{2\text{МИН.ТР. НН (2)}} = 0.23 \text{ кА}$ – минимальный ток обратной последовательности на стороне ВН Тр при КЗ на стороне (шинах) НН Тр (двухфазное КЗ).

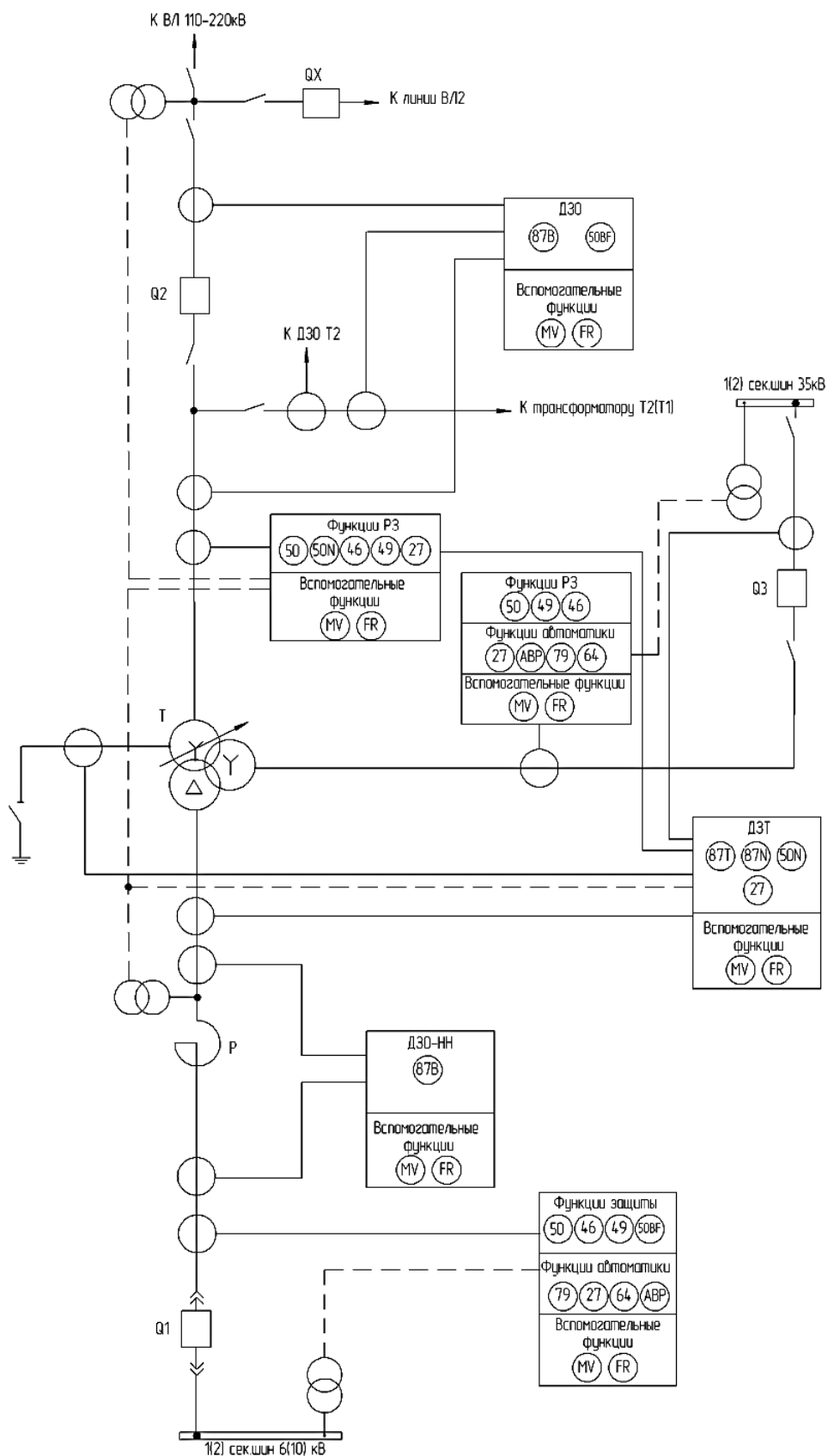


Рисунок 12 – Схема подключения защищаемого трансформатора



Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ. Открытый доступ по ссылке https://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

4 Расчет параметров срабатывания устройств дистанционной защиты воздушных линий электропередачи

Современные цифровые устройства дистанционной защиты имеют как правило, два типа характеристик срабатывания дистанционной защиты, используемые по выбору: круговую и полигональную.

Преимущественный выбор полигональной характеристики срабатывания дистанционной защиты линии обусловлен ее некоторыми преимуществами (по сравнению с круговыми характеристиками):

- наиболее оптимальный охват вероятной зоны повреждений линий электропередачи (в первую очередь воздушных и смешанного типа), с учетом возможности возникновения дуги в месте КЗ и необходимости отстройки защиты от импеданса, измеряемого реле в максимальных нагрузочных режимах;
- большие возможности при обеспечении селективности (согласования) и чувствительности дистанционной защиты;
- большая гибкость в части задания параметров характеристики срабатывания ДЗ.

В основном, каждая из ступеней дистанционной защиты имеет следующие уставки:

- X или Z – реактивное или полное сопротивление при междуфазных КЗ;
- XE или K_0 – реактивное сопротивление при однофазных КЗ или коэффициент компенсации, учитывающий соотношение сопротивлений прямой и нулевой последовательностей повреждений в защищаемой зоне;
- R – ограничения по активному сопротивлению при междуфазных КЗ;
- RE – ограничения по активному сопротивлению при однофазных КЗ;
- T – выдержки времени срабатывания зон.

Для одной из ступеней дистанционной защиты может выполняться автоматическое ускорение при ручном включении и АПВ.

В устройствах защит разных изготовителей, характеристический угол линии реализуется общим (единым) параметром для характеристик всех ступеней дистанционной защиты, либо имеется возможность его индивидуального задания, для каждой ступени ДЗ.

Устройства дистанционной защиты серии MiCOM P43x имеют 6 зон по сопротивлению. Все уставки сопротивлений, измеряемых в Ом/фазу, вводятся в устройство защиты как вторичные величины.

При расчете полного сопротивления замыканий на землю для контуров «фаза-земля» учитывается коэффициент компенсации K_0 , определяющий величину измеряемого тока нулевой последовательности в расчете полного со-

противления поврежденной фазы при замыкании на землю. Коэффициент K_0 задается двумя параметрами (величина и угол) и учитывает отношение сопротивления земли $Z_{\text{ЗЕМЛ}}$ к сопротивлению поврежденной фазы $Z_{\text{Ф}}$ в схеме замещения КЗ. В защите предусмотрено выполнение 6 зон сопротивления и 8 блоков времени для выдержек времени этих ступеней.

Величина сопротивления каждой зоны дистанционной защиты может быть установлена независимо от ее направленности, которая для каждой из зон 1-6 может быть задана в линию или к шинам, либо зона вообще может быть выполнена ненаправленной. Ступень с выдержкой времени t_7 , измеряющая не сопротивление, а ток, может также быть направленной в линию, к шинам или быть ненаправленной. Т.е. она может быть использована как направленная (или ненаправленная) резервная защита с максимальным временем срабатывания. Зона с выдержкой времени t_8 не имеет органа сопротивления и блока направления, и действует поэтому как ненаправленная резервная защита с выдержкой времени.

Из выбранных для каждой петли измерения величин $U_{\text{ИЗМ}}$ и $I_{\text{ИЗМ}}$ определяется величина полного сопротивления в месте повреждения $Z_{\text{КЗ}}$. Умножением этой величины на косинус и на синус угла φ_Z , выбранного для расчета сопротивления, вычисляются активное сопротивление $R_{\text{КЗ}}$ и реактивное сопротивление в месте повреждения $X_{\text{КЗ}}$, соответственно.

Расчетные величины $R_{\text{КЗ}}$ и $X_{\text{КЗ}}$ сравниваются с опорными величинами $R_{\text{ОП}}$ или $X_{\text{ОП}}$ шести зон полного сопротивления. Опорные величины вычисляются по уставкам для определения зоны (зон) полного сопротивления. Если обе величины находятся в пределах выставленной зоны полного сопротивления, то принимается решение, что повреждение находится в соответствующей зоне.

Следующие уставки определяют опорные величины для вычисления зон полного сопротивления:

- реактивное сопротивление X ;
- активное сопротивление R , для петель «фаза-земля» и «фаза-фаза» независимо друг от друга;
- угол α (Альфа);
- угол σ (Сигма).

Реле серии MiCOM P44х имеют 5 зон защиты от междуфазных КЗ и 5 зон защиты от замыканий на землю, приведенных на рисунке 9 а. Все ступени защиты от междуфазных замыканий четырехугольные и направленные:

Зоны 1,2 и 3 – зоны прямого направления. Зона 1 при необходимости может быть расширена до зоны 1Х.

Зона Р – программируемая. Выбирается как зона прямого или обратного направления.

Зона 4 – зона обратного направления. Зона 3 и зона 4 могут использоваться совместно и представлять собой одну зону со смещением.

Зона 3 может иметь регулируемое смещение в 3 квадрант.

Все характеристики защиты от замыканий на землю четырехугольные и направлены, как и междуфазные.

Ступени защиты от замыканий на землю используют остаточную компенсацию, с отдельными коэффициентами остаточной компенсации (K_0) для зон:

- K_{Z1} – для зон 1 и 1Х;
- K_{Z2} – для зоны 2;
- $K_{Z3/4}$ – общий для зон 3 и 4;
- K_{Zp} – для зоны Р.

Все полные сопротивления для защиты от междуфазных КЗ рассчитываются в полярной форме: Z , ϕ , где Z – величина в Ом, и ϕ – уставка по углу линии в градусах, общая для всех зон.

Линия нулевых моментов проходит под углом 90° к фМЧ, верхняя граница характеристик зон имеет возможность наклона (целиком).

Реле серии MiCOM P443 имеет функцию отстройки от нагрузочных режимов (вырез сектора нагрузки – рисунок 13 б).

