МИНИСТЕРСТВО ОБЩЕГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ «КАМЫШЛОВСКИЙ ТЕХНИКУМ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТРАНСПОРТА»

Учебно-методические рекомендации по выполнению практических и лабораторных работ «Автоматизация и релейная защита электрических сетей» для студентов специальности 13.02.11. «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования»

форма обучения: ***очная***

Составители: Мухтаров И.Ф.

Камышлов 2015

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение
2. Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты
3. Виды повреждений и ненормальных режимов электрооборудования
4. Элементы схем релейной защиты и автоматики
5. Релейная защита воздушных и кабельных линий (
6. Раздел «Защита сетей с изолированной нейтралью от замыканий на землю»)
7. Токовые направленные защиты.
8. Дистанционные защиты.
9. Высокочастотная блокировка действия защит.
10. Токовая защита нулевой последовательности.
11. Релейная защита трансформаторов.
11.1 Общие требования к защите.
11.2 Защиты трансформаторов от внутренних повреждений.
11.3 Резервные защиты трансформаторов.
11.4 Особенности защит трансформаторов, работающих в блоке с линией без выключателя на стороне высшего напряжения.
12. Защита синхронных генераторов.
13. Защита шин станций и подстанций
14. Устройство резервирования отказов выключателей (УРОВ).
15. Защита электродвигателей.
16. Автоматическое повторное включение
17. Автоматическое включение резерва
18. Автоматическая частотная разгрузка
19. Синхронизация генераторов
20. Автоматическое регулирование возбуждения на генераторах
21. Автоматическое регулирование напряжения на трансформаторах
22. Приложения

ВВЕДЕНИЕ

Государственный образовательный стандарт предусматривает изучение вопросов релейной защиты и автоматизации для специальностей код 13.02.11. «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования» следующим образом:

Целью изучения дисциплины является формирование знаний по основам релейной защиты и автоматики электрических систем и систем электроснабжения, усвоение принципов действия и конструкции элементов, на основе которых выполняются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, принципов их действия, расчет параметров этих устройств.

В результате изучения дисциплины, в соответствии с квалификационными характеристиками выпускников, студенты должны знать:

- логические структуры устройств защиты и автоматики;
- принципы выполнения и работы основных видов защиты;
- разбираться в схемах устройств защиты и автоматики.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ
ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

Практические работы по дисциплине . «Автоматизация и релейная защита электрических сетей» проводятся в лекционной аудитории. Перед выполнением практических работ студент должен строго выполнить весь объем домашней подготовки; знать, что выполнению каждой работы предшествует проверка готовности студента.

При выполнении работ студент должен самостоятельно изучить методические рекомендации по проведению конкретной работы; выполнить соответствующие расчеты; пользоваться справочной и технической литературой; подготовить ответы на контрольные вопросы.

Изучая теоретическое обоснование, студент должен иметь в виду, что основной целью изучения теории является умение применить ее на практике для решения практических задач.

При решении задач рекомендуется сначала наметить ход решения. В случае простых задач рекомендуется сначала найти решение в общем виде, лишь в конце поставляя числовые значения. В случае задач с большим вычислением рекомендуется после того, как намечен ход решения, подставлять числовые значения и проводить вычисления в промежуточных формулах.

После выполнения работы студент должен представить отчет о проделанной работе с полученными результатами и выводами и устно ее защитить. Отчеты по практическим работам выполняются в отдельной тетради в клетку. Необходимо оставлять поля шириной 25-30 мм для замечаний преподавателя.

Все схемы и рисунки, сопровождающие выполнение практических работ, выполняются карандашом в соответствии с требованиями ГОСТ.

Дифференцированный зачет выставляется по итогам выполнения и защиты каждой практической работы. При отсутствии студента по неуважительные причины студент выполняет работу самостоятельно, в свое личное время и защищает на консультации по указанию преподавателя.

Неаккуратное выполнение практической работы, несоблюдение принятых правил и плохое оформление чертежей и схем могут послужить причиной возвращения работы для доработки.

Тема: **Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты**

Цель работы: Получить информацию о требованиях, предъявляемых к устройствам релейной защиты.

Ход работы;

Изучить теорию составить опорный конспект ответить на контрольные вопросы

Теория

Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты Необходимо знать виды повреждений и ненормальных режимов, возникающих в элементах системы, уметь строить векторные диаграммы токов и напряжений при различных видах повреждений, устанавливать закономерность изменения различных электрических параметров режима в зависимости от вида и места короткого замыкания (к.з.), а также от режима работы системы; разобраться с основными отличиями аварийных режимов в сетях с заземленными и изолированными нейтралями. Надо знать эти источники, уметь применять их. Кроме того, следует иметь представление об источниках оперативного тока для полупроводниковых и цифровых защит.

При изучении данной темы особое внимание следует обратить на определение понятий селективности, быстродействия, чувствительности и надежности релейной защиты. Разобраться в терминах «абсолютная селективность» и «относительная селективность», «короткое замыкание на защищаемом элементе» и «внешнее короткое замыкание»; уяснить взаимосвязь между селективностью и быстродействием устройств защиты. Опираясь на эту информацию – разобраться, как осуществляется резервирование устройств релейной защиты при отключении повреждений в электрических сетях и на отдельных элементах, образующих электроэнергетическую систему.

Контрольные вопросы.

1. Чем определяется необходимость мгновенного отключения КЗ на поврежденном элементе?
2. Какой вид КЗ и в какой точке сети является наиболее опасным?
3. От чего зависит значение остаточного напряжения на шинах подстанции при КЗ на отходящей линии?
4. Как и почему изменяется угол j при КЗ – $_к$j – относительно угла при нормальном режиме (Н.Р. j)?

Тема; Виды повреждений и ненормальные режимы работы электрооборудования

Цель работы: Получить теоретические знания по заданной теме.

Ход работы; Изучить теорию составить опорный конспект ответить на контрольные вопросы

Теория:

Понятие повреждения. Векторные диаграммы токов и напряжений при разных видах КЗ. Отличие соотношений токов и напряжений в месте повреждения и в месте установки защиты. Угол КЗ и его величина при замыканиях в сетях разного уровня напряжения. Однофазные и двойные замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью: векторная диаграмма токов и напряжений, угол КЗ. Базовая информация по этой теме была получена при изучении дисциплины «Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах и системах электроснабжения».

Виды ненормальных режимов в электросетях: перегрузки оборудования, вызванные сверхтоками; повышение напряжения; качания; отклонения частоты.

Контрольные вопросы

1.Составляющие токов и напряжений каких последовательностей возникают при $^{(3)}$К; $^{(2)}$К; $^{(1)}$К; $^{(1,1)}$К?

2.От чего зависит время отключения повреждения на линии? Как добиться, чтобы устройство защиты обладало абсолютной селективностью?

3. Почему защиты с относительной селективностью приходится выполнять с выдержкой времени?

4.В чем опасность ложного действия защиты, а также отказа в действии защиты?

Тема; Элементы схем релейной защиты и автоматики

Цель работы; Получит практические навыки по видам повреждений и режимах работы электрооборудования**.**

Ход работы; Составить опорный конспект по материалам заданной темы ответить на поставленные вопросы.

Теория:

Устройства релейной защиты и автоматики построены на основе одной

унифицированной структуры, состоящей из последовательно соединенных блоков: первичных преобразователей, вторичных преобразователей, измеритель-

ной части, логической части и выходных устройств. Питание устройств защиты осуществляется от шин оперативного тока.

Первичными преобразователями в схемах защиты являются измеритель-

ные трансформаторы тока и напряжения. При изучении данной темы необхо-

дому четко уяснить особенности проверки трансформаторов тока, используе-

мы для релейной зашиты, назначение и использование кривых десятипро-

центной погрешности, мероприятия по снижению погрешности работы транс-

форматоров тока при коротких замыканиях в сети. Схемы соединения транс-

форматоров тока и обмоток реле: векторные диаграммы, коэффициент схемы, область применения. Использование фильтров симметричных составляющих

токов. Трансформаторы напряжения в схемах защиты: типовые схемы соединения, назначение схемы «разомкнутый треугольник», контроль изоляции в сетях с изолированной нейтралью. Вторичные преобразователи применяются в схемах защиты на интегральной и микропроцессорной базе для преобразования вторичных тока и напряжения измерительных трансформаторов в напряжение, совместимое с интегральной базой. Устройство и принцип действия таких преобразователей рассматриваются при изучении дисциплины «Информационно-измерительная техника и электроника». Измерительная и логическая части защиты состоят из реле. Большая часть реле, находящихся в эксплуатации, выполнена на электромеханической элементной базе. По принципу действия эти реле делятся на электромагнитные, индукционные и магнитоэлектрические (поляризованные). Необходимо изучить: принцип действия, конструкцию, регулирование уставок и область применения электромагнитных реле РТ-40 и РН-53; особенности конструкции индукционного реле тока РТ-80: характеристику срабатывания, отсечку, самоход реле и его предотвращение, область применения;

Контрольные вопросы.

1. Каковы диапазоны регулирования параметров срабатывания у реле тока РТ-40/10 и реле напряжения РН-54/160?
2. Какие реле характеризуются более мощными контактами – основные или вспомогательные? Почему?
3. Каковы функции промежуточных реле?

4. Чем обеспечивается ограниченно-зависимая характеристика индукционного реле тока?

5. Позволяет ли конструкция индукционного реле направления мощности изменять величину угла максимальной чувствительности?

6. Что такое «самоход» индукционных реле?

7. Чем обеспечивается замедление в действии промежуточных реле серии РП-250?

8. Почему микросхемы, используемые в РЗ, называются интегральными?

9. Для выполнения каких органов РЗ используются аналоговые ИМС, а для каких цифровые?

10. Что такое операционный усилитель?

11. Какие элементы РЗ выполняются на базе операционных усилителей?

12. Как реализуются логические элементы "И", "НЕТ", "ИЛИ"?

Тема; Релейная защита воздушных и кабельных линий

Цель работы; Получит практические навыки по видам повреждений и режимах работы электрооборудования**.**

Ход работы; Составить опорный конспект по материалам заданной темы ответить на поставленные вопросы.

Теория: ***Релейная защита воздушных и кабельных линий***

Воздушные и кабельные линии электропередачи составляют основную часть элементов электрических сетей, наиболее подверженную влиянию внешних факторов. В результате большая часть аварийных отключений связана с повреждениями именно этих элементов. Состав защит, применяемых на линиях, определен ПУЭ [11], принцип действия этих защит одинаков для всех потребителей, поэтому рассмотренные в данном разделе виды могут упоминаться без подробного рассмотрения в составе защит других элементов электросетей, если они немеют каких-то особенностей для конкретного оборудования.

Необходимо четко уяснить, какие защиты на линии являются основными, какие – резервными. В сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью на одиночных воздушных и кабельных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени. На линиях с двухсторонним питанием те же защиты выполняются направленными. Методика расчета уставок

этих защит приведена ниже. Защита от однофазных замыканий на землю в таких сетях должна быть выполнена в виде:

селективной токовой защиты, действующей на сигнал;

селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности;

устройства контроля изоляции.

Для первого и второго варианта исполнения защиты ток срабатывания:

. *с з. н б* 3 *фазн. Л I* = *k* × *k* × *U* ×w ×*C,* (1)

Где: *н k* – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1-1,2;

б k – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока. Для защит с выдержкой времени *б k* = 2 - 3, для защит без выдержки времени *б k* = 4 - 5;

фазн. U – фазное напряжение сети;

w – угловая частота;

Л C – емкость фазы защищаемой линии, мкф/км.

Определить величину *Л C* достаточно сложно, поэтому ток срабатывания защиты определяют по заданному коэффициенту чувствительности, который для кабельных линий равен 1,25, а для воздушных линий – 1,5

IIk=, (2)

Где: *ТНПповр.л. I* – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, установленный на поврежденной линии. В сети с изолированной нейтралью

ТНПповр.л. ЗНЗ повр.л. I = *I* - *I,* (3)

Где: *ЗНЗ I* – суммарный емкостный ток сети;

повр.л. I – ток замыкания на землю линии, на которой установлена защита.

Эти токи определяются следующим образом:

ЗНЗ ЗНЗ.каб. ЗНЗ.возд. I = *I* + *I* , (4)

где *ЗНЗ.каб. I* – ток замыкания на землю кабельной линии

ЗНЗ.каб. 10

U l

I = × ; (5)

ЗНЗ.возд. I – ток замыкания на землю воздушной линии

ЗНЗ.возд. 350

U lI = × . (6)

В формулах (5) и (6) *U* – линейное напряжение, кВ; *l* – длина соответственно воздушной или кабельной электрически связанной сети, км. Получаемый результат – ток замыкания на землю – в амперах.

Контрольные вопросы:

1. Чем определяется значение Dt ступени селективности?

2. В каком случае при расчете МТЗ можно не учитывать коэффициент самозапуска электродвигателей?

3. В чем особенности реле, используемых в схемах МТЗ на переменном оперативном токе?

4. . Почему токовая отсечка должна быть рассчитана по максимальному режиму?

5. Как ликвидируется КЗ в пределах "мертвой зоны" токовой отсечки?

6. Каково назначение ступеней в трехступенчатой токовой защите?

7. В сочетании с какой автоматикой применяется неселективная токовая отсечка?

Тема; Защита сетей с изолированной нейтралью от замыканий на землю

Цель работы; Получит практические навыки по защите сетей с изолированной нейтралью от замыканий на землю.

Ход работы; Составить опорный конспект по материалам заданной темы ответить на поставленные вопросы.

Теория: Защита при однофазных замыканиях на землю с изолированной нейтралью ЗЗП 1ТУ 16-529.014-75

Защита типа ЗЗП 1 предназначена для селективного отключения защищаемого присоединения при однофазном замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью напряжением от 2 до 10 кV с суммарными емкостными токами от 0,2 до 20 А при использовании кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП).

Вспомогательное устройство типа ВУ-1 предназначено для защиты фазочувствительного усилителя защиты типа ЗЗП 1 при перенапряжениях в защищаемой цепи. Вспомогательное устройство представляет собой фильтр L-C с частотой резонанса 50 ± 2,5 Hz. На одно устройство может быть одновременно включено до 10 защит типа ЗЗП 1.

Условия эксплуатации

Климатическое исполнение УХЛ или О, категория размещения «4» по ГОСТ 15150-69.

Диапазон рабочих температур окружающего воздуха от минус 40 до плюс 50 °С для исполнения УХЛ4 и от минус 10 до плюс 50 °С для исполнения О4.

Группа механического исполнения М39 по ГОСТ 17516.1-90, при этом вибрационные нагрузки в диапазоне частот от 5 до 100 Hz с максимальным ускорением 0,25 g.

Степень защиты оболочки защиты ЗЗП1 IP40, а контактных зажимов для присоединения внешних проводников - IP00 по ГОСТ 14255-69. Степень защиты оболочки и выводов устройства ВУ 1 - IP00 по ГОСТ 14255-69.

Конструкция

Защита выполнена с использованием современной микроэлектронной базы. Элементы схемы установлены на печатной плате. Защита размещена внутри корпуса, состоящего из основания (цоколя) и съемного прозрачного кожуха.

Структура условного обозначения

ЗЗП 1 Х4

З - защита;

З - земляная;

П - полупроводниковая;

1 - номер конструктивной модификации;

Х4 - климатическое исполнение (УХЛ, 0) и категория размещения (4) по ГОСТ 15150-69.

Структура условного обозначения вспомогательного устройства

ВУ 1 Х4

В - вспомогательное;

У - устройство;

1 - номер конструктивной модификации;

Х4 - климатическое исполнение (УХЛ, 0) и категория размещения (4) по ГОСТ 15150-69.

При заказе необходимо указать:

- обозначение типа защиты или устройства;
- климатическое исполнение и категорию размещения (УХЛ4 или О4);
- вид присоединения внешних проводников: переднее или заднее винтом или шпилькой;
- номер технических условий.

Таблица тип исполнений

Тип изделия	Номенклатурный номер
ЗЗП 1	01 010 001 ☐
ЗЗП 1 с ВУ 1	01 010 003 ☐

Контрольные вопросы

1. Структура условного обозначения ЗЗП 1 Х4

2. Структура условного обозначения вспомогательного устройства ВУ 1 Х4

3. Климатические условия эксплуатации.

Тема; Токовые направленные защиты.

Цель работы; Получит практические навыки по видам токовых направленных защит.

Ход работы; Составить опорный конспект по материалам заданной темы ответить на поставленные вопросы.

Теория;

Токовая защита наиболее часто применяется на всех уровнях напряжения.

При ее изучении необходимо разобраться, закрепив при выполнении курсовой

работы, с методикой расчета уставок и проверкой чувствительности макси-

мальной токовой защиты (МТЗ), обоснованием применения МТЗ с пуском по

47 напряжению и расчетом уставок срабатывания в этом случае. Необходимо усвоить, что является зоной действия защиты, как производится расчет уставок и проверка чувствительности токовой отсечки (ТО), обратить внимание на отличие проверки чувствительности МТЗ и ТО. Следует разобраться, что такое ступенчатый принцип построения токовых защит, как выбирается ток срабатывания по ступеням, особенности выбора тока срабатывания второй и третьей ступеней, согласование защит по ступеням. Понять обоснование ступени селективности по времени, величину ступени:

в распределительных сетях;

в сетях собственных нужд ТЭС и АЭС и сетях с воздушными выключате-

лями;

при использовании индукционных реле РТ-80.

В дополнение к расчету токовых защит необходимо разобраться, как по-

строена принципиальная схема МТЗ, схема токовых и оперативных цепей.

Контрольные вопросы:

1. Назначение дополнительной маркировки выводов ("*") у реле направления мощности?
2. Где расположена и чем обусловлена "мертвая зона" реле направления мощности?
3. Какие схемы соединения обмоток трансформаторов тока и напряжения использует комплект направленной защиты от междуфазных КЗ?
4. Почему токовая направленная защита не может применяться в сложных сетях с несколькими источниками питания?

Тема; Дистанционные защиты.

Цель работы; Получит практические навыки по дистанционным защитам.

Ход работы; Составить опорный конспект по материалам заданной темы ответить на поставленные вопросы; Назначение, общие принципы осуществления защиты. Реле сопротивления (характеристики срабатывания, принципы выполнения, схемы включения). Пусковые органы. Схемы защиты. Выбор уставок дистанционной защиты.

Теория; Если в кольцевой сети два и более источника питания, МНТЗ не обеспечивает селективного отключения повреждений. В этом случае применяется защита, в которой время отключения зависит от электрического расстояния между местом установки защиты и точкой КЗ (дистанции). В качестве измерительного органа используется реле сопротивления, которое контролирует, как сооносятся напряжение на шинах, подводимое к реле, и ток, протекающий через защиту.

При изучении темы следует усвоить методику выбора уставок срабатыва-

ния защит по ступеням, разобраться с факторами, влияющими на измеряемое

сопротивление, – такими как дуга в месте повреждения, токи подпитки и отсоса. Необходимо также ознакомиться с блокировкой действия защиты при качаниях (принцип блокировки) при потере напряжения во вторичных цепях защиты, с характеристиками реле сопротивления в комплексной плоскости и областью применения реле с различными характеристиками.

В дистанционной защите измерительный орган (реле сопротивления) измеряет величину сопротивления, отделяющее точку к.з. до места подключения реле. Это сопротивление пропорционально расстоянию (дистанции) до точки к.з. В качестве меры дистанции в современных защитах используется величина сопротивления на зажимах дистанционного органа (реле сопротивления) $Z_p=U_p/I_p$, где U_p и I_p соответственно напряжение, подведенное к реле, и ток, которым оно обтекается. В нормальном режиме сопротивление Z_p имеет максимальную величину и уменьшается по мере приближения точки короткого замыкания к месту установки защиты из-за снижения U_p и увеличения I_p. При этом уменьшают и время срабатывания защиты. Применяют три ступени выдержки времени.

Так как Z_p является комплексной величиной, то работу реле сопротивления удобно анализировать в осях R, jX. Характеристика срабатывания реле сопротивления в комплексной плоскости представляет собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p \geq Z_{cp}$, где Z_{cp} вектор сопротивления срабатывания реле. В зависимости от вида характеристики срабатывания различают следующие виды реле: ненаправленное реле полного сопротивления, направленное реле сопротивления, реле сопротивления со смещенной характеристикой, реле с

эллиптической характеристикой. Необходимо разобраться в принципах выполнения реле сопротивления.

Реле сопротивления подключаются к ТТ и ТН таким образом, чтобы Z_p было пропорционально расстоянию до места короткого замыкания и не зависело от вида повреждения. Для этого в защитах, реагирующих на многофазные короткие замыкания, реле сопротивления включаются на линейные напряжения и разности фазных токов, одноименные с напряжением. Указанное условие выполняется и при коротких замыканиях на землю (в том числе и двойных замыканиях на землю), если реле сопротивления включены на фазные напряжения по схеме с токовой компенсацией.

В отечественной практике нашли применение ступенчатые дистанционные защиты. Дистанционные защиты аналогичны токовым направленным защитам, принципиально отличаясь от них реагирующим органом. Число зон и ступеней выдержек времени ограничивается тремя.

Выбор уставок дистанционной защиты сводится к определению сопротивления срабатывания и времени срабатывания каждой из трех ступеней ее. Необходимо учитывать влияние промежуточных подпиток на замер реле сопротивления. Следует разобраться с принципами осуществления блокировок от качаний. Цифровые дистанционные измерения. Цифровые определения направления. Круговые характеристики цифровых устройств.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается принцип действия дистанционной защиты?
2. Какие преимущества имеет дистанционная защита перед токовыми?
3. Как выглядят в комплексной плоскости сопротивлений характеристики срабатывания реле сопротивлений?
4. Укажите принципы выполнения реле сопротивления.
5. Какие схемы включения дистанционных органов Вы знаете?
6. Какие основные органы имеет дистанционная защита?
7. Каково назначение пусковых органов дистанционной защиты?
8. Как обеспечивается селективность действия защиты при качаниях?
9. Как достигается селективность действия первой ступени защиты?
10. Что собой представляет вторая ступень дистанционной защиты и как выбираются ее уставки?
11. Как влияют промежуточные подпитки на величину сопротивления на зажимах дистанционного органа? Что такое коэффициент токораспределения?
12. Как выбираются уставки третьей ступени защиты?
13. Принципы работы цифровых дистанционных защит.

