



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А. ЕЖЕВСКОГО»
(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)

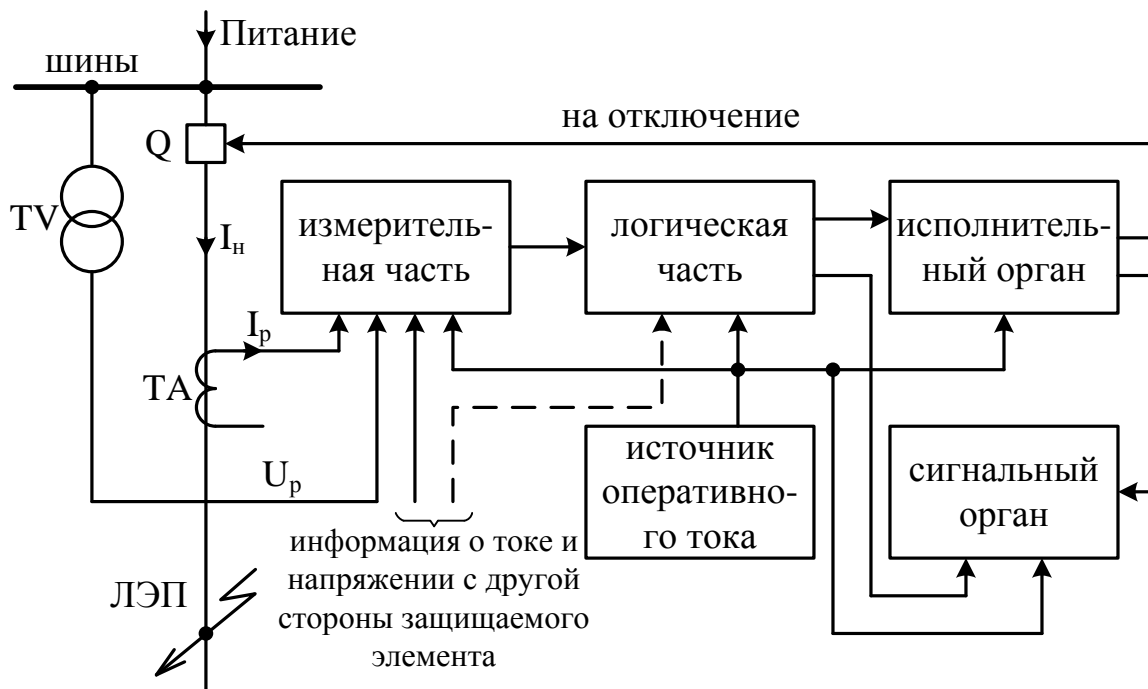
Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

Подьячих С.В.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Учебно-методическое пособие для студентов
обучающихся по направлению подготовки
13.03.02 и 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника



Молодежный 2021

УДК 681.5
ББК 31.27-05

Рецензент: д.т.н., доцент Алтухов И.В., профессор кафедры энергообеспечения и теплотехники ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ.

Релейная защита и автоматика электроэнергетических объектов.
Учебно-методическое пособие / С.В. Подъячих – Молодёжный: Издательство ФГБОУ ВО Иркутского ГАУ, 2021.- 139 С.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов направления подготовки 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и соответствует учебной программе по дисциплине «Релейная защита и автоматика электроэнергетических объектов». Пособие состоит из подробной программы курса с краткими комментариями на все разделы программы, дается ссылка на конкретную учебную литературу и другие источники знаний в области релейной защиты и автоматики в системах электроснабжения. В пособии приведены исходные данные для выполнения контрольной и курсовой работ с примерами конкретных расчетов. Приведены необходимые справочные данные по вопросам электроэнергетики, типовые схемные исполнения. Включены контрольные вопросы для самопроверки знаний. Представлен перечень сокращений, используемых в литературе и инструкциях при эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики.

Предназначено для студентов всех форм обучения.

Учебное пособие рассмотрено и одобрено кафедрой электроснабжения и электротехники (протокол № 7 от 10.03.2021 г.).

© Подъячих С.В. 2021
© ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	4
2. Общие вопросы релейной защиты и автоматики	6
2.1. Основные понятия о релейной защите и автоматике	6
2.2. Измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов	7
2.3. Измерительные и логические органы релейной защиты. Реле	10
3. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения	11
3.1. Защита плавкими предохранителями и автоматами	11
3.2. Токовые защиты	12
3.2.1. Максимальная токовая защита	12
3.2.2. Токовые отсечки	13
3.2.3. Токовая направленная защита	14
3.3. Защита от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью	15
3.4. Защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью	17
3.5. Дистанционная защита	18
3.6. Дифференциальные токовые защиты	20
4. Релейная защита и автоматика элементов СЭС	21
4.1. Защита и автоматика синхронных генераторов	21
4.2. Защита и автоматика трансформаторов	23
4.3. Защита и автоматика электродвигателей. Защита и автоматика специальных электроустановок систем электроснабжения	24
5. Устройства системной автоматики	26
6. Список лабораторных работ	28
7. Вопросы выносимые на экзамен	28
8. Контрольные задания	32
8.1. Общие указания	32
8.2. Контрольная работа	35
8.3. Задание на курсовую работу	38
Приложение I. Примерный расчет МТЗ ЛЭП 10 кВ	40
Приложение II. Релейная защита силовых трансформаторов	62
Приложение III. Цифровые защиты	85
Приложение IV. Пример расчета защиты высоковольтного асинхронного двигателя	99
Приложение V. Справочные данные по силовому электрооборудованию	103
Приложение VI. Векторные диаграммы токов при различных видах коротких замыканий для измерительной части дифференциальной защиты	110
Приложение VII. Контрольные вопросы	112
Приложение VIII. Перечень сокращений, используемых в инструкциях по эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики	120

1. Введение

Надежность энергоснабжения потребителей невозможно обеспечить без автоматического управления элементами системы электроснабжения и их защиты от аварийных и ненормальных режимов.

Системы электроснабжения (СЭС) являются сложными производственными объектами, элементы которых участвуют в едином производственном процессе, особенностью которого является быстротечность явлений, включая и повреждения аварийного характера. Поэтому надежная и экономичная работа систем электроснабжения возможна только при автоматическом управлении ими. Для этих целей используется комплекс автоматических устройств, среди которых первостепенное значение имеют устройства релейной защиты и электросетевой автоматики. Рост потребления электроэнергии и усложнение систем электроснабжения требуют постоянного совершенствования этих устройств. Сегодня этот процесс идет по пути более широкого использования микропроцессорной и цифровой техники. На базе микропроцессорных комплексов разрабатываются интегрированные системы управления электрическими станциями и подстанциями, где все функции релейной защиты, автоматики и оперативного управления совмещены, предусматривается фиксация параметров в действии релейной защиты доаварийного и аварийного режимов и передачи их на расстоянии.

Одновременно широко применяются и простейшие средства защиты и автоматики: предохранители, автоматы, магнитные пускатели, электро-тепловые элементы. Надежно работают простые токовые защиты на базе электромеханических реле, устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резервного питания (АВР) и автоматической частотной разгрузки (АЧР).

В соответствии с учебной программой курса пособие включает три основных раздела. В первом предлагается изучить общие вопросы подхода по применению релейной защиты и требования к ней, вопросы аварийных и ненормальных режимов, возникающих в СЭС, устройство и конструкцию реле, работающих на электромагнитном и индукционном принципе (механические реле), полупроводниковые реле, реле на интегральных микросхемах, цифровые реле, параметры, характеризующие работу измерительных и вспомогательных реле. Во втором разделе изучаются виды защит, их схемное исполнение, определение параметров срабатывания и селективности, применение источников оперативного тока. В третьем - вопросы релейной защиты и автоматики оборудования СЭС и потребителей электроэнергии.

Методическое пособие составлено так, чтобы оказать помощь студентам при изучении теории, выполнения лабораторных работ, контрольных заданий и курсовой работы. После каждой темы помещены вопросы

для самопроверки. Представлены контрольные вопросы из экзаменационных билетов, вопросы для проверки остаточных знаний.

Пособие имеет приложение, где размещен справочный материал для выполнения контрольной и курсовой работ «Релейная защита и автоматика силового трансформатора», представлены примеры расчета защит элементов СЭС. Приведен перечень сокращений используемых в инструкциях по эксплуатации устройств РЗ и автоматики.

Изучив вышеназванный курс, студенты должны усвоить теоретические вопросы, научиться читать и составлять схемы различных устройств релейной защиты и автоматики, понимать принцип их действия, определять параметры срабатывания и селективной работы.

Методическое пособие составлено в соответствии с учебной программой «Релейная защита и автоматика СЭС» по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Литература

Основная:

1. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика в системах электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2006.
2. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981.
3. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
4. Беркович М.А., Молчанов В.Л., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоиздат, 1984.
5. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1992.
7. Барзам А.Б. Системная автоматика. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Правила устройства электроустановок, 7-е издание.

Дополнительная:

1. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Устройства, проблемы, перспективы. – М.: Инфра – Инженерия, 2011.
2. Ванин В.К., Павлов Г.М. Релейная защита на элементах аналоговой вычислительной техники. – Л., 1983.
3. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
4. Булычев А.В. и др. Аналоговая и цифровая микроэлектроника для средств релейной защиты. Учебное пособие. – СПбГТУ, 1998.
5. Дьяков А.Ф., Поляков В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. – М.: МЭН, 2000.
6. Шмурьев В.Я. Цифровые реле. Учебное пособие. – Санкт-Петербург, 1998.
7. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергия. 1980.
8. Сайты: Сириус Челябинск <http://sirius-chel.ru>
НТЦ «Механотроника» <http://www.mtra.ru>
АББ Реле-Чебоксары <http://www.promportal.ru/userinfo147>

2. Общие вопросы релейной защиты и автоматики

2.1. Основные понятия о релейной защите и автоматике

Виды повреждений и ненормальных режимов работы элементов систем электроснабжения. Назначение релейной защиты (РЗ) и электросетевой автоматики. Основные требования, предъявляемые к релейной защите. Элементная база защит, реле и их разновидности. Способы изображения и включения реле. Способы воздействия защиты на выключатель. Основные принципы построения защит. Структурная схема релейных защит.

Оперативный ток. Оперативный постоянный ток. Оперативный переменный ток. Схемы источников оперативного тока. Блоки питания. [1, 2, 3, 4]

Методические указания

Анализ рабочих и аварийных режимов дает возможность правильно выбрать, рассчитать и оценить поведение релейной защиты и автоматики элементов электрической системы. 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 так же от режима работы системы; разобраться с основными отличиями аварийных режимов в сетях с заземленными и изолированными нейтралью.

Следует твердо усвоить требования, предъявляемые к релейной защите, а так же возможные последствия при невыполнении их.

В настоящее время при выполнении релейной защиты и автоматики систем электроснабжения широкое применение находят различные источники оперативного тока. Надо знать эти источники, уметь применять их. Кроме того, следует иметь представление об источниках оперативного тока для полупроводниковых и цифровых защит.

Вопросы для самопроверки

1. Какие виды повреждений и ненормальных режимов могут возникнуть в электрических сетях?
2. Каковы функции релейной защиты и основные требования, предъявляемые к ней?
3. Каковы основные принципы построения защит, их структурное содержание?
4. Какие источники оперативного тока Вы знаете? Какова область их применения?
5. В чем заключаются достоинства и недостатки источников постоянного и переменного оперативного токов?

6. Какие требования предъявляют к источникам оперативного тока для полупроводниковых и цифровых защит?

2.2. Измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов

Условия работы трансформаторов тока (ТТ), маркировка концов обмоток, векторные диаграммы. Требования к точности работы ТТ. Предельная кратность и кривые предельной кратности. Работа ТТ при глубоких насыщениях сердечников. Мощности, отдаваемые ТТ.

Схемы соединений ТТ и цепей тока реле, коэффициент схемы. Построение векторных диаграмм токов, определение величины токов, протекающих во вторичных цепях при различных схемах соединений ТТ и различных видах к.з. Определение расчетной нагрузки на ТТ. Фильтры симметричных составляющих токов: фильтры тока обратной последовательности (ФТОП) и фильтры тока нулевой последовательности (ФТНП).

Условия работы трансформаторов напряжения (ТН). Схемы соединений обмоток ТН и реле. Защита цепей ТН. Ёмкостные делители. Фильтры симметричных составляющих напряжений: фильтры напряжения обратной последовательности (ФНОП) и фильтры напряжения нулевой последовательности (ФННП).

Согласующие преобразователи синусоидальных токов и напряжений для подключения цифровых реле и реле на интегральных микросхемах (ИМС). Схемное исполнение, меры по электромагнитной совместимости. Магнитные датчики, катушка Роговского.

Аналоговые интегральные микросхемы для релейной защиты и автоматики. Операционные усилители (ОУ). Схемы включения операционных усилителей, используемых в устройствах РЗ: усилители, компараторы, пороговые элементы, элементы с положительной обратной связью, формирователи модуля, аналого-цифровые преобразователи, фильтры.

Элементы логической и исполнительной части релейной защиты. Логические элементы ИЛИ, И, НЕ; логические схемы на одном комбинированном элементе (И-НЕ или ИЛИ-НЕ). Логика на интегральных микросхемах. [1, 2, 3, 4, 9, 12, 16]

Методические указания

Основное требование к ТТ – это более точная передача информации измерительным органам релейной защиты о величине и фазе тока, протекающего в первичной цепи защищаемого объекта при различных эксплуатационных режимах.

ТТ, работающие на линейной части характеристики намагничивания, могут являться источниками оперативного тока: при к.з. ток резко возрастает и мощность ТТ $P_2 = I_2 \cdot U_2$ становится достаточной для питания цепи оперативного тока.

Следует понять физическую природу возникновения погрешностей в ТТ и способы уменьшения их. Точность работы ТТ характеризуется полной токовой погрешностью ε . Нагрузка ТТ выбирается так, чтобы ε не превышала 10% при заданной вторичной нагрузке и предельной кратности (k_{10}) ТТ. Под предельной кратностью понимают отношение максимального первичного тока к.з., протекающего через ТТ, к номинальному току ТТ. Основным недостатком кривых предельной кратности является их пригодность только для оценки погрешностей в установившемся режиме работы ТТ.

Следует знать, что расчетная нагрузка на ТТ зависит от схемы соединения ТТ, вида к.з., сочетания поврежденных фаз.

Основное назначение ТН состоит в том, чтобы к измерительным органам релейной защиты подводилась точная информация о величине и фазе напряжения в месте установки защиты. С этой точки зрения ТН должны работать с погрешностью, не превышающей некоторой допустимой величины.

Следует знать схемы соединения обмоток ТН и их назначение. Необходимо представлять для чего осуществляется контроль за исправностью вторичных цепей ТН.

В ряде случаев при отсутствии ТН применяют ёмкостные делители напряжения. Надо ознакомиться с принципом их действия и со способами отбора напряжения.

В электрических сетях широко применяются защиты, реагирующие на отдельные симметричные составляющие токов или напряжений – обратной и нулевой последовательности. Поэтому нужно представлять, как происходит их выделение из несимметричной системы трехфазных токов или напряжений, изучив устройство фильтров токов и напряжений обратной и нулевой последовательности: ZI_2 ; ZU_2 ; ZI_0 ; ZU_0 .

При изучении преобразователей синусоидального тока в напряжение ТАЛ (промежуточный трансформатор тока – трансреактор) и промежуточных трансформаторов напряжения TVL следует знать конструкцию магнитопровода, величину вторичной нагрузки, зависимость выходного напряжения от входных тока и напряжения. Рассмотреть способы экранирования от высокочастотных помех, согласования выходного напряжения с входным напряжением измерительного органа (ИО) реле, исключение гальванической связи.

Как конструктивно устроены магнитные датчики. Их преимущества и недостатки. Катушка Роговского, датчики Холла.

Изучить устройство и работу ОУ и их параметры по входу и выходу, передаточную характеристику. Оценить возможности применения ОУ в устройствах релейной защиты и автоматики (усилитель, компаратор, пороговый элемент с положительной обратной связью, формирователи модуля).

Разобраться в устройстве и работе аналого-цифрового преобразователя (АЦП) и цифро-аналогового преобразователя (ЦАП).

Изучить три основные логические функции и элементную базу для их реализации. Логические функции оперируют с двоичными переменными, которые могут принимать только два значения: 0 или 1. На основе простых логических функций И, ИЛИ, НЕ строят более сложные функции. Уяснить их устройство и работу. Графическое изображение логических элементов. Цифровая логика. Схемы, выполняющие операции И-НЕ либо ИЛИ-НЕ и функциональные схемы (триггеры, счетчики шифраторы, дешифраторы и др.)

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение измерительных трансформаторов?
2. Как маркируются выводы обмоток измерительных трансформаторов?
3. Чем обусловлены погрешности трансформаторов и каким образом можно уменьшить их величину?
4. Что понимается под номинальным и витковым коэффициентами ТТ и в чем отличие между ними?
5. Как выбрать ТТ для питания релейной защиты?
6. Каковы достоинства и недостатки схем соединения ТТ?
7. Почему не допустим холостой ход для ТТ?
8. Как определить расчетную нагрузку на ТТ?
9. Какие схемы соединения ТН применяются в релейной защите?
10. Для чего применяется контроль исправности цепей напряжения и как он осуществляется?
11. Как проверить ТТ по кривым предельной кратности?
12. Как можно получить симметричные составляющие тока или напряжения различной последовательности?
13. Как выглядит осциллограмма вторичного тока ТТ при глубоком насыщении (активная нагрузка)?
14. Почему ток во вторичной обмотке ТТ не зависит от нагрузки и в каких пределах это справедливо?
15. Какие схемы соединения ТТ непригодны для защиты трансформаторов со схемами соединения Y/Δ и Y/Y с заземленной нейтралью?
16. Как устроены и работают фильтры тока и напряжения нулевой последовательности (ФТНП и ФННП)?
17. Как устроены согласующие преобразователи тока и напряжения?
18. Как работают компаратор, пороговый элемент, триггер Шмидта?
19. Какие требования предъявляются к АЦП в схемах РЗ?
20. Какие логические функции реализуются в схемах РЗ?

2.3. Измерительные и логические органы релейной защиты.

Реле.

Принципы конструктивного исполнения реле. Классификация электрических реле. Электромеханические системы. Электромагнитные реле, принципы их действия, параметры срабатывания и возврата, способы их регулирования. Измерительные электромагнитные реле тока и напряже-

ния. Вспомогательные электромагнитные реле: времени, промежуточные, указательные. Их характеристики.

Поляризованные реле, реле с магнитоуправляющими контактами (герконы).

Индукционные реле, принцип действия. Индукционное реле тока. Конструктивное исполнение сложных индукционных реле – реле мощности и реле сопротивления. Характеристики, регулирование параметров срабатывания.

Полупроводниковая и микропроцессорная элементная база.

Полупроводниковые элементы: диоды, транзисторы, стабилитроны, тиристоры и измерительные органы релейной защиты на их базе.

Аналоговые микросхемы в релейной защите. Типовые функциональные элементы, выполняемые на операционных усилителях (ОУ).

Измерительные реле на основе аналоговых интегральных микросхем с одной и двумя входными электрическими величинами.

Органы логики на интегральных микросхемах.

Цифровые органы защиты на основе микропроцессорной элементной базы. Требования, предъявляемые к ним в устройствах РЗ. [1, 2, 3, 4, 9, 12, 16]

Методические указания

Изучая данную тему, следует обратить внимание на принцип действия и конструктивные особенности наиболее часто применяемых реле. Нужно хорошо знать характеристики основных типов реле и способы регулирования их параметров.

В последние годы все чаще применяют полупроводниковые реле, разрабатываются устройства защиты и автоматики на основе интегральных микросхем. Следует разобраться с основными достоинствами и недостатками полупроводниковых реле на интегральных микросхемах.

Для оптимального построения логической части защит целесообразно привлечение методов теории релейных устройств. Основными элементарными логическими операциями являются дизъюнкция (ИЛИ), конъюнкция (И) и инверсия (НЕ). Эти операции дают возможность реализации любой более сложной функции. Следует разобраться с основными понятиями алгебры логики, а также со способами выполнения логических элементов. В этом разделе еще раз стоит вернуться к цифровым микросхемам, выполняющим логические функции, и к функциональным схемам (триггеры, счетчики АЦП, ЦАП, шифраторы, дешифраторы и др.)

Вопросы для самопроверки

1. Каков принцип действия электромагнитного и индукционного реле?
2. Что такое коэффициент возврата реле, от чего он зависит и как можно регулировать его величину?
3. Чем отличаются характеристики срабатывания реле тока РТ-40 и РТ-80?

4. Из-за чего наблюдается вибрация подвижной системы электромагнитных реле при питании их обмоток переменным током и как она устраняется?
5. Каково назначение промежуточных и указательных реле?
6. Чем определяется время срабатывания и возврата промежуточных реле и каким образом можно воздействовать на этот параметр?
7. Какова конструкция реле переменного тока типов РП-340 и РВМ?
8. Каков принцип действия поляризованного реле, магнитоэлектрического реле? Почему они реагируют на направление тока в обмотке?
9. Чем объясняется зависимость времени срабатывания индукционного реле типа РТ-80 от тока в его обмотке?
10. Как изменяется вращающий момент в реле направления мощности при изменении угла сдвига фаз между подведенными к нему током и напряжением?
11. Каков принцип действия реле с магнитоуправляемыми контактами, каковы его основные достоинства?
12. Как можно сравнить две электрические величины по модулю?
13. Какие способы выполнения логических элементов Вы знаете?
14. Статические реле тока, напряжения, мощности, устройство и работа (РСТ, РСН, РСМ, РВО)
15. Для выполнения каких органов РЗ используются аналоговые ИМС, а для каких – цифровые?
16. Преимущества РЗ, выполненных на базе ИМС, по сравнению с электромеханическими реле.
17. Особенности цифровых реле и их настройка. Структурная схема цифровых (программных) защит. Требования к АЦП.

3. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения

3.1. Защита плавкими предохранителями и автоматами

Назначение предохранителей, автоматов. Их характеристики. Выбор предохранителей и автоматов для выполнения чувствительной и селективно действующей защиты. Области их применения. [1, 2, 4]

Методические указания

Предохранитель (автомат) совмещает одновременно функции выключателя и релейной защиты. Основными характеристиками его являются: номинальный ток плавкой вставки $I_{В\text{Сном}}$; номинальный ток предохранителя $I_{ПР\text{ном}}$; предельный ток отключения предохранителя $I_{ПР\text{откл}}$; защитная (времятоковая) характеристика предохранителя. При выборе предохранителя следует исходить из условия его надежной работы в аварийных и нормальных режимах, а плавкая вставка не должна перегорать при кратковременных перегрузках защищаемого объекта. Известно, что для селективной работы предохранителей необходимо выбирать плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися по шкале, или совмещать защитные характеристики. Недостатки предохранителя (нестабильность защитной характеристики, невозможность в ряде случаев выполнить защиту от перегрузки и др.) ограничивают область его применения.

Автоматы снабжаются специальным устройством релейной защиты – расцепителем, которое в зависимости от типа автомата выполняется в виде токовой отсечки или максимальной токовой защиты. При малых токах автомат отключается с выдержкой времени, а при больших – мгновенно. Защитные устройства автомата (расцепители) позволяют выполнить токовую защиту без ТТ и без оперативного тока. По сравнению с предохранителями автоматы имеют более устойчивые защитные характеристики и производят одновременно отключение всех трех фаз защищаемого элемента. Кроме того, они являются аппаратами многократного действия, что позволяет с их помощью выполнять схемы сетевой автоматики.

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение предохранителя и автомата?
2. Почему не удается всюду успешно применить предохранители и автоматы для защиты от к.з.?
3. Как выбираются предохранители и автоматы?
4. Как обеспечивается селективная работа предохранителей или автоматов?
5. Какое назначение имеет механизм свободного расцепления?
6. Как обеспечивается необходимая выдержка времени срабатывания автомата?

3.2. Токовые защиты

3.2.1. Максимальная токовая защита

Назначение и принцип действия максимальной токовой защиты (МТЗ). Схемы исполнения защит. Расчет тока срабатывания защиты (I_{cp}). Определение коэффициента чувствительности ($k_{ч}$) в зависимости от схемы соединения ТТ и обмоток реле при к.з. в зоне основного и резервного действий защиты.

Селективная работа максимальных токовых защит. Определение времени срабатывания защит, степень селективности Δt .