Характеристики дистанционных органов от междуфазных КЗ и замыканий на землю имеют возможность отстройки от тяжелых нагрузочных режимов линии, с блокировкой дистанционных органов при нахождении импеданса в области нагрузочных режимов. Реле реагирует на импеданс короткого замыкания находящийся вне области нагрузочных режимов. Характеристика области ограничивающей нагрузочные режимы показана на рисунке 9 б, где:

- Z означает уставку Load/B Impedance (определение радиуса окружности минимального импеданса);
- β означает уставку Load/B Angle (определение угла наклона луча линии ограничения зоны нагрузочных режимов).

В реле P443 предусмотрена отмена зоны ограничения нагрузочных режимов при глубоком снижении напряжения фазы ниже уставки минимального напряжения $U_{<}$, которое не может быть вызвано колебаниями напряжения в нагрузочном режиме (т.е. при отсутствии повреждения в системе). При указанном снижении напряжения предполагается безусловное наличие КЗ, т.о. действие зоны отстройки от нагрузочных режимов отменяется, и характеристика дистанционных органов не имеет вырезов (зоны нагрузочных режимов). Это позволяет повысить охват повреждений в начале линии с большим переходным (активным) сопротивлением.

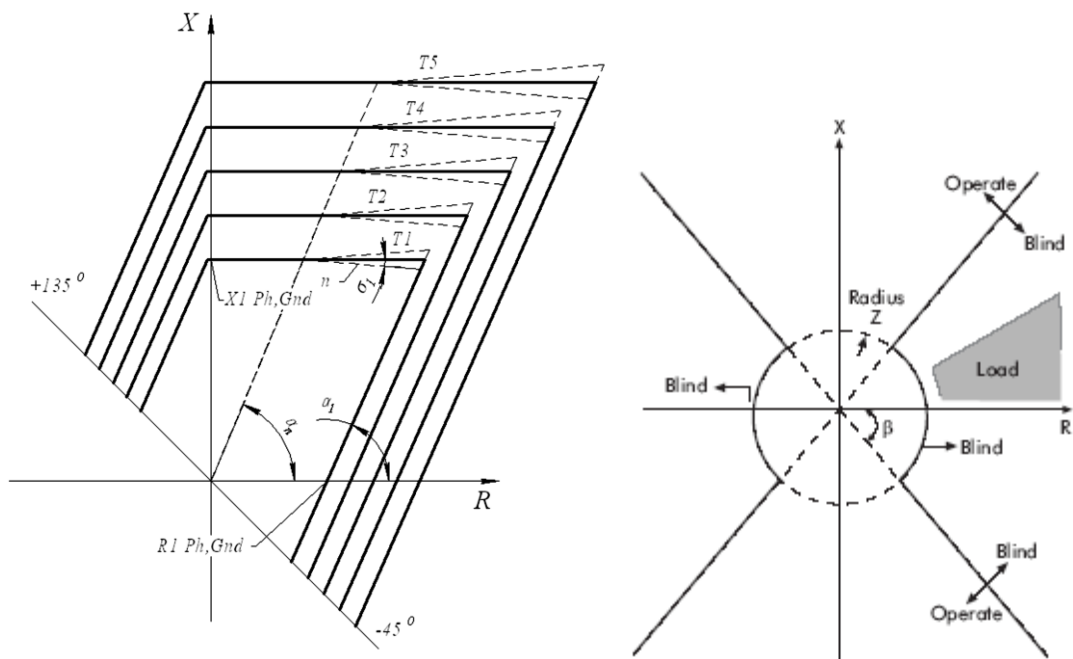


Рисунок 13 – а) Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ устройств защиты MiCOM P44x; б) Области ограничения нагрузочных режимов устройства защиты MiCOM P443

1. Значения уставок максимальных токовых защит по току (напряжению) и по времени срабатывания рассчитываются в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра.

2. Значения уставок дистанционных защит по сопротивлению и времени срабатывания рассчитываются в именованных единицах, приведенных для вторичной величины расчетного параметра.

Далее представлено описание принципов формирования уставок дистанционной защиты в составе MiCOM P443.

1. Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ ВЛ

1.1. Выбор уставки Z_1 .

Расчетная формула для определения уставки по модулю полного сопротивления прямой последовательности:

$$Z_1 = K_{omc} \cdot Z_{1PAC.ЭКВ.}$$

где $K_{omc} = 0.85$ – коэффициент отстройки; $Z_{1PAC.ЭКВ.}$ расчетное эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ (принимается наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям).

Величина комплексного коэффициента компенсации (по модулю и углу):

$$\underline{K}_0 = \frac{1}{3} \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right)$$

где Z_1 – полное комплексное сопротивление прямой последовательности линии; Z_0 – полное комплексное сопротивление нулевой последовательности линии.

Рассчитаем модуль и угол комплексного коэффициента компенсации:

$$|K_0| = \frac{\sqrt{(X_0 - X_1)^2 + (R_0 - R_1)^2}}{3 \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2}}$$

$$\angle K_0 = \arctan\left(\frac{X_0 - X_1}{R_0 - R_1}\right) - \arctan\left(\frac{X_1}{R_1}\right)$$

Примечание. Для второй и третьей ступеней ДЗ комплексный коэффициент компенсации принимаются равными коэффициенту первой ступени.

1.2. Выбор уставки R_1 .

Минимальная уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется как:

$$R_{1(\text{МИН})} \geq 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ.}}$$

где $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ.}}$ – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ.}}$ линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ.}} = U_{\text{ДУГИ}} \frac{l}{I}$$

где $l = 5$ м – длина дуги; $I = 1288$ А – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки короткого замыкания в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты; Напряжение дуги $U_{\text{ДУГИ}}$ принимается равным 2500 В/м.

По указаниями изготовителя, терминалы MiCOM P44x, учитывают полное сопротивление дуги R (или $R_{\text{ПЕР}}$), поэтому для указанных реле минимальный порог уставки активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ должен рассчитываться с учетом коэффициента запаса $K_{\text{ЗАП}} = 1.2$:

$$R_{1(\text{МИН})} = 1,2 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ.}}$$

Уставку R_1 не должна быть меньше значения, получаемого исходя из соотношения $Z/R=2$, т.е.

$$R_1 \geq \frac{Z_1}{2}$$

1.3. Выбор уставки R_{1E} .

Минимальный порог уставки активного переходного сопротивления при КЗ на землю R_{1E} , определяется согласно выражению:

$$R_{1E} \geq 1,2 \cdot \left(\frac{R_{\Pi} + R_{\text{ДУГИ}} + \frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}} R_{\Pi}}{1} \right)$$

где $R_{\text{ДУГИ}}$ – сопротивление дуги; $R_{\Pi} = 3$ Ом – переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии, принятое согласно рекомендаций стандарта ПАО «ФСК ЕЭС»; $I_{\Phi 1} = 993$ А – расчетный фазный ток короткого замыкания в месте установки реле при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети; $I_{\Phi 2} = 0$ А – расчетный фазный ток короткого замыкания с противоположного конца при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети.

Коэффициент «1.2» соответствует запасу в 20%.

Уставку R_{1E} не должна быть меньше значения, получаемого исходя из соотношения $Z/R=2$.

Уставку R_{1E} необходимо умножить на поправочный коэффициент равный $(1+|K_0|)$.

Проверка условия отстройки максимального порога уставок R_1 , R_{1E} от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1.25:

$$R_{1\text{МАКС}}(R_{1E\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left(\frac{Z_{\text{НАГР(МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР(МАКС)}})}{\sin(\varphi_{\text{Л}})} \right) \cdot K$$

$$Z_{\text{НАГР(МИН)}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{Ф.РАБ.МИН.}}}{I_{\text{НАГР(МАКС)}}}$$

где $Z_{\text{НАГР(МИН)}}$ – модуль полного сопротивления нагрузки фазы в максимальном нагрузочном режиме; $U_{\text{Ф.РАБ.МИН.}}$ – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах; $\varphi_{\text{МЧ}} = 75^\circ$ – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ; $\varphi_{\text{НАГР(МАКС)}} = 35^\circ$ – максимальный угол нагрузки, определяемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах; $I_{\text{НАГР(МАКС)}}$ – максимальный ток нагрузки линии; K – поправочный коэффициент, для междуфазных контуров измерения: $K = 2$; для однофазных контуров измерения: $K = 1+|K_0|$.

1.6. Выдержка времени срабатывания первой ступени.

Задаётся минимально возможная выдержка времени (= 0 сек) срабатывания первой ступени.

2. Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ ВЛ.

2.1. Выбор уставки Z_2 .

Условие отстройки от КЗ на сторонах НН трансформатора:

$$Z_2 = K_{omc} \cdot Z_{21PAC.ЭКВ.}$$

где $K_{omc} = 0.8$ – коэффициент отстройки от КЗ за трансформатором (в расчетной точке); $Z_{21PAC.ЭКВ.}$ – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты (принимается наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям).

Проверка условия обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}} \geq 1.25$):

$$Z_2 \geq K_{\text{ч}} \cdot Z_{21PAC.ЭКВ.}$$

где $K_{\text{ч}} = 1.25$ – коэффициент чувствительности; $Z_{21PAC.ЭКВ.}$ – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

2.2. Остальные расчётные формулы соответствуют формулам первой ступени.

2.3. Выдержка времени отстраивается от первой ступени.

$$t^{\text{II}} = t^{\text{I}} + \Delta t$$

3. Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ ВЛ.

3.1. Выбор уставки X_3 .

$$Z_3 = K_{\text{ч}} \cdot Z_{31PAC.ЭКВ.}$$

где $K_{\text{ч}} = 1.25$ – коэффициент чувствительности; $Z_{31PAC.ЭКВ.}$ – максимальное расчетное полное сопротивление прямой последовательности, которое включает в себя сопротивление линии и трансформатора, с учетом крайнего положения РПН, при КЗ на выводах НН Трансформатора.

3.2. Коэффициент компенсации тока нулевой последовательности (K_0), определяется по формуле, приведенной при расчете первой ступени.

3.3. Выбор уставки R_3 .

Уставки третьей ступени ДЗ от междуфазных КЗ резервируют отключение двух- и трёхфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ. Минимальный порог уставки R_3 :

$$R_3 \geq \operatorname{Re} \left(\frac{2 \cdot (\underline{Z}_L + \underline{Z}_T + 0,6 \cdot \underline{R}_{\text{ДУГИ.ПАСЧ.}}) \angle -30^\circ + \underline{Z}_C \angle -90^\circ}{\sqrt{3}} \right)$$

3.4. Выбор уставки R_{3E} .