Тема: Высокочастотная блокировка действия защит.

Цель работы; Получит практические навыки по разделу о высокочастотной блокировке и действия защиты.

Ход работы; Изучить теоретический материал по разделу по высокочастотным блокировкам действия защит.

При изучении темы необходимо разобраться с принципом передачи сигнала при высокочастотной обработке линии, с назначением высокочастотного заградителя и конденсатора связи, со схемой их подключения в линии. Усвоить; принцип блокировки дистанционных и направленных токовых защит. Необходимо также разобраться с принципом действия дифференциально-фазной защиты линий.

Теория;

Принцип действия направленной защиты с ВЧ-блокировкой.

Направленная ВЧЗ реагирует на направление (знак) мощности КЗ по кон-

цам защищаемой ЛЭП. Как видно из рис. 8, при КЗ на защищаемой ЛЭП (в

точке *К1*) мощности КЗ на обоих концах поврежденного участка АВ имеют

одинаковое направление: от шин в линию. В случае же внешнего КЗ (точка *К2*) направления мощности по концам

защищаемой ЛЭП различны. На ближайшем к месту повреждения конце (Б)

ЛЭП мощность КЗ отрицательна (направлена к шинам), а на удаленном (конец

А) – положительна (направлена от шин в ЛЭП).

Из этого следует, что, сравнивая направления мощности по концам за-

щищаемой ЛЭП, можно определить, где возникло повреждение: на данной

ЛЭП или за ее пределами. Такое сравнение осуществляется при помощи органов направления мощности *KW* (рис. 8,б), которые устанавливаются на обоих концах ЛЭП и включаются таким образом, чтобы при КЗ на защищаемой ЛЭП

они разрешали действие высокочастотных защит на отключение.

Тогда при КЗ в точке *К3* (рис. 8,б) на обоих концах поврежденной

Линии Б-В подействуют *KW3* и *KW4*. На неповрежденной ЛЭП А-Б реле *KW1* сработает, разрешая действие на отключение, однако на приемном конце Б линии А – Б

под влиянием мощности КЗ, направленной к шинам, реле *KW2* разомкнет контакты, чем запретит действие на отключение релейной защиты

РЗ-2 и одновременно блокирует действие РЗ-1 посылкой ВЧ-сигнала по проводам этой же ЛЭП. Блокирующий сигнал посылается специальными генераторами ВЧ (ГВЧ), управляемыми реле направления мощности, реагирующими на отрицательный знак мощности, и принимается специальными приемниками токов ВЧ (ПВЧ), настроенными на ту же частоту, что и генераторы. Приняв ВЧ-сигнал, приемники ВЧ подают ток в обмотку блокирующего реле КБ, которое размыкает цепь отключения РЗ.

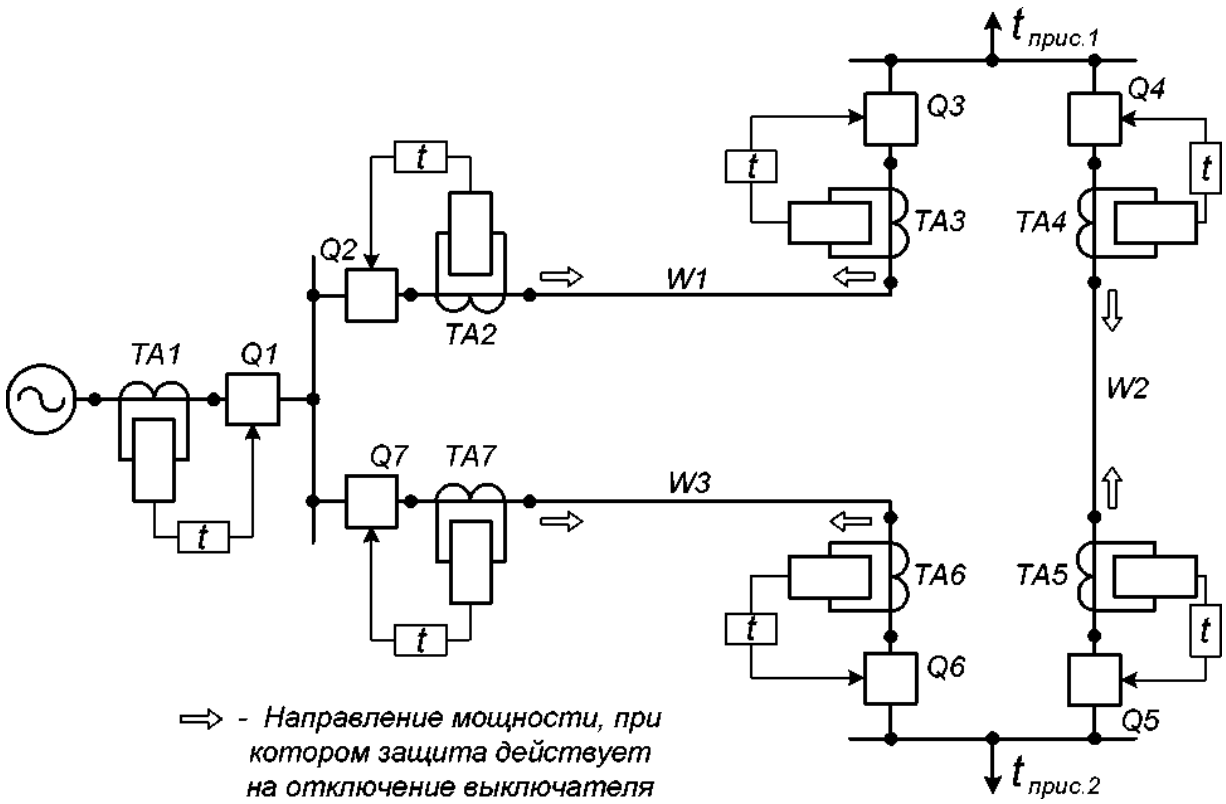
При КЗ на защищаемой ЛЭП блокирующий ВЧ-сигнал отсутствует, так

как оба реле мощности, срабатывая, не позволяют действовать ГВЧ на обоих

концах ЛЭП. Контакты блокирующих реле остаются замкнутыми, разрешая

комплектам РЗ действовать на отключение. Таким образом, блокирующий ВЧ сигнал появляется в ЛЭП только при внешних КЗ, предотвращая неселективное действие РЗ. Зона действия РЗ ограничивается установленными по концам ЛЭП

трансформаторами тока, к которым подключаются реле направления мощности. Например, выполнение дистанционной защиты с ВЧ-блокировкой позволяет «растянуть» зону действия первой ступени практически на всю защищает.



Контрольные вопросы к теме 4.4

1. Принципы действия ВЧ-защит.
2. Из каких элементов состоит ВЧ-канал и каково их назначение?
3. Как осуществляется ВЧ-блокировка?
4. Из каких органов состоит дифференциально-фазная защита (ДФЗ)?
5. Почему в ДФЗ применяются два пусковых органа с разной чувствительностью?

Тема: Токовая защита нулевой последовательности

Цель работы; Научить обучающихся определять систему токовой защиты нулевой последовательности.

Ход работы: Изучить теоретическую часть материала, ответить на контрольные вопросы. Определить назначение и принцип действия защиты нулевой последовательности. Выбор тока срабатывания защиты нулевой последовательности. Неселективные защиты нулевой последовательности. Отсечки на линиях с двусторонним питанием. Отсечка с выдержкой времени., область ее применения.

Теория;

Для обеспечения селективности мгновенной токовой отсечки (ТО) ее ток срабатывания выбирается больше максимального тока, проходящего по защищаемой линии при к.з. в конце линии. Определение тока срабатывания защиты производят, исходя из действующего значения периодической слагающей начального тока трехфазного к.з. (для времени $t=0$). Поэтому нужно учитывать влияние на работу защиты апериодической слагающей в первичном токе. Зона действия ТО определяется графически при построении зависимости тока к.з. от длины линии $I_{к.з.}=f(l_{ЛЭП})$. Поскольку ТО имеет мертвую зону, она не может быть основной защитой.

Однако в некоторых случаях отсечка линий может являться основной защитой, например, при защите в схеме "блок ЛЭП – трансформатор", где в зону защиты входит вся ЛЭП и первичная сторона силового трансформатора при к.з. за трансформатором.

ТО могут быть использованы и на линиях с двусторонним питанием. Комплекты защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемой линии. Ток срабатывания защиты этих комплектов выбирается одинаковым, равным максимальному току внешнего к.з., а также максимального уравнительного тока при качаниях в системе.

Основное назначение отсечки с выдержкой времени - защита зоны, в которую входит конец защищаемого участка и шины приемной подстанции. Для предотвращения срабатывания при КЗ на смежном элементе зона и

время действия отсечки с выдержкой времени согласуются с зоной и временем действия мгновенной отсечки смежного элемента.

Если на линии установить мгновенную ТО, отсечку с выдержкой времени и МТЗ, то получим трехступенчатую токовую защиту. Нужно знать выбор параметров срабатывания и уметь оценить чувствительность каждой из ступеней защиты. Цифровые защиты и их исполнение.

Максимальная токовая защита нулевой последовательности.

Ток срабатывания защиты

. с з. н нб.расч. I = k × I,

где н k – коэффициент надежности, принимаемый 1,25;

нб.расч. I – расчетный ток небаланса в нулевом проводе транс-

форматоров тока при внешних коротких замыканиях:

нб. расч. а нб. уст. I = k × I,

где, а k – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляю-

щей в переходном режиме. Для защит с выдержками времени до 0,1 с. а k =2,0;

для защит с выдержкой времени до 0,3 с. а k =1,5;

нб.уст. I – установившийся ток небаланса в нулевом проводе транс-

форматоров тока при внешних коротких замыканиях:

нб. уст. одн. расч. I = k ×e × I,

где одн. k – коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока,

принимаемый равным 0,5, если трансформаторы одинаковые, и 1,0 – если

разные;

е – относительная максимально возможная полная, погрешность транс-

форматоров тока при внешних коротких замыканиях, для электромеханических

реле принимаемая равной 0,1 (10%); I – расчетный ток внешнего трехфазного короткого замыкания.

Ток срабатывания реле:

Выдержка времени защиты

защ. прис. t = t + Dt ,

где защ. прис. t = t + Dt – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование. Чувствительность защиты:

0.3 мин ч с зIkI=

где 0. 3 мин I – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном или двухфазном коротком замыкании на землю в конце второго участка.

Токовые отсечки нулевой последовательности линии.

Ток срабатывания отсечки

с.ТО н расч. I = k × I,

где н k – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2-1,3 для отсечек

без выдержек времени и 1,1 – для отсечек с выдержкой времени;

расч. I – расчетный ток (утроенный ток нулевой последовательности), от I = I

где 0макс. I – максимальный ток нулевой последовательности, проходящий в

месте установки защиты при коротком замыкании на землю на шинах противоположной подстанции.

Для отсечек с выдержкой времени:

расч. с.ТО 2 I = I

где с.ТО 2 I - – ток срабатывания первой ступени защиты нулевой последовательности следующей линии.

Время срабатывания отсечки с выдержкой времени

1. 2II I с ТО с ТО t - = t - + Dt,

где. 2I

с ТО t - – выдержка времени первой ступени защиты нулевой последова-

тельности следующей линии;

Dt – ступень селективности, определяемая по формуле.

Зоны действия отсечек определяются графически, по точке пересечения

кривой изменения тока замыкания на землю и прямой тока срабатывания защиты.

Отсечка считается эффективной, если защищает не менее 15-20% длины

линии.

Контрольные вопросы:

1. Как обеспечивается селективность действия мгновенной ТО?
2. С какой целью применяются неселективные ТО?
3. Как выбираются параметры срабатывания отсечки с выдержкой времени и какова зона их действия?
4. Как выбирается ток срабатывания ТО на линиях с двусторонним питанием?
5. Каковы недостатки ТО и как они устраняются в трехступенчатой токовой защите?
6. Почему при расчете тока срабатывания как мгновенной ТО, так и ТО с выдержкой времени не учитывается $k_{воз}$?
7. Как выбираются параметры срабатывания всех ступеней трехступенчатой токовой защиты, как проверяется их чувствительность?

Тема; Релейная защита трансформаторов

Цель работы; научить обучающихся определять виды защиты трансформаторов.

Ход работы: Изучить теоретическую часть материала. Составить опорный конспект по заданным контрольным вопросам.

Теория; Релейная защита силовых трансформаторов

Для защиты понижающих трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) применяются следующие типы релейной защиты:

1. Продольная дифференциальная защита от коротких замыканий в обмотках и на их наружных выводах. Эта защита обладает абсолютной селективностью и в соответствии с ПУЭ устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а при параллельной работе – 4 МВА, действует на отключение без выдержки времени.
2. Токовая отсечка от к.з. на наружных выводах высокого напряжения (ВН) со стороны питания трансформатора. В зону защиты токовой отсечки обычно попадает и сама обмотка ВН, обмотку низкого напряжения (НН) трансформатора токовой отсечкой защитить не удается. Защита применяется для трансформаторов, не оборудованных продольной дифференциальной защитой и действует на отключение без выдержки времени.
3. Максимальная токовая защита от сверхтоков, вызванных внешними к.з. со стороны низкого или среднего напряжения трансформатора. Применяется для всех трансформаторов независимо от мощности и наличия других типов релейной защиты, действует на отключение с выдержкой времени.
4. Газовая защита – от всех повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла при его нагреве в месте повреждения (например, витковые замыкания в обмотках, пожар стали), а также от понижения уровня масла в баке по причине утечки. Защита ставится у трансформаторов, начиная с 630 кВА. При небольшом газовыделении действует на сигнал, при бурном – на отключение мгновенно.
5. Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных к.з. при глухозаземленной нейтрали. Защита устанавливается в нулевом проводе трансформатора со стороны НН при соединении обмоток Y/Y_0 и Δ/Y_0.
6. Максимальная токовая защита в одной фазе – от токов перегрузки, действует на сигнал и с выдержкой времени.
7. Защита от замыкания фазы на землю (корпус) со стороны ВН в сетях с изолированной нейтралью, действует на сигнал.

Наиболее важными защитами являются дифференциальная и газовая. Согласно ПУЭ дифференциальная защита может применяться и на трансформаторах 1-2,5 МВА, когда токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени $t > 0{,}6$ сек

Контрольные вопросы;

1.Продольная дифференциальная защита от коротких замыканий в обмотках и на их наружных выводах.

2. Токовая отсечка от к.з. на наружных выводах высокого напряжения (ВН) со стороны питания трансформатора.

3. Максимальная токовая защита от сверхтоков, вызванных внешними к.з. со стороны низкого или среднего напряжения трансформатора.

4. Газовая защита.

5. Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных к.з. при глухозаземленной нейтрали.

6.Максимальная токовая защита в одной фазе – от токов перегрузки, действует на сигнал и с выдержкой времени.

7.Защита от замыкания фазы на землю (корпус) со стороны ВН в сетях с изолированной нейтралью, действует на сигнал.

Тема: Общие требования к защите трансформаторов

Цель работы; Дать понятия студентам по вопросам требования защит трансформаторов.

Ход работы; Изучит донный материал написать опорный конспект.

Тория Назначение, функции релейной защиты (РЗ) и основные требования, предъявляемые к её свойствам. Обобщенная схема автономной защиты. Изображение схем РЗ.

Виды повреждений и ненормальных режимов работы. Электрические величины, на которые реагирует РЗ. Типы реле. Электромеханические реле, реле на интегральных микросхемах. Использование в реле микропроцессоров.

Трансформаторы тока и их выбор для РЗ. Схемы соединения трансформаторов тока, их основные свойства. Коэффициент схемы. Нагрузка трансформаторов тока при различных схемах их соединения. Работа трансформаторов тока при глубоких насыщениях, выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы напряжения в РЗ.

Оперативный ток. Постоянный оперативный ток: достоинства и недостатки. Переменный и выпрямленный оперативный ток: схемы источников, достоинства и недостатки, область применения.

Контрольные вопросы;

1. Каковы функции РЗ, основные требования, предъявляемые к её свойствам?

2. Какая защита называется основной и какая резервной?

3. На какие основные группы делятся защиты по способам обеспечения селективности при внешних КЗ?

4. Каковы основные принципы построения защит?

5. Каково назначение измерительных ТТ?

6. Какие различают погрешности ТТ?

7. Какие схемы соединения ТТ применяются в РЗ, каковы их свойства?

8. Как определить расчетную нагрузку на ТТ?

9. Как выбрать ТТ для РЗ, каким требованиям они должны удовлетворять?

10. В чем отличие предельной номинальной кратности ТТ от предельной кратности $К_{10}$?

11. Почему недопустим холостой ход для ТТ?

12. Почему ток во вторичной обмотке ТТ практически не зависит от нагрузки и в каких пределах это справедливо?

13. Как выглядит осциллограмма вторичного тока ТТ при глубоком насыщении и активной нагрузке?

14. Какие схемы соединения ТН применяются в РЗ?

15. Для чего применяется контроль за исправностью цепей напряжения и как он осуществляется?

16. Какие источники оперативного тока применяются для РЗ, их особенности?

17. На каких электроустановках преимущественно используется оперативный постоянный ток?

18. Какие источники переменного оперативного тока Вы знаете? Какова область применения переменного оперативного тока?

19. Какие требования предъявляют к источникам оперативного тока для статических реле (защит)?

20. Каков принцип действия электромагнитного и индукционного реле?

21. Что называется коэффициентом возврата реле, отчего он зависит и как может влиять на чувствительность защиты?

22. Из-за чего наблюдается вибрация подвижной системы электромагнитных реле при питании их обмоток переменным током и как она устраняется?

23. Какие преимущества имеют статические реле по сравнению с электромеханическими?

24. Какие существуют элементарные логические операции, что они собой представляют?

Тема; Защиты трансформаторов от внутренних повреждений.

Цель работы; научить обучающихся определять виды внутренних защиты трансформаторов.

Ход работы: Изучить теоретическую часть материала. Составить опорный конспект по заданным контрольным вопросам.

Теория; **Защита силовых трансформаторов от внутренних повреждений**

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или

отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется **газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях**. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. **Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопроводе, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.**

Допускается действие газовой защиты па сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих диф. защиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховую мощность 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Контрольные вопросы:

1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,

2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода.

3) однофазных замыканий на землю,

4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,

5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),

6) понижения уровня масла.

Тема; Резервные защиты трансформаторов.

Цель работы; научить обучающихся определять виды основных и резервных защит трансформаторов.

Ход работы: Изучить теоретическую часть материала. Составить опорный конспект по заданным контрольным вопросам.

Теория; Все защиты трансформатора можно разделить на две группы: **основные и резервные защиты**.

Основные защищают трансформатор от внутренних повреждений и ненормальных режимов в самом трансформаторе или на его ошиновках.

Резервные защищают обмотки трансформатора от сверхтоков внешних к.з. при повреждениях на присоединениях прилегающей сети, а также по возможности резервируют основные защиты трансформатора.

Основными защитами трансформатора и АТ являются: дифференциальная токовая защита трансформатора, газовая защита трансформатора, газовая защита РПН, токовая отсечка, устанавливаемая со стороны питания на трансформаторах малой мощности, дифференциальная токовая защита ошиновки низшего напряжения АТ, дифференциальная токовая защита ошиновки высшего и среднего напряжения АТ.

Газовая защита трансформатора содержит два элемента: сигнальный и отключающий.

Сигнальный действует на сигнал при слабом газообразовании и при понижении уровня масла.

Отключающий действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора при интенсивном газообразовании и движении масла со скоростью 0,6-1,5 м/сек по маслопроводу между баком трансформатора и расширителем, а также при дальнейшем (после срабатывания сигнального элемента) понижении уровня масла.

Для защиты от повреждений контакторов РПН применяется газовая защита РПН.

Защита выполняется с помощью струйного реле, устанавливаемого между баком РПН и расширителем.

Газовая защита РПН действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора.

Сигнальный элемент у струйных реле отсутствует.

Дифференциальная защита трансформатора реагирует на все виды к.з. (за исключением однофазных замыканий на землю в обмотке 6-10-35кВ) в зоне, ограниченной трансформаторами тока (ТТ).

При замене выключателя трансформатора обходным выключателем дифференциальная защита переключается с ТТ заменяемого выключателя на ТТ обходного выключателя.

Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ.

Дифференциальная защита ошиновки высшего (среднего) напряжения АТ.

Защита охватывает зону между встроенными ТТ АТ и выносными ТТ выключателей, действует без выдержки времени на отключение АТ со всех сторон без запрета АПВ АТ.

Дифференциальная защита цепей низшего напряжения АТ.

В зону действия этой защиты входят линейный трансформатор, реактор и ошиновка цепей низшего напряжения от встроенных ТТ АТ до выносных ТТ в ячейке ввода низшего напряжения.Защита действует на отключение АТ со всех сторон с запретом АПВ.

В качестве резервной защиты трансформаторов тупиковых и отпаечных подстанций используется максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения или без пуска напряжения.

МТЗ устанавливается на каждой стороне трансформатора. Со стороны питания (110кВ,220кВ) МТЗ, как правило, действует с двумя выдержками времени.

С меньшей выдержкой времени на отключение ввода 10кВ, а с большей — на отключение трансформатора со всех сторон.

В случае, когда с высокой стороны трансформатора установлены короткозамыкатель и отделитель, основные защиты без выдержки времени, а резервные защиты с наибольшей выдержкой времени дейс-

твуют на включение короткозамыкателя, тем самым создавая искусственное однофазное короткое замыкание, отключаемое защитой питающих линий. В бестоковую паузу (при АПВ питающих линий) производится автоматическое отключение отделителя, после чего поврежденный трансформатор (автотрансформатор) оказывается полностью отключенным.