Оценка и область применения МТЗ. [1, 2, 3, 4, 5, 16, 21]

Методические указания

Одним из признаков возникновения к.з. является увеличение тока в цепи по сравнению с максимальным током нагрузки. Этот признак положен в основу работы защит, называемых токовыми. Они делятся на максимальные токовые защиты и токовые отсечки. Основное отличие между этими защитами заключается в способе обеспечения селективности. Селективность действия МТЗ обеспечивается с помощью выдержки времени. Выдержка времени срабатывания МТЗ t_{cp} выбирается по так называемому ступенчатому принципу, используя степень селективности Δt . Защита приходит в действие, если ток в защищенном элементе превышает ее ток срабатывания. МТЗ не должна срабатывать при самозапуске электродвигателей после ликвидации внешнего к.з. или после АПВ защищаемой линии. В то же время она должна надежно работать при к.з. не только на своем участке (зона основного действия), но и на соседнем (зона резервного дей-

ствия) при отказе защиты или выключателя этого участка. Чувствительность МТЗ характеризуется коэффициентом чувствительности ($k_{\text{ч}}$), определяемым как отношение минимального тока в реле при металлическом к.з. в конце защищаемой зоны к току срабатывания реле. Нужно уметь оценить $k_{\text{ч}}$ различных схем защиты при различных видах к.з. до и за силовым трансформатором с соединением обмоток Y/Δ и Y/Y с заземленной нейтралью.

Следует обратить особое внимание на особенности расчета МТЗ с дешунтированием катушек отключения выключателей, обусловленные различными требованиями к ТТ при работе в режимах до и после срабатывания дешунтирующих реле. Необходимо знать достоинства и недостатки МТЗ. Цифровые защиты и их исполнение.

Вопросы для самопроверки

1. Из каких органов состоит МТЗ, какова функциональная схема защиты?
2. Как выбираются ток срабатывания и время срабатывания МТЗ?
3. Как определить $k_{\text{ч}}$ защиты при к.з. на защищаемом и резервируемом участках?
4. Каким образом обеспечивается селективность действия МТЗ с зависимыми характеристиками?
5. Как работает защита по схеме с дешунтированием катушек отключения выключателей?
6. Какова векторная диаграмма токов в месте установки защиты при двухфазном к.з. за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ, при однофазном к.з. за трансформатором с соединением обмоток Y/Y с заземленной нейтралью?
7. Каковы достоинства и недостатки МТЗ?
8. Особенность МТЗ с пуском по напряжению.
9. Особенности МТЗ с магнитными датчиками.
10. Цифровые токовые защиты, выпускаемые предприятиями России.

3.2.2. Токовые отсечки

Назначение и принцип действия. Выбор тока срабатывания мгновенной отсечки. Неселективные отсечки. Отсечки на линиях с двусторонним питанием. Отсечка с выдержкой времени. Токовая ступенчатая защита, область ее применения. [1, 2, 3, 4]

Методические указания

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 аperiodической слагающей в первичном токе. Зона действия ТО определяется графически при построении зависимости тока к.з. от длины линии $I_{\text{к.з.}}=f(l_{\text{ЛЭП}})$. 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.

Вопросы для самопроверки

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?

3.2.3. Токовая направленная защита

Максимальная токовая направленная защита: схемное исполнение, расчет и принцип действия. 90° схема включения реле направления мощности на междуфазные напряжения и токи фаз. Токовые направленные отсечки. Селективная работа направленных защит. Область применения токовой направленной защиты. [1, 2, 3, 4]

Методические указания

Токовой направленной называют защиту, реагирующую на значение тока и направление мощности к.з. в месте ее установки. Рассматриваемая защита представляет собой токовую защиту, дополненную реле направле-

ния мощности. Она применяется в сложных сетях – сетях с двусторонним питанием, а также в кольцевых сетях с одним источником питания. Комплекты защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемой линии и приходят в действие, если мощность к.з. для каждого из комплектов направлена от шин в защищаемую линию, а ток превышает ток срабатывания. Выдержка времени максимальных токовых направленных защит выбираются по встречно-ступенчатому принципу. При выборе тока срабатывания защиты в общем случае учитываются те же основные условия, что и для МТЗ. Однако имеются особенности в выборе тока срабатывания при использовании защиты в кольцевых сетях, а также в сети с глухозаземленной нейтралью, с которыми следует разобраться.

Под схемой включения реле направления мощности понимается определенное сочетание фаз тока и напряжения, подводимых к его обмоткам. Наибольшее распространение получила 90° схема включения реле. Для выявления свойств схемы необходимо уметь анализировать работу реле направления мощности при различных видах к.з.

Выполнение направленной отсечки дает возможность при выборе ее тока срабатывания учитывать только ток внешнего к.з. в направлении действия ее реле мощности. В этом основное отличие направленной отсечки от ненаправленной.

Недостатком направленных токовых защит является наличие мертвой зоны, определяемой минимальным напряжением при трехфазном к.з. вблизи места установки защиты.

Вопросы для самопроверки

1. Каков принцип действия токовой направленной защиты?
2. Чем отличается выбор тока срабатывания направленных защит (МТЗ и ТО) от ненаправленных?
3. В каких точках кольцевой сети с одним источником питания, а также сети с двусторонним питанием можно отказаться от установки реле направления мощности?
4. Как рассчитать выдержки времени направленных защит?
5. Чем обусловлено наличие мертвой зоны токовых направленных защит, как она рассчитывается, при каких видах к.з. возникает?

3.3. Защита от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью

МТЗ нулевой последовательности (направленная и ненаправленная). Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности. Схема включения реле направления мощности. Особенности расчета токовых отсечек нулевой последовательности. [1, 2, 3, 4]

Методические указания

С глухозаземленными нейтральями работают сети напряжением 110кВ и выше. Для защиты линий этих сетей от к.з. на землю оказывается более целесообразным использовать отдельный комплект реле. Реле тока

защиты подключается к фильтру токов нулевой последовательности. Следовательно, защита реагирует только на к.з., сопровождающиеся токами нулевой последовательности. В остальном схема защиты аналогична рассматриваемым выше схемам МТЗ и ТО от междуфазных к.з.

В общем случае защита выполняется ступенчатой. Ток срабатывания МТЗ нулевой последовательности отстраивается от тока небаланса $I_{н0}$ в нормальном режиме, если выдержки времени t_0 , рассматриваемой защиты, больше времени действия $t_{мф}$ защит от междуфазных к.з., установленных на следующем участке. Если $t_0 < t_{мф}$, то защиту нужно отстраивать от $I_{н0}$ при трехфазном к.з. в начале следующего участка. Наличие $I_{н0}$ в симметричных режимах обусловлено неравенством токов намагничивания ТТ. Время действия защиты выбирается по ступенчатому принципу Δt , Δt – степень селективности. При этом обычно получается $t_0 < t_{мф}$.

Принцип действия и условия настройки отсечек нулевой последовательности практически такие же, как и отсечек, реагирующих на полные токи фаз.

В сетях с двумя и более заземленными нейтралями, расположенными в разных точках сети, применяются направленные защиты. К органу направления мощности подводятся $3U_0$ и $3I_0$. Ток срабатывания мгновенных отсечек, установленных на параллельных линиях, необходимо выбирать с учетом наличия взаимоиндукции.

Направленные защиты нулевой последовательности не имеют мертвой зоны по напряжению, так как $3U_0$ максимально в месте к.з. и равно нулю в заземленной нейтрали трансформаторов. Цифровые защиты и их исполнение.

Вопросы для самопроверки

1. На каком принципе работает токовая защита нулевой последовательности?
2. Как влияют на распределение $3I_0$ схемы соединения обмоток и режимы работы нейтралей силовых трансформаторов?
3. В каких случаях применяются направленные токовые защиты нулевой последовательности?
4. Почему реле направления мощности нулевой последовательности не имеет мертвой зоны?
5. Как выбираются параметры срабатывания трехступенчатой токовой защиты (направленной) нулевой последовательности и как проверяется чувствительность различных ступеней защиты?
6. Каковы преимущества рассматриваемой защиты по сравнению с токовой защитой от междуфазных к.з.?
7. Какова область применения токовой защиты нулевой последовательности?
8. Как рассчитать ток $3I_0$ при различных к.з. на землю?
9. Как определить $3I_0$ в месте установки защиты при к.з. на землю в удаленной точке?

3.4. Защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью

Схема замещения для анализа режима замыкания фазы на землю. Токи и напряжения при замыканиях на землю. Основные требования к защите. Принципы выполнения защиты от замыканий на землю. Принцип работы фильтров напряжения нулевой последовательности (ФННП) и фильтров тока нулевой последовательности (ФТНП). Размещение защит и выбор ее параметров срабатывания. Защита компенсированной сети. [1, 2, 3, 11, 13, 19].

Методические указания

В сетях с изолированной нейтралью замыкания одной фазы на землю не вызывает к.з., так как в этом случае ЭДС поврежденной фазы не шунтируется накоротко, а только закорачивается емкостью (фаза – земля) этой фазы. Возникающий при этом в месте повреждения ток замыкается через емкость проводов "здоровых" фаз относительно земли и имеет небольшую величину (до нескольких десятков ампер). Поэтому снижения напряжения в сети не происходит. Однако фазное напряжение "здоровых" фаз относительно земли повышается до междуфазного. Линейные напряжения остаются неизменными. Чтобы все это усвоить и представить наглядно, нужно разобраться в векторных диаграммах токов и напряжений в нормальном и ненормальном режимах.

Однофазное замыкание на землю не отражается на работе потребителей и не нарушает синхронной работы генераторов. Поэтому в отличие от к.з. замыкания на землю не требуют немедленной ликвидации. Однако этот вид повреждения создает перенапряжение, что представляет опасность с точки зрения нарушения изоляции "здоровых" фаз и возможность перехода однофазного замыкания в междуфазное к.з. Защиту от рассматриваемых повреждений принято выполнять с действием на сигнал.

Известна общая селективная сигнализация замыкания на землю в сети без указания поврежденного участка, реагирующая на появление ($3U_0$). В качестве селективных защит от замыканий на землю, указывающих поврежденный участок, применяются токовые, реагирующие на $3I_0$. Для выполнения защиты в качестве фильтра нулевой последовательности используется специальный ТТ нулевой последовательности (ТТНП) особой конструкции. В таком однострансформаторном фильтре, выполняемом с помощью ТТНП, ток $3I_0$ получается магнитным суммированием от первичных токов трех фаз.

Нужно усвоить, что ток $3I_0$ в поврежденном присоединении (фидере) отличается от тока $3I_0$ в неповрежденных фидерах абсолютным значением и направлением.

Если собственные емкостные токи нулевой последовательности отдельных присоединений соизмеримы с полным емкостным током сети,

то токовая защита неприменима. В этом случае используются направленные защиты. В качестве подведенных к реле направления мощности величин используются $3U_0$ и $3I_0$. Нужно хорошо усвоить выбор параметров рассматриваемых защит, проверку чувствительности и размещение комплектов защиты, как для радиальных сетей, так и для кольцевых.

Иногда используются защиты, реагирующие на токи неустановившегося режима, а также на высшие гармонические в токе нулевой последовательности.

В компенсированных сетях результирующий ток $3I_0$ поврежденного участка содержит больше гармоник, чем ток в неповрежденных присоединениях. Именно на этом различии основаны защиты в таких сетях.

В последнее время нашел применение способ защиты с наложенным током частотой более 50 Гц. Цифровые защиты и их исполнение.

Вопросы для самопроверки

1. В чем заключается основная особенность защиты сетей с изолированной нейтралью?
2. Постройте векторные диаграммы токов и напряжений в нормальном режиме и при замыканиях на землю.
3. Какие принципы действия защит от замыканий на землю Вы знаете?
4. Какими недостатками обладают трехтрансформаторные фильтры токов $3I_0$?
5. В чем преимущество однотрансформаторных фильтров $3I_0$?
6. Каким образом можно исключить влияние токов, проходящих по броне кабелей, на работу защиты?
7. В каких случаях используется направленная защита нулевой последовательности?
8. На каких принципах основана защита от замыкания на землю в компенсированных сетях?
9. Как работают защиты, реагирующие на высшие гармонические (УСЗ -2/2; УСЗ - 3М)?
10. Как устроено реле на ИМС РТЗ - 51?
11. Направленные защиты: направленная защита ЗЗП и импульсное реле мощности.
12. Как работают защиты, реагирующие на токи переходного процесса?
13. Как устроены приборы поиска точки замыкания "Квант", "Спектр"? Технология поиска точки замыкания.

3.5. Дистанционная защита

Назначение, общие принципы осуществления защиты. Реле сопротивления (характеристики срабатывания, принципы выполнения, схемы включения). Пусковые органы. Схемы защиты. Выбор уставок дистанционной защиты. [1, 2, 3, 5, 9, 11, 22].

Методические указания

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 обтекает. 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.

Вопросы для самопроверки

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.

3.6. Дифференциальные токовые защиты

Назначение и виды защит. Принцип действия продольной дифференциальной защиты на примере защиты ЛЭП. Ток небаланса. Настройка продольной дифференциальной защиты. Определение тока срабатывания $I_{ср}$. Способы повышения чувствительности и отстроенности защиты. Поперечная дифференциальная токовая защита. Поперечная дифференциальная токовая направленная защита, ее особенности, выбор уставок и проверка чувствительности. Схемы и область использования поперечных дифференциальных направленных защит. [1, 2, 3, 4, 16, 22]

Методические указания

Дифференциальные токовые защиты являются быстродействующими. Их подразделяют на продольные и поперечные. Продольную дифференциальную токовую защиту используют для защиты одиночных линий малой протяженности. Принцип ее действия основан на сравнении величины и фазы токов одноименных фаз по концам защищаемой линии. Наибольшее распространение получила схема с циркулирующими токами, в которой дифференциальное реле подключается параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока, соединенных между собой при помощи соединительных проводов. Неравенство вторичных токов в плечах дифференциальной защиты приводит к появлению в реле тока, называемого током небаланса ($I_{нб}$); ток срабатывания защиты $I_{сз}$ отстраивается от максимального тока небаланса $I_{нб}$ в расчетном режиме. Необходимо разобраться, какие причины приводят к появлению $I_{нб}$, какие факторы влияют на его величину, а также как повысить чувствительность и отстроенность защиты. Нужно знать особенности выполнения продольной дифференциальной защиты линий, достоинства и недостатки.

Поперечные дифференциальные защиты применяются на параллельных или сдвоенных линиях, имеющих приблизительно одинаковые сопротивления.

Принцип действия основан на сравнении токов одноименных фаз, протекающих по обеим линиям в месте установки защиты. Поперечная дифференциальная защита не выявляет поврежденную линию. Введение в схему защиты реле направления мощности устраняет указанный недостаток. Необходимо знать, как выбирается $I_{сз}$ и проверяется чувствительность поперечной дифференциальной направленной защиты, достоинства и недостатки ее, схемы и область использования. Цифровое исполнение дифференциальных защит.

Вопросы для самопроверки

1. В чем заключается принцип действия продольной дифференциальной токовой защиты линий?
2. Каковы особенности выполнения продольной дифференциальной защиты?
3. Причины появления $I_{нб}$ в реле?
4. Какие факторы влияют на величину $I_{нб}$?
5. Как можно повысить чувствительность и отстроенность продольной дифференциальной токовой защиты?
6. Как выбирается $I_{сз}$ рассматриваемых защит?
7. В чем заключается принцип действия поперечной дифференциальной токовой направленной защиты линий?
8. Каковы причины появления "мертвой" зоны и зоны каскадного действия поперечной дифференциальной направленной защиты?
9. Почему в поперечной дифференциальной направленной защите оперативный ток необходимо подводить через блок - контакты выключателей обеих защищаемых линий?
10. Может ли дифференциальная защита сработать при качаниях?
11. Перечислите достоинства и недостатки дифференциальных защит, область использования.
12. Как выполняется измерительная и логическая части дифференциальной цифровой защиты?

4. Релейная защита и автоматика элементов СЭС

4.1. Защита и автоматика синхронных генераторов

Виды повреждений и ненормальных режимов работы синхронных генераторов (СГ) и требования, предъявляемые к защите. Типы применяемых защит и устройств автоматики генераторов. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ). [8, 16, 19, 22]

Методические указания

Необходимо познакомиться с видами повреждений и ненормальных режимов работы генераторов в статорной цепи и цепи возбуждения, чтобы понять, как должна действовать релейная защита при этих режимах, какие типы защит следует применять с учетом мощности генератора. Следует разобраться в работе продольной дифференциальной защиты обмотки статора генератора и в способах уменьшения величины тока $I_{нб}$. Известно, что на величину тока $I_{нб}$ влияет апериодическая составляющая в токе к.з. и наличие в сердечнике ТТ остаточной индукции. Широкое распространение

в практике получили защиты, использующие быстронасыщающиеся трансформаторы и реле с торможением. Нужно разобраться в принципах работы этих устройств.

Нужно знать работу схемы защиты от замыкания фазы обмотки статора на корпус, выбор параметров срабатывания и способы повышения их чувствительности. Следует обратить внимание на схему защиты от внешних к.з. Необходимо разобраться с токовыми защитами от симметричной перегрузки и от токов обратной последовательности.

Для поддержания заданного значения напряжения на выводах статорной обмотки применяется АРВ. Нужно хорошо разобраться в работах регуляторов пропорционального действия (компаундирование, коррекция), а также нужно иметь представление о регуляторах сильного действия. Надо знать, почему при АРВ ускоряется процесс самозапуска электродвигателей, обеспечивается устойчивость их работы и улучшается работа релейной защиты. Следует обратить внимание на методы регулирования возбуждения, на работу устройств форсирования возбуждения.

Вопросы для самопроверки

1. От каких видов повреждений и ненормальных режимов работы защищают генераторы? Турбогенераторы и гидрогенераторы, их конструктивные отличия. Особенности в защите турбогенераторов и гидрогенераторов.
2. Чем опасна несимметрия токов в фазах генераторов?
3. Для чего применяется устройство гашения поля (АГП)?
4. Почему при к.з. не только отключают генератор от сети, но и вводят в действие АГП?
5. Чем обуславливается перегрузка генераторов?
6. В каких случаях применяют защиту от замыкания на корпус (на землю) обмотки статора и по какому принципу она действует?
7. Как выполняют защиту обмотки статора от сверхтоков? Укажите методику ее расчета.
8. В чем преимущество МТЗ с пуском по напряжению перед МТЗ без такого пуска?
9. В чем заключается способ выполнения продольной дифференциальной защиты генераторов? Как выбирается ток срабатывания этой защиты?
10. Почему на гидрогенераторах устанавливается защита от повышения напряжения?
11. Для чего подмагничивают сердечники ТНПШ?
12. Для чего применяют в дифференциальной защите генератора промежуточный насыщающийся трансформатор (НТТ)?
13. Почему не принято отключать турбогенератор при замыкании на землю одной точки в цепи возбуждения?
14. В чем заключаются основные отличия выполнения защит низковольтных генераторов, мощностью до 1 МВт и свыше 1 МВт?
15. Какое назначение имеет устройство АРВ генераторов?
16. Почему устройство компаундирования без корректора напряжения не обеспечивает постоянства напряжения на выводах генератора?
17. В чем преимущество фазового компаундирования по сравнению с компаундированием полным током?

18. Для чего нужна релейная форсировка возбуждения?
19. В чем заключаются основные преимущества регуляторов сильного действия?
20. Цифровые защиты генераторов.

4.2. Защита и автоматика трансформаторов

Виды повреждений и ненормальных режимов работы и требования, предъявляемые к защите. Типы применяемых защит. Защита от междуфазных к.з. в обмотках и на выводах. Особенности дифференциальной защиты трансформаторов, расчет дифференциальных защит. Газовая защита. Защита трансформаторов от сверхтоков, обусловленных внешними к.з. и перегрузкой. Особенности защиты трансформаторов с соединением обмоток звезда-звезда с заземленной нейтралью. Защита трансформаторов без выключателей на стороне высшего напряжения. Полные схемы защиты трансформаторов. Автоматика силовых трансформаторов. [1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 15, 16, 19, 21, 22]

Методические указания

Надо уяснить, какие виды повреждений и ненормальных режимов вероятны у силовых трансформаторов, и какие виды защиты надо установить в зависимости от мощности трансформаторов, схемы соединения обмоток. Следует обратить внимание на распределение тока в обмотках при к.з. на стороне низшего напряжения. Это важно для определения схемы защиты и ее чувствительности. При изучении дифференциальной защиты трансформатора надо учесть особенности работы его как объекта релейной защиты, состоящие в различии по величине и фазе токов сторон разных напряжений, в изменении величины тока при регулировании напряжения, в большой величине броска тока намагничивания при подаче на трансформатор напряжения, а также в конструктивной разнотипности ТТ, применяемых на стороне высшего и низшего напряжений силовых трансформаторов и в значительном различии сопротивлений плеч защиты.

Следует усвоить способы уменьшения величины тока небаланса, подбора ТТ для защиты и выбора схем соединения их вторичных обмоток, роль быстронасыщающегося трансформатора БНТ и его работу в переходных режимах.

Необходимо научиться рассчитывать ток срабатывания дифференциальной защиты и определять количество витков дифференциальной и уравнивающих обмоток реле типа РНТ-565. Следует разобраться, в каких случаях дифференциальная защита должна выполняться при помощи реле типа ДЗТ. Необходимо ознакомиться со схемами защиты трансформатора на переменном оперативном токе с тем, как обеспечивается селективное действие резервных защит многообмоточных трансформаторов, как осуществляется защита трансформаторов, не имеющих выключателей на стороне высшего напряжения. Надо обратить внимание на схемы защиты трансформаторов малой мощности с соединением обмоток звезда-звезда с

нулем, на методику расчета уставок защиты. Следует знать виды средств автоматики, применяемых на трансформаторах, принцип работы и схему устройства автоматического регулирования напряжения у трансформаторов под нагрузкой (РПН).

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные типы защит, устанавливаемых на трансформаторах в зависимости от их мощности.
2. На какие виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформатора реагирует газовая защита?
3. Как определить расчетную величину тока небаланса?
4. В каких случаях на трансформаторах можно устанавливать дифференциальную отсечку и чем она отличается от дифференциальной защиты с реле РНТ?
5. В каких случаях можно применять для защиты трансформаторов от к.з. токовые отсечки?
6. Как соединяются вторичные обмотки ТТ дифференциальной защиты трансформатора с группой соединения Y/Δ ?
7. Почему после доливки масла в трансформаторе газовая защита временно переводится на сигнал?
8. Как предотвращается неправильное действие дифференциальной защиты при бросках тока намагничивания?
9. В каких случаях целесообразно применять для трансформаторов МТЗ с пуском по напряжению?
10. Как выполняются защиты от замыкания фазы на нуль у трансформаторов со схемой соединения обмоток $Y/Y-12$ с нулем?
11. Как влияет на расчет дифференциальной защиты трансформатора | РПН?
12. Как выполняется защита трансформаторов без выключателей на стороне высшего напряжения?
13. За счет чего достигается увеличение чувствительности дифференциальной защиты в случае выполнения ее с реле РНТ-565 или ДЗТ-11 по сравнению с дифференциальной отсечкой? Устройство и работа реле ДЗТ-21(23).
14. Как устроено реле РСТ-15(16)? Что дает его применение?
15. Структурная схема защиты трансформатора в цифровом исполнении.
16. Какие виды автоматики предусматриваются на трансформаторах?
17. В каких случаях на трансформаторах целесообразно устанавливать АПВ или АВР?
18. Как осуществляется регулирование напряжения под нагрузкой у трансформатора?
19. Цифровые защиты трансформаторов; особенности и требования к АЦП и ЦАП?

4.3. Защита и автоматика электродвигателей. Защита и автоматика специальных электроустановок систем электроснабжения

Виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателей. Типы защит двигателей и устройств их автоматики. Особенности защиты и автоматики синхронных двигателей высокого напряжения. Цифровая защита электродвигателей. Защита и автоматика выпрямительных установок, трансформаторов дуговых электропечных установок, кон-

денсаторных установок. Защита и автоматика сборных шин и токопроводов. [1, 2, 3, 5, 9, 10, 16, 17, 22]

Методические указания

При изучении этой темы надо ознакомиться с видами повреждений и ненормальных режимов работы асинхронных и синхронных электродвигателей, а также с характером изменения токов при самозапуске электродвигателей и восстановлении напряжения. Необходимо усвоить принцип выполнения защит электродвигателей до 1 кВ и свыше 1 кВ и выбор их уставок; внимательно разобраться в явлениях, происходящих при пуске и самозапуске двигателей, выбор уставок токовых отсечек, устанавливаемых на электродвигателях. Необходимо знать роль защиты минимального напряжения и защиты от перегрузок у электродвигателей. Возможность возникновения технологической перегрузки, способной вызывать повреждение двигателя, учитывать при решении вопроса о применении токовой защиты от перегрузки и включении ее с действием на сигнал, отключение или разгрузку механизма. Вращающий момент электродвигателя и момент сопротивления механизма.