Применение ступени ДЗ от замыканий на землю в рассматриваемом случае неактуально.

Проверка условия отстройки максимального порога уставки R_{3E} от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1.25:

$$R_{3E\text{ МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left(\frac{Z_{\text{НАГР(МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР(МАКС)}})}{\sin(\varphi_{\text{Л}})} \right) \cdot K$$

$$Z_{\text{НАГР(МИН)}} = \frac{0,9 \cdot U_{\Phi.\text{РАБ.МИН.}}}{I_{\text{НАГР(МАКС)}}}$$

Т.к. условие отстройки от минимальной величины активного сопротивления нагрузки не выполняется для 3-й ступени ДЗ, выполняющей функцию дальнего резервирования трансформаторов ответвлений, необходимо применение функции отстройки с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки:

$$R_{\text{НФФ}} \leq K_{\text{отс}} \cdot Z_{1\text{Н}} \cdot \cos(\varphi_{1\text{Н}})$$

$$\varphi_{\text{Н}} = \varphi_{\text{Н}} + \Delta\varphi$$

где $\Delta\varphi$ – запас по углу, принятый равным 5° .

3.5. Выдержка времени срабатывания третьей ступени.

Время срабатывания t^{III} данной ступени необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t^{\text{III}} = t_{\text{рз}} + \Delta t$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия защит от междофазных и однофазных КЗ смежных присоединений; Δt – ступень селективности, принимается равной 0.3 сек.

Задание 4:



1. Рассчитайте параметры, определяющие полигональную характеристику срабатывания дистанционной защиты линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ для «AREVA» (MiCOM P443).
2. Постройте полигональную характеристику срабатывания (пример на рисунке 9).

Исходные данные:

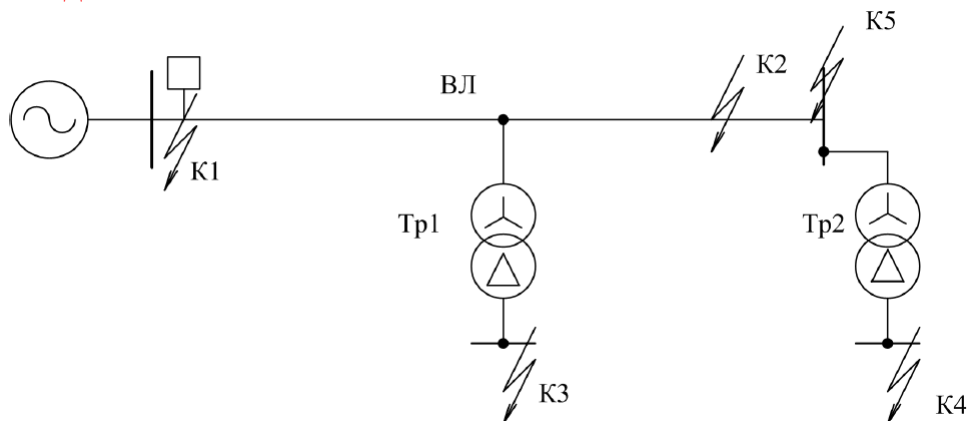


Рисунок 14 – Схема исследуемой сети

Система:

$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$; $\varphi = 35^\circ$.

Максимальный режим:

$X = 7 \text{ Ом}$; $X_0 = 10 \text{ Ом}$; $R = 1 \text{ Ом}$; $R_0 = 1 \text{ Ом}$;

Минимальный режим:

$X = 10 \text{ Ом}$; $X_0 = 14 \text{ Ом}$; $R = 2 \text{ Ом}$; $R_0 = 2 \text{ Ом}$;

Линия:

$X = 40 \text{ Ом}$; $X_0 = 140 \text{ Ом}$; $R = 10 \text{ Ом}$; $R_0 = 40 \text{ Ом}$;

$Z_{1Л1}$: $X = 16 \text{ Ом}$; $R = 4 \text{ Ом}$;

$Z_{1Л2}$: $X = 24 \text{ Ом}$; $R = 6 \text{ Ом}$;

$Z_{0Л1}$: $X_0 = 56 \text{ Ом}$; $R_0 = 16 \text{ Ом}$;

$Z_{0Л2}$: $X_0 = 84 \text{ Ом}$; $R_0 = 24 \text{ Ом}$.

Трансформаторы двухобмоточные Y-Δ:

Тр1: $S_{НОМ} = 16 \text{ МВА}$; $U_{НОМ.ВН} = 110,0 \text{ кВ}$; $U_{НОМ.НН} = 10.5 \text{ кВ}$; $U_k = 12\%$;
 $K_{РЕГ} = \pm 10\%$.

Сопротивление трансформатора ($Z_{ТР1}$):

– в максимальном режиме: $X = 90.75 \text{ Ом}$; $R = 9.075 \text{ Ом}$;

– в минимальном режиме: $X = 73.5 \text{ Ом}$; $R = 7.35 \text{ Ом}$.

Тр2: $S_{НОМ} = 32 \text{ МВА}$; $U_{НОМ.ВН} = 110 \text{ кВ}$; $U_{НОМ.НН} = 10.5 \text{ кВ}$; $U_k = 12\%$;
 $K_{РЕГ} = \pm 10\%$.

Сопротивление трансформатора ($Z_{ТР2}$):

– в максимальном режиме: $X = 45,375 \text{ Ом}$; $R = 4,538 \text{ Ом}$;

– в минимальном режиме: $X = 36,8 \text{ Ом}$; $R = 3,67 \text{ Ом}$.

Максимальный нагрузочный режим:

$U = 105.9 \text{ кВ}$, $\varphi_{НАГР} = 35^\circ$, $I_{НАГР} = 344 \text{ А}$.

Минимальный нагрузочный режим:

$U = 102.9 \text{ кВ}$, $\varphi_{НАГР} = 35^\circ$, $I_{НАГР} = 401 \text{ А}$.

Коэффициенты трансформаторы измерительных преобразователей:

ТТ: $K_{ТТ} = 500/1 = 500$.

ТН: $K_{ТН} = 110000/100 = 1100$.

Ток КЗ представлены ниже:

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
К1, место установки защиты	$I_{K3(3)} = 8981 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 7817 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 8634 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 7894 \text{ A}$	$I_{K3(3)} = 6228 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 5428 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 6029 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 5537 \text{ A}$
К2, 85% ВЛ	$I_{K3(3)} = 1545 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 1371 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 1420 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 1016 \text{ A}$	$I_{K3(3)} = 1442 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 1288 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 1335 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 993 \text{ A}$
К3, КЗ за Тр1	$I_{K3(3)} = 671 \text{ A}$	$I_{K3(3)} = 751 \text{ A}$
К4, КЗ за Тр2	$I_{K3(3)} = 778 \text{ A}$	$I_{K3(3)} = 826 \text{ A}$
К5, КЗ в конце ВЛ	$I_{K3(3)} = 1364 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 1215 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 1258 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 908 \text{ A}$	$I_{K3(3)} = 1287 \text{ A}$ $I_{K3(2)} = 1155 \text{ A}$ $I_{K3(1,1)} = 1196 \text{ A}$ $I_{K3(1)} = 898 \text{ A}$



СТО 56947007- 29.120.70.200-2015 «Методические указания по расчёту и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin» и «ALSTOM Grid»/«AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110 - 330 кВ». Открытый доступ по ссылке https://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

4.5 Расчет параметров срабатывания устройств токовых защит воздушных линий электропередачи

В современных микропроцессорных устройствах релейной защиты для ликвидации КЗ на землю предусмотрена функция направленной ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), имеющей до 4-х ступеней по току срабатывания. Одна из ступеней (например, четвертая) ТЗНП может выполняться как с независимой выдержкой времени, так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания. Как правило, для любой из ступеней токовой защиты могут быть заданы следующие параметры:

- независимо по отношению к другим ступеням задана направленность ступени: ненаправленная или направленная – «вперед» или «назад»;
- при ручном или автоматическом включении защищаемой линии на КЗ ввести ускорение действия защит;
- выполнить ступень с блокировкой или без блокировки от второй гармонической составляющей в токе $3 \cdot I_0$.

В качестве измеряемых величин используются значения тока нулевой последовательности и напряжения нулевой последовательности. В цифровых

защитах, как правило, предусматривается возможность работы токовой защиты нулевой последовательности как с измеренными, так и с расчетными значениями $3 \cdot I_0$ и $3 \cdot U_0$. Для этого к устройству должны быть подведены три фазных тока и три фазных напряжения.

Т.к. в рассматриваемой в примере сети (рисунок 15) установлены трансформаторы с разземлённой нейтралью, ТЗНП выполняется ненаправленной.

1. Выбор уставок срабатывания первой ступени ТЗНП $3 \cdot I_0 >>>$.

1.1. Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$3 \cdot I_0 >>> = K_{омс} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{НБ} \cdot I_{КЗ}$$

где $I_{КЗ}$ – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором; $K_{ПЕР} = 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ; $K_{НБ} = 0.05$ – коэффициент небаланса; $K_{омс} = 1,25$ – коэффициент отстройки.

Проверка чувствительности ступени $3 \cdot I_0 >>>$ производится согласно выражению:

$$K_q = \frac{3 \cdot I_{0РАСЧ}}{3 \cdot I_0 >>>}$$

где $3 \cdot I_{0РАСЧ}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме (первичная величина); K_q – коэффициент чувствительности (требуемое значение 1.3).

1.2. Время срабатывания первой ступени t^I : задается без выдержки.

2. Выбор уставок срабатывания второй ступени ТЗНП $3 \cdot I_0 >>$.

2.1. Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$3 \cdot I_0 >> = K_{омс} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{НБ} \cdot I_{КЗ}$$

где $I_{КЗ}$ – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором; $K_{ПЕР} = 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ; $K_{НБ} = 0.05$ – коэффициент небаланса; $K_{омс} = 1,25$ – коэффициент отстройки.