Передача команды — импульса на отключение выключателя с питающей стороны линии при повреждении в трансформаторе, не имеющем выключателя с высокой стороны, может выполняться и без включения короткозамыкателя (для создания искусственного короткого замыкания).Такая команда может подаваться с помощью телеотключения по высокочастотному каналу.

С целью ближнего резервирования защит трансформатора предусматривается резервная независимая МТЗ-110кВ.

Эта защита является полностью автономной как по цепям тока,оперативным цепям, так и по выходным цепям.

Резервная МТЗ-110 с выдержкой времени большей времени срабатывания основной МТЗ-110 действует на отдельную катушку включения короткозамыкателя или на отдельную катушку отключения выключателя на стороне 110кВ.

С выдержкой времени большей времени действия защит на включение короткозамыкателя УРОКЗ действует на отключение отделителя.

При этом допускается разрешение отделителя во имя спасения самого трансформатора.

На отпаечных трансформаторах и тупиковых подстанциях 110кВ могут применяться и одноступенчатые токовые защиты нулевой последовательности, действующие на отключение трансформатора.

На автотрансформаторах транзитных подстанций с высшим напряжением 220-750кВ **в качестве резервных защит** используются дистанционные защиты (ДЗ) и направленные токовые защиты нулевой последовательности (НТЗНП).

Дистанционные защиты предназначены для отключения междуфазных к.з., а НТЗНП — для отключения одно- и двухфазных к.з. на землю.

Как правило, на высшей и средней стороне АТ устанавливаются двухступенчатая ДЗ и 3-х ступенчатая НТЗНП.

Оперативное ускорение (О/У) первых или вторых ступеней ДЗ и НТЗНП стороны высшего или среднего напряжения АТ (время 0,3-0,6 сек) вводится оперативным персоналом в случае вывода из работы дифференциальной защиты трансформатора, дифзащиты ошиновки высшего напряжения АТ, дифзащиты шин среднего напряжения.

Цель О/У резервных защит АТ — ускорить действие резервных защит АТ при близких внешних к.з. или к.з. в самом АТ.

Следует отметить, что на время ввода О/У резервных защит, возможно их неселективное действие при к.з. в прилегающей сети.

Резервные защиты АТ стороны высшего напряжения действуют с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение всех выключателей высшего напряжения, а со второй (большей) — на отключение АТ со всех сторон.

На ПС, имеющих на стороне 330кВ схему первичных соединений «полуторная», резервные защиты стороны 330кВ АТ действуют с первой (меньшей) выдержкой времени на деление шин 330кВ (отключение всех выключателей В12), со второй — на отключение выключателей 330кВ своего АТ, и с третьей (наибольшей) — на отключение своего АТ со всех сторон.

Резервные защиты стороны среднего напряжения АТ при схеме первичных соединений этой стороны «секционированная С.Ш.» действуют с первой выдержкой времени на отключение ШСВ, со второй — на отключение своей стороны и с третьей — на отключение АТ со всех сторон.

Такое ступенчатое действие резервных защит позволяет сохранить в работе те АТ, которые отделяются от места к.з. после деления систем шин.

Автоматическое ускорение (А/У) резервных защит при включении выключателя стороны высшего напряжения (А/У — 750,

А/У-330) и при включении выключателей стороны среднего напряжения (А/У-220, А/У-110) действует на отключение выключателя, включаемого на к.з. ключом управления или устройством ТАПВ.

При этом на каждой стороне АТ ускоряются до 0,4-0,5 сек I и II ступени ДЗ и II ненаправленная ТЗНП.

Индивидуальная защита от непереключения фаз выключателей стороны среднего и высшего напряжения АТ.

Защита выполняется только на выключателях с пофазным управлением.

Назначение защиты — ликвидация неполнофазного режима, возникающего при включении выключателя одной или двумя фазами.

Защита действует на отключение трех фаз включаемого выключателя.

Выдержка времени защиты (0,15 ¶ 0,25 сек) выбрана по условию отстройки от разновременности включения фаз выключателя.

Защита от неполнофазного режима на стороне 330 кВ (750) АТ (ЗНР-330).

Назначение защиты — ликвидация неполнофазного режима, возникающего при неполнофазном отключении одного выключателя 330 кВ АТ и трехфазном отключении второго выключателя 330 кВ АТ.

Защита, как правило, действует на отключение АТ со всех сторон.

Выдержка времени ЗНР-330 на 0,3 сек выше выдержки времени индивидуальной защиты от непереключения фаз выключателя.

На АТ-750кВ для контроля состояния изоляции вводов 750кВ АТ применяется устройство КИВ-750.

Принцип действия устройства — измерение геометрической суммы токов, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию вводов 750 кВ трех фаз.

При исправной изоляции геометрическая сумма токов, входящих в реле типа КИВ, близка к нулю. В случае частичного повреждения изоляции ввода одной из фаз появляется ток небаланса, который фиксируется защитой.

Устройство типа КИВ имеет измерительный элемент для оперативного контроля и отключающий элемент.

Отключающий элемент действует на отключение АТ со всех сторон.

Защита от перегрузки.

В качестве такой защиты устанавливается токовая защита, действующая с выдержкой времени на сигнал в случае перегрузки по току любой обмотки трансформатора.

Контрольные вопросы;

1.Приведите примеры резервных защит трансформатора

2. Защита от перегрузки ее действия и исполнительные органы.

Тема; Особенности защит трансформаторов, работающих в блоке с линией без выключателя на стороне высшего напряжения

Ход работы: Изучить теоретическую часть материала. Составить опорный конспект по заданным контрольным вопросам.

Теория; **Схемы электрических соединений блоков**. Наиболее часто по схеме блока генератор—трансформатор или генератор—автотрансформатор включаются турбогенераторы и гидрогенераторы большой мощности. Для защиты генератора и трансформатора (автотрансформатора) в схемах блоков применяются те же самые защиты, что и в рассмотренных выше схемах защит генераторов, подключенных к шинам генераторного напряжения, и трансформаторов (автотрансформаторов) Используемые при этом защиты имеют некоторые особенности, рассмотренные ниже

На рис. 5.1 приведены схемы электрических соединений блоков, применяющихся на современных электростанциях большой мощности.

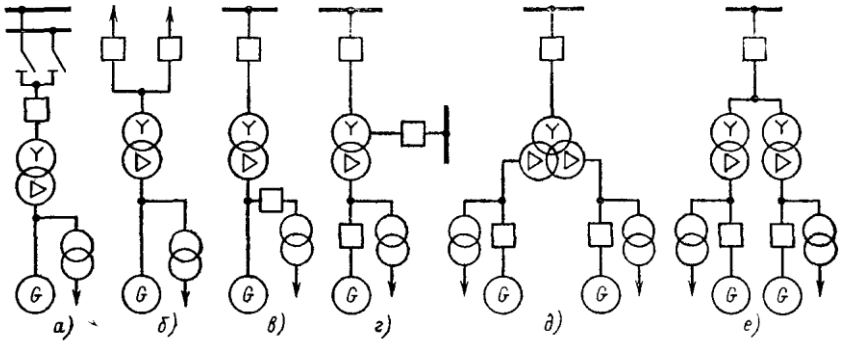


Рис. 5.1. Схема электрических соединений блоков генератор—трансформатор

Блоки генератор—автотрансформатор (рис. 5.2) подключаются к РУ 500 кВ и выше через два выключателя, а к РУ 220 кВ — через один выключатель (рис. 5.2, *а),* который может заменяться обходным, либо через два выключателя (рис. 5.2, *б*). На всех энергоблоках имеются ответвления на стороне генераторного напряжения для питания собственных нужд блока через реактор (при напряжении генератора 6,3 кВ) или через рабочий трансформатор собственных нужд, подключаемый к блоку, как правило, без выключателя. При наличии выключателя в цепи генератора ответвление подключается между этим выключателем и трансформатором блока.

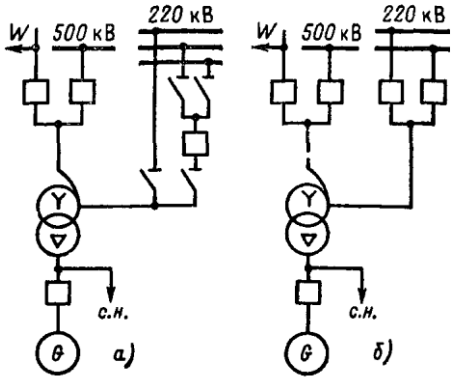


Рис. 5.2. Схемы электрических соединений блоков генератор—автотрансформатор

2.Варианты выполнения схем продольной диф. защиты.

Продольная дифференциальная защита. На рис. 5.3 показано несколько структурных схем, отражающих принципы выполнения продольных дифференциальных защит блоков генератор—трансформатор. Наиболее проста схема на рис. 5.3, *а,* которая применяется на блоках генератор с косвенным охлаждением —двух обмоточный трансформатор. В этой схеме общая дифференциальная защита с реле РНТ подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора и со стороны высшего напряжения трансформатора Токовые цепи защиты не подключаются к ТТ, установленным на отпайке к трансформатору собственных нужд, поскольку защита отстраивается током срабатывания от КЗ за трансформатором. В зону действия защиты входят обмотки статора генератора, трансформатора, а также трансформатор собственных нужд.

При использовании в таком блоке двух трансформаторов вместо одного, а также при работе двух и более генераторов без выключателей в блоке с одним трансформатором (укрупненный блок) на каждом генераторе и трансформаторе мощностью 125 МВ-А и более должна быть предусмотрена отдельная продольная дифференциальная защита.

На генераторе блока, имеющем непосредственное охлаждение обмоток, предусматривается отдельная продольная дифференциальная защита для генераторов типов ТВФ-60 и ТВФ-100 с реле типа РНТ, а для генераторов мощностью 160 МВТ и более —с реле типа ДЗТ-11/5, имеющим торможение При этом, если в цепи генератора имеется выключатель, должна быть установлена отдельная дифференциальная защита трансформатора блока (или каждого трансформатора, если в блоке с генератором работают два или более трансформатора), при отсутствии выключателя для защиты трансформатора блока можно использовать либо отдельную дифференциальную защиту (рис. 5.3, *г),* либо общую продольную дифференциальную защиту блока (рис. 5.3, *а—в)* для блоков, состоящих из одного генератора и одного трансформатора, предпочтительнее общая дифференциальная защита блока.

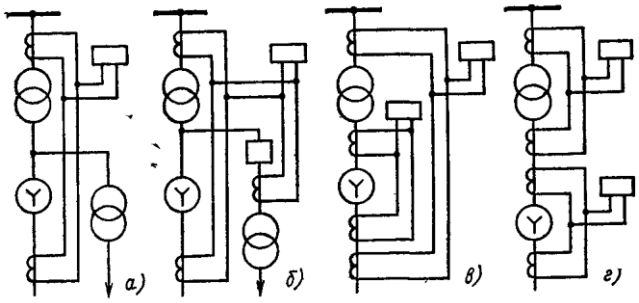


Рис. 5 3 Дифференциальная защита блока генератор—трансформатор (автотрансформатор)

Со стороны высшего напряжения дифференциальную защиту трансформатора (блока) можно включить на ТТ, встроенные в выводы трансформатора блока. При этом для защиты ошиновки между выключателями на стороне высшего напряжения и трансформатором блока должна быть установлена отдельная дифференциальная защита.

Продольная дифференциальная защита трансформатора (блока) обычно выполняется с помощью реле типа ДЗТ-21, имеющего тормозные обмотки. Ток срабатывания защиты принимается равным (0,3-0,4) ***I***ном.

Контрольные вопросы;

1.Приведите схемы электрических соединений блоков, применяющихся на современных электростанциях большой мощности.

2. Приведите схемы Дифференциальной защиты блока генератор—трансформатор (автотрансформатор).

Тема; Защита синхронных генераторов.

Цель работы; Дать понятия обучающимся о видах защит синхронных генераторов.

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы.

Теория: Повреждения и ненормальные режимы работы синхронных генераторов. Типы защит генераторов

а) Повреждения обмотки статора

Многофазные короткие замыкания относятся к наиболее тяжелым повреждениям генератора. Они сопровождаются большими токами, в несколько раз превышающими номинальный ток генератора. Для защиты от многофазных коротких замыканий, вызывающих значительные разрушения в статоре, на всех генераторах мощностью выше 1 000 кВт при наличии выводов отдельных фаз со стороны нейтрали устанавливается продольная дифференциальная защита, действующая на отключение генератора.

На генераторах малой мощности для защиты от многофазных коротких замыкании допускается применение более простых устройств: максимальной токовой защиты или отсечки, установленной со стороны выводов генератора, а также автоматов или плавких предохранителей.

Однофазные замыкания на землю (корпус генератора) в крупных генераторах напряжением 3 кВ и выше, работающих с изолированной нейтралью, сопровождаются прохождением в месте повреждения небольших токов по сравнению с токами многофазных коротких замыканий. Однако длительное прохождение тока и горение дуги в месте замыкания на корпус генератора могут привести к выгоранию изоляции и значительному оплавлению активной стали статора, после чего потребуется производить продолжительный ремонт с заменой поврежденной стали.

На основании опыта эксплуатации и специальных испытаний установлено, что при повреждениях в обмотке статора ток замыкания на землю до 5 А не приводит к значительному повреждению стали. Поэтому при токах замыкания на землю в сети генераторного напряжения меньше 5 А защита от однофазных замыканий на землю, как правило, выполняется с действием на сигнал. Если же токи замыкания на землю превышают 5 А, защита должна действовать на отключение генератора.

При возникновении однофазного замыкания на землю в сети генераторного напряжения генераторы мощностью 150 МВт и более должны немедленно разгружаться и отключаться от сети, если не предусмотрено их автоматическое отключение [Л. 41]. Работа генераторов мощностью меньше 150 МВт в указанном режиме допускается в течение времени не более 2 ч. В исключительных случаях допускается работа с замыканием на землю в сети генераторного напряжения до 6 ч.

На генераторах малой мощности напряжением до 500 В, работающих с заземленной нулевой точкой, защита от однофазных коротких замыканий, которые сопровождаются большими токами, действует на отключение.

В статоре генератора могут также возникать замыкания между витками одной фазы. Токи, проходящие при этом в месте повреждения, соизмеримы с токами коротких замыканий между фазами. На генераторах, имеющих выведенные параллельные ветви, для защиты от витковых замыканий устанавливается поперечная дифференциальная защита, действующая на отключение генератора. На генераторах, не имеющих выведенных параллельных ветвей, защита от витковых замыканий не устанавливается, так как выполнение ее в этом случае сравнительно сложно, а также потому, что витковые замыкания в статоре генератора, не сопровождающиеся однофазным замыканием на землю или многофазным коротким замыканием, весьма редки.

б) Повреждения обмотки ротора

Замыкание на землю в одной точке цепи возбуждения не оказывает влияния на нормальную работу генератора, ток в месте повреждения не проходит, и симметрия магнитного потока не нарушается. Однако наличие одного замыкания на землю уже представляет некоторую опасность для генератора, так как в случае замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения часть обмотки окажется замкнутой накоротко.

Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения сопровождается сильной вибрацией из-за несимметрии магнитного потока. Дуга в месте замыкания может привести к значительному повреждению обмотки и стали ротора. Из-за сильной вибрации замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения особенно опасно для синхронных машин с выступающими полюсами, какими являются гидрогенераторы и синхронные компенсаторы. Вследствие этого, как правило, не следует допускать работы гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с замыканием на землю в одной точке цепи возбуждения. Необходимо немедленно отключать их и принимать меры к устранению повреждения. Поэтому на машинах с выступающими полюсами предусматривается защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения, действующая на сигнал, а защита от двойных замыканий на землю не устанавливается.

Синхронные машины без выступающих полюсов (турбогенераторы) с косвенным охлаждением обмоток ротора в большинстве случаев могут некоторое время работать при наличии двойного замыкания на землю в цепи возбуждения без существенных повреждений. Поэтому турбогенератор при появлении замыкания на землю в цепи возбуждения остается в работе и на нем устанавливается защита от двойных замыканий на землю, которая у большинства машин с косвенным охлаждением обмоток включается с действием на сигнал.

На мощных турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмотки ротора защита от двойных замыканий на землю в цепи возбуждения включается с действием на отключение. При первой

возможности эти генераторы также необходимо вывести в ремонт.

При работе с замыканием на землю в одной точке обмотки ротора турбогенераторы с ионной или полупроводниковой системами возбуждения необходимо перевести на резервный (машинный) возбудитель.

в) Ненормальные режимы

Перегрузка статора током больше номинального влечет за собой перегрев и разрушение изоляции обмотки, что в результате может привести к короткому замыканию или замыканию на землю.

В эксплуатацию все больше внедряются мощные турбогенераторы с непосредственным, или, как иногда говорят, с форсированным охлаждением обмоток, в которых охлаждающая среда (водород или вода) циркулирует внутри токоведущнх стержней, благодаря чему обеспечиваются лучшие условия охлаждения и более высокие плотности тока. Эти генераторы, имеющие меньшие размеры и лучшие экономические характеристики, выпускаются нашей промыш ленностью четырех типов: ТВФ, ТВВ, ТГВ и ТВМ. Конструкция этих генераторов такова, что они допускают значительно меньшую перегрузку, чем генераторы с косвенным охлаждением.

Данные, определяющие длительность допустимой перегрузки генераторов, приведены в табл. 10-1. Допустимая кратность перегрузки в табл. 10-1 указана относительно длительно допустимого тока (при данных температуре и давлении охлаждающей среды).

Для того чтобы дежурный персонал своевременно принял меры к разгрузке генератора, устанавливается токовая защита от перегрузки, действующая на сигнал. Если токи перегрузки обмотки статора, возникающие в нормальных эксплуатационных режимах, сравнительно невелики, то при внешних коротких замыканиях они могут достигать больших величин. Даже кратковременное прохождение таких токов представляет опасность для обмотки статора.

Таблица 10-1

Кратность тока $\frac{I}{I_{дл}}$	Продолжительность допустимой перегрузки генератора по току статора, мин		
	ТВФ	ТВВ	ТГВ
2	1	—	—
1,5	2	1	1
1,4	3	2	—
1,3	4	4	2
1,25	5	5	3
1,2	6	6	4
1,15	15	15	6
1,1	60	60	10

Для предотвращения повреждения генератора в случае, если короткое замыкание не будет отключено защитой линий или трансформаторов, служит максимальная токовая защита с пуском по напряжению или без него, действующая на отключение генератора.

Наиболее тяжелые последствия для генератора могут иметь место при внешних несимметричных коротких замыканиях (двухфазных или однофазных). В этом случае неравенство (несимметрия) токов в фазах статора вызывает повышенный нагрев ротора и вибрацию генератора, что может привести к его повреждению. Несимметрия токов статора может возникнуть вследствие обрыва одной из фаз, а также отказа во включении или отключении одной из фаз выключателя.

Допустимая длительность прохождения по генератору тока обратной последовательности может быть определена согласно следующему выражению:

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{2*}^2},$$

где $t_{доп}$ — допустимая длительность прохождения тока обратной последовательности, с; I^2_{2*} — кратность тока обратной последовательности по отношению к номинальному току генератора; А — постоянная величина для генератора данного типа, значения которой приведены ниже:

для турбогенераторов с косвенным охлаждением типа ТВ2—29, типа ТВ—20;

для. турбогенераторов с непосредственным охлаждением типа ТВФ—15, типа ТГВ-200—11, типа ТГВ-300—8,5, типа ТВВ—7,5;

для гидрогенераторов с косвенным охлаждением — 40.

Защита генератора от внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных режимов осуществляется токовой защитой обратной последовательности, действующей на сигнал и на отключение.

Перегрузка по току ротора генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением определяется допустимой перегрузкой статора, а для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора ограничивается следующими временами [Л. 41]:

кратность перегрузки	1,05;	1,1;	1,15;	1,2;
продолжительность перегрузки, мин	60;	10;	6;	4;

Для предотвращения повреждения ротора при перегрузке его обмотки во время форсировки возбуждения на генераторах с непосредственным охлаждением предусматривается автоматическое ограничение длительности форсировки.

С той же целью на турбогенераторах с непосредственным охлаждением, а также на некоторых гидрогенераторах предусматривается защита ротора от

перегрузки, действующая на отключение генератора или на отключение АГП (на турбогенераторах) и переводящая генератор в асинхронный режим, если последний допустим.

Повышение напряжения на выводах обмотки статора может привести к пробою изоляции и возникновению в генераторе многофазного короткого замыкания. Опасное для изоляции повышение напряжения возникает на генераторах вследствие исчезновения магнитного потока реакции статора и увеличения скорости вращения агрегата, что происходит при сбросе нагрузки.

На турбогенераторах регулятор скорости предотвращает значительное увеличение скорости, и, кроме того, если скорость вращения превысит 110% номинальной, сработает автомат безопасности и полностью прекратит доступ пара в турбину. Напротив, на гидрогенераторах при сбросе нагрузки могут иметь место увеличение скорости вращения на 40—50% выше нормальной и соответствующее повышение напряжения статора. Поэтому защита от повышения напряжения устанавливается только на гидрогенераторах с действием на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП).

К ненормальным режимам относится также работа синхронного генератора без возбуждения (например, при отключении АГП), так называемый асинхронный режим. При работе в асинхронном режиме увеличивается скорость вращения генератора и возникает пульсация тока статора.

Большинство турбогенераторов с косвенным охлаждением, за исключением машин с наборными зубцами роторов, может длительно (до 30 мин) работать в асинхронном режиме с нагрузкой до 60% номинальной.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора допускается работа в асинхронном режиме с нагрузкой не более 40% номинальной: серии ТВФ в течение 30 мин, а серий ТВВ и ТГВ — 15 мин.