Надо знать основные виды автоматики, применяемые на двигателях и их назначение. Важно понять особенности режима работы печных, преобразовательных и конденсаторных установок. Надо знать виды защиты и автоматики, применяемые на этих установках. Надо понимать, каким образом поддерживают постоянство напряжения у потребителей электроэнергии. Нужно знать типы защиты и автоматики, устанавливаемые на шинах и токопроводах, уметь рассчитать их уставки.

Вопросы для самопроверки

1. Как учитывается пусковой ток двигателя при выборе тока срабатывания защиты от многофазных к.з.?
2. В каких случаях и как выполняется релейная защита двигателя от перегрузки?
3. В каких случаях и как выполняется у электродвигателей защита минимального напряжения?
4. Как предотвращается неправильное действие защиты минимального напряжения при перегорании предохранителей?
5. В каких случаях токовая отсечка выполняется с двумя реле? Чувствительность защиты.
6. Какие меры принимаются в установках собственного расхода для обеспечения самозапуска?
7. По какому принципу можно осуществить защиту синхронного электродвигателя от несинхронного режима?
8. В каких случаях предусматривается АПВ электродвигателей?
9. Какие виды защиты и автоматики предусматриваются на преобразовательных и печных установках?
10. Как выполняют защиту батареи статических конденсаторов?
11. Как осуществляется автоматическое отключение батареи конденсаторов по режиму?
12. Какие защиты принимаются на шинах и токопроводах?

13. Как осуществляется АПВ шин?
14. Цифровые защиты электродвигателей.

5. Устройства системной автоматики

Назначение автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР). Требования к этим устройствам и расчет их параметров. Схемы АВР и АПВ. АВР на подстанциях с синхронными двигателями или синхронными компенсаторами. Особенности АПВ на линиях с двусторонним питанием, АПВ ОС и АПВ УС. Реле контроля синхронизма РКС. Исправление действия неселективной отсечки при помощи АПВ. Защита и автоматика электрических сетей напряжением до 1 кВ.

Назначение и основные принципы выполнения автоматической частотной разгрузки (АЧР). Расчет параметров срабатывания устройства АЧР. Реле частоты. [1, 6, 7, 8]

Методические указания

Устройство АВР. Электроснабжение потребителей, потерявших питание, можно восстановить автоматическим подключением их к другому источнику питания с помощью устройства АВР. Многолетний опыт эксплуатации показал высокую эффективность отдельной работы элементов сети в сочетании с устройствами АВР, успешность действия которых по статистическим данным составляет 90% и более.

Существует большое разнообразие устройств АВР. Однако все они должны удовлетворять требованиям, которые положены в основу принципов выполнения устройств АВР. Следует твердо уяснить основные требования, предъявляемые к устройствам АВР и на его предложенной схеме уметь показать, как реализуются эти требования. Надо знать, как выбираются уставки АВР. Кроме того, следует разобраться с особенностями выполнения схем АВР на подстанциях с синхронными двигателями или синхронными компенсаторами.

Действие АВР должно согласовываться с действием других устройств автоматики.

В этом разделе изучить особенности повреждений (к.з.) и выполнение защит сетей напряжением до 1 кВ. Как осуществляется выбор предохранителей, воздушных автоматов. Чувствительность и селективность расцепителей воздушных автоматов. Защита от однофазных к.з. Устройство и работа защитного отключения. Устройство автоматического включения резерва.

Устройство АПВ. Большинство к.з., возникающих в процессе эксплуатации на линиях, имеет неустойчивый характер, т.е. после отключения линий защитой они самоустраняются. Вероятность самоустранения к.з. после снятия напряжения с линии будет тем выше, чем быстрее срабатывает релейная защита. Хотя заранее неизвестно самоустранилось к.з. или нет,

линию включают повторно. Эту операцию выполняет АПВ, к которому предъявляются следующие требования: минимально возможное время срабатывания, обеспечение автоматического возврата схемы в исходное положение с заданной выдержкой времени, заданная кратность действия, возможность ускорения защиты после АПВ. В схеме предусмотрен автоматический запрет АПВ на случай, если по каким-либо причинам недопустимо повторное включение выключателя.

Схемы АПВ выполняются на постоянном и переменном оперативном токе. На линиях 6-10 кВ наибольшее распространение получили механические и электрические АПВ выключателей, имеющих пружинные приводы. На линиях более высокого напряжения применяются схемы с реле типов РПВ-58, РПВ-258 и РПВ-358. Надо знать принцип работы устройств, обеспечивающих однократное или двукратное повторное включения. Необходимо уяснить работу устройств АПВ на линиях с односторонним питанием и разобраться в их особенностях на линии с двусторонним питанием, что такое напряжение биения. Надо помнить, что основная задача АПВ на этих линиях – не допускать действие АПВ без контроля синхронизма. Изучить устройство и работу реле контроля синхронизма. Как работает АВР с ожиданием синхронизма и с улавливанием синхронизма.

Устройство АЧР. Устройство АЧР работает при дефиците генерирующей мощности в энергосистеме для предотвращения аварийного понижения частоты. Нужно знать, что такое лавина частоты, как ведут себя разные потребители при понижении частоты; как это отражается на технологии производства и для чего применяется это устройство автоматики. Необходимо учитывать требования, предъявляемые к устройствам АЧР, и расчет их параметров. В системе электроснабжения промышленных предприятий и сельского хозяйства может быть применена местная разгрузка. Надо понять, для чего это делается, по какой схеме и при каких отклонениях параметров режима электропередачи. Применяются две основные категории АЧР (I и II), имеющие разные уставки срабатывания по частоте и разное быстродействие. Нужно знать принцип действия реле частоты, как осуществляется схема АЧР, как обеспечивается автоматическое повторное включение отключающихся приемников (ЧАПВ).

Вопросы для самопроверки

1. Какие требования предъявляются к устройствам АВР?
2. Какие факторы надо учитывать при выборе уставок реле напряжения и времени устройства АВР? Выполнение пусковых органов минимального напряжения (ПОН) и частоты.
3. Как влияет длительность перерыва питания на самозапуск электродвигателя?
4. Как осуществляется АВР линии, питающейся от двух источников?
5. В чем заключается целесообразность применения АПВ?
6. Какие требования предъявляются к устройствам АПВ?
7. В каких случаях применяется ускорение защиты до и после АПВ? Как это выполняется практически?

8. Каковы условия допустимости несинхронного АПВ?
9. В чем особенность схем АПВ на линиях с двусторонним питанием?
10. Как достигается однократность действия АПВ?
11. Каково назначение АЧР? Что такое регулирующий эффект нагрузки?
12. Укажите основные принципы действия АЧР?
13. Почему недопустима работа энергосистемы при частоте ниже 47 - 48 Гц?
14. Для чего применяется несколько очередей АЧР?
15. Каковы причины, приводящие к снижению частоты в энергосистеме?
16. Как определить величину мощности, отключаемой одной очередью устройства АЧР?
17. В каких случаях допустимо применение АПВ при работе АЧР?
18. Что такое лавина частоты и напряжения и как протекают эти процессы?

6. Список лабораторных работ

1. Схемы соединения трансформаторов тока и токовых реле в трехфазных сетях.
2. Испытание электромеханических реле.
3. Испытание полупроводниковых реле (РСТ, РСН, РСМ-13).
4. Исследование трехступенчатой токовой защиты линии с односторонним питанием.
5. Испытание дифференциального реле с торможением типа ДЗТ-11.
6. Исследование реле РНТ-565, ДЗТ-21, РСТ-15.
7. Исследование продольной дифференциальной токовой защиты понижающего трансформатора.
8. Исследование защиты асинхронного двигателя.
9. Устройство АВР трансформаторов.
10. Трехфазное АПВ линии с односторонним питанием.
11. Цифровая защита SPAC-801 фидера 10 кВ.

7. Вопросы, выносимые на экзамен

1. Назначение релейной защиты (РЗ). Виды повреждений и ненормальные режимы в системах электроснабжения.
2. 3х-фазные КЗ, 2х-фазные КЗ, однофазные КЗ. Напряжение и токи в петле КЗ. Распределение напряжений от точки КЗ до источника. Векторные диаграммы напряжений и токов при КЗ.
3. Требования, предъявляемые к РЗ.
4. Реле и их классификация.
5. Электромагнитные реле. Принцип действия и особенности в работе.
6. Поляризованные реле. Герконы.
7. Токовое реле РТ-40. Реле прямого действия РТМ. Реле напряжения РН-50.
8. Вспомогательное реле: промежуточные, указательные, реле времени.
9. Индукционное реле тока РТ-80: устройство, работа, характеристики.

10. Интегральные микросхемы и их применение в релейных защитах (операционные усилители, компараторы, пороговые элементы, триггер Шмитта, и др.)
11. Устройство, работа реле на интегральных микросхемах (РСТ-11, РМ-11)
12. Принцип построения сложных реле на полупроводниковых элементах со сравнением абсолютных величин U_1 и U_2 .
13. Построение реле на сравнении фаз мгновенных значений двух величин U_1 и U_2 .
14. Устройство и работа реле мощности на сравнении двух электрических величин: блок-схема реле, суммирующее устройство, схемы сравнения.
15. Устройство и работа цифровых реле.
16. Трансформаторы тока: устройство, работа.
17. Схемы соединения трансформаторов тока и их свойства.
18. Токовые фильтры: фильтр тока нулевой последовательности.
19. Фильтр тока обратной последовательности.
20. Магнитные датчики тока.
21. Трансформаторы напряжения: устройство, работа.
22. Схемы соединения трансформаторов напряжения.
23. Фильтры: ФНОП; устройство, работа; ФННП, устройство, работа.
24. Источники оперативного тока; постоянный оперативный ток.
25. Источники переменного оперативного тока.
26. Зарядное конденсаторное устройство.
27. Максимальная токовая защита (МТЗ); назначение; схемное исполнение МТЗ.
28. Настройки МТЗ: определение $I_{ср.МТЗ}$ и выдержки времени ($t_{ср.МТЗ}$)
29. Схемы МТЗ с дешунтированием катушки отключения. МТЗ нулевой последовательности.
30. Токовая отсечка; принцип действия, настройка, применение.
31. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью. Компенсация ёмкостных токов.
32. Схема замещения для токов нулевой последовательности при замыкании на землю. Токораспределение токов нулевой последовательности в реальной электрической сети 6-35 кВ.
33. Устройство контроля изоляции; защита ЧСЗ-М; ЗЗП
34. Максимальная направленная токовая защита (МНЗ); назначение, схемное исполнение.
35. Настройка МНЗ; ток срабатывания ($I_{ср.МТЗ}$), время срабатывания ($t_{ср.МТЗ}$).
36. Индукционное реле мощности; устройство, работа, характеристики.
37. Недостатки МНЗ; схемы подключения реле мощности.
38. Продольная дифференциальная защита; устройство, работа; выбор тока срабатывания дифференциальной защиты ($I_{ср.ДЗ}$). Ток небаланса $I_{нб}$.

39. Поперечная дифференциальная защита; применение.
40. Поперечная направленная дифференциальная токовая защита.
41. Дистанционная защита; принцип действия, защита с трехступенчатой характеристикой срабатывания, схемное исполнение.
42. Полупроводниковые реле полного сопротивления с круговой характеристикой.
43. Высокочастотные каналы по ЛЭП; назначение, устройство.
44. Дифференциально-фазная высокочастотная защита; устройство, работа.
45. Программные защиты. Устройство, работа.
46. Аварийные и ненормальные режимы работы силовых трансформаторов.
47. Требования ПУЭ по защите силовых трансформаторов.
48. Дифференциальная защита трансформаторов и ее особенности в настройке.
49. Устройство и работа реле РНТ-560, ДЗТ-11, РСТ-15.
50. Расчет дифференциальных защит трансформаторов: определения $I_{ср}$, $W_{ур}$, $k_ч$. Роль тормозной обмотки W_T . Бросок тока намагничивания и его особенности, где они используются.
51. Газовая защита трансформатора; устройство, работа. Конструкции газовых реле. Требования к монтажу.
52. Назначение и устройство РПН. Автоматизация РПН.
53. Причины появления тока небаланса $I_{нб}$ и меры по их ограничению в дифференциальных защитах силовых трансформаторов.
54. Распределение токов в обмотках трансформатора с соединением обмоток Y/Δ при двухфазном к.з. на стороне НН (Δ).
55. Защита трансформатора от перегрузок и внешних к.з.
56. Защита трансформатора без выключателя на высокой стороне.
57. Цифровые защиты трансформаторов: устройство, работа
58. Аварийные и ненормальные режимы работы синхронных генераторов (СГ). Требования ПУЭ по защите СГ. Внешняя характеристика и векторная диаграмма СГ.
59. Защита от междуфазных к.з. в обмотках статора. Продольные дифференциальные защиты, настройка.
60. Защита от замыканий обмотки статора на корпус (землю). Устройство и работа ТННП с подмагничиванием.
61. Защита от сквозных токов к.з.
62. Особенности в защите обмоток возбуждения турбогенераторов и гидрогенераторов. Схемное исполнение защит.
63. Цифровая защита СГ: устройство, работа
64. Автоматическое регулирование возбуждения СГ. Назначение и требования к АРВ.
65. Простое компаундирование полным током статора как вид АРВ. Схемное исполнение, работа. Внешняя характеристика СГ при различных $\cos\varphi$.

66. Фазовое компаундирование как вид АРВ. Схемное исполнение и работа.
67. Трансформатор фазового компаундирования (ТФК), устройство, работа. Коррекция напряжения.
68. Релейная форсировка СГ.
69. Автоматическое гашение поля (АГП) генератора, требования к АГП.
70. Защита от потери возбуждения. Асинхронный режим работы СГ. Защита.
71. Асинхронные двигатели (АД). Вращающий момент электродвигателей и момент сопротивления механизма, их характеристики. Пуск электродвигателей; аварийные и ненормальные режимы.
72. Защита АД до 1000 В от к.з. на базе магнитного пускателя, на базе контактора. Настройка защит.
73. Защита АД от перегрузок, обрыва фаз, понижения напряжения. Схемное исполнение.
74. Защита АД, выше 1000 В. Требования ПУЭ.
75. Защита АД выше 1000 В от междуфазных к.з. Схемное исполнение, настройка.
76. Защита АД от замыканий на корпус (землю).
77. Защита двигателей постоянного тока.
78. Цифровая защита двигателей: устройство, работа.
79. Характеристика режима сети 6-35 кВ при замыкании фазы на землю. Схемное замещение, векторные диаграммы.
80. Схема замещения для токов нулевой последовательности. Токораспределение токов нулевой последовательности в распределительных сетях 6-35 кВ.
81. Фильтры токов нулевой последовательности (ФТНП); фильтры напряжения нулевой последовательности. Требования при установке.
82. Схемы защит от замыкания на землю: а) Токовая защита нулевой последовательности. Схемное исполнение, настройка, недостатки. Реле нулевой последовательности РТЗ-51;
б) Направленные защиты нулевой последовательности. Схемное исполнение. Защита типа ЗЗП-1М. Импульсное реле направления мощности;
в) Защиты, реагирующие на высшие гармоники тока замыкания. Схемы устройства УСЗ-2/2, УСЗ-3М, их работа;
г) Схемы, реагирующие на токи переходного режима (i-разрядный и i-зарядный); схема распределения переходных токов (i-разрядный и i-зарядный) при замыкании; знаки волн тока, напряжения, мгновенной мощности при замыкании на землю. Схемное исполнение РЗ.
83. Максимальные токовые защиты от к.з. в сети с глухозаземленной нейтралью. Распределение токов нулевой последовательности при однофазном к.з.

84. Ненаправленная МТЗ нулевой последовательности. Устройство, работа, настройка.
85. Направленная токовая защита нулевой последовательности. Устройство, работа, настройка.
86. Виды всех возможных защит применяемых от повреждений и ненормальных режимов ЛЭП. Их краткая характеристика и настройка.
87. Цифровая защита ЛЭП: устройство, работа.
88. Высокочастотные каналы воздушных ЛЭП. Дифференциально-фазовая высокочастотная защита: устройство, работа.
89. Защита сборных шин.
90. Роль и требования к АПВ. Классификация.
91. Схема и работа механического однократного АПВ.
92. Схема и работа электрического однократного АПВ.
93. Работа АПВ на межсистемных ЛЭП. Уравнительные токи. Напряжение биения. Реле контроля синхронизма.
94. АПВ с ожиданием синхронизма. Устройство, работа.
95. АПВ с улавливанием синхронизма. Устройство, работа.
96. Ключи управления.
97. Назначение и роль АЧР; баланс мощностей в энергосистеме. Регулирующий эффект нагрузки. Очереди АЧР.
98. Реле частоты РЧ-1; устройство, работа.
99. Назначение АВР. Холодный и горячий резерв. АВР источников, ЛЭП, трансформаторов, секционных шин. Пусковые органы АВР. Схемы.

8. Контрольные задания

8.1. Общие указания

Выполнение контрольных работ поможет глубже усвоить теоретический материал курса и приобрести необходимые навыки в решении практических задач в области релейной защиты. Студенты выполняют одну контрольную работу и одну курсовую. Исходные данные для всех вариантов приведены в таблице №1 и однолинейной электрической схеме на рис. 1. и рис. 2.

Для выполнения контрольной работы необходимо использовать рекомендуемую литературу, приведенную в задании и примеры расчета защит в приложениях. При выборе типа защит нужно, прежде всего, понять сущность физических процессов, происходящих в элементах сети при аварийных режимах, изучить схемное исполнение защит и их работу, разобраться в распределении токов в схемах соединения ТТ и реле при различных видах к.з. Освоить порядок расчета параметров срабатывания защит и проверить их на чувствительность. При выполнении контрольной работы нужно рассчитать релейную защиту ЛЭП - 10 кВ., при курсовой работе – релейную защиту и автоматику силового трансформатора.

Схемы защит следует вычертить в разнесённом виде с обязательным соблюдением ГОСТа на обозначениях в чертежах. Чертёж выполнить на листе формата А1.

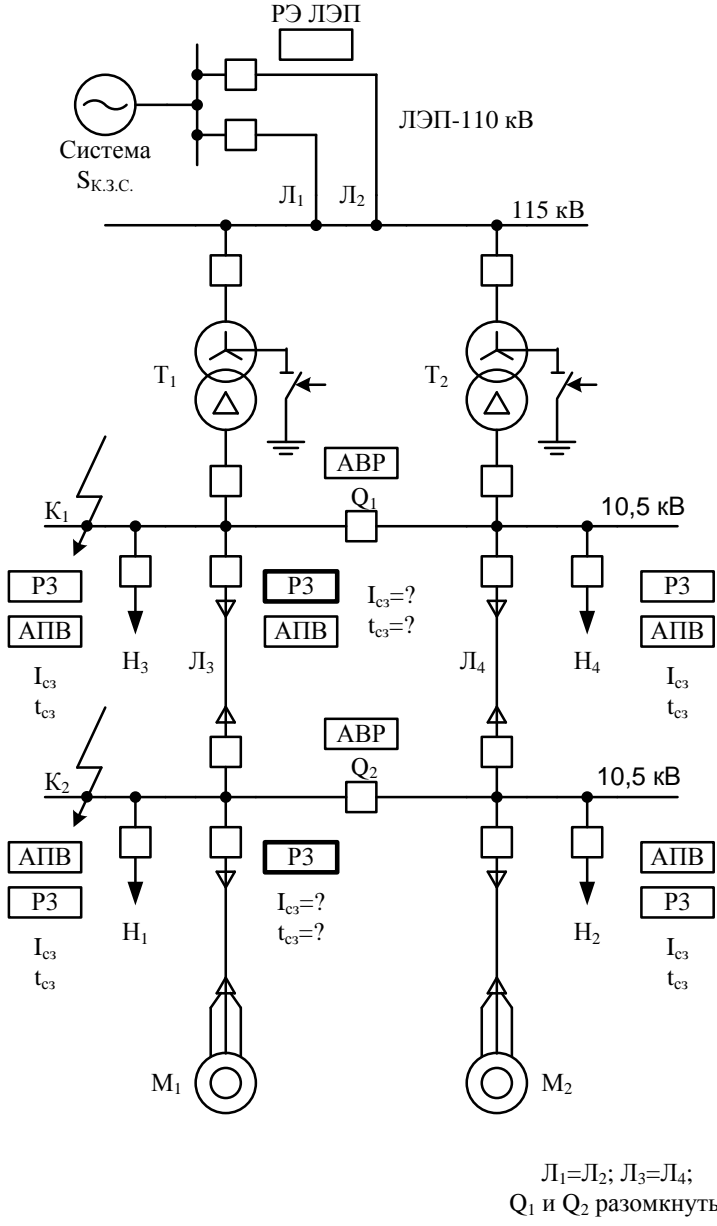
Таблица 1

Исходные данные для выполнения контрольной работы и курсового проекта

Варианты	Мощность КЗ системы	Номинальная мощность		Данные по потребителям								Данные по автоматике	
		Трансформаторы T_1, T_2	Двигатели M_1, M_2	$H_1 (H_2)$			$H_3 (H_4)$			Длина линии			
				Нагрузка	Уставки защиты		Нагрузка	Уставки защиты					
		$S_{КЗ}$	S_H	P_D	S_{HE}	$t_{сз}$	$I_{сз}$	S_{HE}	$t_{сз}$	$I_{сз}$	J_3 J_4		
МВ А	МВ А	МВт	МВА	С	кА	МВА	С	кА	км	км	-	-	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	5000	6,3	1,0	1,0	0,8	0,21	2,5	1,2	0,32	3,0	14	Q1	-
2	4700	10	1,25	2,0	1,0	0,30	4,0	1,0	0,35	1,0	6	-	H1
3	4000	16	1,6	3,0	0,8	0,42	8,0	1,6	0,4	2,5	10	Q2	-
4	3800	25	2,0	4,0	0,5	0,50	11,0	1,0	0,56	5,0	17	-	H3
5	3500	40	1,25	1,5	0,7	0,30	3,0	0,9	0,35	2,0	12	Q1	-
6	3250	63	1,0	3,0	0,8	0,35	5,0	1,0	0,5	4,0	18	-	H1
7	3000	80	1,6	1,5	0,5	0,25	7,0	1,2	0,6	3,0	11	Q2	-
8	2800	125	2,6	3,5	0,6	0,45	12,0	1,4	0,7	2,0	10	-	H3
9	2500	6,3	1,6	0,5	0,7	0,14	2,8	1,3	0,41	5,0	20	Q1	-
10	2200	10	2,0	1,3	0,9	0,21	4,2	2,0	0,58	2,5	12	-	H1
11	2000	16	1,25	1,5	0,8	0,20	7,7	1,4	0,65	3,0	15	Q2	-
12	1800	25	1,6	5,0	0,5	0,60	15,0	1,6	0,9	1,6	8	-	H3
13	1000	40	2,5	4,0	0,6	0,55	17,0	1,0	1,0	2,0	15	Q1	-
14	1500	63	1,25	3,5	0,7	0,50	13,0	1,2	0,9	3,5	16	-	H1
15	1700	80	2,5	2,5	0,9	0,40	7,0	1,6	1,0	1,8	10	Q2	-
16	2000	125	1,6	2,1	0,5	0,41	4,5	2,0	0,9	1,6	12	-	H2
17	2300	6,3	1,25	1,7	0,6	0,35	2,0	1,5	0,5	2,0	15	Q1	-
18	2500	6,3	1,0	1,0	0,7	0,25	3,2	1,8	0,6	1,3	7	-	H3
19	2700	40	1,0	2,0	0,8	0,30	4,8	2,0	0,8	2,0	9	Q2	-
20	3000	63	1,25	3,0	1,0	0,40	3,8	1,5	0,8	3,0	20	-	H1
21	3200	16	1,6	3,5	0,9	0,43	6,2	2,0	1,0	4,0	21	Q1	-
22	3500	80	1,25	3,0	0,8	0,43	7,5	1,0	1,0	5,0	17	-	H2
23	3700	125	2,0	6,0	0,7	0,75	10,0	1,2	0,9	1,5	9	Q2	-
24	1000	25	2,5	4,5	0,6	0,60	11,0	1,4	0,9	2,0	11	-	H3
25	1200	6,3	0,8	0,8	0,5	0,20	4,1	1,6	0,7	2,5	15	Q1	-
26	1500	16	1,0	1,2	0,6	0,20	3,5	1,8	38,0	3,0	14	-	H1
27	1800	40	1,25	1,5	0,7	0,25	6,0	2,0	1,2	2,7	13	Q2	-

Продолжение таблицы 1

28	1500	10	1,6	2,5	0,8	0,40	4,2	1,9	0,8	2,2	10	–	H2
29	3500	16	2,0	1,0	0,9	0,20	9,0	1,7	1,1	1,8	10	Q1	–
30	2500	63	0,8	1,5	1,0	0,29	3,0	1,5	0,6	1,5	10	–	H3
31	2600	40	2,5	1,8	0,9	0,30	7,5	1,3	1,0	3,0	12	Q2	–
32	2700	25	1,6	3,0	0,8	0,40	15,5	1,1	1,1	4,0	20	–	H1
33	2800	25	2,0	5,0	0,7	0,70	12,0	1,5	0,9	3,5	17	Q1	–
34	2900	32	1,0	3,0	0,6	0,50	6,0	2,0	1,0	4,5	17	–	H2
35	3000	16	2,5	1,5	0,5	0,30	7,1	1,0	1,2	2,5	8	Q2	–
36	3400	10	1,25	2,0	0,5	0,30	5,0	1,0	0,9	1,5	9	–	H3
37	3600	63	1,6	0,8	0,8	0,15	5,1	1,5	0,7	1,2	11	Q1	–
38	1600	32	3,2	7,0	0,6	0,80	14,0	2,0	1,0	2,8	12	–	H1



$L_1=L_2; L_3=L_4;$
 Q_1 и Q_2 разомкнуты

Рис. 1. Исходная электрическая схема

8.2. Контрольная работа

Релейная защита воздушной ЛЭП 10 кВ от коротких замыканий и ненормальных режимов

Задание:

Выбрать схемы защит, тип реле и источник оперативного тока для релейных защит воздушной ЛЭП (Л₃) (рис 2.) от коротких замыканий и ненормальных режимов, (МТЗ, ТО, защита от замыкания на землю).