Проверка чувствительности ступени $3 \cdot I_0 >>>$ производится согласно выражению:

$$K_q = \frac{3 \cdot I_{0МИН}}{3 \cdot I_0 >>>}$$

где $3 \cdot I_{0МИН}$ – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ в конце защищаемой ВЛ (первичная величина); K_q – коэффициент чувствительности (требуемое значение 1.3).

2.2. Время срабатывания первой ступени t^{II} :

$$t^{II} = t_{CЗ} + t_{УРОВ} + t_{БВ} + \Delta t$$

где $t_{сз}$ – время срабатывания защит, с которыми производится согласование; $t_{уров}$ – время действия УРОВ смежных присоединений; $t_{вв}$ – собственное время отключения выключателей; Δt – ступень селективности, которую рекомендуется принимать:

- при согласовании с цифровыми защитами $\Delta t = 0.3$ сек;
- при согласовании с защитами с электронными или электромеханическими реле времени $\Delta t = 0.4 (0.5)$ сек.

Задание 5:



1. Рассчитайте параметры срабатывания токовой защиты нулевой последовательности линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ для «AREVA» (MiCOM P443).
2. Оцените чувствительность защиты.

Исходные данные:

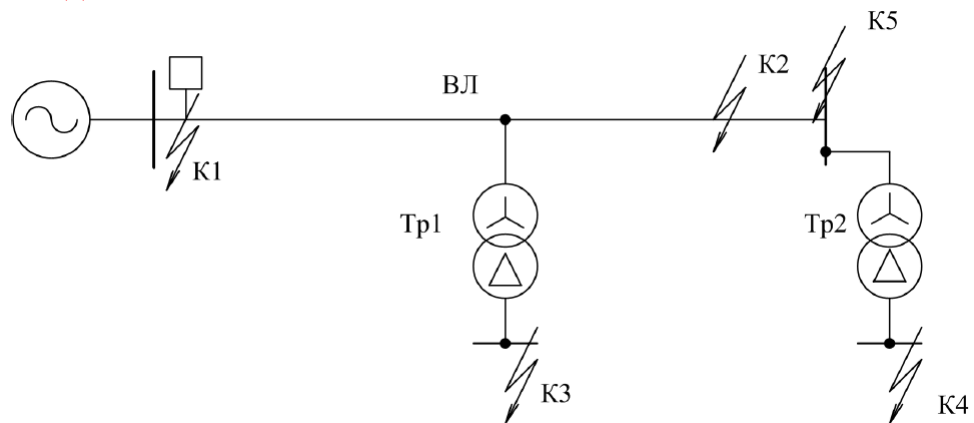


Рисунок 15 – Схема исследуемой сети

Система:

$U_{НОМ} = 110$ кВ; $\varphi = 35^\circ$.

Максимальный режим:

$X = 7$ Ом; $X_0 = 10$ Ом; $R = 1$ Ом; $R_0 = 1$ Ом;

Минимальный режим:

$X = 10$ Ом; $X_0 = 14$ Ом; $R = 2$ Ом; $R_0 = 2$ Ом;

Линия:

$X = 40$ Ом; $X_0 = 140$ Ом; $R = 10$ Ом; $R_0 = 40$ Ом;

$Z_{1Л1}$: $X = 16$ Ом; $R = 4$ Ом;

$Z_{1Л2}$: $X = 24$ Ом; $R = 6$ Ом;

$Z_{0Л1}$: $X_0 = 56$ Ом; $R_0 = 16$ Ом;

$Z_{0Л2}$: $X_0 = 84$ Ом; $R_0 = 24$ Ом.

Трансформаторы двухобмоточные Y-Δ:

Тр1: $S_{\text{НОМ}} = 16 \text{ МВА}$; $U_{\text{НОМ.ВН}} = 110,0 \text{ кВ}$; $U_{\text{НОМ.НН}} = 10.5 \text{ кВ}$; $U_k = 12\%$;
 $K_{\text{РЕГ}} = \pm 10\%$.

Сопротивление трансформатора ($Z_{\text{ТР1}}$):

– в максимальном режиме: $X = 90.75 \text{ Ом}$; $R = 9.075 \text{ Ом}$;

– в минимальном режиме: $X = 73.5 \text{ Ом}$; $R = 7.35 \text{ Ом}$.

Тр2: $S_{\text{НОМ}} = 32 \text{ МВА}$; $U_{\text{НОМ.ВН}} = 110 \text{ кВ}$; $U_{\text{НОМ.НН}} = 10.5 \text{ кВ}$; $U_k = 12\%$;
 $K_{\text{РЕГ}} = \pm 10\%$.

Сопротивление трансформатора ($Z_{\text{ТР2}}$):

– в максимальном режиме: $X = 45,375 \text{ Ом}$; $R = 4,538 \text{ Ом}$;

– в минимальном режиме: $X = 36,8 \text{ Ом}$; $R = 3,67 \text{ Ом}$.

Максимальный нагрузочный режим:

$U = 105.9 \text{ кВ}$, $\varphi_{\text{НАГР}} = 35^\circ$, $I_{\text{НАГР}} = 344 \text{ А}$.

Минимальный нагрузочный режим:

$U = 102.9 \text{ кВ}$, $\varphi_{\text{НАГР}} = 35^\circ$, $I_{\text{НАГР}} = 401 \text{ А}$.

Коэффициенты трансформаторы измерительных преобразователей:

ТТ: $K_{\text{ТТ}} = 500/1 = 500$.

ТН: $K_{\text{ТН}} = 110000/100 = 1100$.

Ток КЗ представлены ниже:

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
К1, место установки защиты	$I_{\text{КЗ}(3)} = 8981 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 7817 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 8634 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 7894 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}(3)} = 6228 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 5428 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 6029 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 5537 \text{ А}$
К2, 85% ВЛ	$I_{\text{КЗ}(3)} = 1545 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 1371 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 1420 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 1016 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}(3)} = 1442 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 1288 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 1335 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 993 \text{ А}$
К3, КЗ за Тр1	$I_{\text{КЗ}(3)} = 671 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}(3)} = 751 \text{ А}$
К4, КЗ за Тр2	$I_{\text{КЗ}(3)} = 778 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}(3)} = 826 \text{ А}$
К5, КЗ в конце ВЛ	$I_{\text{КЗ}(3)} = 1364 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 1215 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 1258 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 908 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}(3)} = 1287 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(2)} = 1155 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1,1)} = 1196 \text{ А}$ $I_{\text{КЗ}(1)} = 898 \text{ А}$



СТО 56947007- 29.120.70.200-2015 «Методические указания по расчёту и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin» и «ALSTOM Grid»/«AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110 - 330 кВ». Открытый доступ по ссылке https://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

6 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты синхронных генераторов

Продольная дифференциальная защита.

В качестве защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генераторов мощностью больше 1 МВт и напряжением больше 1 кВ используют продольную дифференциальную токовую защиту без выдержки времени. В зону действия дифференциальной токовой защиты, помимо генератора, входят соединения его со сборными шинами.

Дифференциальную защиту рекомендуется подключать к трем трансформаторам тока по схеме звезда. В этом случае защита чувствительна к двухфазным замыканиям на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети. Основным элемент дифференциальной защиты – дифференциальная защита с торможением (ДЗТ). Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) применяется совместно с ДЗТ в качестве вспомогательного элемента. При увеличении “сквозного” тока уставку срабатывания ДЗТ увеличивается. Для снижения тока небаланса предусматривают выравнивание сопротивлений плеч защиты соответствующим подбором сечений кабелей вторичных цепей. Дифференциальная защита работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя, автомат гашения поля (АГП), пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генераторов напряжением выше 1 кВ мощностью до 1 МВт применяют токовую отсечку (ТО). ТО взамен дифференциальной защиты применяют и для генераторов большей мощности, не имеющих выводов фаз со стороны нейтрали. ТО работает без выдержки времени и действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

В терминалах БМРЗ-ГР реализовано три участка характеристики торможения ДЗТ (рисунок 16).

Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчётного максимального тока небаланса при насыщении ТТ апериодической составляющей. Погрешность ТТ при этом может достигать 90 %.

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса при внешних КЗ значение уставки $I_{ДТО}$, определяют по формуле

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{одн} \cdot (\varepsilon_{ном} + \varepsilon_{БМРЗ-ГР}) \cdot I_{КЗ}^{(3)}$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас; $K_{ПЕР} = 6$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотип-

ных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0.5, в противном случае – 1; $\varepsilon_{\text{ном}}$ – относительная полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем току $I_{\text{КЗ}}$ (в момент $t = 0$); $\varepsilon_{\text{БМРЗ-ГР}}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР принимается равной 0.025; $I_{\text{КЗ}}(t=0)$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока генератора при КЗ на шинах генераторного напряжения в начальный момент времени.

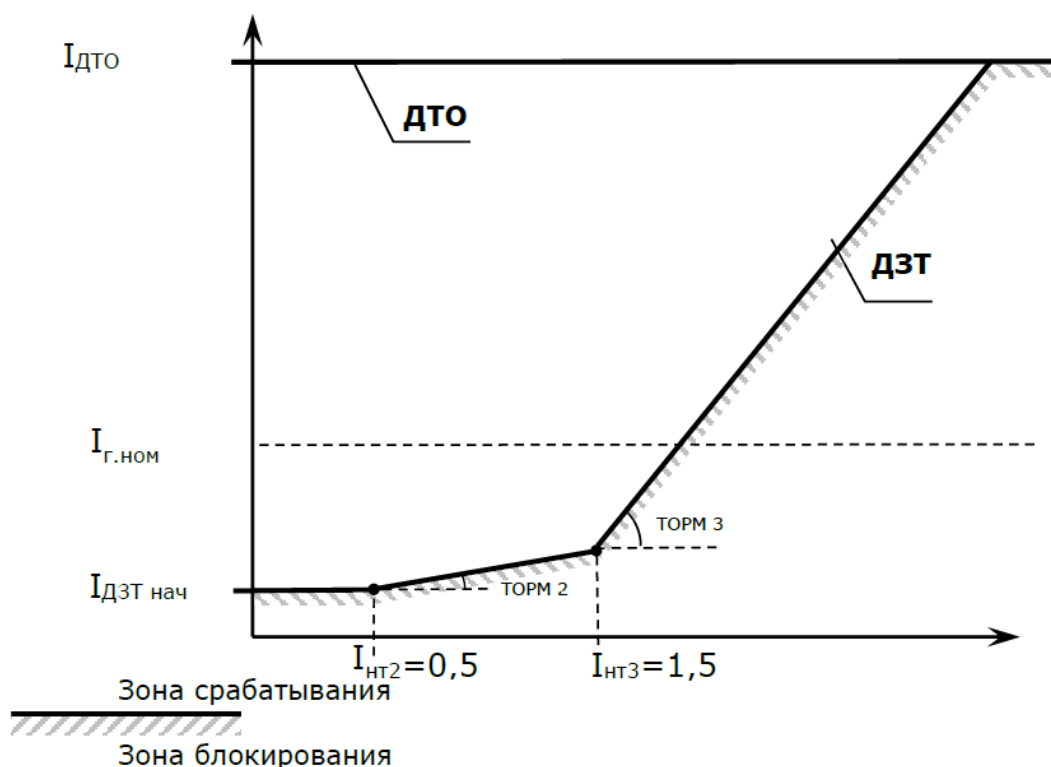


Рисунок 16 – Характеристики ДТО и ДЗТ в БМРЗ-ГР

Ток начала торможения второго участка $I_{\text{НТ2}}$ принимают равным 0.5 о.е.