Асинхронный режим работы гидрогенераторов в большинстве случаев сопровождается значительным понижением напряжения и большими качаниями, при которых ток статора может в несколько раз превышать номинальный. Необходимо поэтому в случае потери возбуждения все гидрогенераторы, а также турбогенераторы, имеющие ослабленную конструкцию (наборный ротор, проволочные бандажи), отключить или немедленно принять меры к восстановлению нормального режима.

В некоторых случаях потеря возбуждения, не представляя опасности для самого генератора, может послужить причиной нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы. Это может случиться, если мощность генератора, потерявшего возбуждение, велика, и энергосистема не может

даже кратковременно покрыть дефицит реактивной мощности, возникший вследствие потери возбуждения генератором. В этом случае генератор, потерявший возбуждение, также должен быть немедленно отключен от сети. Это обычно осуществляется с помощью специальной блокировки, отключающей выключатель генератора при отключении АГП. Подобная блокировка выполняется также на синхронных компенсаторах.

Все защиты, действующие на отключение выключателя генератора, одновременно отключают АГП.

Для предотвращения пожара в генераторе, имеющем воздушное охлаждение, дежурный персонал при внутренних коротких замыканиях пускает в генератор воду. На электростанциях без обслуживающего персонала пуск воды в генератор производится автоматически при срабатывании защиты от внутренних коротких замыканий в обмотке статора.

На генераторах, работающих только с водородным охлаждением, установок для тушения пожара не предусматривается, так как водород не поддерживает горения. Для тушения пожара на случай работы этих машин с воздушным охлаждением (если это допускается) применяется углекислота.

Контрольные вопросы:

1.Какие виды повреждения и ненормальные режимы работы синхронных генераторов вы знаете

2.Привесите примеры типов защит генераторов.

Тема; Защита шин станций и подстанций.

Цель работы; Дать понятия обучающимся о видах защит Защита шин станций и подстанций

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория: Наиболее опасны для электрической системы короткие замыкания на шинах основного напряжения крупнейших подстанций и станции, т.е. в узловых точках, связывающих большое число генерирующих и потребляющих ветвей. Здесь к.з. сопровождается протеканием наибольших токов, что вызывает наибольшие понижения напряжения в узловых точках энергосистемы и значительные разрушения оборудования. Все это может расстроить работу энергосистемы, нарушить единый процесс производства, распределения и потребления электроэнергии. Поэтому считается обязательным выполнение специальной защиты шин, обеспечивающей достаточно быстрое и селективное отключение повреждений на шинах.

В энергосистеме применяются следующие виды защиты шин генераторного напряжения:

Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с токовой отсечкой в качестве первой ступени

Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с комбинированной отсечкой по току и напряжению в качестве первой ступени.

Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с дистанционной в качестве первой ступени.

В качестве второй ступени для защит, указанных в пунктах выше используется чувствительная максимальная токовая защита с выдержкой времени. Вторая ступень предназначена для резервирования первой ступени защиты шин, а также для резервирования защит питаемых элементов, присоединенных к шинам.

Неполная дифференциальная защита шин генераторного напряжения основана на принципе сравнения токов всех питающих присоединений данной секции (системы) шин. В схему неполной дифференциальной защиты шин включены только трансформаторы тока генератора, трансформаторе связи, секционного и шин соединительного выключателей. Иногда, когда это требуется по условиям чувствительности и селективности, в схему защиты шин также подключаются токовые цепи трансформатора собственных нужд, реактированных и нереактированных линий. Преимущественно в качестве первой ступени предусматривается токовая отсечка, отстроенная от максимального тока к.з. за наиболее мощным реактором отходящих линий и от токов самозапуска, а при недостаточной чувствительности комбинированная отсечка по току и напряжению или дистанционная защита.

Первая ступень защиты действует без выдержки времени на все питающие элементы, за исключением генератора, отключение которого от поврежденной секции производится второй ступенью защиты или собственной резервной защитой генератора.

В целях ускорения действия АВР собственных нужд от защиты шин одновременно отключают и трансформаторы, и реактированные линии собственных нужд.

При применении АПВ шин генераторного напряжения, осуществляемого выключателем трансформатора связи или шин соединительным, от первой ступени защиты отключается также и генератор. Отключение генератора при этом производится или без выдержки времени, или с небольшой выдержкой времени.

Вторая ступень защиты действует на отключение всех питающих элементов системы (секции) шин.

В энергосистемах для защиты шин 110-330кВ-750кВ применяют два типа защит: дифференциальная токовая защита на реле типа РНТ и дифференциальная токовая защита с торможением (ДЗШТ).

На подстанциях с двойной С.Ш. используется один комплект ДЗШ, в который входят следующие основные органы:

— пусковой орган, срабатывающий при к.з. на I-ой или II-ой

С.Ш. и не срабатывающий при к.з. на присоединениях, отходящих от шин;

— избирательный орган, определяющий на какой С.Ш. произошло к.з;

— чувствительный орган, который вводится в работу после срабатывания основного органа с целью повышения чувствительности защиты при неуспешном АПВ шин;

— устройство контроля исправности цепей тока ДЗШ, автоматически выводящее защиту из работы, и подающее сигнал о «неисправности».

На подстанциях с двойной секционированной С.Ш. зона действия одного комплекта ДЗШ включает I-ые секции С.Ш., II-ые секции обеих С.Ш. защищаются вторым комплектом ДЗШ.

На подстанциях с одиночной С.Ш. в комплекте ДЗШ отсутствует или не используется избирательный орган.

На шинах основных подстанций энергосистемы с целью повышения надежности отключения повреждений на шинах без выдержки времени устанавливается по два комплекта ДЗШ.

Эти комплекты резервируют друг друга на случай неисправности или вывода в ремонт какого-либо из комплектов.

Защита шин действует на отключение питающих присоединений поврежденной системы (секции) шин, а также на отключение тупиковых линий с двигательной нагрузкой.

Селективность действия дифференциальной защиты шин обеспечивается только при строгой, заранее определенной фиксации присоединений за системами шин. При обычных эксплуатационных отключениях присоединений без нарушений фиксации защита сохраняет свою селективность. При нарушениях фиксации защита теряет свою селективность при повреждениях на шинах и поэтому действие ее должно переводиться на отключение всех присоединений обеих систем шин.

В схемах ДЗШ предусмотрена возможность опробования рабочей и обходной С.Ш. включением соответственного шиносоединительного (ШСВ) и обходного (ОВ) выключателя.

При включении ШСВ или ОВ на к.з. схема ДЗШ отключает эти выключатели без выдержки времени, а отключение остальных присоединений автоматически блокируется на время 0,3 — 0,4 сек.

Схемы ДЗШ предусматривают АПВ шин и в случае успешного АПВ — автоматическую сборку до аварийного режима.

На каждой С.Ш. выделяется одно или два опробующих присоединения. В устройства ТАПВ этих присоединений вводится пуск ТАПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах (КОНШ).

При наличии двух опробующих присоединений АПВ шин производится устройством АПВ присоединения, включаемого с меньшей выдержкой времени.

При неуспешном АПВ шин АПВ других присоединений запрещается.

Запрет АПВ шин происходит также при наличии напряжения на одной, двух или трех фазах системы шин, отключенной действием ДЗШ.

При успешном АПВ шин происходит автоматическая сборка схемы до аварийного режима с помощью устройств АПВ с контролем синхронизма (КС) питающих присоединений и с контролем наличия напряжения на шинах (КННШ) тупиковых присоединений.

Контрольные вопросы;

1.Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с токовой отсечкой в качестве первой ступени

2. Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с комбинированной отсечкой по току и напряжению в качестве первой ступени.

3. Неполная дифференциальная двухступенчатая защита с дистанционной в качестве первой ступени.

Тема; Устройство резервирования отказов выключателей (УРОВ).

Цель работы; Дать понятия обучающимся о видах защит станций и резервирования отказов выключателей (УРОВ) подстанций

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория УРОВ предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей). УРОВ также должно действовать при к.з. в зоне между выносными ТТ и выключателем.

УРОВ применяется в сетях 110,220,330кВ и выше, когда из-за особенностей конструктивного выполнения выключателей (преимущественно воздушных и масляных с показным приводом) приходится считаться с их отказами в отключении одной, двумя и даже тремя фазами.

УРОВ действует с небольшой выдержкой времени (0,2-0,25 сек для присоединений 330,750 кВ и 0,3- 0,35 сек для присоединений 110-220кВ) на отключение ближайших к отказавшему выключателей присоединений, обеспечивая ликвидацию аварии с минимальными потерями для системы.

В энергосистеме эксплуатируются следующие типы схем УРОВ:

— централизованный УРОВ для выключателей 110-220кВ, являющийся общим для всех выключателей одного напряжения на подстанции;

— индивидуальный УРОВ для двух выключателей линии 330кВ;

— индивидуальный УРОВ для каждого выключателя 330-750кВ.

В общем случае УРОВ действует в следующих направлениях:

При коротком замыкании на одном из отходящих от данной системы (секции) шин присоединений и отказе в отключении его выключателя — на отключение данной системы (секции) шин через

выходные промежуточные реле избирательных органов дифференциальной токовой защиты данной системы (секции) шин.

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении шиносоединительного (секционного) выключателя на отключение второй неповрежденной системы (секции) шин.

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении выключателя трансформатора (автотрансформатора) или блока со стороны рассматриваемых шин — на отключение этого трансформатора (автотрансформатора) или блока его выключателями с низкой стороны, со стороны питания).

При коротком замыкании на шинах и отказе в отключении выключателя питающей линии, оборудованной высокочастотной защитой — на останов высокочастотного передатчика указанной линии с целью ускорения отключения повреждения с противоположной стороны.

Для схем электрических соединений, в которых на одно присоединение приходится более одного выключателя (полуторная, шины-трансформатор, многоугольник), УРОВ действует на отключение неповрежденного элемента (системы шин, линии, АТ), для которого отказавший выключатель является общим с поврежденным элементом.

Для этих схем при работе защит блока (АТ) и отказе выключателя, общего с ВЛ-330кВ, схема УРОВ-330 действует на 3-х фазное отключение линии с обеих сторон с запретом ТАПВ.

Отключение и запрет ТАПВ на противоположной стороне линии осуществляется по каналу телеотключения. Там же отключение 3-х фаз линии без запрета ТАПВ производится от ДФЗ после останова в.ч. передатчика на стороне линии с отказавшим выключателем.

При к.з. на ВЛ-330 и отказе выключателя, общего с блоками, схема УРОВ действует на отключение блока и на запрет ТАПВ линии.

Запрет ТАПВ необходим для исключения подачи напряжения на останавливающийся блок при успешном ТАПВ линии.

Запрет ТАПВ противоположной стороны линии производится по каналу теле отключения. При выводе из работы канала теле отключения опробование такой линии с помощью ТАПВ КОНЛ должно производиться со стороны электростанций.

Запуск устройства резервирования осуществляется от всех защит поврежденного элемента, выключатель которого отказал в действии.

В схеме УРОВ предусматриваются специальные меры для предотвращения неправильного действия устройства на обесточение системы (секции) шин при ошибках обслуживающего персонала.

ТАКИМИ МЕРАМИ ЯВЛЯЮТСЯ:

Установка общего на систему (секцию) шин дополнительного пускового органа напряжения, контролирующего наличие короткого замыкания. Этот орган состоит из трех элементов: устройства фильтр-реле напряжения отрицательной последовательности для действия при несимметричных коротких замыканиях; реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение, для действия при симметричных коротких

замыканиях, и реле напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности, для действия при коротких замыканиях на землю.

Автоматическая проверка исправности выключателя. Схема УРОВ выполняется таким образом, чтобы при пуске УРОВ какого-либо присоединения схема УРОВ без выдержки времени действует на отключение выключателя этого присоединения и, в случае его отказа в отключении (контроль наличия тока через выключатель) УРОВ с выдержкой времени отключает выключатели присоединений, ближайшие по электрической цепи к отказавшему.

Следовательно, в случае ошибочного замыкания персоналом пусковой цепи какого либо присоединения УРОВ отключит выключатель только этого присоединения и, так как ток через «отказавший» выключатель прекратится, схема УРОВ возвратится в исходное состояние.

Использование дублированного пуска. Цепи пуска УРОВ от защит дублируются фиксацией их действия на отключение выключателя. Фиксация действия защит осуществляется контактами реле положения «включено».

Использование в цепи УРОВ фактора, подтверждающего действие защиты, исключает необходимость автоматической проверки исправности выключателя, что снижает количество ложных отключений присоединений, например, при проверках отдельных защит на работающих линиях, когда ошибочно не отключена накладкой цепь пуска УРОВ от проверяемой защиты.

Такие схемы применяются как правило с УРОВ-110кВ, введенных в работу с 1973-1974 года.

В схеме УРОВ выполняется контроль исправности цепей. Схема контроля исправности цепей выводит УРОВ из действия через время 0,8 — 1,2 сек после появления каких-либо неисправностей и подает сигнал о неисправности; снятие сигнала и обратный ввод УРОВ а в работу осуществляется нажатием кнопки на панели УРОВ.

При работе УРОВ-330кВ и УРОВ-750кВ запрет АПВ отключившихся от их действия присоединений запрещается во всех случаях.

После действия УРОВ-110, УРОВ-220кВ запрет АПВ отключившихся от УРОВ присоединений производится только при действии на отказавший выключатель защит трансформаторов (блоков).

Контрольные вопросы:

1. Централизованный УРОВ для выключателей 110-220кВ, являющийся общим для всех выключателей одного напряжения на подстанции;

2. Индивидуальный УРОВ для двух выключателей линии 330кВ;

3.Индивидуальный УРОВ для каждого выключателя 330-750кВ.

Тема; Защита электродвигателей

Цель работы; Дать понятия обучающимся о видах защит электродвигателей

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория;

Виды электрической защиты асинхронных электродвигателей

Защита асинхронных электродвигателей

Асинхронные двигатели трехфазного переменного тока напряжением до 500 при мощностях от 0,05 до 350 - 400 кВт являются наиболее распространенным видом электродвигателей.

Надежная и бесперебойная работа электродвигателей обеспечивается в первую очередь надлежащим выбором их по номинальной мощности, режиму работы и форме исполнения. Не меньшее значение имеет также соблюдение необходимых требований и правил при составлении электрической схемы, выборе пускорегулирующей аппаратуры, проводов и кабелей, монтаже и эксплуатации электропривода.

Аварийные режимы работы электродвигателей

Даже для правильно спроектированных и эксплуатируемых электроприводов при их работе всегда остается вероятность появления режимов, аварийных или ненормальных для двигателя и другого электрооборудования.

К аварийным режимам относятся:

1) **многофазные (трех- и двухфазные) и однофазные короткие замыкания** в обмотках электродвигателя; многофазные короткие замыкания в выводной коробке электродвигателя и во внешней силовой цепи (в проводах и кабелях, на контактах коммутационных аппаратов, в ящиках сопротивлений); короткие замыкания фазы на корпус или нулевой провод внутри двигателя или во внешней цепи — в сетях с заземленной нейтралью; короткие замыкания в цепи управления; короткие замыкания между витками обмотки двигателя (витковые замыкания).

Короткие замыкания являются наиболее опасными аварийными режимами в электроустановках. В большинстве случаев они возникают из-за пробоя или перекрытия изоляции. Токи короткого замыкания иногда достигают величин, в десятки и сотни раз превосходящих значения токов нормального режима, а их тепловое воздействие и динамические усилия, которым подвергаются токоведущие части, могут привести к повреждению всей электроустановки;

2) **тепловые перегрузки электродвигателя** из-за прохождения по его обмоткам повышенных токов: при перегрузках рабочего механизма по технологическим причинам, особо тяжелых условиях пуска двигателя под нагрузкой или его застопоривании, длительном понижении напряжения сети, выпадении одной из фаз внешней силовой цепи или обрыве провода

в обмотке двигателя, механических повреждениях в двигателе или рабочем механизме, а также тепловые перегрузки при ухудшении условий охлаждения двигателя.

Тепловые перегрузки вызывают в первую очередь ускоренное старение и разрушение изоляции двигателя, что приводит к коротким замыканиям, т. е. к серьезной аварии и преждевременному выходу двигателя из строя.

Виды защиты асинхронных электродвигателей

Для того чтобы **защитить электродвигатель от повреждений** при нарушении нормальных условий работы, а также своевременно отключить неисправный двигатель от сети, предотвратив или ограничив тем самым развитие аварии, предусматриваются средства защиты.

Главным и наиболее действенным средством является электрическая защита двигателей, выполняемая в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

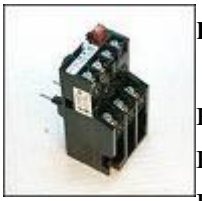
В зависимости от характера возможных повреждений и ненормальных режимов работы различают несколько основных наиболее распространенных **видов электрической защиты асинхронных двигателей**.

Защита асинхронных электродвигателей от коротких замыканий

Защита от коротких замыканий отключает двигатель при появлении в его силовой (главной) цепи или в цепи управления токов короткого замыкания.

Аппараты, осуществляющие защиту от коротких замыканий (плавкие предохранители, электромагнитные реле, автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем), действуют практически мгновенно, т. е. без выдержки времени.

Защита асинхронных электродвигателей от перегрузки



Защита от перегрузки предохраняет двигатель от недопустимого перегрева, в частности и при сравнительно небольших по величине, но продолжительных тепловых перегрузках. Защита от перегрузки должна применяться только для электродвигателей тех рабочих механизмов, у которых возможны ненормальные увеличения нагрузки при нарушениях рабочего процесса.

Аппараты защиты от перегрузки (температурные и тепловые реле, электромагнитные реле, автоматические выключатели с тепловым расцепителем или с часовым механизмом) при возникновении перегрузки отключают двигатель с определенной выдержкой времени, тем большей, чем меньше перегрузка, а в ряде случаев, при значительных перегрузках, — и мгновенно.

Защита асинхронных электродвигателей от понижения или исчезновения напряжения

Защита от понижения или исчезновения напряжения (нулевая защита) выполняется с помощью одного или нескольких электромагнитных аппаратов, действует на отключение двигателя при перерыве питания или снижении напряжения сети ниже установленного значения и предохраняет двигатель от самопроизвольного включения после ликвидации перерыва питания или восстановления нормального напряжения сети.

Специальная защита асинхронных электродвигателей от работы на двух фазахпредохраняет двигатель от перегрева, а также от «опрокидывания», т. е. остановки под током вследствие снижения момента, развиваемого двигателем, при обрыве в одной из фаз главной цепи. Защита действует на отключение двигателя.

В качестве аппаратов защиты применяются как тепловые, так и электромагнитные реле. В последнем случае защита может не иметь выдержки времени.

Другие виды электрической защиты асинхронных электродвигателей

Существуют и некоторые другие, реже встречающиеся виды защиты (от повышения напряжения, однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, увеличения скорости вращения привода и т. п.).

Электрические аппараты, применяемые для защиты электродвигателей

Аппараты электрической защиты могут осуществлять один или сразу несколько видов защит. Так, некоторые автоматические выключатели обеспечивают защиту от коротких замыканий и от перегрузки. Одни из аппаратов защиты, например плавкие предохранители, являются аппаратами однократного действия и требуют замены или перезарядки после каждого срабатывания, другие, такие как электромагнитные и тепловые реле, — аппараты многократного действия. Последние различаются по способу возврата в состояние готовности на аппараты с самовозвратом и с ручным возвратом.

Выбор вида электрической защиты асинхронных электродвигателей

Выбор того или иного вида защиты или нескольких одновременно производится в каждом конкретном случае с учетом степени ответственности привода, его мощности, условий работы и порядка обслуживания (наличия или отсутствия постоянного обслуживающего персонала).

Большую пользу может принести анализ данных по аварийности электрооборудования в цехе, на строительной площадке, в

мастерской и т. п., выявление наиболее часто повторяющихся нарушений нормальной работы двигателей и технологического оборудования. Всегда следует стремиться к тому, чтобы защита была по возможности простой и надежной в эксплуатации.

Для каждого двигателя независимо от его мощности и напряжения должна быть предусмотрена защита от коротких замыканий. Здесь нужно иметь в виду следующие обстоятельства. С одной стороны, защиту нужно отстроить от пусковых и тормозных токов двигателя, которые могут в 5—10 раз превышать его номинальный ток. С другой стороны, в ряде случаев коротких замыканий, например при витковых замыканиях, замыканиях между фазами вблизи от нулевой точки статорной обмотки, замыканиях на корпус внутри двигателя и т. п., защита должна срабатывать при токах, меньших пускового тока.

Одновременное выполнение этих противоречивых требований с помощью простых и дешевых средств защиты представляет большие трудности. Поэтому система защиты низковольтных асинхронных двигателей строится при сознательном допущении, что при некоторых отмеченных выше повреждениях в двигателе последний отключается защитой не сразу, а лишь в процессе развития этих повреждений, после того как значительно возрастет ток, потребляемый двигателем из сети.

Одно из важнейших требований к устройствам защиты двигателей - четкое действие ее при аварийных и ненормальных режимах работы двигателей и вместе с тем недопустимость ложных срабатываний. Поэтому аппараты защиты должны быть правильно выбраны и тщательно отрегулированы.

Контрольные вопросы;

1.Одно из важнейших требований к устройствам защиты двигателей.

2.Какие электрические аппараты, применяемые для защиты электродвигателей

3. Виды защиты асинхронных электродвигателей

Тема; Автоматическое повторное включение

Цель работы; Дать понятия обучающимся о автоматическом повторном включение (АПВ).

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория; одно из средств электроавтоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Применение

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

Неустойчивые повреждения характеризуются тем, что они самоустраняются в течение короткого промежутка времени после возникновения. Такие повреждения могут возникать, например, при случайном схлестывании проводов. Возникающая при этом электрическая дуга не успевает нанести серьёзных повреждений, так как через небольшой промежуток времени после возникновения короткого замыкания цепь обесточивается действием релейной защиты. Практика показывает, что доля неустойчивых повреждений составляет 50—90 % от числа всех повреждений[*источник не указан 592 дня*]

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

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

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

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

Классификация

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

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.

- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на

- простые (ТАПВ)
- несинхронные (НАПВ)
- быстродействующие (БАПВ)
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

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

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

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

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

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

Принцип действия АПВ

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

Требование к АПВ

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

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.
- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.
- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действиягазовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)
- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.
- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.
- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

Контрольные вопросы;

1. Применение
2. Классификация
3. Принцип действия АПВ
4. Требование к АПВ

Тема; Автоматическое включение резерва

Цель работы; Дать понятия обучающимся о АВР.

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория;

Автоматическое включение резервного питания (АВР) в распределительных сетях

Автоматическое включение резерва (АВР) предназначено для переключения потребителей с поврежденного источника питания на исправный, резервный. В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют на двух трансформаторных подстанциях 35 -

110/10 кВ (местные АВР) и на линиях 10 кВ с двусторонним питанием, работающих в разомкнутом режиме (сетевые АВР).

В связи с появлением потребителей первой категории по надежности электроснабжения (животноводческие комплексы) начинают внедрять устройства АВР на ТП-10/0,38 кВ, на линиях 0,38 кВ и на резервных дизельных электростанциях.

К схемам АВР предъявляются следующие основные требования:

• АВР должно обеспечиваться при непредусмотренном прекращении электроснабжения, но любой причине и при наличии напряжения на резервном источнике питания;

• АВР должно осуществляться с минимально возможным временем действия;

• АВР должно быть однократным;

• АВР должно обеспечивать быстрое отключение резервного источника при включении на устойчивое к.з., для этого рекомендуется выполнять ускорение защиты после АВР (аналогично тому, как это делается после АПВ);

• в схеме АВР должен быть предусмотрен контроль исправности цепи включения резервного оборудования.

Для пуска АВР при исчезновении напряжения основного источника используется **реле минимального напряжения**. В некоторых случаях роль пускового органа выполняет реле времени с возвращающимся якорем (в нормальном режиме реле времени находится постоянно под напряжением и якорь притянут).

Уставка срабатывания этих реле обычно, если не имеется конкретных данных, выбирается из условия

$$U_{\text{ср}} = (0{,}25 \ldots 0{,}4) \cdot U_{\text{ном}}$$

Время срабатывания пускового органа устройства АВР (tср.АВР) выбирается по следующим условиям: • по отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения ниже принятого по условию

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_{\text{с.з}} + \Delta t$$

где tс.з — наибольшее время срабатывания указанных защит;

Δt — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и равной 1,5…2 с со шкалой до 20 с;

• по согласованию действия АВР с другими устройствами автоматики (например, АПВ линии, по которой осуществляется подача энергии от основного источника питания)

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_{\text{с.з.л}} + t_{1\text{АПВ}} + t_{\text{зап}}$$

где tс.з.л — наибольшее время действия защиты линии (элемента

системы электроснабжения), передающей энергию потребителям, для которых осуществляется АВР;

t1АПВ — время цикла неуспешного АПВ этой линии;

tзап — запас по времени, принимаемый равным 2 - 3,5 с.

В сельских электрических сетях применяются **сетевые АВР**, которые обеспечивают резервирование потребителей, подключенных к линиям с двусторонним питанием, работающих в разомкнутом (условно-замкнутом) режиме (рис. 1, а)

Сетевые АВР представляют собой комплекс аппаратов, в который входят:

• само устройство АВР, переключающее питание сети на резервный источник путем включения выключателя пункта АВР (3В, рис. 1), который отключен в нормальном режиме работы схемы;

• устройства, обеспечивающие при необходимости автоматическую перестройку релейной защиты перед изменением режима работы сети при АВР;

• устройство делительной автоматики минимального напряжения (действует па отключение 1В и 5В, рис. 1,а), которое предотвращает подачу напряжения от резервного источника на поврежденный рабочий источник питания (на рабочую линию, трансформатор и т. п.), а также на некоторые другие устройства.

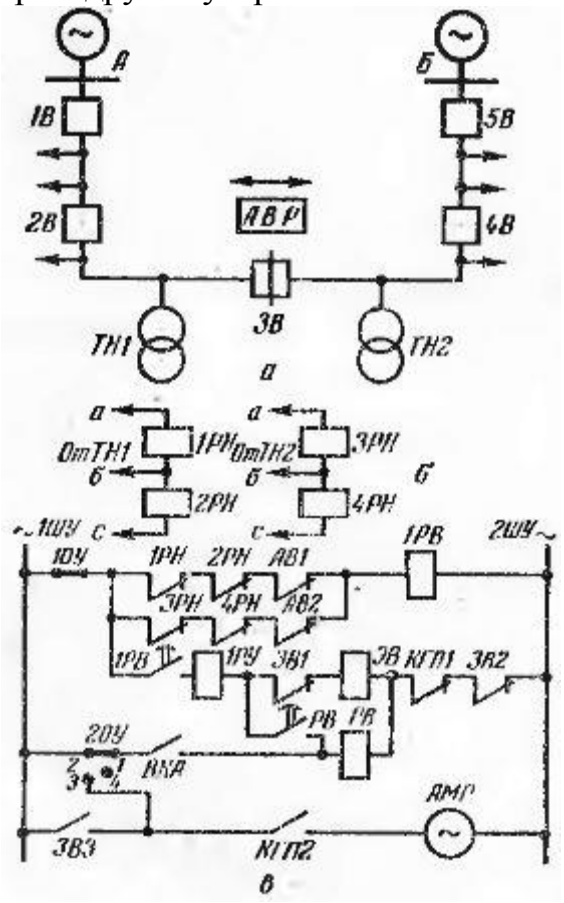


Рис. 1 Схема сетевого АВР для сельских сетей 10 кВ (на

выключателе с пружинным приводом): а — поясняющая первичная схема сети 10 кВ; б — схема цепи напряжения пускового органа АВР; в — схема АВР и управления аыключателя 3 (пункта АВР).

На рисунке 1, в показана схема сетевого АВР для выключателей с пружинным приводом, наиболее распространенным в сельских сетях 10 кВ. На пункте АВР (рис. 1,а) установлена ячейка (шкаф) КРУН с выключателем 3В, оборудованным сетевым АВР и релейной защитой.

Действие пускового органа АВР обеспечивается от трансформаторов напряжения ТН1 и ТН2 (по два или по одному ТН с каждой стороны), которые являются источниками оперативного тока для всех устройств пункта АВР. При этом питание шинок управления 1ШУ и 2ШУ (рис. 1,в) осуществляется либо от ТН1, либо от ТН2 с автоматическим переключением на ТН неповрежденной линии.

При исчезновении питания, например со стороны подстанции А, срабатывают реле напряжения 1РН, 2РН. При наличии напряжения со стороны подстанции Б запускается реле времени 1РВ и через заданное время замыкает контакт 1РВ в цепи электромагнита включения ЭВ выключателя 3В.

Если пружины привода заведены (контакт КГП1 замкнут), выключатель включается. При успешном АВР через замкнувшийся вспомогательный контакт 3ВЗ включается двигатель и заводит пружины привода. При неуспешном АВР (включение на к.з. с последующим отключением от защиты) контакт 3ВЗ остается разомкнутым и пружины не заведены (продолжительность полного завода пружин 6...20 с). Этим обеспечивается однократность АВР.

В данном случае для подготовки привода к включению необходимо вручную перевести устройство 2ОУ в положение 2—3. При неисправностях в цепях ТН1 или ТН2 отключается соответствующий автомат АВ н своим вспомогательным контактом АВ1 или АВ2 выводит из действия устройство АВР для работы в сторону поврежденного ТН.

Если уставки tср.АВР при исчезновении напряжения со стороны источников А и Б существенно отличаются, то устанавливают второе реле 2РВ (на схеме не показано), так что реле 1РВ запускается по цепи 1РН, 2РН, АВ1, а реле 2РВ — по цепи 3РН, 4РН, АВ2.

Работу схемы АВР трансформаторов проверяют на стенде (рис.2).

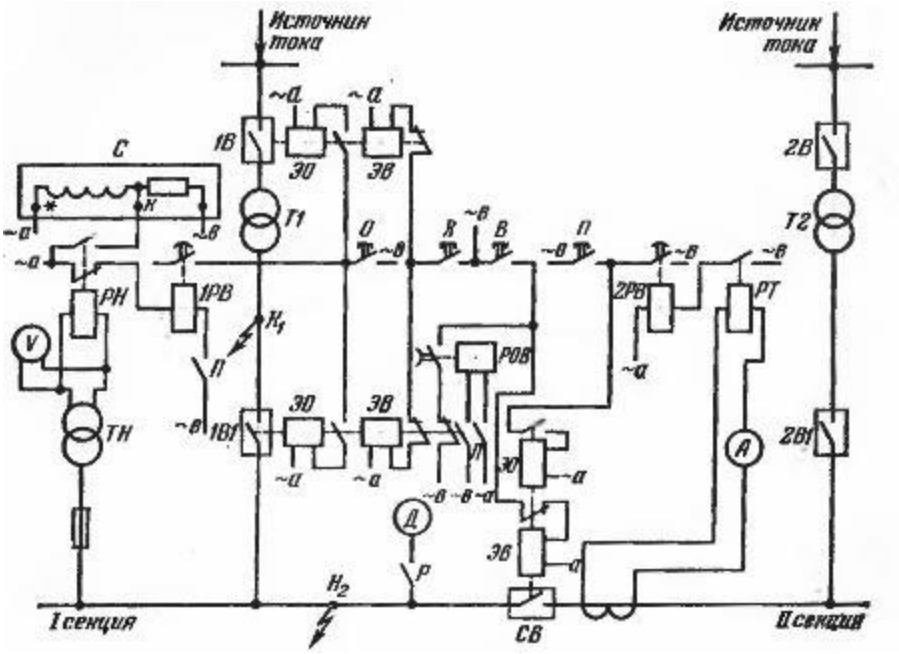


Рис. 2. Схема устройства АВР (включение секционного выключателя) на двухтрансформаторной подстанции.

Принципиальная схема АВР, показанная на рисунке 2, позволяет при помощи секционного выключателя СВ автоматически подавать питание на шины секции I или II при аварийном отключении трансформаторов Т1 или Т2.

Рассмотрим работу схемы при включении резервного питания на шины секции I.

Потребители секции I нормально питаются от трансформатора Т1, а автоматическое резервирование их питания осуществляется включением СВ.

Автоматическое резервное питание подается при исчезновении напряжения на шинах секции I вследствие:

• отключения источника питания или линии электропередачи со стороны Т1;

• короткого замыкания внутри трансформатора и на шинах секции I;

• непреднамеренного отключения трансформатора Т1.

Схема АВР работает только при замкнутых контактах переключателя П. Обмотка реле однократного включения устройства АВР (РОВ) находится под напряжением и его контакт замкнут до тех пор, пока включен выключатель 1В1.

При исчезновении напряжения на шинах секции I реле минимального напряжения замыкает свои размыкающие контакты. Через его замкнутые контакты реле времени 1РВ получает питание и через определенную выдержку времени подает импульс на отключение трансформатора Т1 (выключателей 1В и 1В1).

Обычно реле времени действует на промежуточное реле, которое своими контактами включает оперативные цепи выключателя. После

отключения выключателей обмотка РОВ обесточивается, но возврат его контактов в исходное положение происходит с некоторой выдержкой времени. Время возврата немного больше времени включения выключателя СВ. Поэтому импульс на включение СВ успевает пройти через контакт РОВ и включить его, благодаря чему шины секции I получают питание от трансформатора Т2. После размыкания контакта РОВ цепь импульса на включение выключателя разрывается, чем обеспечивается однократность действия устройства АВР.

Для исключения ложных действий устройств АВР при сгорании предохранителей в цепи трансформатора напряжения ТН ставят два реле минимального напряжения РН с последовательным соединением их контактов. Кроме того, можно включить последовательно еще одно реле напряжения, которое питается от резервного источника и разрешает действовать устройству АВР при исчезновении напряжения на основной секции для данных потребителей только при наличии напряжения на шипах резервного питания.

:

Контрольные вопросы:

1. Какие требования предъявляются к схемам АВР
2. Как работают устройства автоматики включения резерва (АВР) в электрических сетях

Тема; Автоматическая частотная разгрузка

Цель работы; Дать понятия обучающимся о автоматической частотной разгрузке.

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория;

Частота электрической сети – 50 Гц, для корректной работы потребителей электрической энергии и энергосистемы в целом, частота должна находиться в пределах данного значения. Если количество вырабатываемой на электростанциях мощности меньше количества потребляемой мощности потребителями, то происходит резкое падение частоты электрической сети.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) – элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в

электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, обесточение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

Устройства автоматической частотной разгрузки работают ступенчато. Первая ступень, которая имеет наименьшую выдержку времени 0,3-0,5 с и срабатывает при снижении частоты до 49,2 Гц (или ниже в зависимости от особенностей энергосистемы), осуществляет отключение наименее важных потребителей подстанции. Как правило, под данную ступень АЧР заводятся потребительские линии, которые питают потребителей третьей категории электроснабжения.

Следующая ступень АЧР предназначена для предотвращения лавинного процесса падения частоты, который может возникнуть в случае недостаточной разгрузки первой очередью АЧР, когда частота электрической сети начинает падать ниже 49 Гц. Выдержка времени данной ступени АЧР может колебаться от нескольких секунд до нескольких десятков секунд. Данная ступень разгрузки осуществляется отключение потребителей второй категории.

Совместно с устройствами автоматической частотной разгрузки могут устанавливаться устройства автоматического повторного включения потребителей, которые были отключены действием частотной разгрузки – ЧАПВ. Устройства ЧАПВ восстанавливают электроснабжение обесточенных потребителей, как только нормализуется частота электрической сети.

Поднятие частоты питающей сети происходит по мере увеличения

количества вырабатываемой мощности в энергосистеме. Восстановление электроснабжения потребителей должно быть поэтапным, с учетом текущего состояния энергосистемы. Если причиной падения частоты послужило отключение от энергосистемы крупной электростанции, то значит восстанавливать электроснабжение всех, отключенных действием АЧР потребителей, можно только после того, как будет покрыт возникший дефицит мощности.

Часто после действия ЧАПВ происходит повторное падение частоты, поэтому в случае возникновения серьезных аварийных ситуаций в энергосистеме ЧАПВ выводятся из работы и восстановление обесточенных потребителей происходит в ручном режиме.

Устройства АЧР и ЧАПВ могут быть выполнены на реле электромеханического типа, а также с использованием более современных микропроцессорных устройств.

Устройства АЧР получают питание от трансформаторов напряжения. Как правило, предусматривается питание от двух разных источников (трансформаторов напряжения) для того, чтобы обеспечить возможность работы данного устройства в случае необходимости вывода в ремонт одного из трансформаторов напряжения.

Контрольные вопросы:

1.Для чего применяется Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

2. Благодаря чему энерго система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, обесточение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Тема; Синхронизация генераторов

Цель работы; Дать понятия обучающимся о синхронизации генераторов.

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория;

Параллельная работа генераторов

На электрических станциях всегда устанавливают несколько турбо- или гидроагрегатов, которые работают совместно в параллельном соединении на общие шины генераторного или повышенного напряжения.

В результате этого выработка электроэнергии на электростанциях производится несколькими параллельно работающими генераторами и такая совместная их работа имеет много ценных преимуществ.

Параллельная работа генераторов:

1. повышает гибкость эксплуатации оборудования электростанций и подстанций, облегчает проведение планово-предупредительных ремонтов генераторов, основного оборудования и соответствующих РУ при минимуме необходимого резерва.

2. повышает экономичность работы электростанции, так как дает возможность распределять наиболее рационально суточный график нагрузки между агрегатами, чем достигается наилучшее использование мощности и повышается к. п. д.; на ГЭС дает возможность наиболее полно использовать мощность водяного потока в период паводков и летней и зимней межени;

3. повышает надежность и бесперебойность работы электростанций и электроснабжения потребителей.

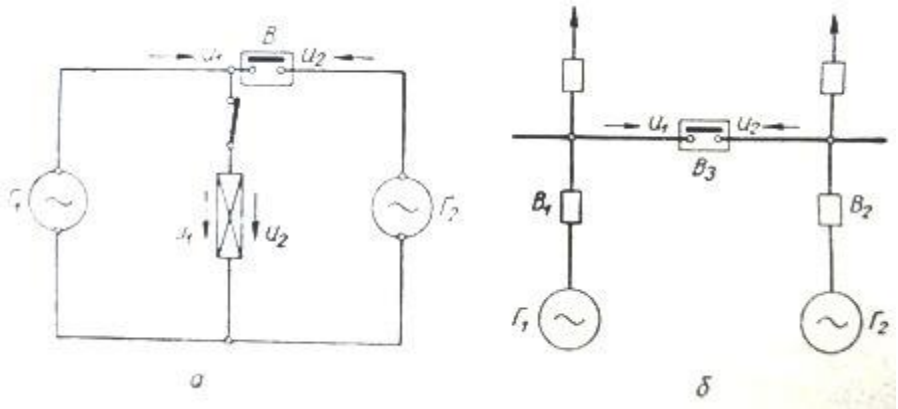


Рис. 1. Принципиальная схема параллельной работы генераторов

Для увеличения производства и улучшения распределения электроэнергии многие электростанции объединяются для параллельной работы в мощные энергетические системы.

В нормальном режиме эксплуатации генераторы присоединены на общие шины (генераторного или повышенного напряжения) и вращаются синхронно. Их роторы вращаются с одинаковой угловой электрической скоростью

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f \quad \text{где } f = \frac{p \cdot n}{60}, \text{Гц}$$

При параллельной работе мгновенные значения напряжений на выводах обоих генераторов должны быть равны по величине и обратны по

знаку.

Для подключения генератора на параллельную работу с другим генератором (или с сетью) нужно произвести его синхронизацию, т. е. отрегулировать скорость вращения и возбуждение подключаемого генератора в соответствии с работающим.

Генераторы, работающий и включаемый на параллельную работу, должны быть сфазированы, т. е. иметь одинаковый порядок чередования фаз.

Как видно из рис. 1, при параллельной работе генераторы по отношению друг к другу включены навстречу, т. е. их напряжения U1 и U2 на выключателе будут прямо противоположны. По отношению же к нагрузке генераторы работают согласно, т. е. их напряжения U1 и U2 совпадают. Эти условия параллельной работы генераторов отражены на диаграммах рис. 2.

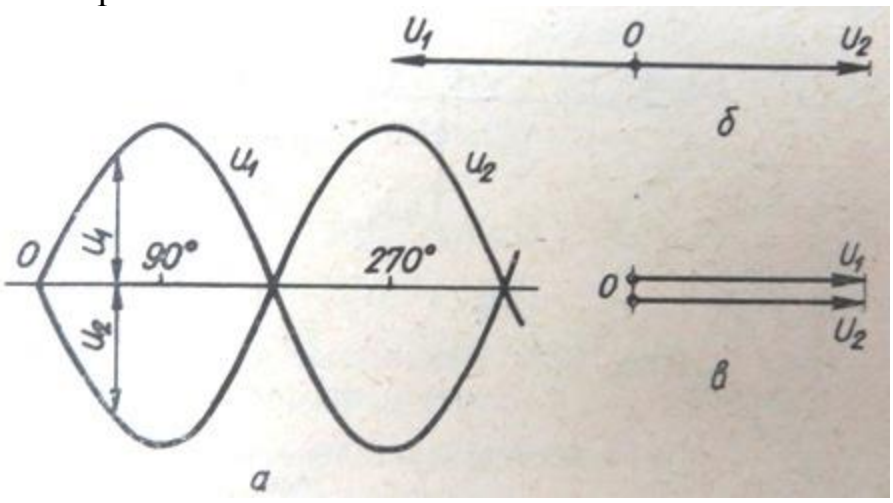


Рис. 2. Условия включения генераторов на параллельную работу. Напряжения генераторов равны по величине и противоположны по фазе.

Существуют два метода синхронизации генераторов: точная синхронизация и грубая синхронизация, или самосинхронизация.

Условия точной синхронизации генераторов.

При точной синхронизации возбужденный генератор подключают к сети (шинам) выключателем В (рис. 1) при достижении условий синхронизма — равенства мгновенных значений их напряжений U1 = U2

При раздельной работе генераторов их мгновенные фазные напряжения будут соответственно равны:

$$U_1 = U_{1m} \cdot (\omega_1 \cdot t - \psi_1)$$

$$U_2 = U_{2m} \cdot (\omega_2 \cdot t - \psi_2)$$

Отсюда вытекают условия, необходимые для параллельного включения генераторов. Для включаемого и работающего генераторов требуется:

1. равенство действующих значений напряжений U1 = U2
2. равенство угловых частот ω1 = ω2 или f1 = f2
3. совпадение напряжений по фазе ψ1 = ψ2 или Θ= ψ1 -ψ2 =0.

Точное выполнение этих требований создает идеальные условия, которые характеризуются тем, что в момент включения генератора уравнительный ток статора будет равен нулю. Однако следует отметить, что выполнение условий точной синхронизации требует тщательной подгонки сравниваемых величин напряжения частоты и фазных углов напряжения генераторов.

В связи с этим на практике невозможно полностью выполнить идеальные условия синхронизации; они выполняются приближенно, с некоторыми небольшими отклонениями. При невыполнении одного из указанных выше условий, когда U2, на выводах разомкнутого выключателя связи В будет действовать разность напряжений:

$$\Delta\dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2$$

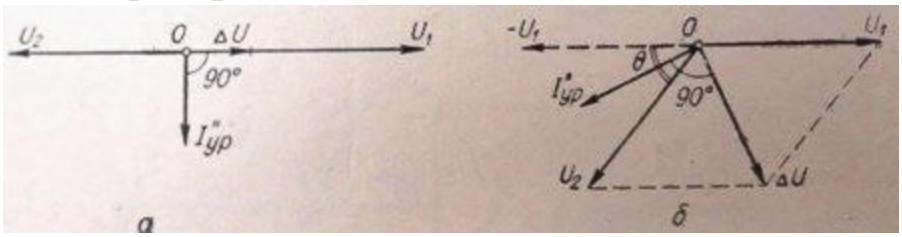


Рис. 3. Векторные диаграммы для случаев отклонения от условий точной синхронизации: а — Действующие напряжения генераторов не равны; б — угловые частоты не равны.