Рассчитать токи срабатывания защит и выдержки времени. Проверить чувствительность защит, рассчитав токи к.з. для характерных точек (К₁, К₂).

Расчетная электрическая схема приведена на рис. 2. Исходные данные – S_{кз} системы, Л₁, Л₂, Л₃, Р_{М1}, S_{Н1} взять из таблицы №1, номер варианта соответствует номеру в списке учебной группы студентов

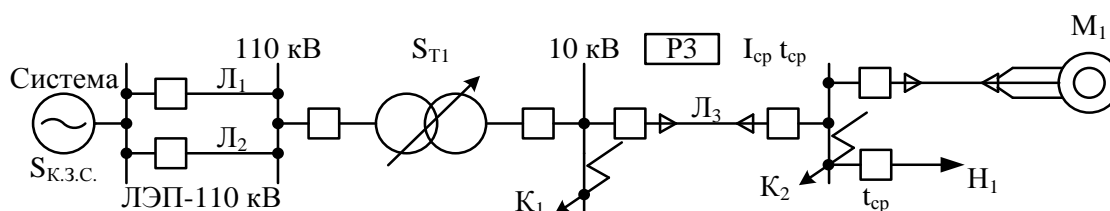


Рис. 2. Схема для расчета тока к.з.

Содержание пояснительной записки при оформлении контрольной работы

1. Введение:
2. Короткие замыкания в сети 10 кВ (6 кВ). Краткая характеристика. Провести расчет токов к.з. в т. К₁ и К₂ (Рис.2).
3. Структурная схема релейных защит. Дать краткое пояснение по содержанию и назначению структурных элементов. Измерительные и вспомогательные реле; типы, назначение, включение в контролируемую сеть. Использовать реле тока РТ – 40, РСТ – 11, Реле напряжения РН – 50, РСТ – 14.
4. Токовые защиты: максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО): их схемное исполнение, принцип работы, настройки (I_{ср.рз} и t_{ср.рз}, K_{чув.}). Схемы соединения трансформаторов тока и реле в измерительной части защит.
5. Выбор трансформаторов тока для измерительной части МТЗ по номинальной нагрузке ЛЭП и определение коэффициентов трансформации трансформаторов тока.
6. Расчет МТЗ ЛЭП–10 кВ для своих исходных данных (Приложение I), определение I_{ср.МТЗ} и t_{ср.МТЗ}, K_{чув.}
7. Определение тока срабатывания токовой отсечки (ТО) ЛЭП 10 кВ.

8. Схемное исполнение принятых защит (МТЗ и ТО). Спецификация применяемых реле.

9. Общий контроль изоляции при замыкании фазы на землю в распределительной сети 10 кВ (схемное исполнение). Фильтры тока и напряжения нулевой последовательности (ФТНП, ФННП). Прибор «Спектр» и его применение. Блок-схема цифровой защиты ЛЭП.

Примечание: пример расчета МТЗ ЛЭП приведен в Приложении I.

Литература для выполнения контрольной работы

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2006 (2001).
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоиздат, 1998.
3. Кривенков В.В. и др. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981.
4. Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Правила устройств электроустановок.
6. Шмурьев В.Я. Цифровые реле. Учебное пособие. Санкт-Петербург. 1998.
7. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. Москва. Энергоиздат. 2005.
8. Сайты: Сириус Челябинск <http://sirius-chel.ru>
НТЦ «Механотроника» <http://www.mtra.ru>
АББ Реле-Чебоксары <http://www.promportal.ru/userinfo147>

Примерный порядок расчета тока к.з. в точке К₂ (Рис. 2)

В схеме замещения учитываем только индуктивное сопротивление элементов (Рис. 2а).

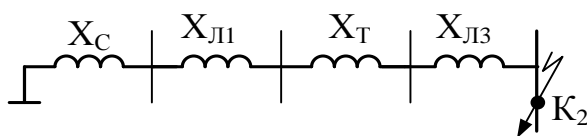


Рис. 2а.

За базисное напряжение лучше взять высокое напряжение $U_0 = U_{ср.вн} = 115$ кВ.

Сопротивление элементов в именованных единицах находим по классическим формулам:

система

(задана мощностью к.з. на шинах системы)

$$X_c = \frac{U_0^2}{S_{к.з.с.}} = \frac{115^2}{S_{к.з.с.}} \text{ (OM);}$$

ЛЭП – 110 кВ

$$X_{л1} = X_0 \cdot l_1 \text{ (ОМ)}, \quad X_0 = 0,4 \text{ ОМ/км}, \quad l_1 - \text{длина ЛЭП - 110 (км)};$$

трансформатор

$$X_T = \frac{U_{к.з.ср.}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.т}} \text{ (ОМ)};$$

ЛЭП – 10 кВ

$$X_{л3} = (X_0 \cdot l_3) \cdot N^2 \text{ (сопротивление приведённое к } U_6 = 115 \text{ кВ)},$$

где $N = \frac{U_{вн.}}{U_{нп}} = \frac{110}{10} = 11$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Результирующее сопротивление в точке K_2 с $U_6 = 115$ кВ будет равно

$$X_{рез.} = X_c + X_{л1} + X_T + X_{л3}.$$

Находим величину тока к.з. в точке K_2 с $U_6 = 115$ кВ

$$I_{к.з.б.} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.}} \text{ (кА)}.$$

Находим реальный ток к.з. в точке K_2 на шинах 10 кВ,

$$I_{к.з.к2} = I_{к.з.б.} \cdot N.$$

Этот ток к.з. будет минимальным для МТЗ ЛЭП – 10кВ и использован при определении чувствительности защиты

$$K_{чув.} = \frac{I_{к.з.к2}}{I_{ср.МТЗ \text{ (первичный)}}} \geq [1.5]$$

8.3. Задание на курсовую работу

Релейная защита и автоматика силового трансформатора

Задание:

Разработать релейную защиту от всех видов повреждений трансформатора Т1 (Рис. 1.).

Изучить устройство и работу автоматического регулирования напряжения трансформатора с РПН.

Исходные данные: схема для расчета ДЗ и токов КЗ (Рис.1):

- мощность к.з. системы, $S_{кз}$

- мощность трансформатора, $S_{Т1}$ и его технические данные (Приложение II)

- длина ЛЭП 110 кВ; L_1, L_2

- виды автоматики – РПН, АПВ

Данные для расчета курсовой работы взять из табл. №1 (номер варианта соответствует порядковому номеру студента в списке учебной группы).

Содержание пояснительной записки при оформлении курсовой работы

1. Введение
2. Аварийные и ненормальные режимы силовых трансформаторов, требования ПУЭ по защите от них
3. Принцип работы и устройство продольной дифференциальной защиты и ее особенности при защите силовых трансформаторов (привести принципиальную электрическую схему ДЗ и пояснить как определяется ток срабатывания ДЗ с учетом всех составляющих тока небаланса $I_{нб}$) [1,3]
4. Расчет токов короткого замыкания для настройки ДЗ (точки K_1 на схеме рис. 2)
5. Выбор трансформаторов тока в плечах ДЗ: определение коэффициентов трансформации трансформаторов и вторичных токов I_{21} и I_{22}
6. Выбор измерительной схемы дифференциальной защиты и специальных реле для защиты силового трансформатора [1,2 3,4, Приложение II]
7. Расчет дифференциальных защит с реле типа РНТ-560, ДЗТ-11 и РСТ-15 (представить электрические схемы данных реле с расчетными параметрами) [4, 5,6 Приложение II]
8. Газовая защита (устройство и работа газовых реле, электрическая схема газовой защиты) [1, 2].
9. Защита от перегрузки (электрическая схема защиты, ток срабатывания)
10. Автоматика силовых трансформаторов (РПН - устройство силовой части, блок-схемы автоматического устройства РПН, уставки срабатывания и зона нечувствительности РПН. АПВ. АВР) [1]

11.Блок-схема цифровой ДЗ трансформатора [1]

12.Заключение.

13.Список литературы

14.Приложения (электрические схемы защит, реле, токораспределения в схеме ДЗ при различных видах КЗ, векторные диаграммы и временные диаграммы токов и напряжений для цепей ДЗ)

Примечание: пример расчета продольной дифференциальной защиты трансформатора приведен в Приложении II.

Литература для выполнения курсовой работы

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2006 (2001).

2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоиздат, 1998.

3. Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

4. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергия. 1980.

5. Правила устройств электроустановок.

6. Сайты с релейной защитой силовых трансформаторов.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

1. Примерный расчет МТЗ ЛЭП 10 кВ

Защита элементов системы электроснабжения (генераторы, трансформаторы, линии электропередач (ЛЭП), сборные шины, электродвигатели и др.) от аварийных и ненормальных режимов выполняется в соответствии с требованиями Правил устройств электроустановок (ПУЭ). Вид применяемых защит зависит от класса напряжения электрической сети, величины мощности электрооборудования, режима работы нейтрали, требований по быстродействию и ряду других особенностей.

Чтобы лучше разобраться в схемном исполнении, принципе работы, расчете и настройке любой релейной защиты нужно первоначально изучить структурную схему защиты, её составляющие, их назначение и исполнение. Структурная схема всех видов защит и любой сложности одинакова (рис. 3.).

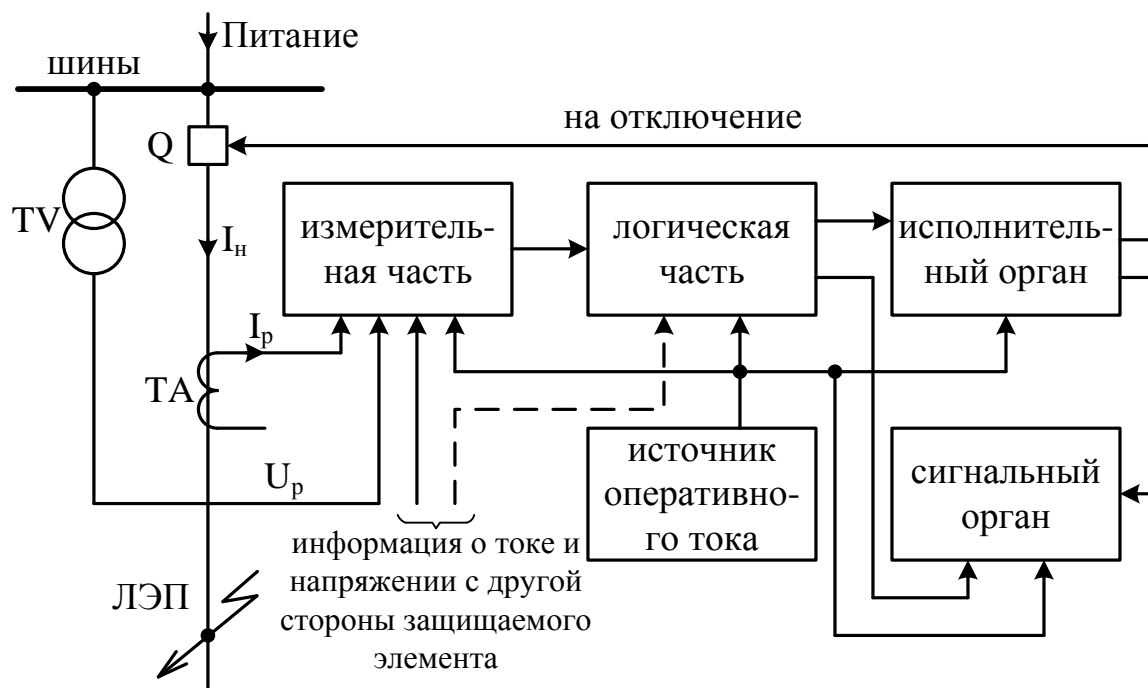


Рис. 3. Общая структурная схема релейной защиты

Измерительная часть состоит из основных (измерительных) реле. В зависимости от вида защиты это могут быть реле тока (КА), реле напряжения (KV), реле сопротивления (KZ) и реле мощности (KW). Их задача контролировать электрические параметры защищаемого элемента (ток, напряжение, сопротивление, мощность), сравнивая их с заданными и выдавать соответствующий сигнал логической части.

В логическую часть входят вспомогательные реле – времени (КТ), промежуточные (КЛ), сигнальные (КН). Реализуя элементарные логические функции «ИЛИ», «И», «НЕ», «Выдержка времени», логическая часть релейной защиты приводит в действие исполнительный орган. При повреждениях (к.з.) происходит отключение выключателя Q, при ненормальных режимах появляется сигнал (звуковой, световой).

Оперативные цепи релейной защиты должны иметь надежный самостоятельный источник питания независимый от состояния электроустановки, где находится защищаемый элемент.

В схемах релейной защиты источником оперативного питания может быть аккумуляторная батарея. Это самый надежный источник, но он требует постоянного технического ухода и значительных финансовых затрат. Применяется на всех электростанциях и мощных трансформаторных подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом. На подстанциях без постоянного обслуживающего персонала в качестве источников оперативного питания (как на постоянном токе, так и на переменном) находят применение блоки питания (БП), электрическая энергия к которым подается от трансформаторов напряжения (ТВ) и трансформаторов тока (ТА), установленных на подстанции; трансформаторы собственных нужд (ТСН) подстанции; специальные батареи конденсаторов (БК).

Информация о токе и напряжении защищаемого элемента поступает к измерительной части релейной защиты от трансформаторов тока (ТА) и трансформаторов напряжения (ТВ).

Распределительная электрическая сеть 6-10 кВ работает с изолированной нейтралью и в ней возможны лишь междуфазные короткие замыкания ($K^{(3)}$ и $K^{(2)}$). Замыкание одной фазы на землю не приводит к аварийному режиму и электроснабжение приемников не нарушается. Появление этого режима неблагоприятно для самой трехфазной распределительной сети (повышение напряжения и появление электрической дуги) и опасность поражения электрическим током людей и животных, находящихся вблизи места замыкания.

Поэтому ЛЭП этого класса имеют самостоятельную защиту от коротких замыканий, как правило, на базе токовых защит (МТЗ и ТО) и защиту от замыкания фазы на землю. [Л – 1, 2, 3, 22]

В нашем примере ЛЭП 10кВ является радиальной (простой). Устанавливается релейная защита в начале ЛЭП относительно источника питания, сразу за высоковольтным выключателем, рис. 4.

2. Схемное исполнение и работа МТЗ

Максимальная токовая защита может применяться для защиты от токов короткого замыкания на всех элементах СЭС (генераторы, трансформаторы, двигатели и ЛЭП). На защищаемой ЛЭП защита ставиться в нача-

ле линии относительно источника питания. Защита работает с выдержкой времени.

Один из схемных вариантов МТЗ для защиты ЛЭП 10 кВ представлен на рис. 4. Эта схема выполнена в так называемом разнесенном виде – измерительная часть (рис. 4, а) и логическая часть с исполнительной (рис. 4, б) отделены. Так вычерчиваются, как правило, все защиты в целях лучшей наглядности и удобства.

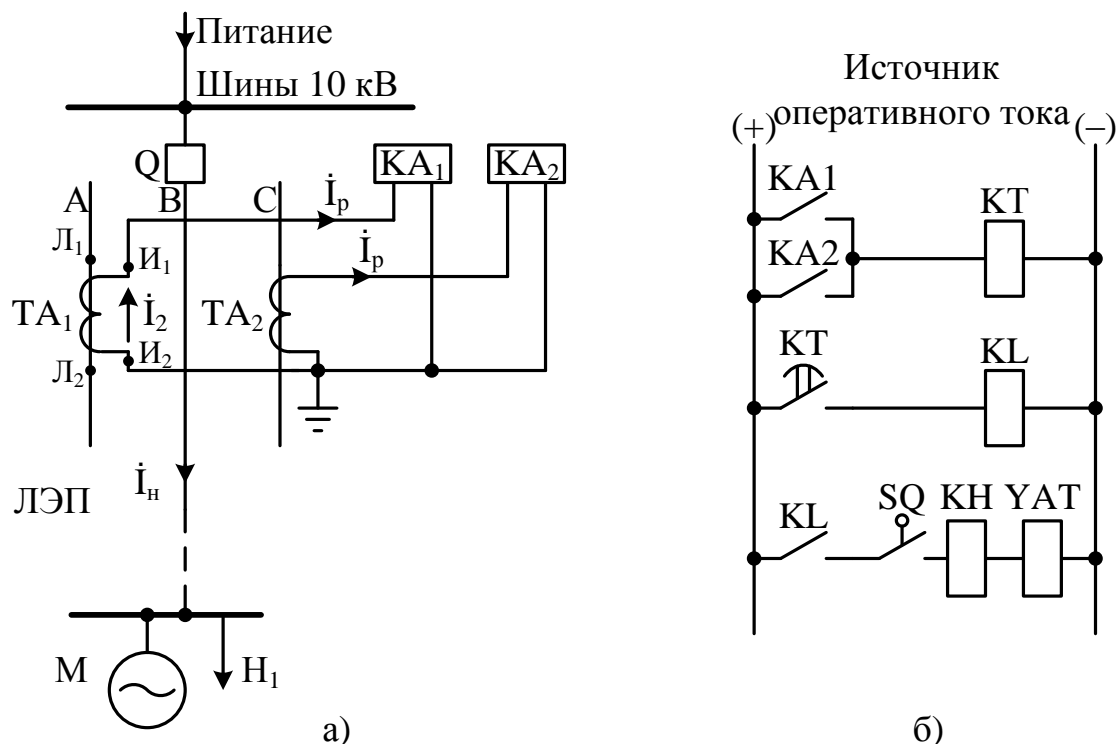


Рис. 4. Разнесенная схема МТЗ ЛЭП:

а) – измерительная схема МТЗ, б) – логическая и исполнительная часть МТЗ

ТА₁, ТА₂ – трансформаторы тока; КА₁, КА₂ – реле тока; КТ – реле времени; КЛ – промежуточное реле; КН – сигнальное реле; YAT – катушка отключения

Измерительная часть состоит из двух трансформаторов тока и двух токовых реле, включенных в так называемую «неполную звезду». Данная схема позволяет контролировать все виды коротких замыканий в ЛЭП 10 кВ. Может применяться схема включения трансформатора тока и токовых реле на «разность токов». [Л – 1,2]

В сетях с глухозаземленной нейтралью, чтобы контролировать и однофазные к.з. трансформаторы тока и токовые реле включаются по схеме «полная звезда» или «треугольник».

В нормальном режиме работы ЛЭП ток в измерительной схеме I_p , проходящий через реле тока КА₁ и КА₂ меньше тока срабатывания этих

реле I_{cp} и реле не действует, в этом случае контакты их в логической части защиты разомкнуты, обмотка привода выключателя УАТ не получает питания и вся схема МТЗ бездействует.

При коротких замыканиях на ЛЭП ток через реле I_p возрастает. Он становится больше тока срабатывания $I_p > I_{cp}$. Реле КА₁ и КА₂ срабатывают, замыкают свои контакты в логической части и с выдержкой времени t_{MT3} получает питание обмотка отключения УАТ. Выключатель отключает поврежденную ЛЭП.

3. Расчет максимальной токовой защиты ЛЭП – 10 кВ

Для расчета МТЗ ЛЭП 10 кВ используются следующие данные:

ЛЭП -10 кВ воздушная; длина $L_3 = 8$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Мощность к.з. системы $S_{к.з.с.} = 10000$ МВА;

Длина ЛЭП 110 кВ $L_1 = L_2 = 20$ км; $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Мощность нагрузки $S_{H1} = 3,0$ МВА (спокойная нагрузка);

Мощность двигателя $S_{M1} = 1,6$ МВА (асинхронный высоковольтный двигатель АД, $k_{пуск} = 6$);

В измерительной части МТЗ используем статические реле на интегральных микросхемах РСТ-11.

Основное требование при настройке МТЗ чтобы ток срабатывания МТЗ I_{cpMT3} был больше максимального тока нагрузки в нормальном режиме $I_{раб.мах}$.

Нагрузка для ЛЭП будет состоять (см. рис. 2) из асинхронного электродвигателя М₁ и нагрузки электроприемников Н₁:

$$S_{нЛЭП} = S_{H1} + S_{M1},$$

номинальный ток от нагрузки Н₁

$$I_{H1} = \frac{S_{H1}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 165,15 \text{ A},$$

номинальный ток двигателя

$$I_{i1} = \frac{S_{i1}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ A},$$

пусковой ток электродвигателя при $k_{пуск} = 6$ будет равен

$$I_{i0нe} = I_{i1} \cdot k_{i0нe} = 88 \cdot 6 = 528 \text{ A},$$

величина номинального рабочего тока ЛЭП будет равна

$$I_{\delta\lambda\lambda} = I_{i1} + I_{i1} = 165,15 + 88 = 253,15 \text{ A},$$

далее выбираем трансформаторы тока и определяем коэффициент их трансформации $\eta_T = \frac{I_1}{5}$.

Величина тока I_1 принимаем равным 300А. Тогда

$$\eta_T = \frac{I_1}{5} = \frac{300}{5} = 60$$

где I_1 – ближайшая наибольшая величина стандартного первичного тока трансформатора тока.

При настройке МТЗ ЛЭП 10 кВ необходимо выполнить условие

$$I_{ср.МТЗ} \geq I_{раб.макс.ЛЭП}$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП $I_{раб.макс.ЛЭП}$ будет состоять из тока нагрузки электроприемников $I_{Н1}$ и пускового тока электродвигателя $I_{пуск}$ M_1

$$I_{раб.макс} = I_{Н1} + I_{пуск} = 165,15 + 528 = 693,15 A$$

Зная рабочий максимальный ток в ЛЭП (с учетом пускового тока двигателя) определяем вторичный ток срабатывания МТЗ. [1, 3]

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{k_H \cdot I_{раб.макс} \cdot k_{сх}}{k_{воз} \cdot n_T}$$

где k_H – коэффициент надежности; из-за наличия пускового тока АД принимается равным 1,4 для реле РСТ-11(ПУЭ);

где $k_{сх}=1$ («неполная звезда» - схема соединения трансформаторов тока);

$k_{воз}=0,95$ (для реле РСТ-11).

n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Тогда величина вторичного тока срабатывания МТЗ будет равна

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{k_H \cdot I_{раб.макс} \cdot k_{сх}}{k_{воз} \cdot n_T} = \frac{1,4 \cdot 693,15 \cdot 1}{0,95 \cdot 60} = 17 A$$

Находим время срабатывания МТЗ

$$t_{ср.МТЗ} = t_{ср.РЗ} + \Delta t = 0,8 + 0,6 = 1,4 сек.$$

где $t_{ср.РЗ}$ – выдержка времени на последующей защите;

Δt – ступень селективности с реле РСТ-11, принимаем Δt равным 0,6 сек. (ПУЭ).

Проверяем защиту на чувствительность

$$k_{\chi} = \frac{I_{k \min(K2)}}{I_{ср.МТЗ}} = \frac{1612 / 60}{17} = 1,58 > 1,5$$

где $I_{k \min(K2)}$ – ток к.з. в конце ЛЭП 10 кВ (Рис. 2) из расчета по методике приведенной на стр. 36 ($I_{k \min(K2)} = 1612 A$).