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{\text{ДЗТ нач}}$, выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса при токе $I_{\text{НТ2}}$, по формуле:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot (\varepsilon_{\text{ном}} + \varepsilon_{\text{БМРЗ-ГР}}) \cdot I_{\text{НТ2}}$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас; $K_{\text{ПЕР}} = 6$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0.5, в противном случае – 1; $\varepsilon_{\text{ном}}$ – относительная полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем току $I_{\text{КЗ}}$ (в момент $t = 0$); $\varepsilon_{\text{БМРЗ-ГР}}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР принимается равной 0.025; $I_{\text{НТ2}}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка.

Если значение уставки $I_{ДЗТ\text{ нач}}$, полученное в ходе расчёта, меньше минимально возможного значения уставки терминала БМРЗ-ГР, то в качестве значения уставки и для дальнейших расчётов ток $I_{ДЗТ\text{ нач}}$ следует принять равным минимально возможному для ввода в терминал БМРЗ-ГР значению.

Ток начала торможения третьего участка $I_{нт3}$ принимают равным 1.5 о.е. в предположении, что насыщение ТТ возможно только при токах больше данного значения.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}2}$ второго участка характеристики торможения ДЗТ рекомендуется принимать равным 0.2 для отстройки от погрешностей ТТ.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}3}$ третьего участка характеристики торможения ДЗТ выбирают исходя из условия отстройки от погрешности ТТ при насыщении ТТ апериодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}3}$ рекомендуется принимать не менее 1, что соответствует погрешности одного из ТТ 50 % в переходном процессе.

Защита генератора от однофазных замыканий на землю в обмотке статора.

Защиту выполняют на основе измерения тока нулевой последовательности на стороне выводов генератора к нагрузке и подключают к трансформатору тока нулевой последовательности. При присоединении генератора шинопроводом защита выполняется с использованием шинного трансформатора тока нулевой последовательности с подмагничиванием (ТНПШ).

Расчетный ток срабатывания защиты отстраивается от тока внешнего однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), который принимается равным емкостному току своего присоединения с учетом броска. Для снижения расчетного тока срабатывания в защите предусматривается выдержка времени от 1 до 2 с.

Для генераторов мощностью более 1,5 МВт при использовании ТНПШ часто организуется блокирование защиты при пуске защит от многофазных КЗ. Указанное необходимо в связи с тем, что при выполнении защиты с трансформатором шинного типа токи небаланса, обусловленные несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки, могут достигать при внешних КЗ значительных значений, что может привести к излишнему срабатыванию защиты.

При выполнении защиты с трансформаторами тока нулевой последовательности (ТТНП) кабельного типа токи небаланса, обусловленные несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки, имеют значительно меньшие значения, чем при трансформаторах шинного типа. В связи с этим в схемах с кабельными ТТНП блокировка защиты от замыканий на землю при внешних КЗ не предусматривается.

Защита от замыканий на землю действует на отключение генераторного выключателя и АГП. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

В сетях с компенсированной нейтралью защиту от однофазных замыканий на землю выполняют по высшим гармоникам тока ОЗЗ, так как первая гармоническая составляющая тока ОЗЗ компенсируется дугогасящим реактором (ДГР).

Расчет уставок в сетях с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью.

Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите выпуск 1 «Защита генераторов, работающих на сборные шины».

Первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия селективности действия при внешнем однофазном замыкании на землю, сопровождающемся внешним замыканием между двумя фазами. При наличии блокировки при внешних КЗ уставку защиты от ОЗЗ $I_{ОЗЗ\text{ сз}}$ определяют по формуле:

$$I_{ОЗЗ\text{ сз}} = \frac{1}{K_{\epsilon}} \cdot (K'_{отс} \cdot I_C + K''_{отс} \cdot I_{НБ.БЛ.П.})$$

при отсутствии блокировки по формуле:

$$I_{ОЗЗ\text{ сз}} = \frac{1}{K_{\epsilon}} \cdot (K'_{отс} \cdot I_C + K''_{отс} \cdot I_{НБ.КЗ.П.})$$

где $K_{\epsilon} = 0,95$ – коэффициент возврата; $K'_{отс}$ – коэффициент отстройки от перемежающегося внешнего замыкания на землю (принимается равным 2 при работе защиты с выдержкой времени более 1 с); I_C – установившийся емкостной ток замыкания на землю присоединения с защищаемым генератором; $K''_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки; $I_{НБ.БЛ.П.}$ – первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТТНП и соответствующий току срабатывания резервных защит от внешних КЗ; $I_{НБ.КЗ.П.}$ – первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью ТТНП в режиме внешнего двухфазного КЗ.

Установившийся емкостной ток замыкания на землю I_C рассчитывают по формуле:

$$I_C = I_{0\text{ ген.}} + I_{0\text{ каб.}}$$

где $I_{0\text{ ген.}}$ – собственный емкостной ток генератора; $I_{0\text{ каб.}}$ – емкостной ток кабеля. Ток кабеля учитывается при установке ТТНП не на выводах генератора, а за кабельной линией.

Собственный емкостной ток генератора $I_{0\text{ ген.}}$ рассчитывают по формуле:

$$I_{0\text{ ген.}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\Gamma} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$$

где $\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314,2$ – круговая частота сети; C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле; $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение генератора.

Значение емкости одной фазы обмотки статора по отношению к земле C_{Γ} , может быть определено по следующим приближенным формулам:

- для неявнополюсных генераторов:

$$C_{\Gamma} = \frac{0,0187 \cdot S}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})} \cdot 10^{-6}$$

- для явнополюсных генераторов:

$$C_{\Gamma} = \frac{40 \cdot S^{\frac{3}{4}}}{3 \cdot (U_{ном} + 3600) \cdot n^{\frac{1}{3}}} \cdot 10^{-6}$$

где S – номинальная полная мощность генератора, МВ·А; $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение генератора, В; n – частота вращения, об/мин.

Собственный емкостной ток кабеля $I_{0\text{ каб.}}$ рассчитывают по формуле:

$$I_{0\text{ каб.}} = I_{C\text{ уд.}} \cdot l$$

где $I_{C\text{ уд.}}$ – удельный емкостной ток кабеля, А/км; l – длина линии, км.

После расчета тока срабатывания защиты следует выполнить проверку, что первичный ток срабатывания не превышает 5 А.

Чувствительность защиты от однофазных замыканий определяют при замыкании на выводах генератора:

$$K_{\eta} = \frac{I_{0\Sigma}}{I_{O33\text{ с.з.}}}$$

где $I_{0\Sigma}$ – установившийся емкостной ток замыкания на землю сети генераторного напряжения, за исключением защищаемого генератора; $I_{O33\text{ с.з.}}$ – ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю.

При приближении точки замыкания на землю к нейтрали генератора емкостной ток уменьшается пропорционально количеству замкнувшихся витков обмотки фазы статора. Поэтому рекомендуется обеспечивать коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ не менее 2.

Выдержка времени защиты от замыканий на землю $t_{O33\text{ с.з.}}$ выбирается по условию отстройки от внешних повреждений (учет броска емкостного тока генератора при замыканиях на землю и других факторов). Выдержка времени $t_{O33\text{ с.з.}}$ может быть принята от 1 до 2 с.

Защита от замыканий на землю действует на отключение генераторного выключателя, АПП, пуск УРОВ, а также на вызывную сигнализацию. В зависимости от режима работы допускается действие на остановку двигателя или турбины.

Задание 6:



1. Рассчитайте параметры, определяющие характеристику срабатывания, продольной дифференциальной защиты синхронного генератора ТВФ-63-2У3 ($S_{\text{ном}} = 78.75$ МВА, $\cos\varphi = 0.8$, $U_{\text{ном}} = 6.3$ кВ, $n = 3000$ об/мин) в составе терминала защиты БМРЗ-ГР (Механотроника).
2. Постройте характеристику срабатывания для продольной дифференциальной защиты (пример на рисунке 4.12).
3. Рассчитайте параметры срабатывания защиты генератора от однофазных замыканий на землю в обмотке статора.

Исходные данные:

- $I_{\text{КЗ ВНЕШ } 1} = 9950$ А – ток КЗ за трансформатором блока «генератор-трансформатор»;
- $I_{\text{КЗ ВНЕШ } 2} = 10850$ А – ток КЗ на низкой стороне трансформатора блока «генератор-трансформатор»;
- емкостной удельный ток кабеля (при напряжении сети 10 кВ) АСБ сечение 3×185 [согласно специализированному справочнику «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей», 2003 год, М.А. Шабад] равен $I_{\text{с уд.}} = 1,25$ А/км;
- длина кабеля $l = 0,1$ км.