При включении выключателя под действием этой разности потенциалов в цепи потечет уравнительный ток, периодическая составляющая которого в начальный момент будет

$$I''_{\text{ур}} = \frac{\Delta\dot{U}}{x'' \cdot d_1 + x_c + x'' \cdot d_2}$$

Рассмотрим два случая отклонения от условий точной синхронизации, показанные на диаграмме (рис. 3):

1. действующие напряжения генераторов U1 и U2 не равны, остальные условия соблюдаются;

2. генераторы имеют одинаковые напряжения, но вращаются с разными скоростями, т. е. их угловые частоты ω1 и ω2 не равны, и имеет место несовпадение напряжений по фазе.

Как видно из диаграммы на рис. 3, а, неравенство действующих значений напряжений U1 и U2 обусловливает возникновение уравнительного тока I”ур, который будет почти чисто индуктивным, так как активные сопротивления генераторов и соединительных проводников сети весьма малы и ими пренебрегают. Этот ток не создает толчков активной мощности, а, следовательно, и механических напряжений в деталях генератора и турбины. В связи с этим при включении генераторов на параллельную работу разность напряжений может быть допущена до 5—10%, а в аварийных случаях — до 20%.

При равенстве действующих значений напряжений U1 = U2, но при

расхождении угловых частот $\Delta\omega=\omega1 - \omega2 \neq 0$ или $\Delta f=f1 - f2 \neq 0$ происходит смещение векторов напряжений генераторов и сети (или 2-го генератора) на некоторый угол Θ, меняющийся во времени. Напряжения генераторов U1 и U2 в рассматриваемом случае будут отличаться по фазе не на угол 180°, а на угол 180°—Θ (рис. 3, б).

На выводах разомкнутого выключателя В, между точками а и б, будет действовать разность напряжений ΔU. Как и в предыдущем случае, наличие напряжения может быть установлено при помощи электрической лампочки, а действующую величину этого напряжения можно измерить вольтметром, включенным между точками а и б.

Если замкнуть выключатель В, то под действием разности напряжений ΔU возникает уравнительный ток I”ур, который в отношении U2 будет почти чисто активным и при включении генераторов на параллельную работу вызовет сотрясения и механические напряжения в валах и других деталях генератора и турбины.

При $\omega1 \neq \omega2$ синхронизация получается вполне удовлетворительной, если скольжение s0<0,l% и угол $\Theta \geq 10°$.

Вследствие инерционности регуляторов турбины нельзя осуществить длительное равенство угловых частот $\omega1 = \omega2$, и угол Θ между векторами напряжений, характеризующий относительное положение обмоток статора и ротора генераторов, не остается постоянным, а непрерывно меняется; его мгновенное значение будет $\Theta=\Delta\omega t$.

На векторной диаграмме (рис. 4) последнее обстоятельство выразится в том, что с изменением угла сдвига фаз в между векторами напряжений U1 и U2 будет также изменяться ΔU. Разность напряжений при этом ΔU называется напряжением биений.

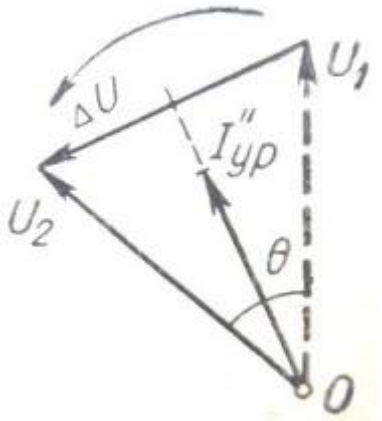


Рис. 4. Векторная диаграмма синхронизации генераторов при неравенстве частот.

Мгновенное значение напряжений биений Δu представляет собой разность мгновенных значений напряжений u1 и u2 генераторов (рис. 5).

Предположим, что достигнуто равенство действующих значений U1=U2, фазные углы начала отсчета времени ψ1 и ψ2 тоже равны.

Тогда можно написать

$$\Delta u = u_1 - u_2 = U_m \cdot \sin\omega_1 \cdot t - U_m \cdot \sin\omega_2 \cdot t$$
$$= 2 \cdot U_m \cdot \cos\frac{\omega_1 + \omega_2}{2} \cdot t \cdot \sin\frac{\omega_1 - \omega_2}{2} \cdot t$$

Кривая изменения напряжения биений показана на рис.5.

Напряжение биений гармонически изменяется с частотой, равной полусумме сравниваемых частот, и с амплитудой, изменяющейся во времени в зависимости от угла сдвига фаз Θ:

$$\Theta = \frac{\omega_1 - \omega_2}{2} \cdot t$$

Из векторной диаграммы рис. 4 для некоторого определенного значения угла Θ можно найти действующее значение напряжения биений:

$$\frac{\Delta U}{2} = U \cdot \sin\frac{\Theta}{2}$$

$$\Delta U = 2 \cdot U \cdot \sin\frac{\Theta}{2}$$

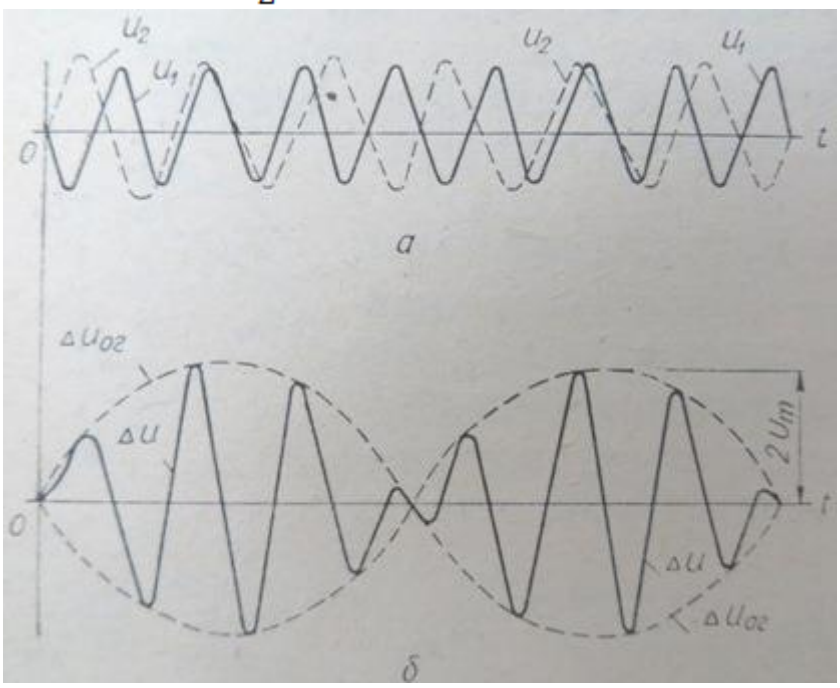


Рис. 5. Кривые напряжения биений.

Учитывая изменение угла Θ с течением времени, можно написать выражение для огибающей по амплитудам напряжения биений, которое дает изменение амплитуд напряжения во времени (пунктирная кривая на рис. 5, б):

$$\Delta u_{\text{ог}} = 2 \cdot U_m \cdot \sin\frac{\Delta\omega}{2} \cdot t = 2 \cdot U_m \cdot \sin\frac{\omega_1 - \omega_2}{2} \cdot t$$

Как видно из векторной диаграммы на рис. 4 и последнего уравнения, амплитуда напряжения биений ΔU изменяется от 0 до 2Um. Наибольшая величина ΔU будет в тот момент, когда векторы напряжения U1 и U2 (рис. 4) совпадут по фазе и угол Θ = π, а наименьшая — когда эти

напряжения будут отличаться по фазе на 180° и угол Θ = 0. Период кривой биений равен

$$T_б = \frac{2 \cdot \pi}{\omega_1 - \omega_2}$$

При включении генератора на параллельную работу с мощной системой значение хс системы мало и им можно пренебречь (хс ≈ 0), тогда уравнительный ток

$$I''_{ур} = \frac{\Delta U}{x} = \frac{2 \cdot U \cdot \sin\frac{\Theta}{2}}{x'' \cdot d}$$

а ударный ток

$$i_{уд} = \frac{2 \cdot U \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot \sin\frac{\Theta}{2}}{x'' \cdot d}$$

В случае неблагоприятного включения в момент Θ = π ударный ток в обмотке статора включаемого генератора может достигнуть двойного значения ударного тока трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Активная составляющая уравнительного тока, как видно из векторной диаграммы на рис. 4, равна

$$I''_{ур.акт} = \frac{2 \cdot U \cdot \sin\frac{\Theta}{2}}{x'' \cdot d} \cdot \cos\frac{\Theta}{2} = \frac{U}{x'' \cdot d} \cdot \sin\Theta$$

Контрольные вопросы:

1. Что такое синхронизация работы генератора и сети?
2. Назовите основные виды синхронизации включения генераторов на параллельную работу с сетью.
3. В чем заключается сущность методов точной и самосинхронизации? Их преимущества и недостатки.
4. Дайте определение «напряжения биения», «момента оптимума».
5. Назовите основные типы устройств для автоматизации процесса синхронизации. Их преимущества и недостатки.
6. Какими методами осуществляется автоматическое регулирование частоты вращения гидро- итурбоагргатов?
7. Опишите, какие принципы лежат в основе построения автоматики регулирования мощности гидро- и турбоагрегатов.
8. Какими способами осуществляется автоматическое регулирование величины напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов?
9. Опишите основные виды возбудителей синхронных машин; их принципы построения, преимущества и недостатки.

Тема; Автоматическое регулирование возбуждения на генераторах

Цель работы; Дать понятия обучающимся о автоматическом регулировании возбуждения на генераторах

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория; Автоматическое регулирование возбуждения *(АРВ)* процесс изменения по заданным условиям тока возбуждения электриче ских машин. Осуществляется насинхронных генераторах, мощных синхронн ых двигателях, синхронных компенсаторах, на генераторах идвигателях пост оянного тока и на других специальных электрических машинах изменением н апряжения наобмотке возбуждения. При этом изменяется сила тока возбужде ния электрической машины и, как следствие,
основной магнитный поток и эдс в обмотках якоря. АРВ синхронных генерат оров осуществляется в основномс целью обеспечения заданного напряжения в электрической сети, а также для повышения устойчивости ихпараллельной работы на общую сеть. АРВ широко применяется в электроприводе постоянн ого тока дляподдержания постоянства частоты вращения рабочего органа ма шины путём воздействия на токвозбуждения двигателя или питающего генер атора.

Различают АРВ пропорционального и сильного действия. АРВ пр опорционального действияхарактеризуется изменением силы тока возбужден ия пропорционально отклонению напряжения на зажимахмашины от заданно го значения (отрицательная обратная связь по напряжению). Регуляторы возб уждениянропорционального действия могут содержать устройства компаунд ирования (положительная обратная связьпо току машины) и стабилизации (г ибкая отрицательная обратная связь по напряжению возбуждения). АРВпроп орционального действия не обеспечивает достаточной точности поддержания напряженияэлектрических станций, работающих на дальние линии электроп ередачи и в случаях, когда в системеимеются резкопеременные нагрузки, при водящие к значительным колебаниям напряжения. Тогда применяютАРВ сил ьного действия, при котором увеличение эффективности достигается введени ем регулированиявозбуждения по отклонению напряжения, по производным от тока, напряжения, частоты и др., выбираемых вопределенных соотношени ях; характеризуется высоким быстродействием и большой мощностью систе мывозбуждения.

Приоритет создания АРВ сильного действия принадлежит советск им энергетикам; это способствовалорешению одной из важных проблем элек троэнергетики —
передачи больших мощностей по линиямпеременного тока на дальние расст ояния. Впервые АРВ сильного действия было осуществлено на ВолжскойГЭ С им. В. И. Ленина (1955—57).

Контрольные вопросы;

1.Устройства автоматического регулирования возбуждения, напряжения и реактивной мощности предназначены для:

Тема; Автоматическое регулирование напряжения на трансформаторах

Цель работы; Дать понятия обучающимся о автоматическом регулировании напряжения на трансформаторах

Ход работы; Изучить материал ответить на контрольные вопросы. Составить опорный конспект.

Теория;Регули́рование напряже́ния трансформа́тора — изменение числа витков обмотки трансформатора.Применяется для поддержания нормального уровня напряжения у потребителей электроэнергии.

Большинство трансформаторов оборудовано некоторыми приспособлениями для настройки коэффициентатрансформации путём добавления или отключения числа витков.

Настройка может производиться с помощью переключателя числа витков трансформатора под нагрузкойлибо путём выбора положения болтового соединения при обесточенном и заземлённом трансформаторе.

Степень сложности системы с переключателем числа витков определяется той частотой, с которой надопереключать витки, а также размерами и ответственностью трансформатора.

Применение

В зависимости от нагрузки электрической сети меняется её напряжение. Для нормальной работыэлектроприёмников потребителей необходимо, чтобы напряжение не отклонялось от заданного уровнябольше допустимых пределов, в связи с чем применяются различные способы регулирования напряжения всети. Одним из способов является изменение соотношения числа обмоток первичной и вторичной цепитрансформатора (коэффициента трансформации), так как

В зависимости от того, происходит это во время работы трансформатора или после его отключения от сети,различают «переключение без возбуждения» (ПБВ) и «регулирование под нагрузкой» (РПН). И в том и вдругом случае обмотки трансформатора выполняются с ответвлениями, переключаясь между которыми,можно изменить коэффициент трансформации трансформатора.

Переключение без возбуждения

Схема работы переключателя ответвлений

Данный тип переключения используется во время сезонных переключений, так как предполагает отключениетрансформатора от сети, что невозможно делать регулярно, не лишая потребителей электроэнергии. ПБВпозволяет изменить коэффициент трансформации в пределах от −5 % до +5 %. На мало

мощныхтрансформаторах выполняется с помощью двух ответвлений, на тран сформаторах средней и большоймощности с помощью четырёх ответвлений по 2,5 % на каждое.[1]

Ответвления чаще всего выполняются на той стороне, напряжение на к оторой в процессе эксплуатацииподвергается изменениям. Обычно это сторо на высшего напряжения. Выполнение ответвлений на стороневысшего напря жения имеет также то преимущество, что при этом, ввиду большего количест ва витков, отбор±2,5 % и ±5 % количества витков может быть произведён с б ольшей точностью. Кроме того, на стороневысшего напряжения величина си лы тока меньше, и переключатель получается более компактным.[2]

При переключении ответвлений обмотки с отключением трансформато ра, переключающее устройствополучается проще и дешевле, однако переклю чение связано с перерывом энергоснабжения потребителей ине может провод иться часто. Поэтому этот способ применяется главным образом для коррекц ии вторичногонапряжения сетевых понижающих трансформаторов в зависим ости от уровня первичного напряжения наданном участке сети в связи с сезо нным изменением нагрузки.[2]

Переключатели числа витков без возбуждения

Переключатель числа витков без возбуждения имеет достаточно просто е устройство, предоставляющеесоединение с выбранным переключателем чи сла витков в обмотке. Как следует из самого названия, онпредназначен для ра боты только при выключенном трансформаторе.

Может оказаться, что давление контактов поддерживается с помощью некоего пружинного приспособления,которое может вызывать некоторую ви брацию. Если переключатели числа витков без возбуждения находятсяв одно м и том же положении в течение нескольких лет, то сопротивление контакта может медленно расти всвязи с разрушением и окислением материала в точке контакта. При этом происходит разогревание, котороеприводит к осаждению пиролитического углерода, который ещё более увеличивает контактное сопр отивлениеи снижает степень охлаждения. В конечном счёте наступает неконт ролируемая ситуация, и трансформаторможет отключить механизм газовой з ащиты или может наступить ещё более тяжелое последствие;происходит кор откое замыкание. Во избежание этого жизненно важно, чтобы работа с перек лючателем числавитков проводилась в отключенном от сети состоянии, по п олной программе, несколько раз в течениерегулярного технического обслужи вания, с протиркой контактных поверхностей начисто перед возвратом егооб ратно в заданное положение.[3]

Естественно, то же правило имеет силу, если переключатель числа витк ов без возбуждения отключается отработы на долгий период.

Регулирование под нагрузкой

Данный тип переключений применяется для оперативных переключени й, связанных с постояннымизменением нагрузки (например, днём и ночью на грузка на сеть будет разная). В зависимости от того, накакое напряжение и ка кой мощности трансформатор, РПН может менять значение коэффициентатр ансформации в пределах от ±10 до ±16 %

(примерно по 1,5 % на ответвление). Регулированиеосуществляется на сторо не высокого напряжения, так как величина силы тока там меньше, и соответс твенно,устройство РПН выполнить проще и дешевле.

Регулирование может производиться как автоматически, так и вручную из ОПУ или диспетчерского пультауправления.

Переключатели числа витков под нагрузкой

Уже в 1905 - 1920 годах были придуманы приспособления для перехода между переключа телями числавитков трансформатора без прерывания тока.

Работу переключателя числа витков под нагрузкой можно понять по дв ум показательным функциям. Этопереключающее устройство, которое перен осит проходную мощность трансформатора от одногопереключателя числа в итков трансформатора к соседнему переключателю числа витков. Во время э тойоперации оба переключателя числа витков соединены посредством перех одного сопротивления. В этой фазеоба переключателя числа витков имеют об щую токовую нагрузку. После этого соединение с предыдущимпереключател ем числа витков прерывается, и нагрузка переносится на новый переключате ль числа витков.Приспособление, которое выполняет такое переключение, на зывается контактором.

Соединения с парой переключателей числа витков, которые производит контактор, может потребовать сменыцелого ряда переключателей числа витк ов регулирующей обмотки для каждой операции. Это функцияпереключателя числа витков. Выбор производится переключателем числа витков без прерыв ания тока.

Довольно важное улучшение в работе переключателей числа витков по д нагрузкой произошло в результатеизобретения быстродействующего тригге рного контактора, названного принципом Янсена (Janssen) по имениизобрета теля. Принцип Янсена подразумевает, что контакты переключателя нагружен ы пружиной, и ониперебрасываются из одного положения в другое после оче нь короткого периода соединения между двумяпереключателями числа витко в, через токоограничивающий резистор.

Применение реактора является альтернативой принципу Янсена с посл едовательностью быстрыхпереключений и резисторами. В переключателе чи сла витков реакторного типа, напротив, намного труднеепрервать циркулиру ющий реактивный ток, и это довольно сильно ограничивает скачок напряжен ия, однакоэтот принцип хорошо работает при относительно высоких токах. В этом отличие от быстродействующегорезисторного переключателя числа ви тков, который применим для более высоких напряжений, но не длявысоких т оков. Это приводит к тому, что реакторный переключатель числа витков обы чно находится внизковольтной части трансформатора, тогда как резисторный переключатель витков подсоединен квысоковольтной части.

В переключателе витков реакторного типа потери в средней точке реак тора благодаря току нагрузки иналоженного конвекционного тока между дву мя вовлеченными переключателями числа витков невелики, иреактор может постоянно находиться в электрической цепи между ними. Это служит проме

жуточнойступенью между двумя переключателями числа витков, и это даёт в два раза больше рабочих положений, чемчисло переключателей числа витко в в обмотке.

С 1970-х годов стали применяться переключатели числа витков с вакуумными выкл ючателями. Вакуумныевыключатели характеризуются низкой эрозией контак тов, что позволяет переключателям числа витковвыполнять большее количес тво операций между обязательными профилактическими работами. Однакоко нструкция в целом становится более сложной.

Также на рынке появлялись экспериментальные переключатели числа в итков, в которых функцияпереключения исполняется силовыми полупроводн иковыми элементами. Эти модели также направлены нато, чтобы сократить п ростои на проведение технического обслуживания.

В переключателях витков резисторного типа контактор находится внут ри контейнера с маслом, котороеотделено от масла трансформатора. Со врем енем масло в этом контейнере становится очень грязным идолжно быть изол ировано от масляной системы самого трансформатора; оно должно иметь отд ельныйрасширительный бак со своим отдельным вентиляционным клапаном.

Устройство переключения числа витков представляет собой клетку или изолирующий цилиндр с рядомконтактов, с которыми соединяются переклю чатели числа витков от регулирующей обмотки. Внутри клеткидва контактны х рычага передвигаются пошагово поперёк регулирующей обмотки. Оба рыч ага электрическисоединены с вводными клеммами контактора. Один рычаг н аходится в положении активного переключателячисла витков и проводит ток нагрузки, а другой рычаг находится без нагрузки и свободно передвигается к следующему переключателю числа витков. Контакты устройства переключен ия никогда не разрываютэлектрический ток и могут находиться в масле самог о трансформатора.

Автоматическое регулирование напряжения

Переключатель числа витков устанавливается для того, чтобы обеспечи вать изменение напряжения всистемах, соединённых с трансформатором. Со всем необязательно, что целью всегда будет поддержкапостоянного вторично го напряжения. Внешняя сеть может также испытывать падение напряжения, и этопадение также должно быть компенсировано.

Оборудование управления переключателем числа витков не является ча стью самого переключателя числавитков; оно относится к релейной системе станции. В принципе переключатель числа витков всего лишьполучает коман ды: повысить или понизить. Однако обычные функции координации между р азличнымитрансформаторами внутри одной и той же станции являются часть ю технологии переключателей числавитков. Когда разные трансформаторы с оединены прямо параллельно, их переключатель числа витковдолжен двигать ся синхронно с обоими трансформаторами. Это достигается тем, что один тра нсформаторимеет обмотку как ведущий трансформатор, а другой – как подчиненный трансформатор. Одновременнаяработа не будет возможна,

если имеется небольшой интервал между циркулирующими токами обоихтра нсформаторов. Однако это не имеет никакого практического значения.