Вывод: максимальная токовая защита воздушной ЛЭП проходит по чувствительности.

Цифровое исполнение защиты ЛЭП представлено на Рис. 5.

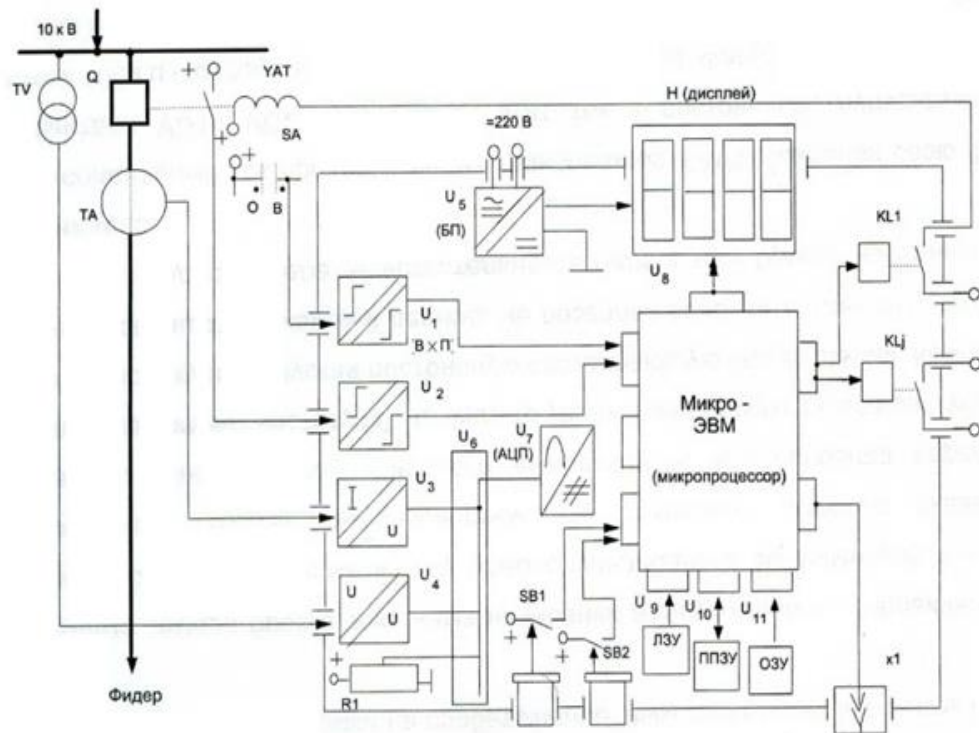


Рис. 5. Структурная схема цифровой защиты ЛЭП

Принцип и алгоритм работы МТЗ можно представить в виде алгебры логики (DW, DT) (Рис. 6.).

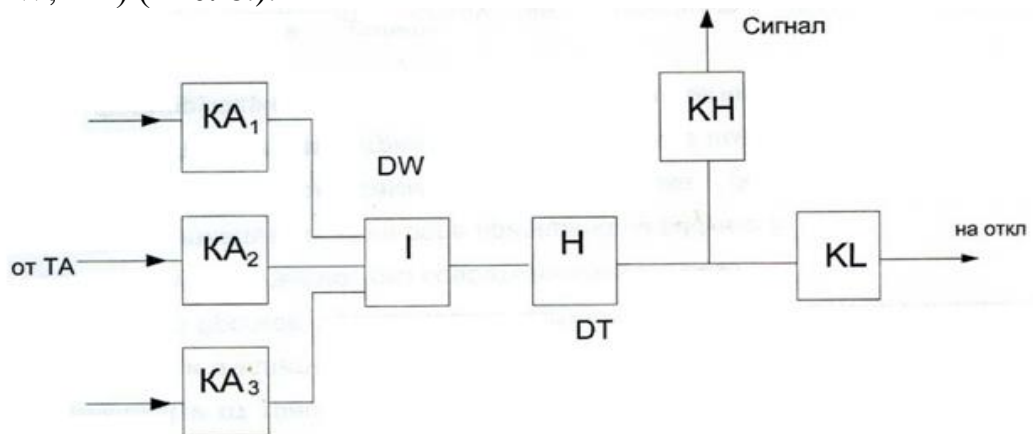


Рис. 6. Логическая схема МТЗ,
где $КА_1, КА_2, КА_3$ – реле тока, DW – логический элемент ИЛИ,
DT – логический элемент выдержки времени

Ток от трансформаторов тока ТА, фаз А, В, С подается на токовое реле КА. В нормальном режиме ток срабатывания реле $I_{сраб}$ меньше рабочего максимального тока нагрузки ЛЭП и на выходе элемента DW (ИЛИ) присутствуют нулевые сигналы. При КЗ на ЛЭП ток через реле становится больше тока срабатывания реле и на выходе элемента DW появляется сиг-

нал, равный 1. В элементе DT (выдержка времени) реализуется время срабатывания в соответствии с требованиями селективной работы защиты.

Алгоритм релейной защиты можно записать в виде логической функции N:

$$N = (KA_1 \text{ OR } KA_2 \text{ OR } KA_3) \text{ AND } DT1 = 1$$

Где KA_1, KA_2, KA_3 – логические сигналы на выходах токовых реле
DT1 – оператор временного реле защиты.

4. Общий контроль изоляции в распределительных сетях 6 – 35 кВ

Для выявления нарушения изоляции фаз относительно земли в электроустановках предусматривается так называемый общий контроль изоляции. Для этих целей применяется специальный трехфазный пяти-стержневой трансформатор напряжения, одна из вторичных обмоток которого соединяется в «разомкнутый треугольник» и является фильтром напряжения нулевой последовательности (ФННП) (Рис.7). К выходу этого фильтра присоединяется реле напряжения KV. При замыкании фазы на землю на выходе фильтра появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$, под действием которого реле срабатывает и действует на сигнал. Поврежденная фаза определяется, как правило, по трем вольтметрам включенных в другую вторичную обмотку трансформатора напряжения. В этом случае показания вольтметра в поврежденной фазе будут равны нулю при металлическом замыкании и меньше фазного напряжения, если в точке замыкания имеется переходное сопротивление. Электрическая схема контроля изоляции в сетях 6 – 35 кВ представлена на Рис.7.

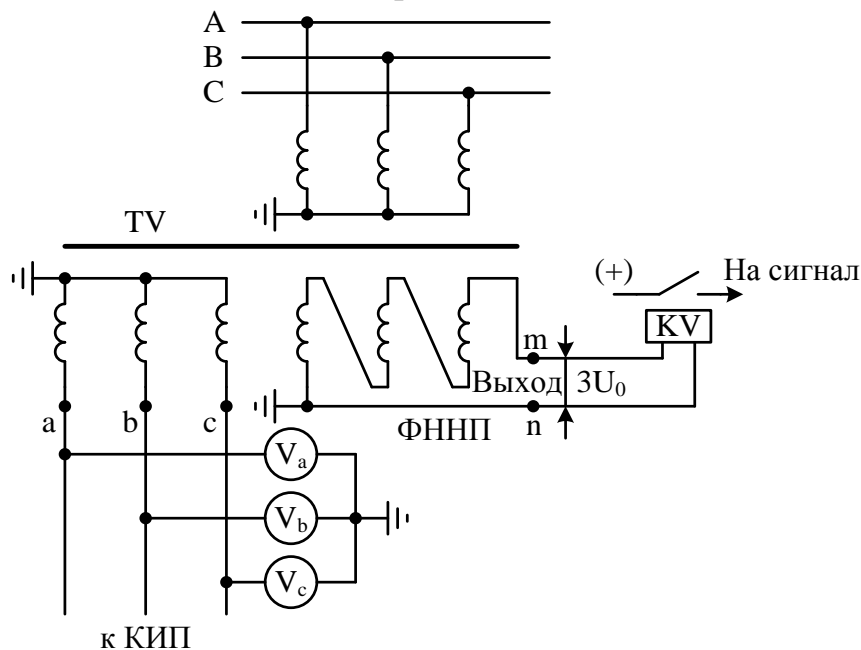


Рис. 7. Схема общего контроля изоляции в сети 6-10кВ

Причиной появления напряжения нулевых последовательностей $3U_0$ является нарушение симметрии фазных напряжений ЛЭП относительно земли (рис. 8 г, д).

Векторные диаграммы напряжения и емкостных токов для нормального режима показано на рис. 8 а, б.

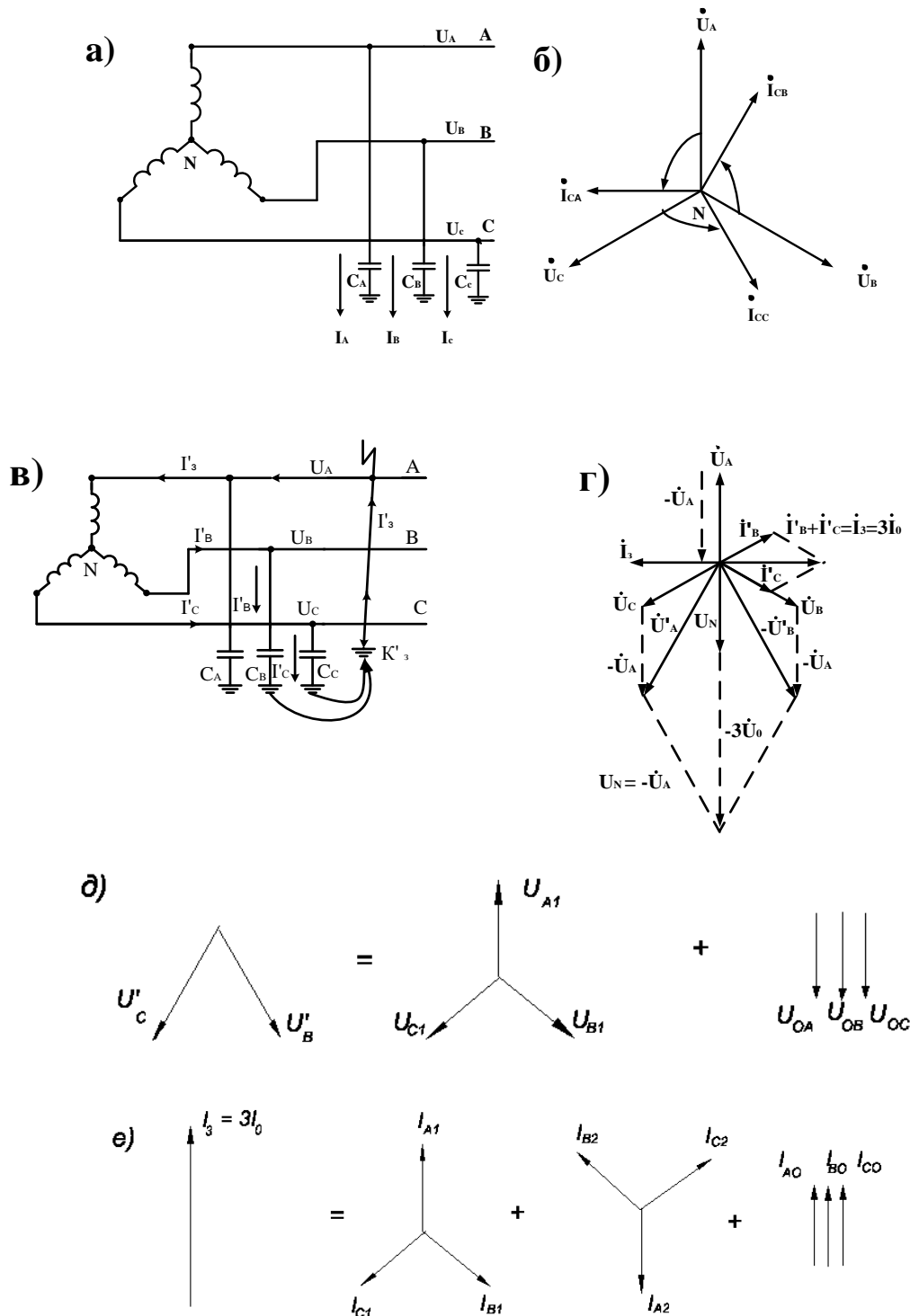


Рис. 8. Схемы замещения сети с изолированной нейтралью: а, б - нормальный режим сети и векторные диаграммы напряжений емкостных токов; в, г, д, е - при замыкании фазы А на землю и векторные диаграммы.

Векторные диаграммы напряжения и ёмкостных токов при замыкании фазы «А» на землю представлены на рис.8 в, г.

Симметричные составляющие напряжений и ёмкостного тока замыкания I_3 при замыкании фазы «А» на землю представлены на Рис.8 д, е.

Реальное распределение токов нулевых последовательностей $3I_0$ в конкретной распределительной сети 10кВ показано на Рис. 9.

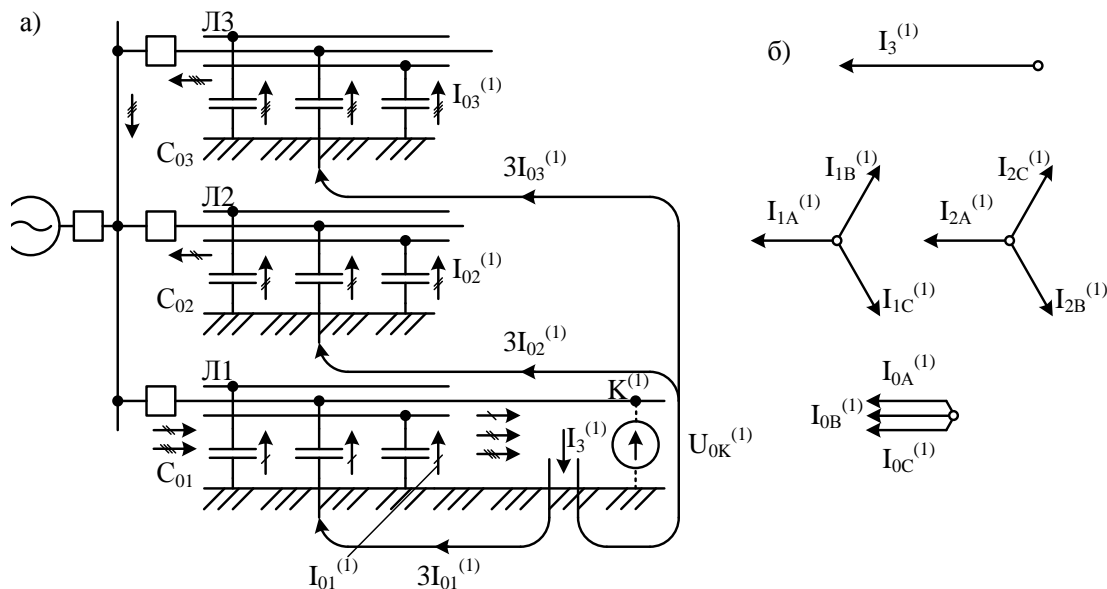


Рис. 9. Токораспределение $3I_0$ по фидерам ЛЭП

Из приведенной на Рис. 9 схемы распределения $3I_0$ в реальной сети 10 кВ нужно уяснить следующее:

– емкостной ток нулевой последовательности $3I_0$ в неповрежденных линиях имеет направление «от линии – к шинам»; в поврежденной линии «от шин – в линию».

– емкостной ток $3I_0$ в поврежденной линии равен сумме емкостных токов от неповрежденных линий

$$3I_{0\Sigma} = 3I_{02} + 3I_{03}$$

Эти два свойства широко используют при выполнении ряда защит от замыкания на землю.

Величина тока замыкания $I_3=3I_0$ в практических расчетах для настройки защит может определяться через удельную ёмкость $C_{уд}$ (мкФ/км).

$$I_3 = 3\omega \cdot U_\phi \cdot C_{уд} \cdot l \cdot 10^{-6} \text{ (A)}$$

где U_ϕ – фазное напряжение;

l - длина электрически связанной сети, км.

Величина $C_{уд}$ зависит от конструкции сетей и составляет ориентировочно:

– $5.5 \cdot 10^{-3}$ мкф/км – для воздушных ЛЭП;

– $190 \cdot 10^{-3}$ мкф/км – для кабельных ЛЭП.

В практике можно воспользоваться также и империческими формулами для определения тока замыкания :

– воздушные ЛЭП $I_3 = \frac{U \cdot l}{350}$ (А)

– кабельные ЛЭП $I_3 = \frac{U \cdot l}{10}$ (А)

где U – линейное напряжение, кВ

l – длина сетей, км

5. Примеры защит от замыкания фазы на землю

5.1. Защита от замыкания на базе фильтра тока нулевой последовательности

Для токовых защит отходящих фидеров используются специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), рис. 10.

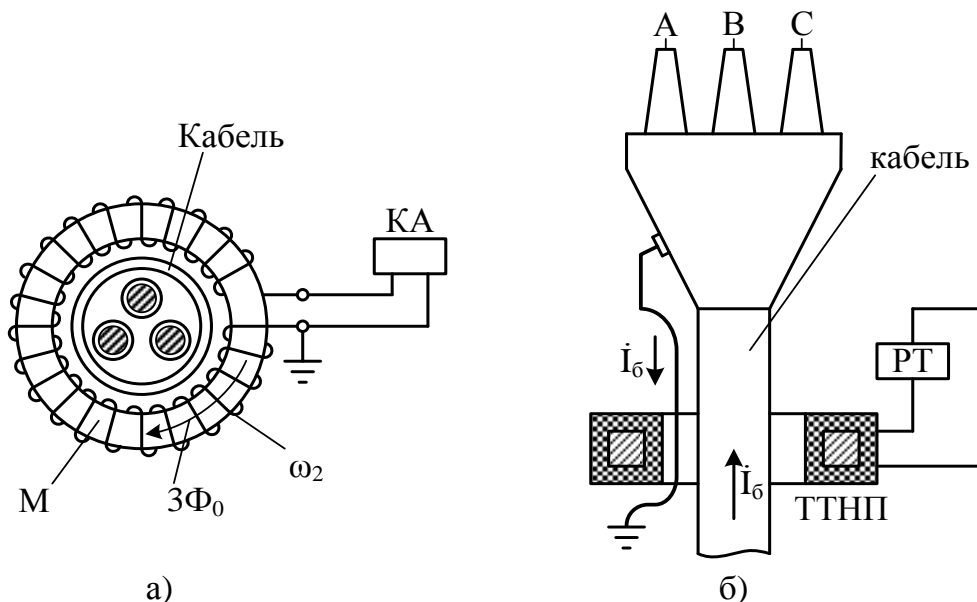


Рис. 10. Трансформатор тока нулевой последовательности:

а) - устройство; б) – установка ТТНП на кабеле

Расчетные уставки защиты. Первичный ток срабатывания защиты, выполненной на реле РТ-40/0,2 или РТЗ-50, выбирается из условия несра-

батывания защиты от броска собственного емкостного тока линии при внешнем замыкании на землю по выражению:

$$I_{сз} \geq k_{омс} \cdot k_{б} \cdot I_C, \quad (1.6)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки ($k_{омс}=1,1 \div 1,2$); $k_{б}$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока при внешних перемежающихся замыканиях на землю; I_C – собственный емкостной ток. Определение I_C производится:

– для кабельной ЛЭП:

$$I_C = I_{с0} \cdot l \cdot n,$$

где $I_{с0}$ – величина I_C на 1 км длины одного кабеля (табл. 2); l – длина линии; n – число кабельных линий;

– для воздушной ЛЭП:

$$I_C = I_{с0.ВЛ} \cdot l,$$

где l – длина линии; $I_{с0.ВЛ}$ – величина I_C на 1 км длины ВЛ (табл.3).

Таблица 2

Средние значения емкостного тока металлического замыкания на землю одной фазы кабельных линий при частоте 50 Гц

Сечение кабеля	Ёмкостные токи, А/км, при номинальном напряжении кабеля		
	Для шестикиловольтной сети, кВ		Для десятикиловольтной сети, кВ
	6	10	10
16	0,40	0,35	0,55
25	0,50	0,40	0,65
35	0,58	0,45	0,72
50	0,68	0,50	0,80
70	0,80	0,58	0,92
95	0,90	0,68	1,04
120	1,00	0,75	1,16
150	1,18	0,85	1,30
185	1,25	0,95	1,47
240	1,45	1,10	1,70

Таблица 3

Среднее значение емкостного тока металлического замыкания на землю одной фазы ВЛ при частоте 50 Гц

Характеристика линии	Ёмкостные токи, А/км, при номинальном напряжении, кВ	
	6	10
Одноцепная линия:		
без троса	0,013	0,0256
с тросом	-	0,032
Двухцепная линия без троса	0,017	0,035

Если $I_{сз} \leq I_{сз.min}$, то ток срабатывания защиты принимается равным $I_{сз.min}$. При $I_{сз} > I_{сз.min}$ принятый ток срабатывания равен $I_{сз}$.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_{\dot{z}} = \frac{I_{C\Sigma.min} - I_C - I_{\dot{a}\dot{\delta}}}{I_{\dot{n}\dot{c}}},$$

где $I_{C\Sigma.min}$ – наименьшее реальное значение суммарного емкостного тока сети; I_C – собственный емкостной ток поврежденного присоединения; $I_{Cз}$ – принятый ток срабатывания защиты; I_{op} – индуктивный ток дугогасящего реактора, в некомпенсированных сетях $I_{op}=0$. Минимальный коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,25 для кабельных и не менее 1,5 для воздушных линий.

При ориентировочных расчетах величину удельной емкости $C_{уд}$ можно принимать $5,5 \cdot 10^{-3}$ мФ/км для воздушных линий и $190 \cdot 10^{-3}$ мФ/км для трехжильных кабельных ЛЭП.

Емкостная проводимость 1 км фазы воздушной линии при частоте 50 Гц определяется выражением:

$$Y_C = \omega \cdot C_{уд} = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r}} \cdot 10^{-6} \quad (1/\text{Ом км})$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз;

r – радиус провода;

$C_{уд}$ – удельная емкость линии.

В расчетах величину Y_C для воздушных ЛЭП можно принять равной $3 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом км. Для кабельных ЛЭП она значительно больше.

5.2. Защита от замыкания на использовании высших гармоник

В компенсированных сетях следует применять устройство УСЗ-ЗМ, реагирующие на сумму высших гармонических токов замыкания на землю. При этом УСЗ-ЗМ (рис. 11) устанавливается одно на секцию или на всю подстанцию и подключается к трансформаторам тока нулевой последовательности линий поочередно, с помощью кнопочного распределителя (рис. 12). Замыкание на землю определяется по наибольшему показанию прибора РА.

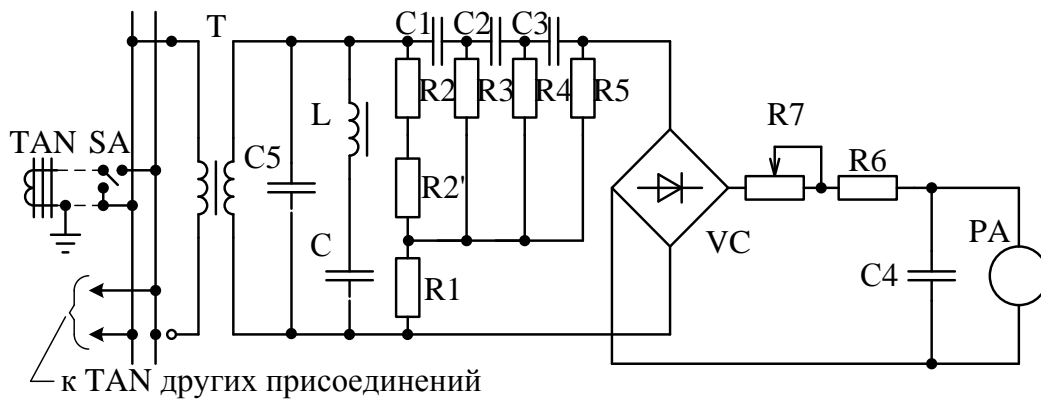


Рис. 11. Принципиальная схема устройства сигнализации УСЗ-3М

Независимо от наличия компенсации емкостного тока замыкания на землю осуществление защиты возможно на реле типов РТ-40/0,2 и РТЗ-50, если обеспечивается чувствительность защиты.