СТО ДИВГ-057-2016 «Методические указания по защите генераторов, работающих на сборные шины». Открытый доступ по ссылке

http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/zashita_generatorov.pdf

7 Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты электрических двигателей

Согласно ПУЭ для защиты электродвигателей от междуфазных замыканий в случаях, когда не применяют предохранители, могут быть предусмотрены:

а) токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенными на разность токов двух фаз;

б) токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия;

в) продольная дифференциальная токовая защита.

Для электродвигателей мощностью менее 2 МВт защиту по пункту а) применяют в тех случаях, когда она отвечает требованиям чувствительности. Если защита а) не обеспечивает требуемого коэффициента чувствительности, применяют защиту б).

Защиту по б) используют для электродвигателей мощностью более 2 МВт, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю, а также в том случае, когда применение двухрелейной отсечки оказывается целесообразным по исполнению комплектной защиты или применяемого привода с реле прямого действия.

При отсутствии защиты от однофазных замыканий на землю токовую отсечку электродвигателей мощностью 2 МВт и более следует выполнять трехрелейной, с тремя трансформаторами тока.

Продольную дифференциальную защиту следует применять для электродвигателей мощностью 5 МВт и более.

При наличии защиты от двойных замыканий на землю, выполненной с помощью токового реле и трансформатора тока нулевой последовательности, допускается использовать двухфазную дифференциальную защиту.

Для защиты электродвигателей мощностью 5 МВт и более, имеющих три или четыре вывода обмотки статора, следует предусматривать токовую отсечку.

Для блоков трансформатор (автотрансформатор)-электродвигатель должна быть предусмотрена одна из указанных ниже общих защит от многофазных замыканий:

а) токовая отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах;

б) дифференциальная отсечка в двухрелейном исполнении, отстроенная от бросков тока намагничивания трансформатора;

в) продольная дифференциальная токовая защита в двухрелейном исполнении с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока.

Защиту по а) применяют для блоков с электродвигателями мощностью до 2 МВт.

При схеме соединения обмоток трансформатора звезда – треугольник отсечку следует выполнять на трех токовых реле – двух, включенных на фазные токи, и одного, включенного на сумму этих токов.

Если установка трех реле (например, при ограниченном количестве реле прямого действия) невозможна, допускается применить схему с двумя реле, включенными на соединенные треугольником вторичные обмотки трех трансформаторов тока.

Защиту по б) применяют для блоков с электродвигателями мощностью более 2 МВт, а также для блоков с электродвигателями мощностью менее 2 МВт, если токовая отсечка без выдержки времени не отвечает требованиям чувствительности при междуфазном КЗ на выводах электродвигателя.

Продольную дифференциальную защиту применяют для блоков с электродвигателями мощностью более 5 МВт, а также для блоков с электродвигателями меньшей мощности в тех случаях, если защиты по а), б) не удовлетворяют требованиям чувствительности.

Коэффициент чувствительности защит от междуфазных замыканий проверяют при КЗ на вводах питания электродвигателя.

Расчет максимального тока двигателя.

Под максимальным током далее следует подразумевать периодическую составляющую максимально возможного тока двигателя. Влияние апериодических составляющих будет учитываться соответствующими коэффициентами.

На рисунке 13 приведена типичная пусковая характеристика асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Она также подходит для синхронного двигателя, так как он пускается в асинхронном режиме.

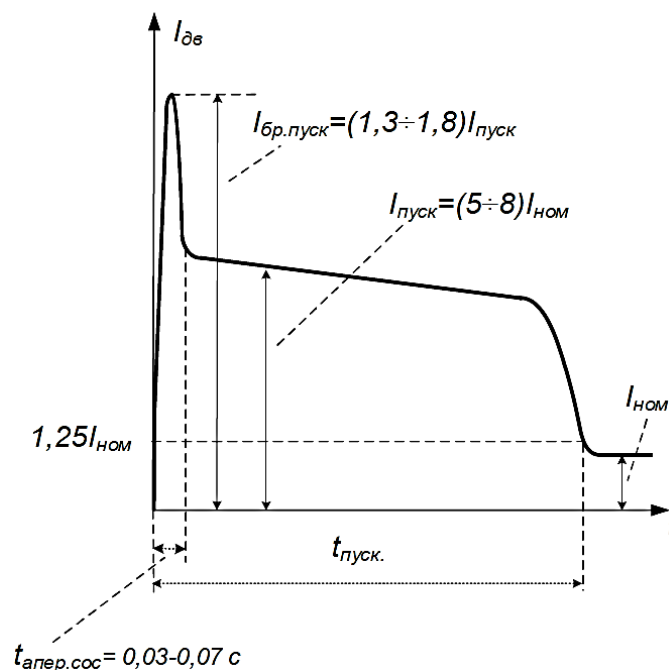


Рисунок 17 – Пусковая характеристика электродвигателя

Пусковая характеристика асинхронных двигателей с фазным ротором определяется сопротивлением, включенным в цепь ротора.

В случае, если номинальный ток двигателя $I_{ном.дв.}$ не приведен в паспортных данных, его определяют по формуле:

$$I_{ном.дв.} = \frac{P_{ном.дв.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв.} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}$$

где $P_{ном.дв.}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт; $U_{ном.дв.}$ – номинальное линейное действующее напряжение двигателя, кВ; η – номинальный коэффициент полезного действия (КПД) электродвигателя; $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности электродвигателя.

В случае прямого пуска двигателя с короткозамкнутым ротором максимальный ток определяют по формуле

$$I_{макс.} = K_{пуск} \cdot I_{ном.дв.}$$

где пуск $K_{пуск}$ – кратность пускового тока машины (как правило, от пяти до восьми); $I_{ном.дв.}$ – номинальный ток двигателя.

В случае реакторного пуска двигателя определяют полное пусковое индуктивное сопротивление двигателя X_d [Ом] по формуле:

$$X_d = \frac{U_{ном.дв.}}{\sqrt{3} \cdot I_{макс.}}$$

где $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток при прямом пуске; $U_{\text{ном.дв.}}$ – номинальное напряжение двигателя.

Максимальный ток двигателя $I_{\text{макс}}$ при реакторном пуске определяют по формуле:

$$I_{\text{макс.}} = \frac{U_{\text{ном.дв.}}}{\sqrt{3} \cdot (X_d + X_c + X_p)}$$

где X_c – индуктивное сопротивление сети; X_p – индуктивное сопротивление реактора.

При участии двигателя в самозапуске значение тока $I_{\text{макс}}$ необходимо увеличить в 1.4 раза, поскольку напряжение на двигателе после включения резервного питания может превышать номинальное в 1.3–1.4 раза.

Для синхронного двигателя, не участвующего в самозапуске, максимальным является ток подпитки при внешнем КЗ, равный

$$I_{\text{макс.}} = 1,1 \cdot K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном.дв.}}$$

Способы выполнения дифференциальной защиты электродвигателей.

На практике нашли применение два варианта выполнения дифференциальной защиты электродвигателей:

- с током срабатывания меньше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты применяют для минимизации объема повреждений в электродвигателях при внутренних междуфазных коротких замыканиях в статорной обмотке машины. Этот вариант допускает неправильное действие защиты при обрыве и неисправности токовых цепей, или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя. Вариант рекомендован к применению на объектах, где есть обслуживающий персонал;

- с током срабатывания больше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты рекомендован к применению на ответственных объектах и обеспечивает правильную работу защиты при обрыве и неисправности токовых цепей, или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя.

Оба варианта дифференциальной защиты работают без выдержки времени.

Основной элемент дифференциальной защиты – дифференциальная защита с торможением (ДЗТ).

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) должна всегда применяться с ДЗТ в качестве вспомогательного элемента.

Дифференциальная токовая отсечка.

Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчетного максимального тока небаланса в переходном процессе. По-

грешность ТТ с учетом насыщения апериодической составляющей может достигать 90 %.

Для отстройки от расчетного максимального тока небаланса значение уставки $I_{ДТО}$ определяют по формуле

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot \varepsilon_{пер} \cdot I_{макс.}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимается равным 1.5; $\varepsilon_{пер}$ – относительная полная погрешность ТТ в переходном режиме, ДТО выполняется без блокировок и загробления в переходном режиме, поэтому $\varepsilon_{пер}$ принимается равной от 0.7 до 0.9; $I_{макс}$ – максимальный ток двигателя.

Дифференциальная защита с торможением.

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ выбирают из диапазона.

$$I_{ДЗТ} \text{ от } 0,3 \cdot I_{ном.дв.} \text{ до } 1,2 \cdot I_{ном.дв.}$$

При выборе уставки $I_{ДЗТ}$, превышающей номинальный ток двигателя, следует применять сигнализацию небаланса (для сигнализации о неисправности измерительных цепей) с уставкой $K_{НБ}$ от 0,4 до 0,6.

Срабатывание сигнализации происходит при превышении дифференциальным током уставки $K_{НБ} \times I_{ДЗТ}$.

Для отстройки от повышенных погрешностей ТТ при насыщении апериодической составляющей в терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.070(071) необходимо коэффициент торможения выставить не менее "1".

В терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) осуществляется анализ гармонического состава дифференциального тока. При апериодическом насыщении дифференциальный ток содержит большое количество четных гармоник и постоянную составляющую. По относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе дифференциальная защита блокируется. Если во время действия блокировки возникает внутреннее повреждение – блокировка автоматически снимается.

В этом случае возможно повысить чувствительность защиты, снизив коэффициент торможения до значения, определяемого по формуле

$$K_{торм} = K_n \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon_{макс} + 2 \cdot \gamma + \delta)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 1.1–1.2; $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий снижение тормозного тока при внешнем КЗ из-за насыщения периодической составляющей, принимается равным 2.5; $\varepsilon_{макс}$ – относительная полная погрешность ТТ при токе торможения, равном $I_{макс}$; γ – относительная погрешность аналогового входа терминала БМРЗ, принимается равной 0.025; δ – технологический запас, принимается равным 0.025.

Уставку по относительному содержанию второй гармонической составляющей в дифференциальном токе рекомендуется выбирать из диапазона от 0.15 до 0.2.

В терминале БМРЗ-УЗД предусмотрен алгоритм ДЗТ с очувствлением (рисунок 18). При использовании этого алгоритма необходимо ввести две уставки – $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ и $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТ}}$. Значение уставки $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ выбирают больше номинального тока двигателя, а уставки $I_{\text{ДЗТ ЧУВСТ}}$ – меньше номинального тока двигателя.