Последовательные регулировочные трансформаторы

Для регулирования коэффициента трансформации мощных трансформа торов и автотрансформаторовиногда применяют регулировочные трансформа торы, которые подключаются последовательно странсформатором и позволя ют менять как напряжение, так и фазу напряжения. В силу сложности и более высокой стоимости регулировочных трансформаторов, такой способ регулир ования применяется гораздореже.

Контрольные вопросы;

1.Для чего производится регулирование напряжения на выходе трансформатора

2. Какие устройства производят изменение напряжения на выходе трансформатора

3.Как производится регулирование напряжения под нагрузкой.

4. Как производится автоматическое регулирование напряжения.

Контрольные вопросы к дифференцированному зачету

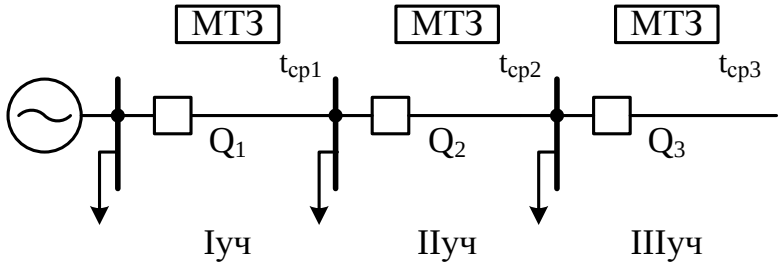
В целях самоконтроля и проверки остаточных знаний предлагаются тестовые вопросы. Из 22 вопросов при правильных ответах уровень знаний можно оценить:

– «удовлетворительно» – не менее 13 правильных ответов;

– «хорошо» – не менее 17 правильных ответов;

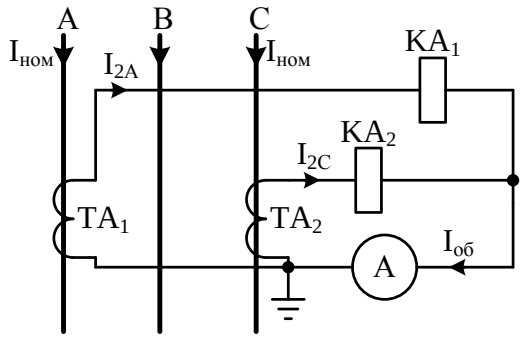
– «отлично» – не менее 20 правильных ответов.

В 1. Выбрать выдержки времени максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой характеристикой срабатывания реле для схемы:



1) $t_{ср1}=t_{ср2}=t_{ср3}$;
2) $t_{ср1}>t_{ср2}>t_{ср3}$;
3) $t_{ср1}<t_{ср2}<t_{ср3}$;
4) $t_{ср1}=t_{ср2}=t_{ср3}=0$.

Рис. 1

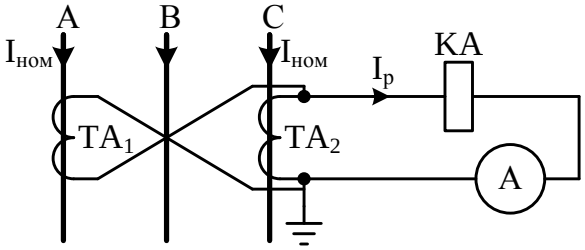


В 2. Для измерительной схемы МТЗ (Рис. 2) при номинальном первичном токе $I_{ном}$ назовите величину тока в обратном проводе.

1) $I_{об}$=0;
2) $I_{об}$=5A;
3) $I_{об} = \frac{5A}{\sqrt{3}}$;
4) $I_{об} = \sqrt{3} \cdot 5A$.

Рис. 2

В3. В каких сетях применяется измерительная схема токовых защит (Рис. 3) с включением трансформаторов тока на разность токов?



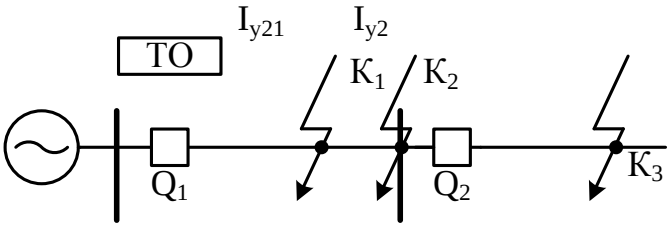
1) В сетях с изолированной нейтралью;
2) В сетях с глухозаземлен-ной нейтралью;
3) В сетях, где силовой трансформатор имеет соединения обмоток Y/Δ.

Рис. 3

В4. Назовите величину тока через реле (Рис. 3) при номинальном первичном токе $I_{ном}$.

1) I_p=0 2) I_p=5A 3) I_p=10A 4) $I_p = \sqrt{3} \cdot 5A$

В5. Назовите величину тока срабатывания для токовой отсечки, (Рис.4).



1) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.К_1}$;
2) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.К_2}$;
3) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.К_3}$.

Рис. 4

В6. Какой характеристикой срабатывания обладают электромагнитные реле тока типа РТ- 40 и РСТ-11, ($t_{ср}$= $f(I_p)$)?

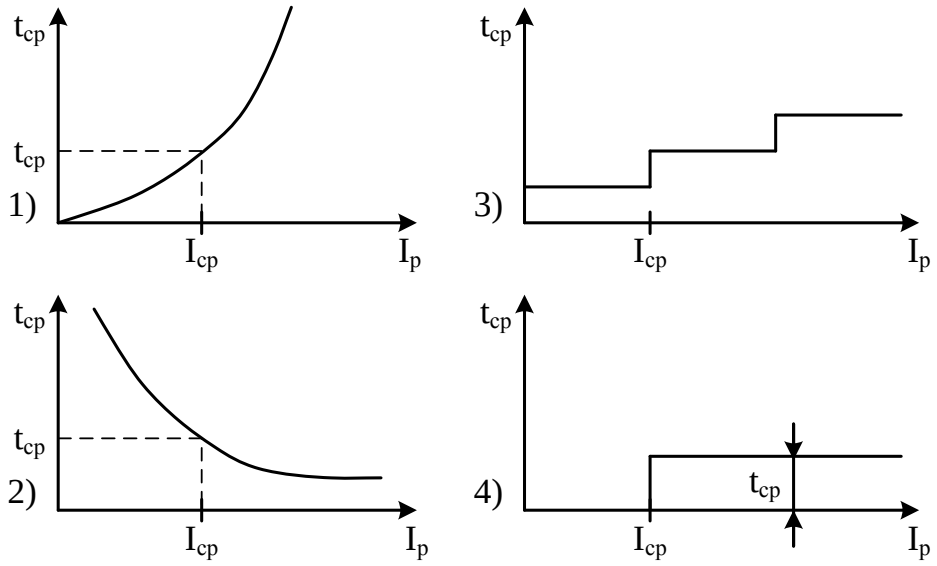


Рис. 5

В7. Статические реле тока РСТ-14 и реле напряжения РСН -17. Как изменяют величину срабатывания $I_{ср}$ ($U_{ср}$) этих реле?

1) Изменяя величину τ дифференцирующей цепи RC на выходе компаратора;

2) Изменяя коэффициент трансформации входных трансформаторов (TAL; TVL);

3) Изменяя величину опорного напряжения $U_{оп}$ на входе компаратора;

В8. Когда работает реле мощности KW в схемах релейной защиты (рис. 6)?

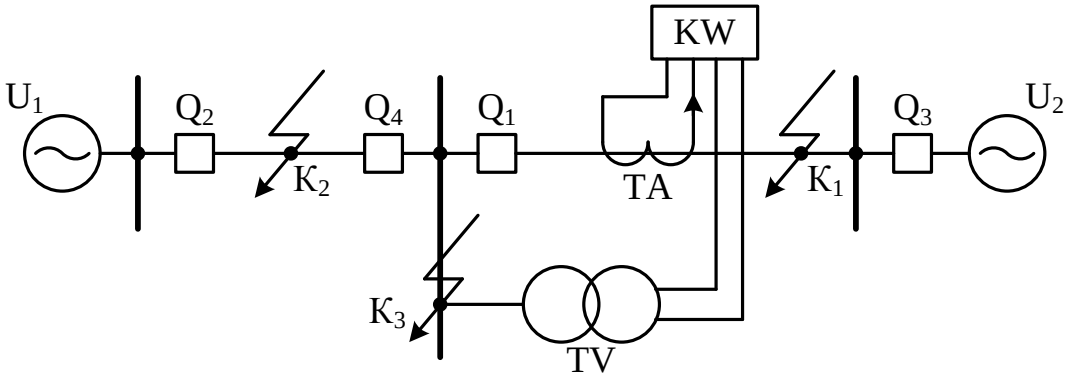
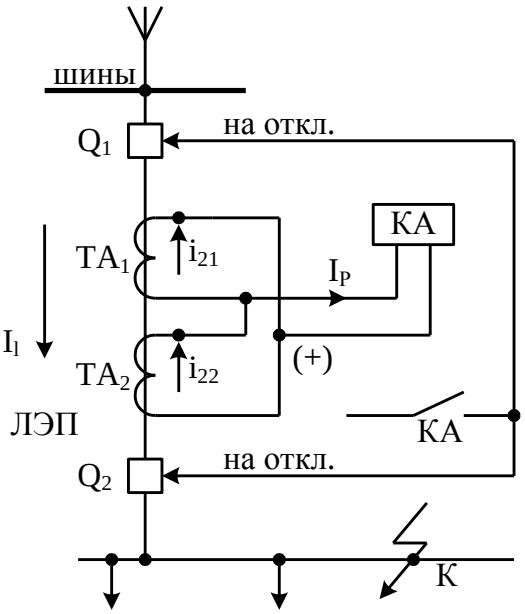


Рис. 6

1) При к.з. в точке $К_1$;
2) При к.з. в точке $К_2$;
3) При к.з. в точке $К_3$.

В9. Укажите как определяется ток срабатывания для продольной дифференциальной защиты (рис. 7).



1) $I_{срДЗ} = i_{21} + i_{22}$;

2) $I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{к.з.К}$;

3) $I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{раб.\max}$;

4) $I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{нб.расч.\max}$.

Рис. 7

В10. Укажите характеристику срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости при сравнении двух электрических величин вида $U_I = K_{II} \cdot U_p$ и $U_{II} = K_I \cdot I_p$.

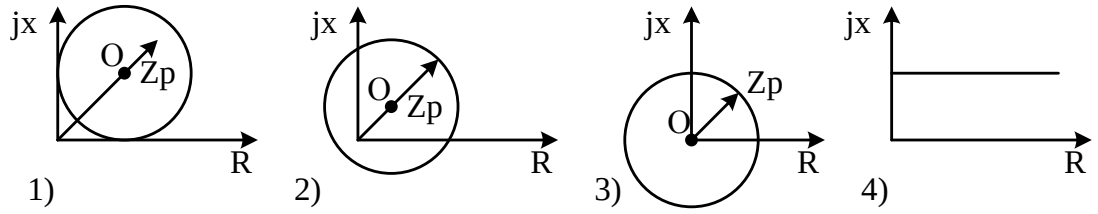
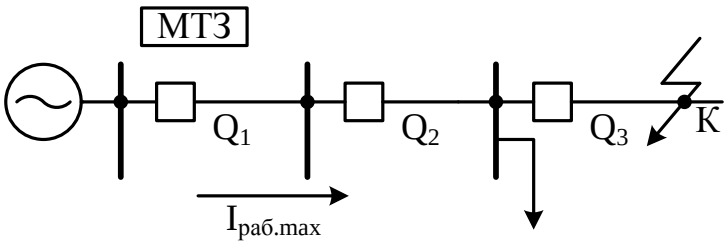


Рис. 8

В11. Как определяется ток срабатывания для МТЗ ЛЭП?



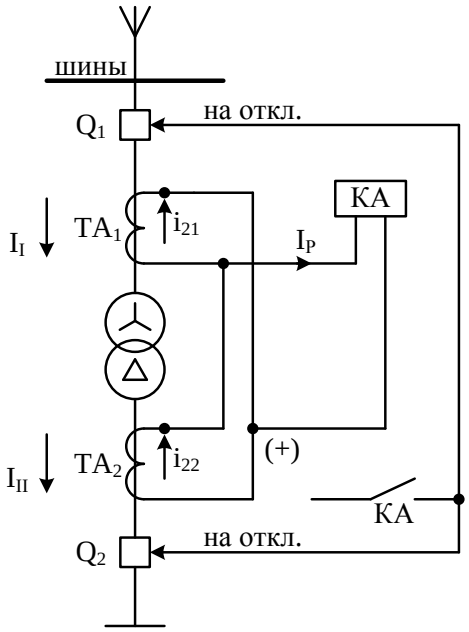
1) $I_{срМТЗ} = k_H \cdot I_{к.з.}$;

2) $I_{срМТЗ} = k_H \cdot I_{воз}$;

3) $I_{срМТЗ} = k_H \cdot I_{раб.\max}$;

4) $I_{срМТЗ} = k_H \cdot I_{пуск}$.

Рис. 9



В12. На что влияет в работе дифференциальной защиты схема соединения обмоток силового трансформатора – Y/Δ, гр. 11 (рис. 10)?

1) На величину тока i_{21};

2) На величину тока i_{22};

3) На быстродействие защиты;

4) На величину тока небаланса $I_{нб}$.

Рис. 10

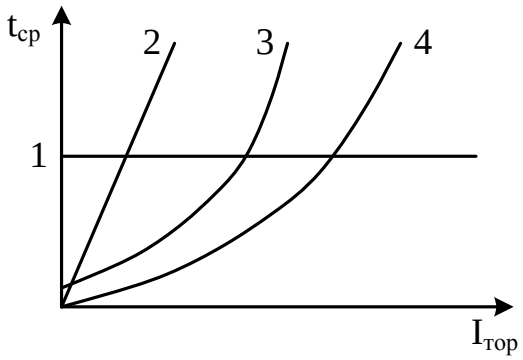
В13. Что понимают под током небаланса $I_{нб}$ при расчете продольной дифференциальной защиты силового трансформатора (Рис. 10)?

1) Ток i_{21} в плече дифференциальной защиты; $I_{нб}=i_{21}$;
2) Ток i_{22} в плече дифференциальной защиты; $I_{нб}=i_{22}$;
3) Сумма токов в плечах дифференциальной защиты $I_{нб}=i_{21}+i_{22}$;
4) Разность токов в плечах дифференциальной защиты $I_{нб}=i_{21}-i_{22}$.

В14. Назначение тормозной обмотки W_T в реле типа ДЗТ-11:

1) Замедлять срабатывание реле;
2) Ускорять срабатывание реле;
3) Поднасыщать крайние стержни БНТ для ослабления трансформации $I_{нб}$ в рабочую обмотку $W_{раб}$.

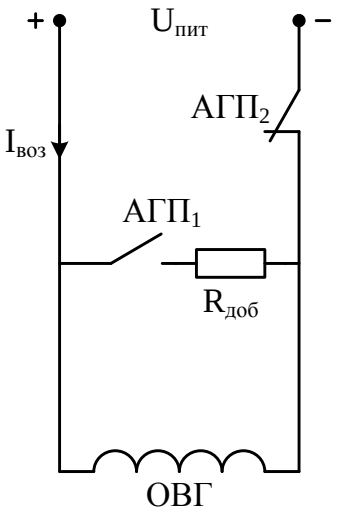
В15. Укажите характеристику срабатывания ДЗТ-11 (Рис. 11).



1) 1;
2) 2;
3) 3;
4) 4.

Рис. 11

В16. Почему при автоматическом гашении магнитного поля генератора (АГП), прежде, чем отключить обмотку возбуждения генератора (ОВГ), ее нужно первоначально закоротить на добавочное сопротивление $R_{доб}$ (Рис. 12)?



1) Для устойчивости синхронного генератора;

2) Для более быстрого отключения генератора из работы;

3) Для быстрого гашения магнитного поля генератора;

4) Для исключения пробоя обмотки возбуждения от ЭДС самоиндукции при гашении магнитного поля.

Рис. 12

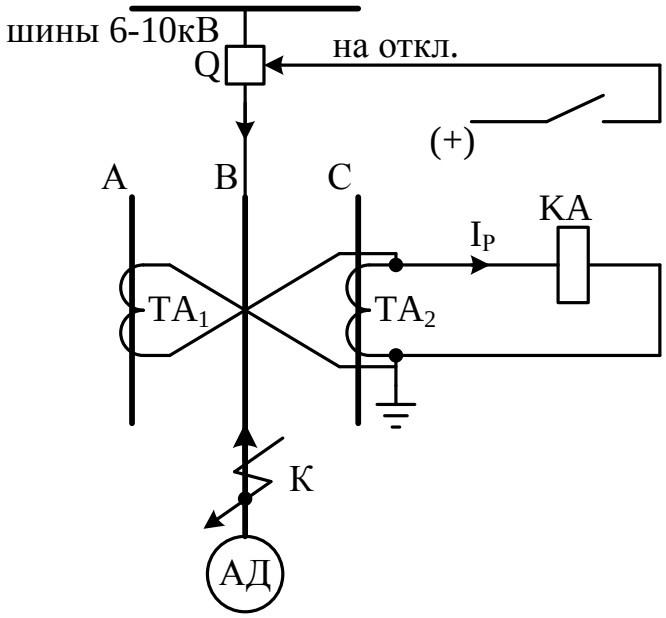
В17. Какой основной признак используется для автоматического повторного включения (АПВ) элементом СЭС?

1) Исчезновение напряжения в шинах;
2) Понижение напряжения в ЛЭП ниже определенного;
3) Возникновение к.з. в элементе СЭС;
4) Возникновение несоответствия положения ключа управления и выключателя.

В18. Чем отличается АПВ сложных сетей от АПВ радиальных (простых) электрических сетей?

1) Большей величиной времени начала действия АПВ ($t_{АПВ1}$);
2) Меньшей величиной времени начала действия АПВ ($t_{АПВ1}$);
3) Схема АПВ радиальной линии имеет двукратное действие, а АПВ сложной линии – однократное;
4) В схеме АПВ сложной линии, на одной из сторон, имеется реле контроля синхронизма.

В19. Как определяется ток срабатывания для токовой отсечки (защиты) высоковольтного асинхронного двигателя (Рис. 13)?



1) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.К}$;

2) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{пускАД}$;

3) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{раб.ном}$;

4) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{перегрузки}$.

Рис. 13

В20. Назначение аналого-цифрового преобразователя (АЦП) в структурной схеме микропроцессорной защиты (рис. 14).

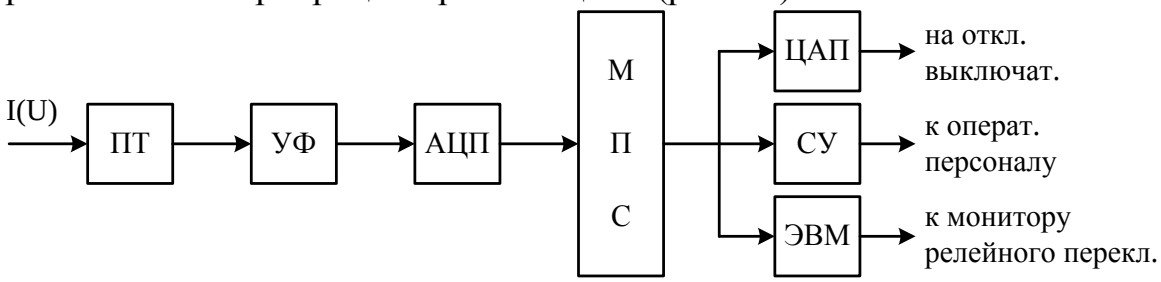


Рис. 14

1) Для усиления параметра (тока, напряжения) на входе микропроцессора (МП);

2) Для согласования электрических параметров (тока, напряжения) между частотным фильтром (ЧФ) и микропроцессором (МП);

3) Для преобразования аналоговых (мгновенных) значений синусоидального тока (напряжения), контролируемых в защищенной цепи, в цифровую величину и подача их на вход микропроцессора.

В21. Назначение микропроцессора (МП) в структурной схеме (Рис. 14).

1) Для суммирования (вычитания) цифровых величин тока (напряжения);

2) Для выполнения логических операций (И, ИЛИ, НЕ);

3) Для выполнения функций релейной защиты, представленных в виде алгоритмов действия ее измерительных и логических органов (по заданной программе).

В22. Назначение цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) в структурной схеме микропроцессорной защиты (Рис. 14)?

1) Для усиления цифровых сигналов на выходе МП;

2) Для согласования выходных сигналов с МП и исполнительной частью РЗ;

3) Для преобразования цифрового сигнала в аналоговый (напряжение), поступающего на исполнительный орган РЗ (промежуточные реле), действующего на выключатель.

Ответы на контрольные вопросы

Вопросы	Ответы
В1	2
В2	2
В3	1
В4	4
В5	2
В6	4
В7	3
В8	1
В9	4
В10	3
В11	3
В12	4
В13	4
В14	3
В15	3
В16	4
В17	4
В18	4
В19	2
В20	3
В21	3
В22	3

13 правильных ответов – «удовлетворительно»,
17 правильных ответов – «хорошо»,
20 правильных ответов – «отлично».