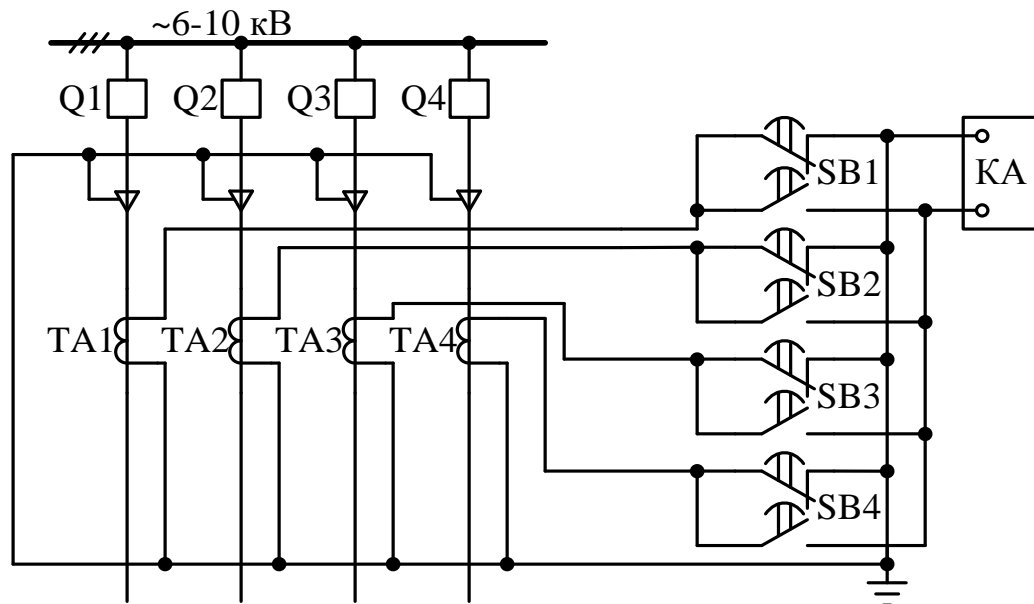


Рис. 12. Схема подключения центрального устройства сигнализации замыканий на землю (на четыре присоединения).

Q1-Q4 – выключатели; ТА1-ТА4 – трансформаторы тока нулевой последовательности; КА - устройство сигнализации замыканий на земле типа УСЗ-3М; SB1-SB4 – выключатели кнопочные

5.3. Направленная защита от замыкания на землю

Промышленность выпускает направленную защиту нулевой последовательности (ЗЗП-1 и ЗЗН) на полупроводниковой и микроэлементной базе. В основе работы этих защит лежит направление токов нулевой последовательности $3I_0$ в поврежденных и неповрежденных фидерах. Они имеют противоположное направление.

На рис. 13 представлена схема направленной защиты от замыкания на землю ЗЗП-1.

Защита (рис. 13, а) состоит из вторичного измерительного преобразователя тока нулевой последовательности в виде промежуточного трансформатора ТЛА, двухкаскадного усилителя переменного тока на транзисторах VT1 и VT2, схемы сравнения фаз на транзисторах VT3 и VT4, двух электрических величин, пропорциональных току $3I_0$ и напряжению $3U_0$ нулевой последовательности, поступающих от фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП) и от фильтра напряжения нулевой последовательности (ФННП) и реагирующего элемента ЕА.

Напряжение на конденсаторе С6 сдвинуто по фазе на угол $\pi/2$ относительно тока нулевой последовательности, позволяет изменять ток срабатывания защиты (изменением числа витков обмотки трансформатора).

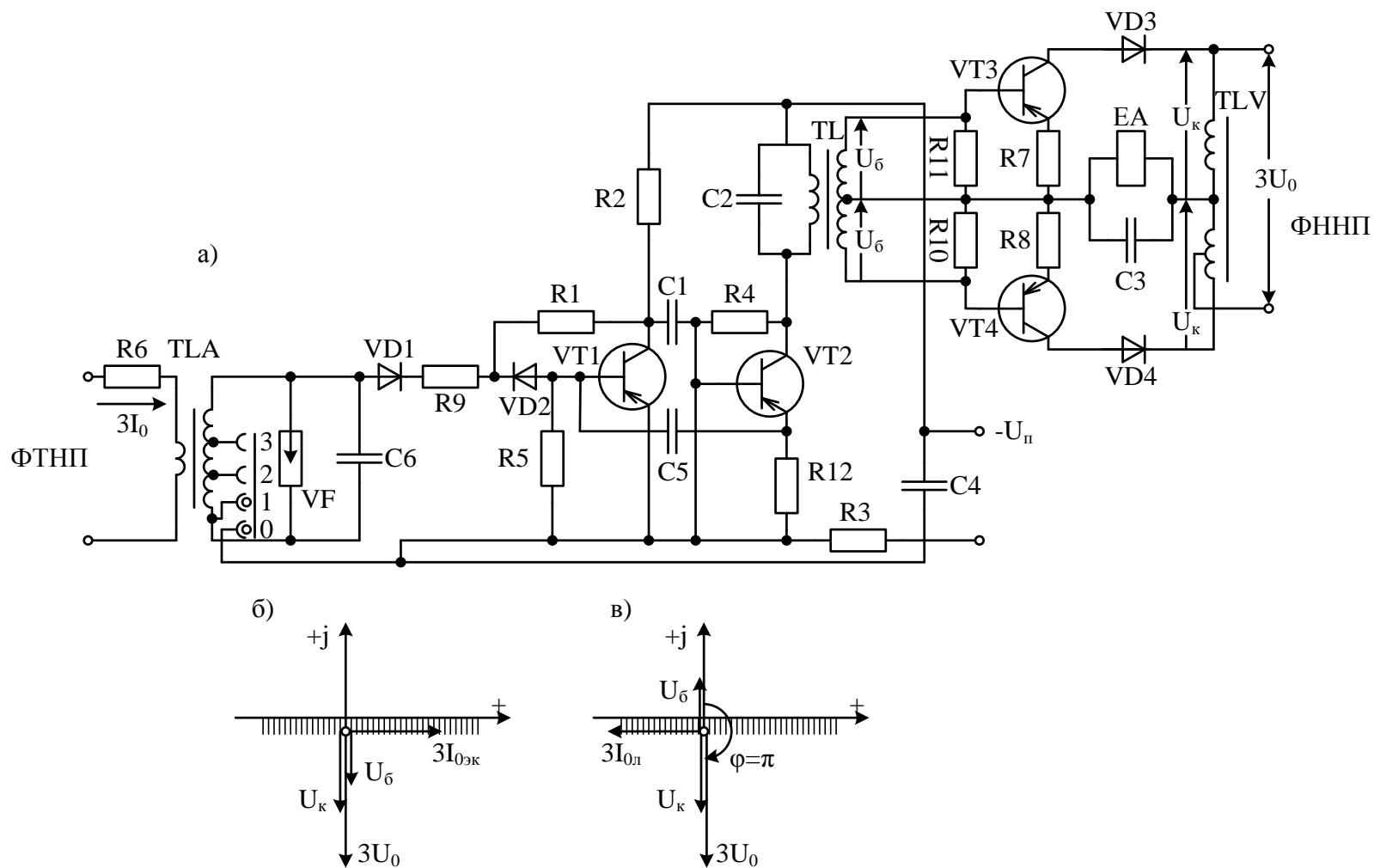


Рис. 13. Схема направленной защиты от замыканий на землю типа ЗЗП-1 (а) и векторные диаграммы (б, в)

Двухкаскадный усилитель переменного тока на транзисторах VT1 и VT2 выделяет и усиливает составляющую промышленной частоты выходного напряжения согласующего устройства. Для этой цепи на выходе усилителя включен резонансный контур C2-TL с частотой $f_0 = 50$ Гц.

Схема сравнения на транзисторах VT3 и VT4 осуществляет сравнение фаз двух синусоидальных величин: напряжения U_{δ} вторичной обмотки трансформатора TL, пропорционального току $3I_0$ нулевой последовательности и смещенного по фазе относительно него на угол $\pi/2$, и напряжения U_{κ} автотрансформатора TLV, пропорционального напряжению нулевой последовательности $3U_0$. Сравняется время совпадения t_c их мгновенных значений по знаку с установленным временем t_y . Реагирующий элемент EA срабатывает при $t_c \geq t_y$.

Из векторных диаграмм тока $I_0^{(1)}$ и напряжения $U_0^{(1)}$ следует, что при замыкании на защищаемой линии, когда через защиту к точке замыкания проходит ток $3I_{0\text{ЭК}}^{(1)}$, обусловленный емкостями неповрежденных линий, сравниваемые напряжения U_{δ} и U_{κ} совпадают по фазе (Рис. 13, б). На неповрежденной линии ток $3I_{0\text{Л}}^{(1)}$, обусловленный собственной емкостью линии, направлен к шинам, а сравниваемые ее защитой напряжения смещены по фазе на угол π (рис. 13, в). Из этого следует, что защита срабатывает, имея максимальную чувствительность, если угол φ сдвига фаз между U_{δ} и U_{κ} равен нулю, и не действует при $\varphi = \pi$. Таким образом, зона срабатывания определяется углом сдвига фаз $-\pi/2 \leq \varphi \leq \pi/2$. На Рис. 13, б, в она ограничена линией нулевой чувствительности.

Схема сравнения является двухполупериодной. На ее выходе включен реагирующий элемент EA в виде поляризованного реле. Ток в обмотке реле в один из полупериодов определяется состоянием транзистора VT3 и диода VD3, а в другой полупериод – состоянием транзистора VT4 и диода VD4. Для прохождения тока необходимо, чтобы в первом случае одновременно были открыты VT3 и VD3, а во втором – VT4 и VD4. Состояние транзисторов и диодов зависит от полярностей мгновенных напряжений U_{δ} и U_{κ} . Они открыты, если эти напряжения имеют одинаковую полярность. При совпадающих по фазе U_{δ} и U_{κ} (Рис. 13, б) в течение одного из полупериодов открыты VT3 и VD3, а в течение другого – VT4 и VD4. При этом ток в обмотке реагирующего элемента EA максимален. По мере увеличения угла сдвига фаз между U_{δ} и U_{κ} время совместного открытого состояния соответствующих транзистора и диода в каждом полупериоде сокращается, поэтому среднее значение тока в обмотке EA уменьшается. Для получения указанной выше зоны срабатывания ток срабатывания реагирующего элемента выбран равным среднему значению тока при $\varphi = \pi/2$. Недостатком этих схем является работа транзисторов в усилительном режиме, что будет отрицательно сказываться во время переходных процессов при замыкании фазы на землю.

5.4. Защита от замыкания на землю на базе импульсного реле направления мощности

На кафедре электроэнергетики Псковского государственного политехнического института разработано импульсное реле мощности для определения поврежденного фидера 10 кВ. Реле выполнено на полупроводниковых элементах, работающих в ключевом режиме, что исключает влияние переходных процессов и обеспечивает высокую помехозащищенность, надежность и быстродействие реле.

Реле позволяет определить направление мощности (тока) в защищаемой линии при повреждении и обеспечить селективную работу релейной защиты. Реле срабатывает, когда в поврежденной ЛЭП мощность направлена от шин в линию, при обратном направлении (от линии к шинам) реле не работает.

На Рис. 14 представлены принципиальная схема импульсного реле. На рис. 15 – временные диаграммы, поясняющие его работу.

Реле имеет два канала – напряжения и тока. Напряжение U_I формируется из напряжения $3U_0$ (ФННП – трехфазная обмотка TV соединена в разомкнутый треугольник) и U_{II} из тока $3I_0$ (ФТНП – тороидальный трансформатор тока)

$$U_I = K_{II} \cdot U_0 \text{ и } U_{II} = K_I \cdot I_0$$

С помощью фазовращательной схемы Φ , выполненной на R-C элементах, можно менять фазу напряжения U_I относительно напряжения U_{II} . Далее сформированные синусоидальные напряжения U_I и U_{II} с помощью транзисторных ключей VT_1 и VT_2 преобразуются в прямоугольные импульсы (точки 1 и 2). В токовом канале прямоугольный импульс дифференцируется цепочкой R_6C_1 и в точке 3 он предстает однополярным импульсом U_3 экспоненциальной формы. В точку 4 поступает прямоугольный импульс U_4 с длительностью в полпериода. Транзисторы VT_3 и VT_4 выполняют функцию сравнения. При одновременном присутствии импульсов U_3 и U_4 в точках 3 и 4, экспоненциальный импульс U_5 в точке 5 отсутствует, т.к. насыщенный транзистор VT_4 шунтирует вход транзистора VT_3 . Это соответствует направлению мощности от линии к шине. Тиристор VS в исполнительной цепи управления закрыт и ток I_n равен нулю (рис. 15, а).

При изменении направления мощности (тока) прямоугольное напряжение U_4 в точке 4 появиться позже экспоненциального импульса U_3 в точке 3. В результате усиленный экспоненциальный импульс U_5 появиться в точке 5. Тиристор VS открывается и течет ток I_n . Реле KL срабатывает (рис. 15, б) и поступает сигнал о поврежденном фидере.

С помощью фазовращательной схемы Φ можно корректировать момент появления экспоненциального импульса U_3 , изменяя угол ψ .

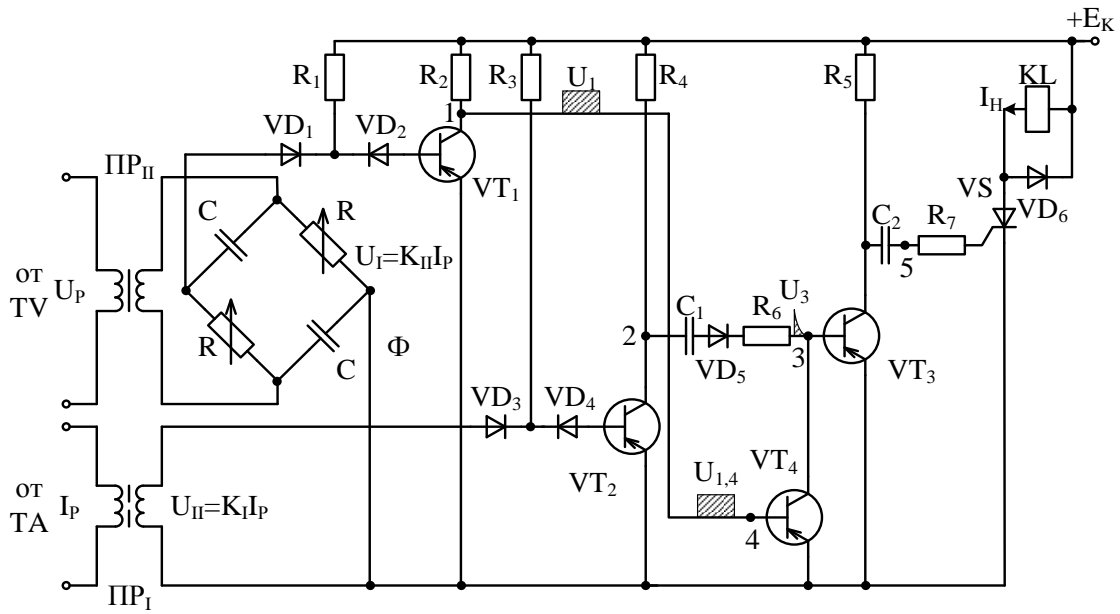


Рис. 14. Схема импульсного реле мощности

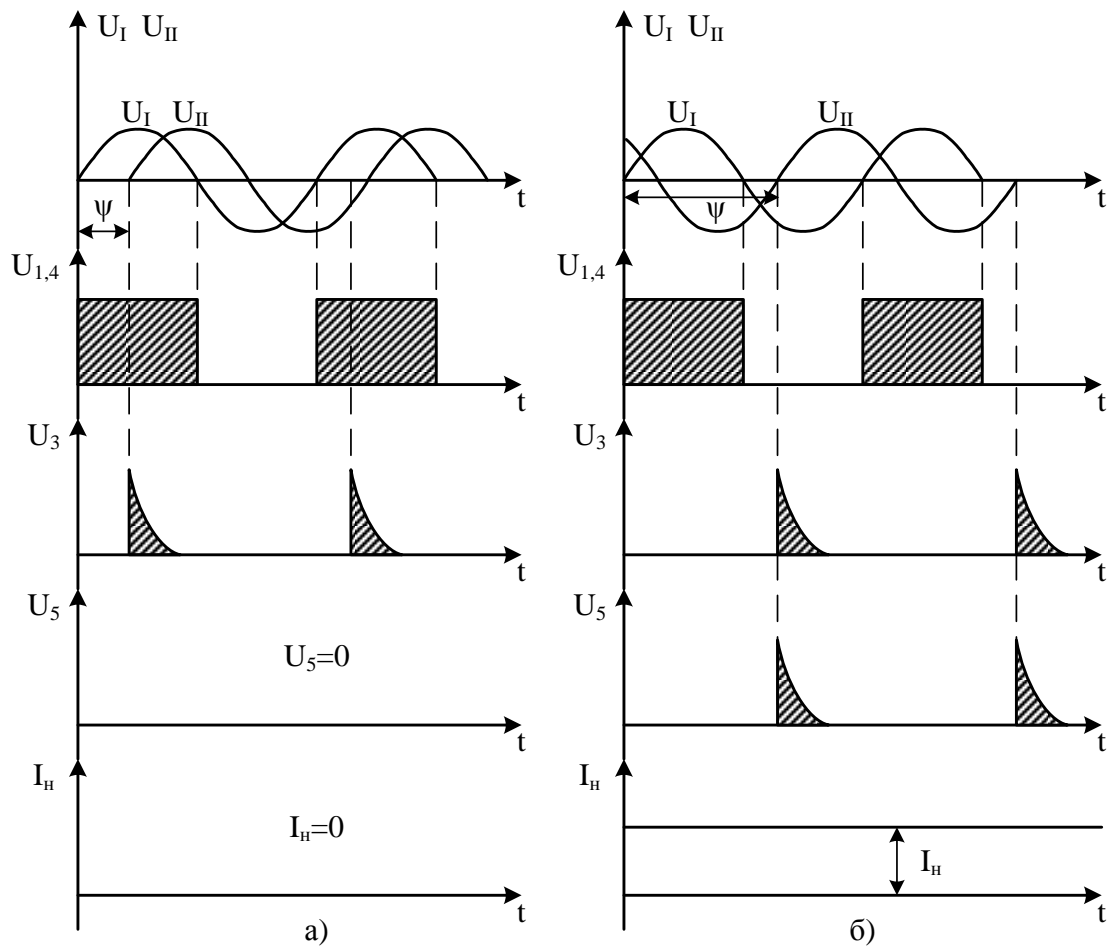


Рис. 15. Временные диаграммы импульсного реле мощности

5.5. Структурная схема полной защиты ЛЭП в цифровом исполнении

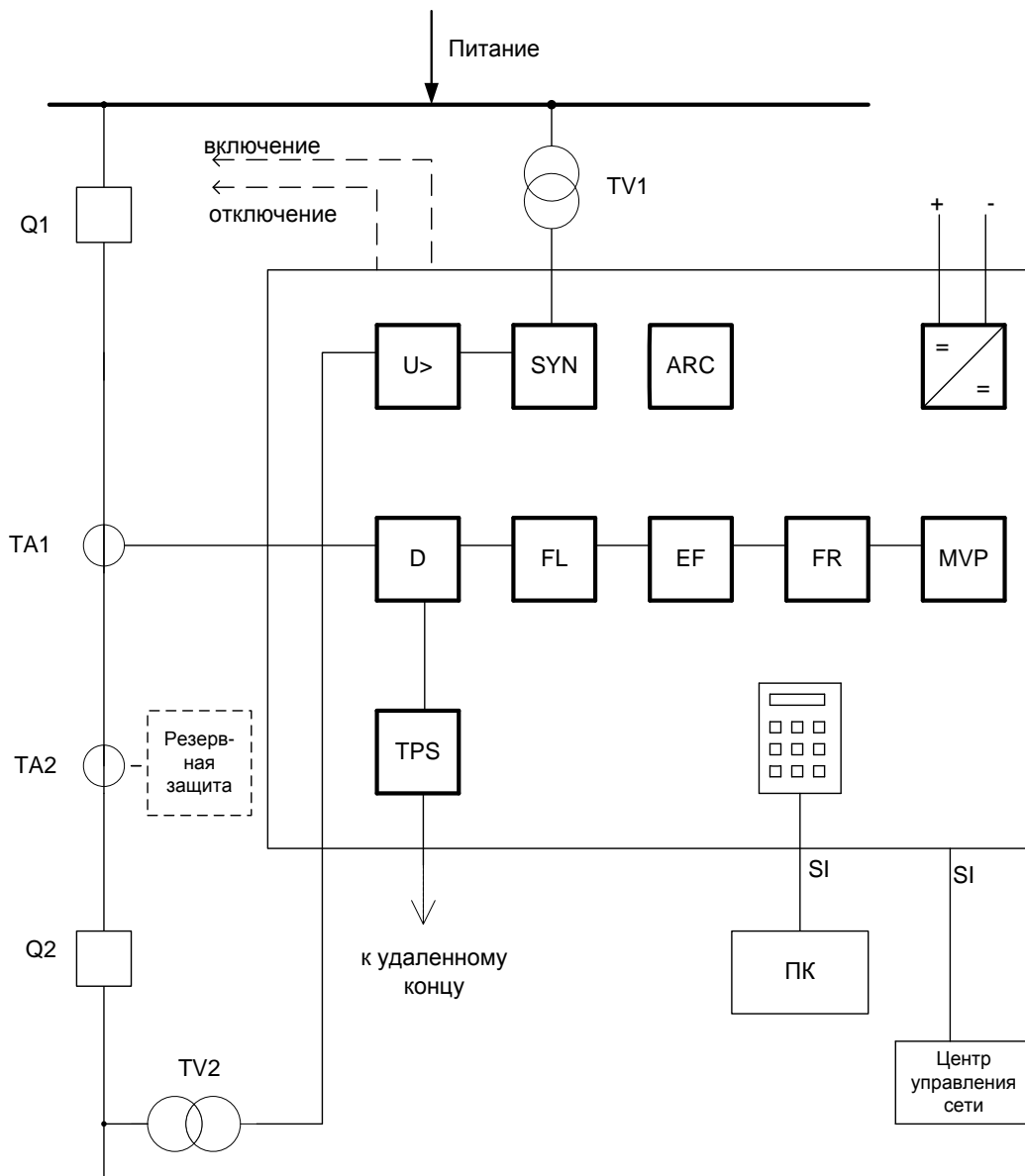


Рис. 16. Цифровая защита ЛЭП фирмы «Сименс»

где:

ARC – АПВ

D – Дистанционная защита

EF – Защита от замыкания на землю

MVP - Обработка измеренных значений

FR – Устройство для записи аварийных режимов

SI – Последовательный интерфейс

TPS - Дополнение к теле-защите

SYN – Устройство контроля синхронизма

FL – ОМП (определение места повреждения)

Определение места повреждения изоляции в воздушных ЛЭП 10кВ

После определения поврежденного фидера 10 кВ на ТП необходимо найти место повреждения изоляции. Эту задачу решает поисковая бригада, используя переносные приборы. В настоящее время в эксплуатации находятся приборы «Поиск», «Зонд», «Квант» и др. На кафедре электроэнергетики разработан более совершенный прибор «Спектр» с цифровой индикацией и с характеристикой срабатывания ненаправленного действия, что позволяет в рабочих условиях не ориентировать прибор относительно магнитного поля ЛЭП и быстрее определить место повреждения. Этому способствует специальный магнитный датчик. Характеристика показаний датчика приведена на рис. 17.

Прибор позволяет:

- дать объективную информацию о наличии «земли» в сети;
- четко определить фидер с однофазным замыканием при любом количестве фидеров и их взаимном расположении в непосредственной близости от распределительного устройства подстанции;
- определить направление к месту повреждения в точке отпайки при поиске;
- найти непосредственно место однофазного замыкания на фидере;
- контролировать наличие напряжения на линии.

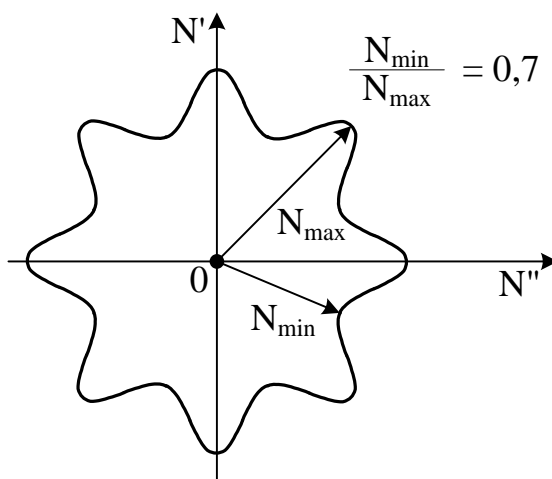


Рис. 17. Характеристика показаний прибора «Спектр»

N' и N'' – числовые показания прибора (датчика) при его положении в горизонтальной плоскости

Появление магнитного поля от высших гармонических составляющих тока фиксируется по показаниям цифрового индикатора, а наличие электрического поля (напряжения) – по устойчивому свечению символа

HV слева на цифровом индикаторе. При отсутствии напряжения на линии свечение символа не наблюдается.