Данный алгоритм постоянно работает по грубым уставкам. При превышении аварийной составляющей любого из фазных токов стороны питания значения $3.5 \times I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$ данный алгоритм переходит на работу по чувствительным уставкам.

Если функцию очувствления не используют, то в качестве уставки $I_{\text{ДЗТ}}$ принимают $I_{\text{ДЗТ ГРУБ}}$.

Использование алгоритма ДЗТ с очувствлением позволяет избежать отключений электродвигателя при:

- обрывах (одного, двух или нескольких проводов в измерительных цепях);
- различных видах замыканий в измерительных цепях;
- повреждении одного или нескольких измерительных ТТ.

В терминалах БМРЗ ДИВГ.648228.080(081) реализована дифференциальная защита по мгновенным значениям с детектором насыщения.



Рисунок 18 – Характеристики ДЗТ с очувствлением

Защита анализирует мгновенные значения дифференциального и тормозного токов на каждом отсчете.

При резком увеличении тормозного тока (КЗ, пуск, самозапуск) ожидается появление дифференциального тока. Так как насыщение ТТ не может про-

изойти мгновенно в случае внешнего КЗ (пуска, самозапуска), с насыщением ТТ дифференциальный ток появится спустя несколько миллисекунд.

Для корректной работы необходимо, чтобы время до насыщения ТТ было не менее 4 мс.

При внутреннем КЗ увеличение тормозного и дифференциального токов происходит одновременно.

Выдержки времени для алгоритмов ДЗТ и ДТО принимают равными нулю.

Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ на вводах питания электродвигателя определяют по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ДЗТ}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{ДЗТ}}}$$

Защиты от однофазных замыканий на землю.

В ПУЭ предусмотрено, что защита электродвигателей от ОЗЗ должна применяться при:

- отсутствии компенсации, когда токи замыкания на землю превышают 10 А (электродвигатели номинальной мощностью до 2 МВт) или 5 А (электродвигатели номинальной мощностью свыше 2 МВт);

- наличии компенсации, когда остаточный (суммарный) ток превышает 10 А (электродвигатели номинальной мощностью до 2 МВт) или 5 А (электродвигатели номинальной мощностью свыше 2 МВт).

Ток срабатывания защит электродвигателей от ОЗЗ не должен превышать 10 А (электродвигатели мощностью до 2 МВт) или 5 А (электродвигатели мощностью более 2 МВт). В ПУЭ рекомендовано использовать меньшие токи срабатывания, если это не приводит к усложнению защиты от ОЗЗ.

Для защиты от ОЗЗ рекомендуется использовать трансформаторы тока нулевой последовательности, устанавливаемые, как правило, в распределительном устройстве.

Трансформаторы тока нулевой последовательности допускается устанавливать у выводов электродвигателя в фундаментной яме, если их установка в распределительном устройстве невозможна или может привести к увеличению выдержки времени срабатывания защиты.

Действие защиты электродвигателей от ОЗЗ следует предусматривать без выдержки времени, кроме тех электродвигателей, для которых требуется замедление защиты по условию отстройки от переходных процессов.

Если для отстройки защиты от переходных процессов необходимо вводить выдержку времени, то для отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно быть установлено дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания, выбираемым из диапазона от 50 до 200 А.

Защита от ОЗЗ должна действовать на отключение электродвигателя.

В схемах защиты от ОЗЗ синхронных электродвигателей необходимо предусмотреть действие защиты на устройство автоматического гашения поля АГП (при его наличии).

Первая ступень алгоритма обеспечивает защиту электродвигателя при возникновении однофазного замыкания на землю.

Вторая ступень алгоритма обеспечивает защиту от двойных замыканий на землю и используется в тех случаях, когда для отстройки от переходных процессов первая ступень защиты действует с выдержкой времени.

Расчет уставок защиты от ОЗЗ.

Принцип работы защиты от ОЗЗ поясняет рисунок 19.

В кабельной линии 4 возникло ОЗЗ. После окончания переходного процесса, связанного с перезарядом емкостей сети, весь остаточный (суммарный) емкостной ток двух неповрежденных фаз этой сети будет протекать через точку ОЗЗ.

Через те присоединения, где нет ОЗЗ, будет протекать только емкостной ток защищаемых присоединений в направлении места ОЗЗ.

Применительно к электродвигателю М1 этот ток равен сумме емкостных токов кабельной линии $I_{с.кл.1}$ и двигателя с $I_{дв.}$.

Защита от ОЗЗ не должна срабатывать при токах меньших или равных емкостному току любого присоединения, т. е. защита от ОЗЗ должна быть отстроена от собственного емкостного тока присоединения.

В зависимости от значения тока $I_{с\sum}$ защита от ОЗЗ может быть выполнена с действием на:

- сигнализацию (при токах срабатывания меньших, чем установленные в ПУЭ);
- отключение поврежденного электродвигателя.

Рекомендуется устанавливать нулевое значение времени срабатывания защиты от ОЗЗ.

Для повышения чувствительности защиты от ОЗЗ или отстройки от переходных процессов возможно задание времени срабатывания защиты равным 0.1 с.

При введении задержки на срабатывание ОЗЗ необходимо использовать защиту от двойных замыканий на землю, работающую без выдержки времени (вторая ступень алгоритма ОЗЗ в терминалах БМРЗ).

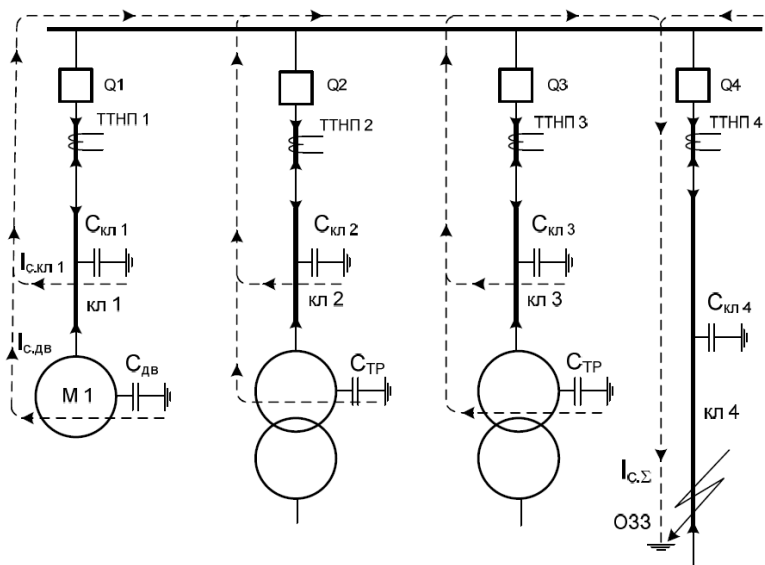


Рисунок 19 – ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Уставку срабатывания защиты электродвигателя от ОЗЗ по току $3 \cdot I_0 >$ определяют по формуле

$$3 \cdot I_0 > = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot K_{бр} \cdot (I_{емк.дв.} + I_{емк.кл.})$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от ОЗЗ; K_{ϵ} – коэффициент возврата защиты от ОЗЗ; $K_{бр}$ – коэффициент броска емкостного тока, обусловленного перезарядом емкостей электрической сети при ОЗЗ; $I_{емк. дв.}$ – емкостной ток защищаемого электродвигателя присоединения с индексом 1; $I_{емк. кл.}$ – емкостной ток кабельной линии, соединяющей электродвигатель с ячейкой.

Значения этих коэффициентов для терминалов БМРЗ – $K_{отс}=1.2$; $K_{\epsilon} = 0.95$; $K_{бр} = 2$.

При расчетах защит от ОЗЗ, выполненных на электромеханических реле, используют другие значения коэффициентов: $K_{отс}=1.3$; $K_{бр}$ – от трех до пяти.

Меньшее значение коэффициента $K_{бр}$ для терминалов БМРЗ показывает, что цифровые фильтры терминала обеспечивают более эффективное ослабление броска апериодической составляющей емкостного тока.

В некоторых сетях собственные емкостные токи отдельных присоединений велики и соизмеримы с суммарным емкостным током сети. Использование ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ в таких сетях невозможно и поэтому рекомендуется применять направленную защиту.

В этом случае ток срабатывания направленной токовой защиты от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью определяют по формуле, представленной выше, в которой значение принимают равным единице.

Для расчетов используют емкость статорной обмотки электродвигателя, указанную в его паспорте.

Значения электрической емкости статорной обмотки некоторых типов электродвигателей приведены в таблице.

Электродвигатель		Емкость трех фаз статорной обмотки, мкФ, при номинальном напряжении	
Тип	Мощность, кВт	6 кВ	10 кВ
СТД-5000-2	5000	0,11	0,085
СТД-6300-2	6300	0,11	0,11
СТД-8000-2	8000	0,17	0,11
СТД-10000-2	10000	0,17	0,15
СТД-12500-2	12500	0,22	0,15

При отсутствии информации в паспорте двигателя, емкостной ток электродвигателя $I_{\text{емк.дв.}}$ можно определить по формулам, приведенным ниже:

- для АД с номинальным напряжением 6 кВ:

$$I_{\text{емк.дв.}} = 0,017 \cdot S_{\text{ном.дв.}}$$

- для АД с номинальным напряжением 10 кВ:

$$I_{\text{емк.дв.}} = 0,03 \cdot S_{\text{ном.дв.}}$$

В формулах $S_{\text{ном.дв.}}$, МВ·А – полная мощность АД.

Если в паспорте электродвигателя не указана его полная мощность $S_{\text{ном.дв.}}$ ее можно определить по формуле

$$S_{\text{ном.дв.}} = \frac{P_{\text{ном.дв.}}}{\cos \varphi \cdot \eta}$$

где $P_{\text{ном.дв.}}$ – номинальная мощность на валу электродвигателя, МВт; $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности электродвигателя; η – номинальный КПД электродвигателя.

Значение емкостного тока синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ можно определить, используя нижеприведенные формулы.