Перечень сокращений, используемых в инструкциях по эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики

1. Сокращения общие

КЗ – короткое замыкание
РЗА – релейная защита и автоматика
ВКЛ – включение
ОТКЛ – отключение

2. Сокращения в наименовании защит и автоматики

ДЗ – дистанционная защита

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности
МТЗ – максимальная токовая защита
МТО – максимальная токовая осечка
ДЗШ – дифференциальная защита шин
ДЗО – дифференциальная защита ошиновки
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя
ВЧ защита – высокочастотная защита
ГЗТ –газовая защита трансформатора
ГЗТ РПН - газовая защита переключающего устройства трансформатора
АРКТ – автоматический регулятор коэффициента трансформации
ЗНФР – защита от неполнофазного режима
АПВ – автоматическое повторное включение
АВР – автоматический ввод резерва
ЗМН – защита минимального напряжения
АОПО - автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АОСН – автоматическое ограничение снижения напржения
АЧР – автоматическая частотная нагрузка
ЧАПВ частотная автоматика повторного включения
Спец. МТЗ – специальная максимальная токовая защита
ЗДЗ – защита от дуговых замыканий
ЛЗШ – логическая защита шин
АУ – автоматическое ускорение защит при включении выключателя
ОУ – оперативное ускорение защит
КС – контроль синхронизма
КОН – контроль отсутствия напряжения
КНН – контроль наличия напряжения

3. Сокращения в наименовании оборудования и цепей

ЩПТ – щит постоянного тока
ЩСН – щит собственных нужд
БПРУ – блок питания с распределительным устройством
УКП – устройство комплектное питания
БПНС (УПНС) – блок (устройство) питания стабилизированным напряжением
БПТ – блок питания тока
БПН – блок питания напряжения
БПЗ – блок питания и заряда
БК – блок конденсаторов
ВАЗП – выпрямительный агрегат зарядно - подзарядный
КАУ – комплексная аккумуляторная установка
ВЗП – выпрямитель зарядно - подзарядный
ЦС – центральная сигнализация
ШУ – шинки управления

ШС – шинки сигнализации
ШП – шинки питания

Перечень сокращений

Ав.или Авария
Авар –
АВР – Автоматическое включение резерва
Авт.лет Автоматический переход на летнее время
.время Автоматическое повторное включение
АПВ – Автоматизированное рабочее место
АРМ – Автоматизированная система управления
АСУ – Автоматизированная система управления
АСУ- электрической частью энергообъекта
ЭЧ – Автоматическая система управления
технологическими процессами
АСУТ Аналого – цифровой преобразователь
П – Автоматическая частотная нагрузка
Атомная электростанция
АЦП – American National Standards Institute
АЧР – (национальный институт стандартизации США)
АЭС –
ANSI – Блок конденсаторный
Блокировка
Цифровой блок релейной защиты типа БМРЗ – 100
БК – Блок питания
Блок. – Базовое функциональное программное
БМРЗ – обеспечение
100
БП – Выключатель ввода
БФПО Вертикальный
– Включить
Внешняя
ВВ – Восстановление схемы нормального режима
Верт. – Волокно – оптическая линия связи
ВКЛ – Вход
Внеш. Ведомость эксплуатационных документов
–
ВНР – Горизонтальный
ВОЛС
– Тип пульта (с дисплеем)
Вх. – Дифференциальная защита двигателя
ВЭ – Дифференциальная токовая отсечка
Дистанционное управление
Гориз.
– Замыкающий контакт
Затянутый
«Д» Защита от блокировки ротора
ДД – Защита от высших гармоник
ДТО – Запасные части и принадлежности
ДУ– Защита минимального напряжения
Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки

З – Защита от повышения напряжения
Затян. – Защита от потери питания
ЗБР –
ЗВГ – Квитирование
ЗИП –
ЗМН – Короткое замыкание
ЗОФ – Кабельные линии
ЗПН – Комплект монтажных частей для переднего присоединения
ЗПП – Контроль
КВИТ или Квит – Комплексное распределительное устройство
Крутой
КЗ – Комплектная трансформаторная подстанция
КЛ – Входной дискретный сигнал «ЛЗШ- датчик»
КМЧП – Входной дискретный сигнал «ЛЗШ-приемник»
Минимальная
Контр. – Модуль питания и входов-выходов
Модуль трансформаторов
КРУ – Максимальная токовая защита
Крут. – Местное управление
КТП – Модуль центрального процессора
ЛЗШд – Неисправность
Неуспешный
ЛЗШп – Нормальные климатические условия
Неисправность цепей напряжения
Мин. – Общий
МПВВ – Однофазное замыкание на землю, защита от однофазного замыкания на землю
МТ – Определение места повреждения
МТЗ – Отдел технического контроля
МУ – Отключить
МЦП –
Программное обеспечение
Неиспр. – Программа
Неусп. – Паспорт
НКУ – Персональная электронно-вычислительная машина
НЦН – Преобразователь электронно-оптический
Общ. –
ОЗЗ – Размыкающий контакт
Разрешение автоматического включения резерва

ОМП – Разрешение
ОТК – Реальный
ОТКЛ Релейная защита и автоматика
– Реле повторитель включенного состояния выключателя
ПрО – Реле повторитель отключенного состояния
Пр. или выключателя
Прогр. Распределительное устройство
– Ручное
ПС – Руководство по эксплуатации
ПЭВМ Руководство по эксплуатации часть 1
– Руководство по эксплуатации часть 2
ПЭО –
Тип пульта (со светодиодами)
Секционный выключатель
Р – Синхронизация
РАВР – Стенд комплексной проверки
Разреш. Самопроизвольное отключение
– Срабатывание
Реал. – Ступень
РЗА –
РПВ – Токовая защита
РПО – Токовая защита нулевой последовательности
РУ – Трансформатор напряжения
Ручн. – Трансформатор
РЭ –
РЭ1 – Ускорение максимальной токовой защиты
РЭ2 – Устройство резервирования при отказе выключателя «УРОВ-датчик»
«С» – Устройство резервирования при отказе
СВ – выключателя «УРОВ-приемник»
Синх. – Устройство сопряжения с объектом
СКП – Успешный
СО – Уставка
Сраб. – Ускорение
Ст. –
Функциональный контроллер
ТЗ – Функциональное программное обеспечение
ТЗНП –
ТН – Цифровое устройство релейной защиты и
ТР – автоматики
Цифровой регулятор напряжения
УМТЗ
– Частотное АПВ
УРОВд
–

Шинки питания

УРОВп

– Этикетка

УСО –
Усп. –
Уст. –
Уск. –

ФК –
ФПО –

ЦРЗА –
ЦРН –

ЧАПВ

–

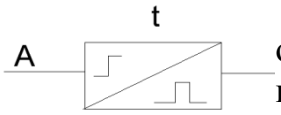
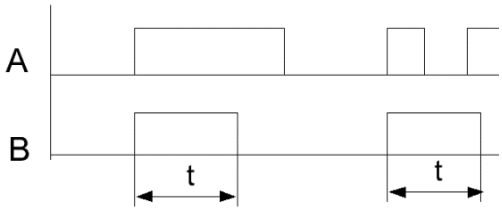
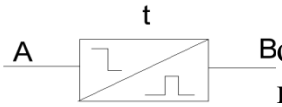
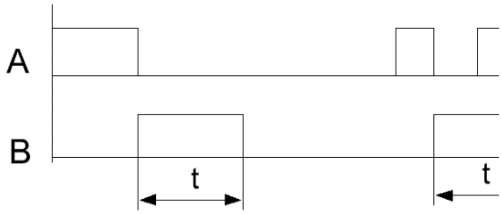
ШП –

ЭТ –

Элементы функциональных схем

	Пороговый элемент с гистерезисом (сравнение с установкой)		Вычисление разницы токов ввода и секционного выключателя
$U_{AB\,1}$ $U_{BC\,1}$ U2 U2	Фильтр напряжения обратной последовательности	I_A I_B $U_{BC\,1}$ $U_{AB\,1}$ P	Орган направления мощности
F	Орган измерения частоты	3Uo 3Io P_o	Орган направ- ления мощ- ности нулевой последовательности
	Определение факта пуска двигателя по действующему значению тока	mux	Выбор максимального действующего значения
I_A I_C I2 I2	Фильтр тока обратной последовательности	MAX	Выбор максимального значения
302 303 РПВ	Дискретный входной сигнал, маркировка соединителя и номер контакта	MIN	Выбор минимального значения
УМТ3 6 наименование сигнала номер рису алгоритма-при	Выходной сигнал алгоритма (внутренний)	10 Вкл. номер рисунка алгоритма-источника наимен сигн	Входной сигнал алгоритма (внутренний)
A B comp > C	Пороговый элемент сравнения напряжения с верхней границей зоны	A B comp < C	Пороговый элемент сравнения напряжения с нижней границей зоны

	нечувствительности		нечувствительности
A Uвзнч B	Вычисление верхней границы зоны нечувствительности	A Uнзнч B	Вычисление нижней границы зоны нечувствительности
Логические «ИЛИ» A 1 C B		Логические «НЕ» A 1 C	
Логические «И» A & C B		Логические «И-НЕ» A & C B	
Логические «НЕ-И» A & C B		Триггер S T Q R M	
A t t B	Задержка на срабатывание	A B t	
A T t B	Зависимая задержка на срабатывание	1 Гц B	Генератор импульсов
A T t B	Регулируемая задержка на срабатывание (уставка по времени «Т»)	A B T	
A t t B	Задержка на возврат	A B t	

	Формирова-тель импуль- сов с запуском по переднему фронту	
	Формирова-тель импуль- сов с запуском по заднему фронту	

Условные обозначения, применяемые на электрических схемах

Обозначение	Наименование элемента
AV	Устройство регулирования напряжения
AC	Устройство АВР
AK	Устройство (комплект) реле токовых защит
АКБ	Устройство блокировки типа КРБ
AKS	Устройство АПВ
AKV	Устройство комплектное продольной дифзащиты ЛЭП
AKZ	Устройство комплектное реле сопротивления
AR	Устройство комплектное реле УРОВ
C	Конденсатор
EA1	Шинка вспомогательная (711)
EA2	Шинка вспомогательная (713)
EAH	Шинка вспомогательная собирательная
EAA	Шинка вспомогательная напряжения (А790)
EAC	Шинка вспомогательная напряжения (С790)
EB	Шинка блокировки
+EC	Шинка управления «+»
-EC	Шинка управления «-»
ECS1	Шинка синхронизации (721)
ECS2	Шинка синхронизации (722)
ECS3	Шинка синхронизации (723)
ECS4	Шинка синхронизации (724)
+EN	Шинка сигнализации «+»
-EN	Шинка сигнализации «-»
EHA	Шинка сигнализации аварийной
EHP	Шинка сигнализации предупредительной
EHT	Шинка сигнализации технологической
(+)EP	Шинка мигания
EPD	Шинка съема мигания
ESI.A	Шинка напряжения синхронизации (А610)
ES1.C	Шинка напряжения синхронизации (В610)
ES2.A	Шинка напряжения синхронизации (А620)
ES2.C	Шинка напряжения синхронизации (С620)
ESD	Шинка напряжения синхронизации (А780)
EV1A	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в
EVI.B	звезду)
	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в
EV1.C	звезду, В600)
	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в
EV1.N	звезду, С600)
	Шинка напряжения нейтрали (IT с обмотками,
EVLH	соединенными в звезду, С600)
	Шинка напряжения нейтрали (IT с обмотками,

EV1.U	соединенными в разомкнутый треугольник, Н600)
EV1.K	Шинка напряжения нейтрали (IT с обмотками, соединенными в разомкнутый треугольник, И606)
EVLF	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в разомкнутый треугольник)
EVM.1	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в разомкнутый треугольник)
EVM.2	Шинка защиты минимального напряжения (011)
EY	Шинка защиты минимального напряжения (013)
HL	Шинка питания приводов выключателей
HLA	Прибор световой сигнализации
HLG	Световое табло
HLR	Лампа с линзой зеленой
HLW	Лампа с линзой красной
HV	Лампа с линзой белой
FU	Ионный полупроводниковый сигнализатор
FV	Плавкий предохранитель
K	Разрядник
KA	Реле
KAT	Реле тока
KAW	Реле тока с насыщающимся трансформатором
KAZ	Реле тока с торможением
KB	Реле тока фильтровое
KH	Реле блокировки
KHA	Реле указательное
KL	Реле импульсной сигнализации
KM	Реле промежуточное, исполнительный орган
KQC	Контактор, пускатель
KQT	Реле положения «Включение»
KSG	Реле положения «Отключено»
KSV	Реле газовое
KT	Реле контроля цепей напряжения
KV	Реле времени
KW	Реле напряжения
KZ	Реле мощности
L	Реле сопротивления
M	Реактор, дроссель, дугогасящая катушка
PA	Двигатель
PC	Амперметр
PF	Счетчик импульсов
PHE	Частотомер
PO	Указатель положения
PQ	Осциллограф
PS	Указатель РПН
PT	Синхроноскоп
PTY	Секундомер, часы

PTY	Секундомер электрический (с электромагнитным приводом)
PV	Секундомер электронный
PW	Вольтметр
R	Ваттметр
RP	Резистор
RR	Потенциометр
Q	Реостат
S	Рубильник, выключатель силовых цепей
SA	Рубильник, выключатель вспомогательных цепей, коммутационное устройство
SAB	Переключатель, ключ вторичных цепей
SB	Переключатель, ключ в цепях блокировки
SF	Кнопка
SX	Автоматический выключатель
T	Накладка оперативная
TA	Трансформатор
TAN	Трансформатор тока
TAV	Трансформатор тока нулевой последовательности
TL	Трансреактор
TUV	Трансформатор промежуточный, нагрузочный,
TV	безопасности
UV	Трансформатор регулировочный
UVM	Трансформатор напряжения
V	Фазорегулятор, преобразователь напряжения
VC	Фазорегулятор моторный
VD	Электронный прибор
VL	Выпрямитель
VS	Диод, стабилитрон
VT	Электровакуумный прибор
X	Тиристор
XA	Транзистор
XG	Устройство соединительное
XN	Испытательный блок
XP	Испытательный зажим
-KS	Соединение неразборное
SG	Соединение контактное, штырь
SQ	Соединение контактное, гнездо
XT	Блок испытательный
XW	Путевой выключатель конечный
У AC	Соединение разборное
У AT	Соединение ВЧ
	Электромагнит включения
	Электромагнит отключения

Латинские и старые русские обозначения элементов первичных и вторичных схем

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское обозначение	Русское обозначение
Трансформатор, автотрансформатор	T	Т, АТ
Линия электропередачи	W	ВЛ
Двигатель	M	Д
Выключатель	Q	В
Магнитный пускатель, контактор	QYA	ПМ
Разъединитель заземляющий (стационарный)	QSG	ЗН
Разрядник	FV	Разр., Р
Трансформатор напряжения	ТУ	ТН
Трансформатор отбора напряжения	TLV	ТОН
Электромагнит включения (в приводе масляного выключателя)	YMC	ЭВ
Контактор включения (электромагнит включения в приводе воздушного выключателя)	YAC	КП, ЭВ
Электромагнит отключения	УАТ	ЭО, КО
Автоматический электродвигательный редуктор	АВМ	АМР,АДР
Рубильник	S	Руб., Р
Рубильник заземляющий	SG	ЗР
Ключ управления	SA	КУ
Кнопка управления	SB	КН
Накладка оперативная, отключающее устройство	SX	Н, ОУ
Вспомогательный контакт; выключатель, срабатывающий при достижении заданного положения (концевой, путевой)	SQ	БК, ВК
Вспомогательный контакт в цепи электромагнита включения	SQC	БКВ
Вспомогательный контакт в цепи электромагнита отключения	SQT	БКО
Вспомогательный контакт готовности пружин, управляемый электродвигателем завода пружин АВМ	SQY	КГП
Вспомогательный контакт, фиксирующий аварийное отключение выключателя замыкается при любом включении выключателя, а размыкается только от ключа управления или ТУ	SQA	БКА
Вспомогательный контакт, замыкающийся при отключении выключателя	SQK	БКД

Вспомогательный контакт, замыкающийся при включении выключателя, осуществляет пуск двигателя АВМ	SQM	ВК
Блок питания	UG	БП
Устройство зарядное	AU	УЗ
Блок конденсаторный зарядный	CG	БК
Выпрямительный мост	VS	В
Плавкий предохранитель	F	ПП
Реле промежуточное	KL	РП
Реле времени	KT	РВ
Реле фиксации положения выключателя	KQ	РФ
Реле указательное	KH	РУ
Реле команды ВКЛЮЧИТЬ	KCC	РКВ
Реле команды ОТКЛЮЧИТЬ	KCT	РКО
Реле положения ВКЛЮЧЕНО	KQC	РПВ
Реле положения ОТКЛЮЧЕНО	KQT	РПО
Реле контроля напряжения на шинах	KVA	РНШ
Реле контроля синхронизма	KSS	РКС
Реле контроля напряжения на линии	KVW	РНЛ
Электротепловое реле (термореле)	KST	РТ
Контактный манометр	BP	КМ
Счетчик	PC	Сч
Диод	VD	Д
Устройство АПВ	AKS	АПВ
Вольтметр	PV	V
Амперметр, миллиамперметр	PA, PmA	A, mA
Секундомер	PT	С

Коды ANSI, применяемые для обозначения функций, входящих в состав микропроцессорных устройств РЗА

ANSI – национальный институт стандартизации США

№ по ANSI / IEEE C 37.2	Функция устройства защиты
14	Снижение скорости вращения (торможения) ротора
21	Дистанционная защита (фаза)
21N	Дистанционная защита (земля)
24	Перевозбуждение
25	Контроль синхронизма Синхронизация
27	Снижение напряжения
27/59/81	Частотнозависимая защита напряжения U/f (напр. от недовозбуждения)
32	Направление мощности генератора
32F	Контроль мощности генератора в прямом направлении
32R	Реверс мощности
37	Снижение тока нагрузки / мощности
40	Потеря возбуждения
46	Несимметричная нагрузка, токовая защита обратной последовательности
47	Обратная последовательность напряжения
48	Неполнофазный режим, защита пусковых режимов двигателя
49	Тепловая перегрузка
49R	Тепловая перегрузка ротора
49S	Тепловая перегрузка статора
50	Токовая отсечка или ступенчатая защита
50N	Токовая отсечка (земля)
50G	Токовая отсечка (двигатель)
50NS	Токовая защита статора от замыканий на землю
50NR	Токовая защита ротора от замыканий на землю
51	Токовая защита с выдержкой времени
51N	Токовая защита от коротких замыканий на землю с вдержкой времени
51G	Токовая защита замыканий на землю с вдержкой времени (эл. машина)
51GN	Защита обмотки статора от замыканий на землю
53	Защита от недовозбуждения
59	Защита от повышения напряжения
59N	Защита напряжения нулевой последовательности
64R	Защита обмотки ротора от замыканий на землю
67	Токовая направленная защита
67N	Токовая направленная защита от замыканий на землю

67G	Токовая направленная защита от замыканий на землю обмотки статора
68/78	Защита от асинхронного режима, потери синхронизма
79	АПВ
81	Частотная защита
81R	Защита от перевозбуждения генератора U/f с моделированием тепловой характеристики
81V	Частотная защита комбинированная по напряжению
85	Логика приема / передачи телесигналов
86	Защита пусковых режимов двигателя (торможение ротора, интегральная тепловая характеристика)
87	Продольная дифференциальная защита линии (с проводными каналами)
87L	Дифференциальная защита линии с цифровыми / оптоволоконными каналами
87T	Дифференциальная защита трансформатора
87G	Дифференциальная защита генератора
87M	Дифференциальная защита двигателя
87N	Чувствительная дифзащита от КЗ на землю (сравнение токов нулевой последовательности)
87B	Дифференциальная защита шин
BF	УРОВ

Таблица обозначения функций в кодах ANSI и МЭК

Обозначение функций	Код ANSI	Код МЭК	Описание функций	Обозначение в ТОР
Защиты				
Максимальная токовая защита от междуфазных замыканий	51	31>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, третья ступень	МТЗ 3_1, МТЗ 3_2
	50/51	31>>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, вторая ступень	МТЗ 2_1, МТЗ 2_2, МТЗ 2_3
	50/51B	31>>>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, первая ступень (отсечка)	МТЗ 1
	67	31>→	Направленная трехфазная МТЗ, третья ступень	МТЗ 3_1*, МТЗ 3_2*
	67	31>>→	Направленная трехфазная МТЗ, вторая ступень	МТЗ 2_1*, МТЗ 2_2*, МТЗ 2_3*
	67	31>>>→	Направленная трехфазная МТЗ, первая ступень	МТЗ 1*
Дифференциальная токовая защита	87T	3ΔI>> 3ΔI>>	Дифференциальная защита с торможе-нием.Дифф.отсечка	ДЗТ, ДО
Максимальная токовая защита от замыканий на землю	50N/51N	Io>	Ненаправленная МТЗ от замыканий на землю	ТЗНП_1, ТЗНП_2
	67N	Io>→	Направленная МТЗ от замыканий на землю	ТЗНП_1, ТЗНП_2
Защита от	4	12	Защита от несимметрии	ЗО

несимметрии нагрузки/небаланса	6	>	нагрузки/небаланса (обрыв фаз)	Ф
Защита минимального/ максимального напряжения	27	U<, 3U<	Защита минимального напряжения(однофазная/трехфазная)	ЗМН_1
	59	3U>	Защита максимального напряжения (трехфазная)	U>
Защита по напряжению нулевой последовательности	59N	Uo>	Ступень защиты по напряжению нулевой последовательности	Uo
Защита по напряжению обратной последовательности	47	U2	Ступень защиты по напряжению обратной последовательности	U2>
Защита двигателя	49		Защита от перегрузки двигателя(«псевдотепловая» модель)	
	48	Is^2t	Защита пусковых режимов двигателя	
Защита от повышения/ понижения частоты	81U	f<, f<<, f<<<,f<<<<	Ступени 1…4 защиты от понижения частоты	АЧР_1… АЧР_4
		df/dt	Защита по скорости изменения частоты	df/dt
	81O	f<, f<<, f<<<	Ступени 1…3 защиты от повышения частоты	ЧАПВ, f<<, f<<<
<u>Измерения</u>				
		3I	Измерение фазных токов	
		Io	Измерение тока нулевой последовательности	
		3U	Измерение линейных напряжений	
		Uo	Измерение напряжения нулевой последовательности	
		P, Q, E, pf	Измерение активной, реактивной мощности, энергии, коэффициента	

			мощности	
		f	Измерение частоты	
			Аварийный регистратор (осциллограф)	

*- обозначение такое же, как если используются ненаправленные защиты