Структурная схема прибора «Спектр» приведена на Рис. 18.

Сигнал с магнитного датчика специальной конструкции M1 и M2 подается на входы двухканального усилителя, а с его выходов на RC-фильтры высоких частот. Амплитудные детекторы обеспечивают однопериодное выпрямление и дополнительное усиление сигналов. Сложение выходных напряжений каналов осуществляется сумматором. Преобразования аналогового сигнала в цифровой код обеспечивает аналого-цифровой преобразователь (АЦП) двойного интегрирования, выполненный на интегральной микросхеме со структурой КМОП. Блок питания формирует разнополярные напряжения относительно вывода “аналоговая земля” АЦП, необходимые для работы микросхем. Информация отображается на четырехразрядном цифровом жидкокристаллическом индикаторе. Диапазон показаний от 0 до 2000 ед.

Индикатор напряжения выполнен на операционном усилителе с большим входным сопротивлением, на вход которого подается сигнал с электрической антенны. С выхода усилителя сигнал проходит на соответствующий сегмент цифрового индикатора. Электрическая антенна представляет собой медную пластину размером 35*40 мм, расположенную на передней крышке прибора под лицевой панелью.

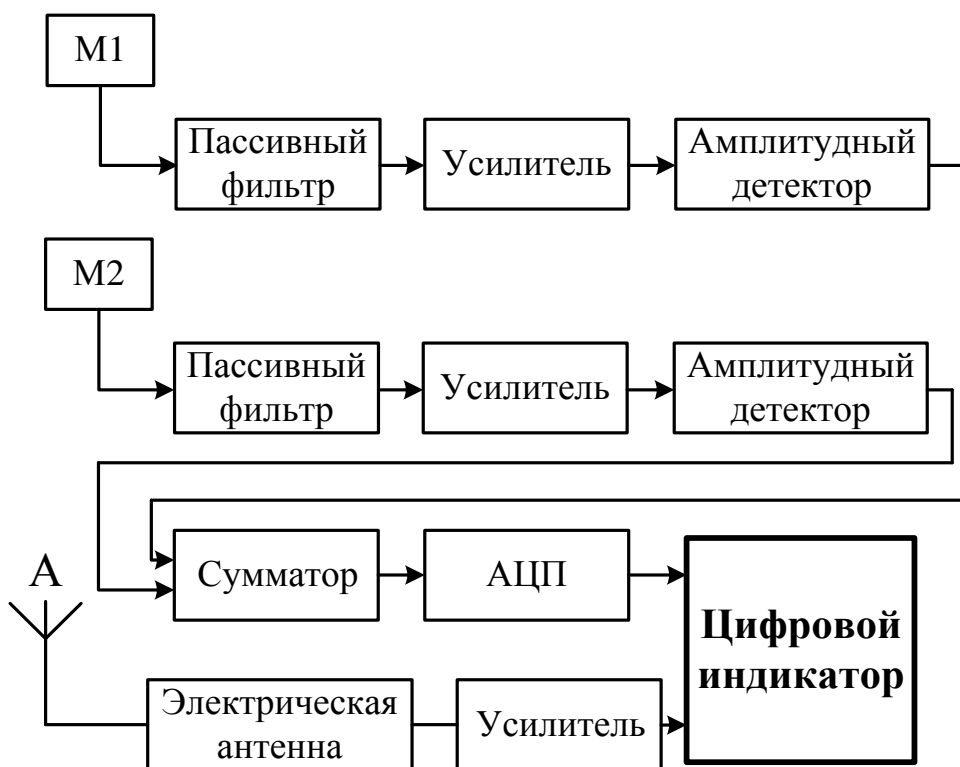


Рис. 18. Структурная схема прибора «Спектр»

Прибор «Спектр» разработан на кафедре «Электроэнергетики» Псковского государственного политехнического института и в настоящее время широко применяется во всех энергосистемах России.

Порядок работы с прибором

Отыскание места замыкания на землю начинается с определения поврежденной линии. Для этого необходимо произвести измерения магнитного поля всех линий отходящих от шин питающей подстанции. В этом случае включенный прибор располагается горизонтально под каждой линией, и наблюдаются показания цифрового индикатора. Поврежденная линия определяется по максимальному показанию из всех измерений.

Для определения непосредственно места замыкания необходимо, удаляясь от подстанции произвести последовательные измерения вдоль поврежденной линии, включая и отпайки. До места замыкания и в месте замыкания на землю показания прибора будут максимальны, переход же за место повреждения сопровождается резким снижением цифровых показаний (в несколько раз). Показания необходимо фиксировать в течение 1-2 минут для получения достоверной информации, так как однофазные замыкания носят неустойчивый характер.

При контроле наличия напряжения на линии необходимо прибор держать на вытянутой руке выше посторонних предметов (травы, кусты, камни и т.д.) в направлении линии так, чтобы было удобно смотреть на индикатор (символ).

Большой палец оператора должен быть прижат к верхней крышке прибора.

Во избежание экранирования электрической антенны устройства не допускается наличие вокруг оператора (ближе 3 метров) людей, машин, деревьев, опор и других предметов.

Преимущества прибора «Спектр» перед подобными приборами находящимися в эксплуатации («Поиск», «Волна», «Зонд», «Квант» и другие).

1. Не требует ориентации в пространстве относительно магнитного поля ЛЭП при измерениях.
2. Применена цифровая индикация показаний.
3. Позволяет одновременно контролировать напряженность магнитного поля и наличие напряжения на линии.
4. Имеет минимальное количество органов управления (только ручка включения питания).
5. Значительно уменьшены массогабаритные показатели (прибор карманного типа).
6. Позволяет безошибочно определить поврежденный фидер и непосредственно место повреждения при любых ситуациях нарушения изоляции.

Основные технические характеристики

1. Индикация показаний прибора цифровая (ЖКИ 3,5 разряда), единицы	0 – 2000
2. Диапазон контролируемых частот высших гармонических, Гц	250 – 750
3. Чувствительность к магнитному полю, А/м, не менее	$0,5 \times 10^{-4}$
4. Чувствительность к электрическому полю, В/м, не менее	20
5. Ток потребления, мА	4,0
6. Питание от батареи «6F22» с номинальным напряжением, В	8,4...9
7. Рабочий диапазон температур, °С,	-15...+40
8. Габаритные размеры, мм	125×70×25
9. Масса прибора с батареей, кг	0,25

ПРИЛОЖЕНИЕ II

1. 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 удастся. 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.

2. Особенности выполнения дифференциальной защиты трансформаторов

Дифференциальная защита (ДЗ) силовых трансформаторов находится в наиболее неблагоприятных условиях с точки зрения появления дополнительных величин токов небаланса $I_{нб}$ (неравенство токов I_{21} и I_{22} в плечах дифзащиты) по сравнению с дифференциальными защитами других элементов (генераторов, мощных двигателей). Эти токи небаланса связаны со спецификой работы трансформатора и от них нужно отстраивать защиту, что приводит к определенным трудностям в ее настройке и обеспечении необходимой чувствительности.

Причинами появления дополнительных токов небаланса в работе дифференциальной защиты трансформатора являются:

1. Бросок тока намагничивания ($I_{бр.нам}$) в обмотке со стороны питания трансформатора при его включении под напряжение на холостом ходу или после ликвидации внешних коротких замыканий. Этот ток может превосходить номинальным в 6-8 раз, протекает только в обмотке ВН (через одно плечо ДЗ) и его величина полностью является для защиты током небаланса – $I_{нб}$. Для отстройки от броска тока намагничивания принимают специальные меры:
 - загроуляют защиту по току срабатывания, что не всегда эффективно (дифференциальная отсечка);
 - применяют реле с быстронасыщающимися трансформаторами (БНТ), которые плохо трансформируют бросок тока намагничивания в рабочую обмотку реле;
 - применяют полупроводниковые реле, например реле РСТ-15 на аналоговых микросхемах, которое «отличает» форму броска тока намагничивания трансформатора $I_{бр.нам}$ от формы тока короткого замыкания в зоне защиты;
 - применяют цифровую дифференциальную защиту.
2. Неравенство расчетных коэффициентов трансформации трансформаторов тока для реальной сети с выбранными стандартными. В результате вторичные токи в плечах дифференциальной защиты I_{21} и I_{22} получаются неодинаковыми. Устраняют возникший ток небаланса за счет числа витков уравнивательных обмоток W_{yp1} и W_{yp2} в специальных реле, обеспечив равенство $\dot{I}_{21} \cdot W_{yp1} = \dot{I}_{22} \cdot W_{yp2}$.
3. Из-за группы соединения обмоток силового трансформатора. При схеме Y/Δ-11 группа векторы первичных токов трансформатора на высокой и низкой стороне сдвинуты по фазе на 30 градусов, что обуславливает появление тока небаланса. Для его устранения вторичные обмотки трансформаторов тока в плечах ДЗ соединяются противоположно соединениям силовых обмоток трансформатора, т.е. Δ/Y.

4. Наличие РПН у трансформатора при автоматическом регулировании напряжения нарушает равенство вторичных токов в плечах ДЗ I_{21} и I_{22} и вызывает появление тока небаланса $I''_{нб}$ пропорционального диапазону регулирования напряжения трансформатора $\Delta U_{РПН}$. Величина тока небаланса учитывается при определении тока срабатывания защиты.
5. Трансформаторы тока, используемые в ДЗ, неидеальны и вносят погрешность по току. Ток небаланса от погрешности трансформаторов тока $I'_{нб}$ учитывается при определении тока срабатывания защиты. Погрешность трансформаторов тока в этом случае принимают равной 10% от первичного максимального тока (ПУЭ).

В итоге, применяя специальные реле типа РНТ-560, ДЗТ-11 или РСТ-15 в схеме ДЗ величина расчетного тока небаланса $I_{нб.расч}$ будет состоять из двух составляющих

$$I_{нб.расч} = I'_{нб} + I''_{нб}$$

где $I'_{нб}$ – ток небаланса, определяемый токовой погрешностью трансформаторов тока в плечах дифференциальной защиты и вычисляется по формуле

$$I'_{нб} = k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.з.маx(\kappa_1)}$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей тока к.з. на переходный процесс, для реле с БНТ он принимается равным 1, без БНТ – равным 2;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности, принимается равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ однотипны, и равным 1 при разнотипных ТТ;

$\varepsilon=0,1$ – токовая погрешность ТТ, удовлетворяющих 10% кратности (ПУЭ);

$I_{к.з.маx}$ – наибольший сквозной ток при внешнем к.з. т. K_1 (рис 19)

$I''_{нб}$ – ток небаланса, обусловленный изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения с РПН, вычисляется по формуле

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН}^* \cdot I_{к.з.маx(\kappa_1)}$$

где $\Delta U_{РПН} = 16\%$ – диапазон регулирования напряжения; относительная величина $\Delta U_{РПН}^* = 0,16$. При настройке продольной дифференциальной защиты необходимо выполнить главное требование, чтобы

$$I_{срДЗ} > I_{нб\max}$$

или

$$I_{срДЗ} = K_n \cdot I_{нб\max} (I_{нбрасч}),$$

где K_n – коэффициент надежности, равный 1,3-1,5 (ПУЭ).

3. Примерный расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Принципиальная схема для расчета дифференциальной защиты представлена на Рис.19. Мощность рассматриваемого трансформатора 16 МВА.

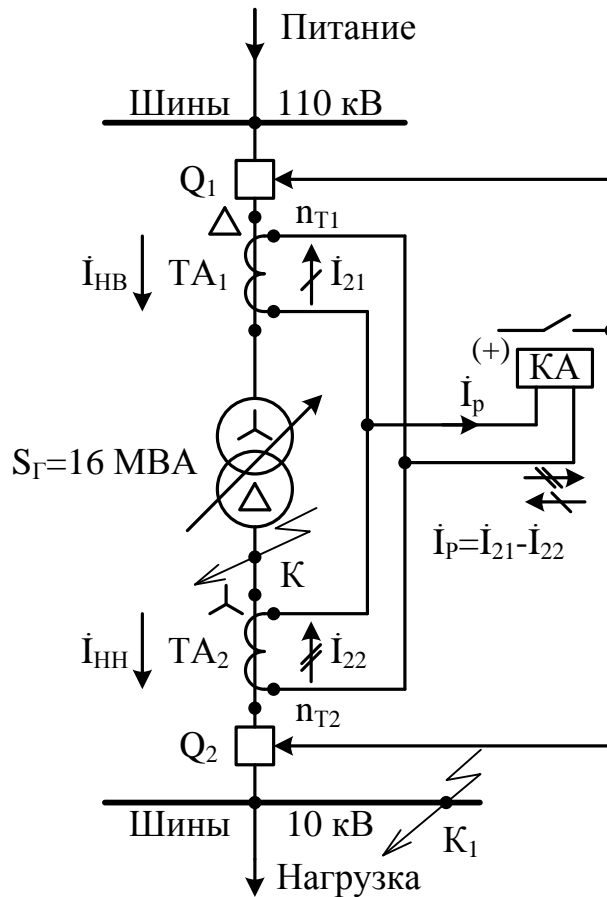


Рис. 19. Принципиальная схема для расчета ДЗ

3.1. Выбор трансформаторов тока и определение вторичных токов в плечах дифференциальной защит I_{21} и I_{22}

Определяем первичные номинальные токи обмоток трансформатора - высокого напряжения

$$I_{HB} = \frac{S_{TH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HB}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,0803 \text{ кА} = 80,3 \text{ А}$$

- низкого напряжения

$$I_{HH} = \frac{S_{TH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 11} = 0,840 \text{ кА} = 840 \text{ А}$$

Находим расчетные коэффициенты трансформации трансформаторов тока со стороны

высокого напряжения

$$n_{T\Delta} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HB}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,3}{5} = 27,8$$

низкого напряжения

$$n_{TY} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HH}}{5} = \frac{1 \cdot 840}{5} = 168$$

где k_{cx} – коэффициент схемы для высокой стороны, где трансформаторы тока соединены в треугольник $k_{cx} = \sqrt{3}$, на низкой стороне трансформаторы тока соединены в неполную звезду и $k_{cx} = 1$ (Рис. 19).

Учитывая стандартную шкалу первичных токов трансформатора тока принимаем следующие значения коэффициентов трансформации трансформаторов тока (см. Приложение IV) со стороны

- высокого напряжения

$$n_{T1} = \frac{I_1}{5} = \frac{150}{5} = 30$$

- низкого напряжения

$$n_{T2} = \frac{I_2}{5} = \frac{1000}{5} = 200$$

Реальные вторичные токи в плечах защиты со стандартными коэффициентами трансформаторов тока

$$I_{21} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HB}}{n_{T1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,3}{30} = 4,64 A$$

$$I_{22} = \frac{k_{cx} \cdot I_{HH}}{n_{T2}} = \frac{1 \cdot 840}{200} = 4,2 A$$

Видим, что токи в плечах ДЗ не равны 5А и в результате, по этой причине будет появляться ток небаланса $I_{нб}$. Для его устранения в специальных реле для ДЗ имеются уравнивательные обмотки $W_{ур1}$ и $W_{ур2}$. В этом случае выравниваются магнитодвижущие силы $F_{м.д.с.}$ путем расчета числа витков уравнивательных обмоток, чтобы $I_{21} W_{ур1} = I_{22} W_{ур2}$

3.2. Расчет токов к.з. с учетом РПН трансформатора

Для расчета тока срабатывания ДЗ трансформатора необходимо определить максимальный сквозной ток проходящий через плечи дифференциальной защиты (характерная точка к.з. K_1). Исходная схема и схема замещения для расчета тока к.з. в точке K_1 показана на рис. 20. В данном случае мы находим максимальный сквозной ток к.з. при котором ток небаланса будет максимальным $I_{нб.маx}$ и от этого тока отстраивается ДЗ.

$$I_{срДЗ} > I_{нб.маx} \quad (1)$$

Исходя из практического опыта, величину тока срабатывания определяют по формуле

$$I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{нб.макс}$$

где k_H – коэффициент надежности (запаса), равный 1,3-1,5 (ПУЭ).

Первоначально определяем сопротивление элементов в схеме замещения, Рис. 20.

Сопротивление системы

$$X_C = \frac{U_{срВН}^2}{S_{К.З.С.}} = \frac{115^2}{10000} = 1,32 \text{ Ом}$$

Сопротивление ЛЭП 110кВ

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L_1 = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом}$$

где $X_{уд}=0,4$ Ом/км $L_1=20$ км.

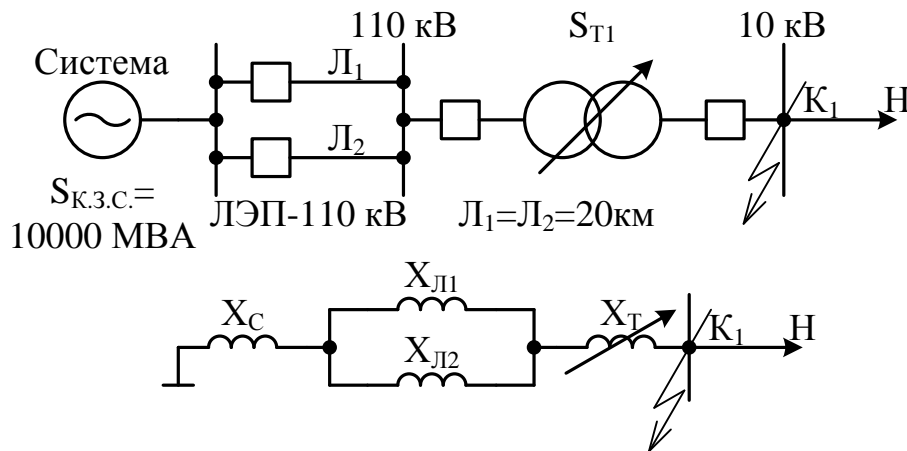


Рис. 20. Исходная схема и схема замещения

Сопротивления трансформатора с учетом РПН при крайних и среднем положении регулятора РПН, приведенные к стороне высокого напряжения, рассчитывают по формулам:

$$X_{TP \min} = \frac{U_{k \min} \cdot U_{\min \text{ ВН}}^2}{S_{TP \text{ ном}}} = \frac{U_{k \min} \cdot [U_{срВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})]^2}{S_{TP \text{ ном}}}$$

$$X_{TP \max} = \frac{U_{k \max} \cdot U_{\max \text{ ВН}}^2}{S_{TP \text{ ном}}} = \frac{U_{k \max} \cdot [U_{срВН} \cdot (1 + \Delta U_{РПН})]^2}{S_{TP \text{ ном}}}$$

$$X_{TP \text{ ср}} = \frac{U_{ксс} \cdot U_{ср}^2}{S_{TP \text{ ном}}}$$

где $U_{ксп}$, $U_{k \min}$, $U_{k \max}$ – значения напряжения к.з. трансформатора в относительных единицах при среднем и крайних (минимальном и максимальном) положениях регулятора РПН, определяется по таблице (см. Приложение V, таблица 9); $\Delta U_{РПН} = \Delta U_{РПН} / 100$ – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора; $\Delta U_{РПН} = 16\%$.

При определении X_{TPmax} берется значение $U_{max}=126$ кВ, соответствующее максимально допустимому напряжению в сети 110 кВ, Приложение V, таблица 11.

Приведенные расчеты сведены в таблицу 4.

Таблица 4

Положение ответвления РПН	U_k	$\Delta U_{РПН}$	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	$X_{ТР}$
	%	%	кВ	кВ	Ом
Минимальное	9,8	-16	96,6		57,16
Среднее	10,5	0	115	11	86,79
Максимальное	11,71	+16	133,4 (126)		116,19

Далее определяем токи кз на высокой и низкой сторонах силового трансформатора (т.К₁).

Максимальное значение тока кз в обмотке ВН трансформатора.

$$I_{k \max BH} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C \min} + X_{TP \min})}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки ВН, кВ; $X_{C \min}$ – сопротивление питающей сети при максимальном режиме работы системы, Ом.

Считая, что в максимальном режиме системы работают обе цепи питающей ЛЭП, получим

$$X_{C \min} = X_C + \frac{X_L}{2} = 1,325 + \frac{8}{2} = 5,325 \text{ Ом}$$

$$I_{k \max BH} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (5,325 + 57,16)} = 1,016 \text{ кА}$$

Максимальный ток к.з., приведенный к стороне НН будет равен

$$I_{k \max HH} = I_{k \max BH} \cdot \frac{U_{cpBH} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})}{U_{HH}} = 1,016 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{11} = 8,926 \text{ кА}$$

Минимальное значение тока к.з. в обмотке ВН трансформатора

$$I_{k \min BH} = \frac{U_{\max BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C \max} + X_{TP \max})}$$

где $X_{C \max}$ – сопротивление питающей сети в минимальном режиме работы системы, Ом; $U_{\max BH}=126$ кВ, наибольшее допустимое напряжение в сети 110кВ.

В минимальном режиме работы системы питание потребителей осуществляется по одной цепи ЛЭП, поэтому

$$X_{C \max} = X_C + X_L = 1,325 + 8 = 9,325 \text{ Ом}$$

Тогда минимальное значение тока кз на ВН будет равно

$$I_{k \min BH} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (9,325 + 116,19)} = 0,580 \text{ кА}$$

Минимальное значение тока к.з., приведенное к обмотке НН будет равно

$$I_{k \min HH} = I_{k \min BH} \cdot \frac{U_{\max BH}}{U_{HH}} = 0,580 \cdot \frac{126}{11} = 6,639 \text{ кА}$$

3.3. Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты с реле РНТ - 565

Для защиты данного трансформатора измерительная часть защиты представлена на Рис. 21. На низкой стороне силового трансформатора трансформаторы тока дифференциальной защиты можно включить в «неполную звезду» и использовать только два реле (сеть 10кВ с изолированной нейтралью). Чтобы вторичные токи в плечах дифференциальной защиты I_{21} и I_{22} совпадали по фазе, трансформаторы тока на высокой стороне силового трансформатора необходимо включить в треугольник, а на низкой стороне в неполную звезду, что исключает появление токов небаланса, связанных с одиннадцатой группой соединения обмоток силового трансформатора по схеме $Y/\Delta - 11$.

В нормальном режиме токи I_{21} и I_{22} будут совпадать по фазе, и токи через реле будут равны нулю (идеально).

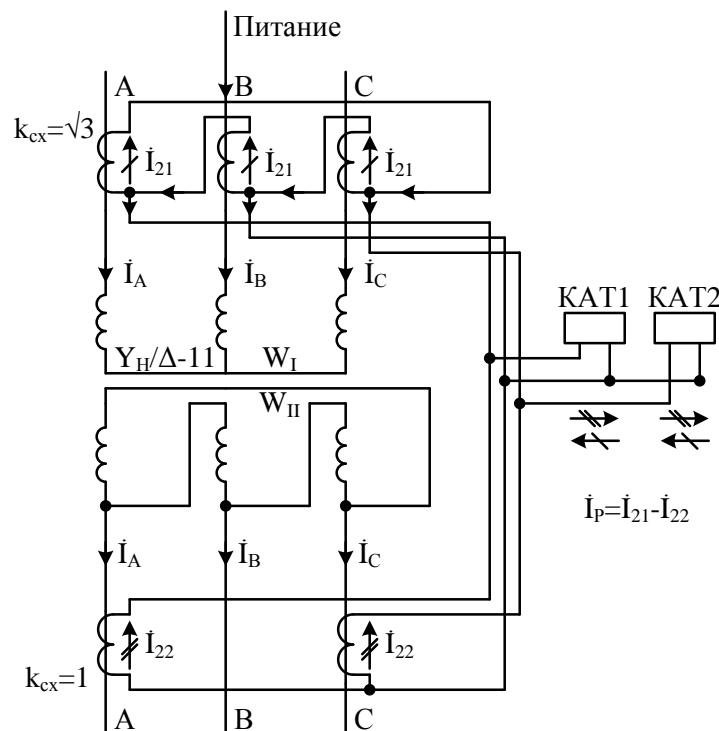


Рис. 21. Измерительная часть дифференциальной защиты
KA1, KA2 – реле типа РНТ-565 или ДЗТ-11, или РСТ – 15

4. Расчет дифзащиты на базе реле РПТ-560

Первоначально произведем расчет дифференциальной защиты на базе специального реле типа РНТ-560. Схема дифференциальной защиты с подключением реле типа РНТ-565 показана на рис. 22. На схеме представлены все параметры нормального режима и величина токов кз на ВН и НН в т.К₁. Расчет ведем по основному плечу дифференциальной защиты на высоком напряжении, т.к. $I_{21}=4,64 \text{ А} > I_{22}=4,2 \text{ А}$. Данные для основного плеча дифференциальной защиты следующие: $I_{21}=4,64 \text{ А}$; $n_{T1} = \frac{150}{5} = 30$;

$I_{к.з.мах(K1)}=1,016 \text{ кА (ВН)}$.