Емкостной ток СД при ОЗЗ $I_{\text{емк.дв.}}$ вычисляют по формуле

$$I_{\text{емк.дв.}} = 2 \cdot \pi \cdot f_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3} \cdot C_{\text{дв}} \cdot U_{\text{ном.дв.}}$$

где $C_{\text{дв.}}$ – электрическая емкость двигателя, Ф; $U_{\text{ном.дв.}}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота напряжения питающей сети, Гц.

Емкость статорных обмоток явнополюсного СД $C_{\text{дв}}$ определяют по формуле

$$C_{\text{дв}} = \frac{40 \cdot \sqrt[4]{S_{\text{ном.дв}}} \cdot 10^{-6}}{3 \cdot (U_{\text{ном.дв}} + 3600) \sqrt[3]{n}}$$

где $S_{\text{ном.дв.}}$ – полная мощность электродвигателя, кВт·А; $U_{\text{ном.дв.}}$ – номинальное междуфазное напряжение двигателя, В; n – синхронная частота вращения двигателя, об/мин.

Емкость обмоток одной фазы неявнополюсных синхронных и асинхронных электродвигателей $C_{дв.}$ определяют по формуле

$$C_{дв.} = \frac{0,0187 \cdot S_{ном.дв.} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном.дв.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном.дв.})}}$$

где $S_{ном.дв.}$ — полная мощность электродвигателя, МВ·А; $U_{ном.дв.}$ — номинальное междуфазное напряжение двигателя, кВ.

Для нахождения удельного емкостного тока кабельной линии $I_{с.кл.}$ с бумажной изоляцией следует использовать таблицу.

Площадь сечения жил кабеля, мм ²	Удельный емкостной ток I_c , А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

При отсутствии информации об удельной емкости кабеля, емкостной ток $I_{емк.кл.}$ кабельной линии можно определить по приближенной формуле

$$I_{емк.кл.} = \frac{U_{ном.кл.} \cdot l}{10}$$

где $U_{ном.кл.}$ — номинальное линейное напряжение кабельной линии, кВ; l — длина кабельной линии, км.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена точное значение удельного емкостного тока необходимо запросить у завода изготовителя на данную партию кабельной продукции.

ПУЭ допускает использовать изолированную нейтраль в тех случаях, когда суммарный емкостной ток $I_{с\sum}$ не превышает 30 А (для сети напряжением 6 кВ) или 20 А (для сети напряжением 10 кВ).

В сетях с резистивным заземлением нейтрали суммарное значение тока ОЗЗ $I_{ОЗЗ}^{(1)}$ определяют по формуле

$$I_{ОЗЗ}^{(1)} = \sqrt{I_{с\sum}^2 + I_R^2}$$

где $I_{с\sum}$ — суммарное значение емкостного тока сети; I_R — активный ток, протекающий через резистор заземления нейтрали.

Для машин небольшой мощности и коротких кабельных линий, с помощью которых подключен электродвигатель, расчетное значение уставки сра-

батывания защиты может оказаться меньше минимального тока срабатывания терминала. В этом случае уставку срабатывания защиты принимают равной минимальному току срабатывания защиты.

6.3.16 Оценку коэффициента чувствительности защиты при ОЗЗ $K^{(1)}_ч$ выполняют по формуле

$$K^{(1)}_ч = \frac{I^{(1)}_{ОЗЗ\Sigma}}{3 \cdot I_0} >$$

где $I^{(1)}_{ОЗЗ\Sigma}$ – суммарное значение емкостного тока сети при ОЗЗ, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не меньше 1.5.

Перед вводом уставки по току $3 \cdot I_0 >$ в терминал БМРЗ, следует перевести ее во вторичные значения в соответствии с коэффициентом трансформации ТТНП, приведенным в таблице.

Тип ТТНП	Коэффициент трансформации
ТЗЛ	1/25
ТЗЛМ	1/25
ТЗР	1/18
ТЗРЛ	1/30

Для реализации селективной защиты от ОЗЗ для двухскоростных двигателей рекомендуется применять отдельные ТТНП на каждую частоту вращения. В терминалах БМРЗ-ДВА для этого предусмотрены два входа для токов нулевой последовательности.

Расчеты защиты от ОЗЗ для двухскоростного двигателя выполняют отдельно для каждой частоты вращения.

Задание 7:



1. Требуется определить параметры защиты от междуфазных замыканий для асинхронного электродвигателя серии А4. Пуск двигателя прямой от напряжения питающей сети. Двигатель участвует в самозапуске.
2. Оцените чувствительность защиты от междуфазных КЗ.
3. Требуется определить параметры защиты от замыканий на землю асинхронного электродвигателя серии А4, работающего в сети с изолированной нейтралью. Электродвигатель подключен кабелем с бумажной изоляцией и медными жилами сечением 185 мм². Длина кабеля – 40 метров. Суммарное значение тока ОЗЗ на частоте 50 Гц сети, в которой работает этот АД, на вводах питания двигателя, составляет $I^{(1)}_{ОЗЗ\Sigma} = 1.4$ А.
4. Оцените чувствительность защиты от ОЗЗ.

Исходные данные:

Для защиты двигателя использован терминал БМРЗ-УЗД.

Параметры двигателя:

- номинальная мощность на валу двигателя, $P_{\text{ном дв.}} = 1000$ кВт;
- коэффициент мощности $\cos\varphi = 0.89$;
- напряжение $U_{\text{ном дв.}} = 6$ кВ;
- КПД $\eta = 0.955$;
- кратность пускового тока $K_{\text{пуск}} = 5.7$;
- значение тока трехфазного КЗ на вводах питания АД $I_{\text{ш}}^{(3)} = 3.5$ кА;
- максимальное сопротивление токовых цепей со стороны:
 - питания электродвигателя (по проекту), не более 0.5 Ом;
 - нейтрали электродвигателя (по проекту), не более 1 Ом.



СТО ДИВГ-057-2016 «Методические указания по защите синхронных и асинхронных двигателей 6-10кВ». Открытый доступ по ссылке
http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/sinchronnye-i-asinchronnye-dvigateli6-10kv.pdf

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Релейная защита является основным видом противоаварийной автоматики, без которой невозможна надежная и бесперебойная работа электроэнергетических систем.

Курс релейной защиты, изучаемый в высших и средних технических учебных заведениях, охватывает обширный комплекс вопросов по автоматической ликвидации повреждений и ненормальных режимов, возникающих в электрической части энергосистем. Задачи релейной защиты, ее роль и значение в обеспечении надежной работы энергосистем и бесперебойного энергоснабжения потребителей непрерывно растут. Это обусловлено усложнением схем и ростом электрических сетей и систем, объединением энергосистем в единые электрически связанные системы в пределах нескольких областей, всей страны или даже нескольких государств; сооружением дальних и сильно загруженных электропередач высокого и сверхвысокого напряжения; строительством мощных электростанций; ростом единичной мощности генераторов и трансформаторов. В связи с этим требования к скорости действия, чувствительности и надежности релейной защиты повышаются, а сама техника релейной защиты быстро развивается и совершенствуется. Разрабатываются и внедряются новые виды защит для дальних электропередач, для крупных генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов.

В настоящее время для защиты электрооборудования все чаще используются микропроцессорные терминалы. Однако согласно статистике ОА «СО ЕЭС», аппаратная платформа РЗА ЕЭС России на 2015 г. состоит в сетях 110-220 кВ на 63,87% и в сетях 330-750 кВ на 51% из электромеханической элементной базы. Поэтому умение производить настройку параметров подобных терминалов, а также современных микропроцессорных устройств является одной из основных компетенций для специалиста, получающего образование по направлению «Электроэнергетика и электротехника» и по другим направлениям и специальностям, связанными с эксплуатацией электроэнергетических объектов. В связи с этим, настоящее учебное пособие содержит теоретические сведения о функциях и способах настройки электромеханических, микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗ, порядок проведения лабораторных работ, а также требования к оформлению и порядок защиты отчетов.

Для эффективного освоения приведенного материала требуются знания в конструкции принципов работы измерительных трансформаторов тока и напряжения, схемах соединения вторичных обмоток, нормальных и аварийных режимах работы электроэнергетических систем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К ЗАНЯТИЯМ

1. Чернобровов, Николай Васильевич. Релейная защита энергетических систем : учебное пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. — Екатеринбург: Юланд, 2016. — 800 с.: ил.
2. Дьяков А.Ф., Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / Дьяков А.Ф. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017. - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL: <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383011614.html> (дата обращения: 31.08.2019).
3. Гуревич, В. И. Микропроцессорные реле защиты: устройство, проблемы, перспективы / В. И. Гуревич. — Вологда : Инфра-Инженерия, 2011. — 336 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/65083> (дата обращения: 31.08.2019). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
4. Гуревич, В. И. Уязвимости микропроцессорных реле защиты: проблемы и решения / В. И. Гуревич. — 2-е изд. — Вологда : Инфра-Инженерия, 2017. — 256 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/95769> (дата обращения: 31.08.2019). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
5. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки: учебное пособие / О. Г. Захаров. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2014. — 128 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/65084> (дата обращения: 31.08.2019). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
6. Испытательные системы серии "РЕТОМ" и их применение для проверки устройств релейной защиты и автоматики: учебное пособие / С. М. Юдин, В. В. Шестакова, С. Н. Пашковский, Е. А. Понамарев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2011. — URL: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2012/m281.pdf> (дата обращения: 25.05.2019). — Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. — Текст: электронный.
7. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / М. В. Андреев, Н. Ю. Рубан, А. А. Суворов [и др.]; составители М.В. Андреев [и др.]. — Томск: ТПУ, 2018. — 167 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/113201> (дата обращения: 26.05.2019). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
8. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки: учебное пособие / О. Г. Захаров. — Вологда: Инфра-Инженерия, 2014. — 128 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-

библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/65084> (дата обращения: 26.05.2019). – Режим доступа: для авториз. пользователей.

9 Постановление правительства РФ от 13.08.2018 (ред. 08.12.2018) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации "[Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/popular/> (дата обращения: 28.05.2019). – Режим доступа: свободный.

10 ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/popular/> (дата обращения: 28.05.2019). – Режим доступа: свободный.

11 РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. Утверждены РАО «ЕЭС России» 20.01.2001. Ред. 29.04.2004 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/popular/> (дата обращения: 28.05.2019). – Режим доступа: свободный.