Величину тока срабатывания ДЗ определим по уравнению

$$I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{нб.расч(мах)}$$

где k_H – коэффициент надежности, примем 1,3(ПУЭ).

Ток небаланса расчетный (максимальный) $I_{нб.расч}$ будет определяться по уравнению

$$I_{нб.расч} = I'_{нб} + I''_{нб}.$$

Ток небаланса $I'_{нб}$ связан с погрешностью трансформаторов тока и определяется по выражению

$$I'_{нб} = \varepsilon \cdot I_{к \text{ мах } ВН},$$

где $\varepsilon=0,1$ (10%), токовая погрешность трансформаторов тока (ПУЭ)

$I_{к \text{ мах } ВН}$ – максимальный ток кз на ВН в т.К₁

Ток небаланса $I''_{нб}$ связан с наличием РПН трансформатора и определяется по выражению

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН}^* \cdot I_{к \text{ мах } ВН},$$

где $\Delta U_{РПН}^* = 0,16$ ($\pm 16\%$), диапазон регулирования напряжения трансформатора

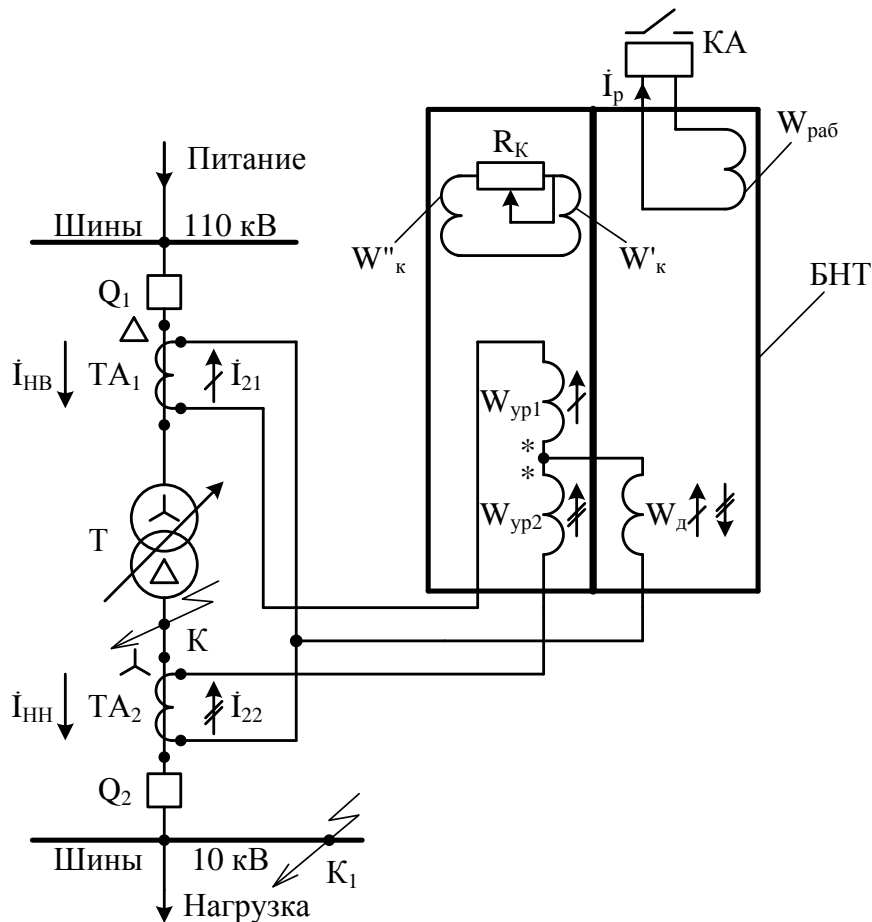


Рис. 22. Схема ДЗ на базе реле типа РНТ-565

Примечание:

В нормальном режиме результирующая м.д.с. в магнитопроводе БНТ будет равна $F_{рм.д.с.} = \dot{I}_{21} \cdot W_{yp1} - \dot{I}_{22} \cdot W_{yp2} + W_{\delta}(\dot{I}_{21} - \dot{I}_{22}) = 0$. В этом случае реле КА не работает. При к.з. в точке К $I_{22} = 0$, а ток I_{21} должен быть равен току срабатывания реле $I_{ср}$, т.е.: $\dot{I}_{21} = \dot{I}_{срДЗ} = \frac{100A}{W_{yp1} + W_{\delta}}$. М.д.с. срабатывания 100 А

задается заводом изготовителем для всех реле типа РНТ-560 и ДЗТ-11. В практике можно пользоваться только двумя обмотками W_{yp1} и W_{yp2} . Тогда $I_{21} \cdot W_{yp1} - I_{21} \cdot W_{yp2} = 0$ и $I_{срДЗ} = \frac{100}{W_{yp1}}$.

Приступаем к непосредственному расчету дифференциальной защиты.

Схема соединения обмоток трансформаторов тока на основной стороне – треугольник, на неосновной – не полная звезда. Коэффициенты схемы при симметричном режиме в этом случае на основной стороне

$$k_{сх.осн} = \sqrt{3} (\Delta)$$

на неосновной

$$k_{сх.неосн} = 1 (Y)$$

Ток небаланса от погрешности трансформаторов тока (основная сторона)

$$I'_{нб} = \varepsilon \cdot I_{k \max BH} = 0,1 \cdot 1,016 = 0,102 \text{ кА}$$

где $\varepsilon=0,1$ – относительная полная погрешность трансформатора тока.

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН (основная сторона)

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН}^* \cdot I_{k \max BH} = 0,16 \cdot 1,016 = 0,163 \text{ кА}$$

где $\Delta U_{РПН}^* = 0,16$ – относительная величина изменения напряжения при РПН.

Расчетный ток небаланса при к.з. в т. K_I

$$I_{нб.расч} = I'_{нб} + I''_{нб} = 0,102 + 0,163 = 0,265 \text{ кА}$$

Первичный ток срабатывания защиты выбирается наибольшим из двух условий:

1) условия отстройки от расчетного тока небаланса при внешнем к.з.

$$I_{сзДЗ} = k_H \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot 0,265 = 0,345 \text{ кА}$$

где k_H – коэффициент надежности; для реле РНТ-565 $k_H=1,3$, для реле ДЗТ $k_H=1,5$;

2) условия отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сзДЗ} = k_{отс} \cdot I_{ВН} = 1,3 \cdot 80,3 = 104,4 \text{ А}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора, для реле РНТ-565 $k_{отс}=1,3$ (ПУЭ).

Первичный ток срабатывания защиты берется наибольший

$$I_{сз.ДЗ} = 345 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле, отнесенный к основной стороне будет равен

$$I_{сз.расч} = \frac{k_{сх.осн} \cdot I_{сз.ДЗ}}{n_{Тосн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 345}{30} = 19,9 \text{ А}$$

где $n_{Тосн} = \frac{150}{5} = 30$

Находим число витков уравнивающей обмотки реле $W_{ур1}$, включаемых в плечо защиты на основной стороне

$$W_{расч.осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.расч}} = \frac{100}{19,9} = 5,03 \text{ вит.}$$

где $F_{ср}$ – намагничивающая сила срабатывания у всех реле типа РНТ-560 и ДЗТ-11, $F_{ср}=100\text{А}$; для РСТ-15 $F_{ср}=50\text{А}$;

принимаем округленное число витков

$$W_{осн} = 5 < W_{расч.осн} = 5,03 \text{ вит.}$$

Тогда вторичный ток срабатывания реле на основной стороне после округления будет равен

$$I_{\bar{n}\delta.\delta\bar{\Delta}\bar{n}\bar{\Sigma}} = \frac{F_{\bar{n}\delta}}{W_{\bar{n}\bar{i}}} = \frac{100}{5} = 20 \text{ A}$$

Зная вторичный ток срабатывания, находим первичный ток срабатывания защиты на основной стороне

$$I_{\bar{n}\zeta.\bar{A}\bar{C}} = I_{\bar{n}\delta.\delta\bar{\Delta}\bar{n}\bar{\Sigma}} \cdot \frac{n_{\bar{\Delta}\bar{i}\bar{i}}}{k_{\bar{n}\bar{o}}} = 20 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 346,4 \text{ A}$$

Первичный ток срабатывания защиты на неосновной стороне в этом случае будет равен

$$I_{\bar{n}\zeta.\bar{i}\bar{i}\bar{i}} = I_{\bar{n}\delta.\bar{A}\bar{C}} \cdot \frac{U_{\bar{A}\bar{i}}}{U_{\bar{i}\bar{i}}} = 346,4 \cdot \frac{115}{11} = 3622 \text{ A}$$

Число витков уравнивательной обмотки реле W_{yp2} , включаемой на неосновной стороне

- расчетное

$$W_{расч.неосн} = \frac{I_{21}}{I_{22}} \cdot W_{осн} = \frac{4,64}{4,2} \cdot 5 = 5,52 \text{ вит.}$$

- принятое

$$W_{неосн} = 5 < W_{расч.неосн} = 5,52 \text{ вит.}$$

Первичный ток небаланса при внешнем к.з., обусловленный округлением расчетного числа витков обмотки реле, включенной в плечо на неосновной стороне

$$I_{н\bar{o}}''' = \frac{W_{расч.неосн} - W_{неосн}}{W_{расч.неосн}} \cdot I_{k \max BH} = \frac{5,52 - 5}{5,52} \cdot 1,016 = 95,7 \text{ A}$$

Уточненный первичный ток небаланса

$$I_{н\bar{o}} = I_{н\bar{o}.расч} + I_{н\bar{o}}''' = 265 + 96 = 361 \text{ A}$$

Определяем уточненный первичный ток срабатывания защиты с учетом уточненного тока небаланса, отнесенной к основной стороне

$$I'_{ср.ДЗ} = k_H \cdot I_{н\bar{o}} = 1,3 \cdot 361 = 469 \text{ A}$$

Поскольку $I'_{ср.ДЗ} = 469 \text{ A} > I_{ср.ДЗ} = 345 \text{ A}$, то расчет повторяем для нового значения. Находим вторичный ток срабатывания защиты на основной стороне

$$I_{ср.расч.} = \frac{k_{сх.осн} \cdot I'_{ср.ДЗ}}{n_{Тосн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 469}{30} = 27,1 \text{ A}$$

Находим расчетное число витков в уравнивательной обмотке W_{yp1}

$$W_{расч.осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.расч.}} = \frac{100}{27,1} = 3,69 \text{ вит.}$$

Принятое число витков

$$W_{\text{ит}} = 3 < W_{\text{длн-ит}} = 3,69 \text{ вит.}$$

Уточняем вторичный ток срабатывания на основной стороне при $W_{осн} = 3$ вит.

$$I_{\text{длн-ит}} = \frac{F_{\text{длн}}}{W_{\text{ит}}} = \frac{100}{3} = 33,3 \text{ А}$$

Зная вторичный ток срабатывания, находим первичный ток срабатывания на основной стороне

$$I_{ср.ДЗ} = I_{ср.расч.} \cdot \frac{n_{Тосн}}{k_{сх}} = 33,3 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 577 \text{ А}$$

Далее, находим расчетное число витков уравнительной обмотки $W_{ур2}$ на неосновной стороне

$$W_{расч.неосн} = \frac{I_{21}}{I_{22}} \cdot W_{осн} = \frac{4,64}{4,2} \cdot 3 = 3,31 \text{ вит.}$$

Принятое число витков на неосновной стороне

$$W_{осн} = 3 < W_{расч.неосн} = 3,31 \text{ вит.}$$

Находим ток небаланса от округления витков на неосновной стороне

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{W_{расч.неосн} - W_{неосн}}{W_{расч.неосн}} \cdot I_{k \max \text{ ВН}} = \frac{3,31 - 3}{3,31} \cdot 1,016 = 95 \text{ А}$$

Новый ток небаланса будет равен

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб.расч}} + I_{\text{нб}}''' = 265 + 95 = 360 \text{ А}$$

Новый первичный ток срабатывания ДЗ будет равен

$$I_{ср.ДЗ} = k_H \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 360 = 468 \text{ А} < I_{сз.осн} = 577 \text{ А}$$

Видим, что величина нового тока срабатывания, равная 468А будет меньше первоначального тока срабатывания, равного 577А.

Условия расчета выполнены, расчет окончен.

Проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне её действия:

1. При двухфазном к.з. с соединением обмоток трансформаторов тока на основной стороне в Δ ток в реле

$$I_{k \min} = \frac{1,5 \cdot I_{k \min}}{n_{Тосн}} = \frac{1,5 \cdot 580}{30} = 29 \text{ А}$$

коэффициент чувствительности

$$k_u = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{\text{ср. расч.}}} = \frac{29}{33,3} = 0,87 < 2$$

Защита с реле РНТ не проходит по условию чувствительности.

В этом случае выполняем дифференциальную защиту на базе реле ДЗТ-11 с дополнительной тормозной обмоткой W_T . Тормозная обмотка W_T питается вторичным током I_{22} , поднасыщает крайние стержни БНТ и не позволяет току небаланса трансформироваться в рабочую обмотку $W_{\text{раб}}$.

5. Определение уставок и чувствительности продольной дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11

Схема с реле ДЗТ приведена на Рис. 23.

Местом подключения тормозной обмотки W_T при одностороннем питании трансформатора выбираются трансформаторы тока на стороне НН. Такое подключение исключает влияние тормозной обмотки при к.з. в зоне действия защиты.

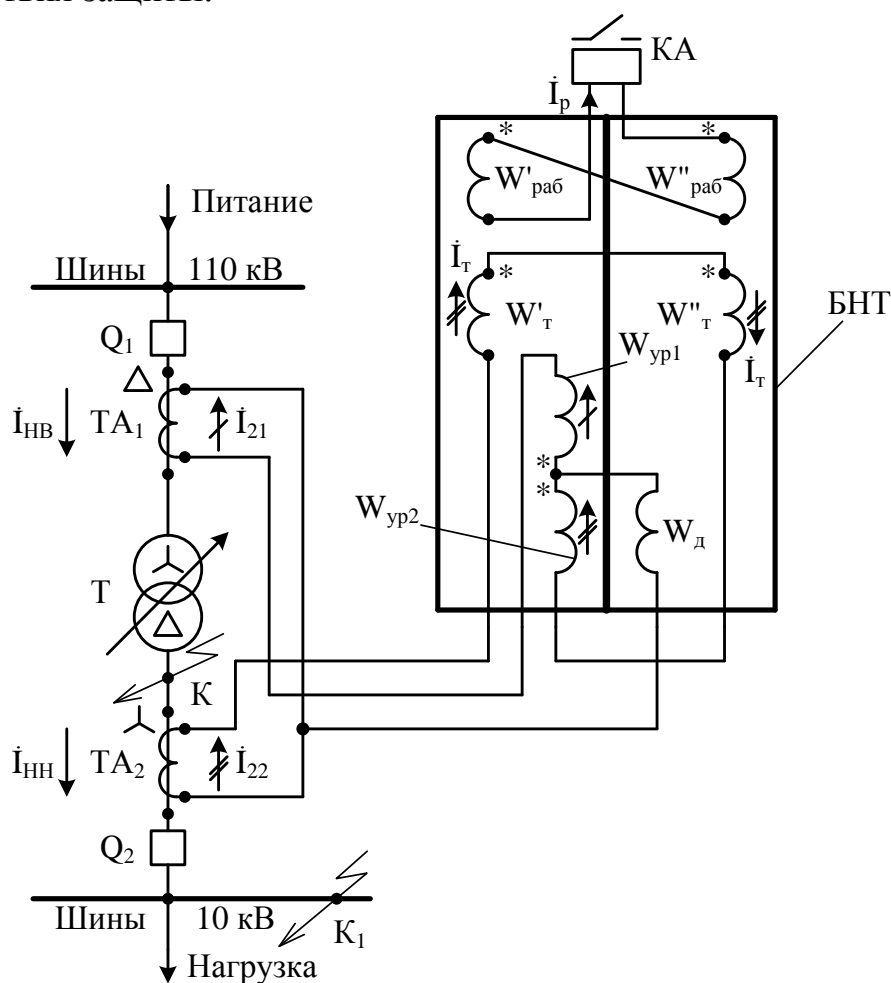


Рис. 23. Дифференциальная защита трансформатора с магнитным торможением (реле ДЗТ - 11)

Примечание: Секционирование обмоток W_T и $W_{раб}$ исключает влияние тормозной обмотки на рабочую в нормальном режиме работы трансформатора.

Ток срабатывания защиты выбирается только по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} \geq k_H \cdot I_{НВ}$$

где $k_H = 2,1 - 3,1 \cdot X_K$;

$$X_K = [X_{IC} + (1 \div 1,15) \cdot X_B] \cdot \frac{S_{ТНОМ}}{U_{НОМ}^2} \quad (\text{империческая формула})$$

где X_{IC} – сопротивление прямой последовательности питающей системы до точки подключения трансформатора, Ом ($X_{IC}=9,325$ Ом); X_B – индуктивное сопротивление включаемой обмотки трансформатора при полном насыщении его магнитопровода, Ом; предварительное значение X_B для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ мощностью 6,3÷63 МВА определяется по выражению:

$$X_{\hat{A}} = (12,7 + U_{k.\hat{n}\hat{d}}) \cdot 1,35 \cdot \frac{U_{\hat{n}\hat{d}\hat{A}\hat{f}}^2}{S_{\hat{o}\hat{m}} \cdot 100} = (12,7 + 10,5) \cdot 1,35 \cdot \frac{115^2}{16 \cdot 100} = 258,9 \hat{i} \quad .$$

Тогда

$$X_K = [X_{IC} + 1,15 \cdot X_B] \cdot \frac{S_{ТНОМ}}{U_{НОМ}^2} = (9,325 + 1,15 \cdot 259) \cdot \frac{16}{115^2} = 0,372,$$

$$k_i = 2,1 - 3,1 \cdot 0,372 = 0,95,$$

принимается $k_H=1$.

Тогда первичный ток срабатывания реле будет равен

$$I_{сз} \geq k_H \cdot I_{НВ} = 1 \cdot 80,3 = 80,3 \text{ A.}$$

Вторичный ток срабатывания реле, приведенный к стороне ВН (основная сторона)

$$I_{ср.осн} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{n_{T1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,3}{30} = 4,64 \text{ A.}$$

Число витков обмотки реле, включаемых в плечо на стороне ВН расчетное

$$W_{расч.осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} = \frac{100}{4,64} = 21,6 \text{ вит.}$$

принятое

$$W_{осн} = 21 < W_{расч.осн} = 21,6 \text{ вит.}$$

Число витков обмотки реле, включаемых в плечо на стороне НН (не-основная сторона)
расчетное

$$W_{расч.неосн} = W_{осн} \cdot \frac{I_{21}}{I_{22}} = 21 \cdot \frac{4,64}{4,2} = 23,3 \text{ вит.}$$

принятое

$$W_{неосн} = 23 < W_{расч.неосн} = 23,2 \text{ вит.}$$

Ток небаланса от округления витков

$$I_{нб}''' = \frac{W_{расч.неосн} - W_{неосн}}{W_{расч.неосн}} \cdot I_{k \max} = \frac{23,2 - 23}{23,2} \cdot 1,016 = 8,8 \text{ А}$$

$$I_{нб} = I_{нб.расч} + I_{нб}'' = 265 + 8,8 = 274 \text{ А}$$

Число витков тормозной обмотки (расчетное)

$$W_{Трасч} = \frac{k_H \cdot I_{нб}}{I_{k \max BH}} \cdot \frac{W_p}{tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 274 \cdot 23,2}{1016 \cdot 0,75} = 12,5 \text{ вит.}$$

где W_p – расчетное число витков рабочей обмотки реле на той стороне, где включена тормозная обмотка;

$$W_p = W_{расч.неосн} = 23,2;$$

$k_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$tg \alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле (тормозной), соответствующей минимальному торможению; для ДЗТ-11 $tg \alpha = 0,75 \div 0,8$.

Принятое

$$W_T = 11 < W_{Трасч} = 12,5 \text{ вит.}$$

(W_T выбирается из ряда чисел 1,3,5,7,9,11,13,18,24)

Коэффициент чувствительности при двухфазном к.з.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{p \min}}{I_{ср.осн}} = \frac{29}{\sqrt{3} \cdot 4,64} = 3,6 > 2$$

Защита проходит по чувствительности.

6. Дифференциальное токовое реле РСТ-15

В дифференциальной защите широко применяют статическое токовое дифференциальное реле РСТ-15. Предназначено для использования в схемах РЗ в качестве чувствительного органа дифференциальных защит, реагирующего на ток повреждения в пределах зоны действия дифференциальной защиты.

Реле отстроено от бросков тока намагничивания с апериодической составляющей и от трансформированных бросков с поглощенной апериодической составляющей и амплитудой, превышающей амплитуду синусоидального тока в 6,6 раза, а также от бросков периодической составляющей

щей с амплитудой, превышающей амплитуду синусоидального тока срабатывания в 2,5 раза.

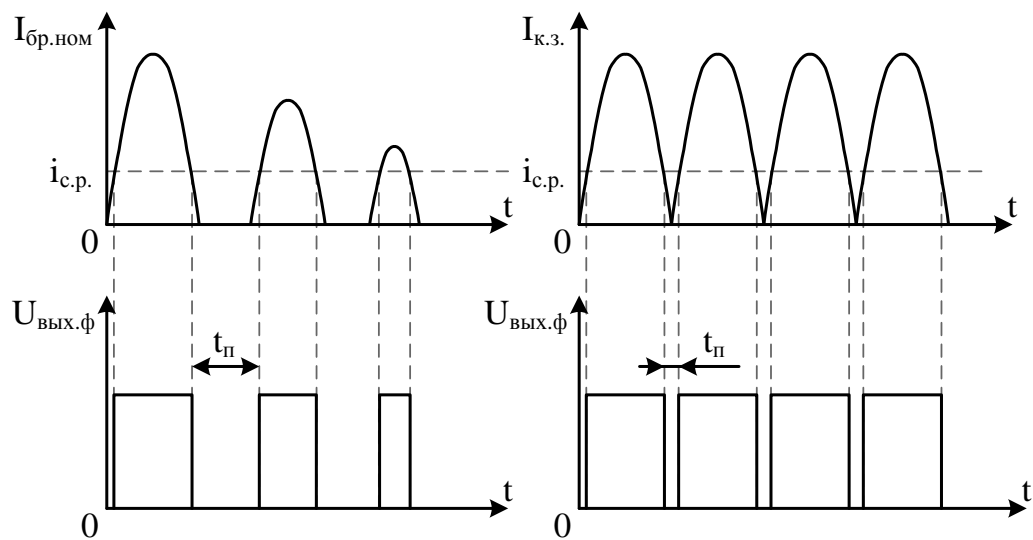
Временные диаграммы рабочего тока реле при броске тока намагничивания и при симметричном токе КЗ, а также импульсы и паузы на выходе фильтра, формирующие импульсы броска тока намагничивания изображены на Рис. 24.

Принципиальная схема реле приведена на Рис. 25.

Реле содержит следующие основные узлы: трансреактор (ТАV1); выпрямительный мост (VD1, VD2); активный фильтр (R7-R10; C2, C3; DA1); компаратор (DA2); элемент задержки на срабатывание; исполнительное реле (DA3, K1); элементы питания схемы.

При бросках тока намагничивания ток в реле близок по форме к току однополупериодного выпрямителя, т.е. резко несимметричен. Будучи выпрямленным, он сохраняет высокую скважность (t_n), характерную для однополупериодного выпрямителя, его основная переменная составляющая, имеет частоту 50 Гц. Из-за большой скважности t_n компаратор (DA2) за период не успевает поменять полярность на выходе, что исключает работу элемента выдержки времени (DA3) и исполнительного реле (K1). Чувствительность реле к току броска намагничивания резко снижена.

При к.з. в зоне защиты ток короткого замыкания близок к синусоиде и проходя через трансреактор ТАV1, сохраняют свою форму. Выпрямители VD1 и VD2 превращают этот ток в постоянный, пульсирующий с частотой 100 Гц (ток двухполупериодного выпрямления). Скважность t_n мала, что вызывает устойчивое срабатывание компаратора (DA2), элемента выдержки (DA3) и исполнительного реле (K1). Чувствительность реле к синусоидальному току максимальна.



а)

б)

Рис. 24. Временные диаграммы работы РСТ-15

а) - при броске тока
намагничивания

б) – при к.з. в зоне защиты
трансформатора

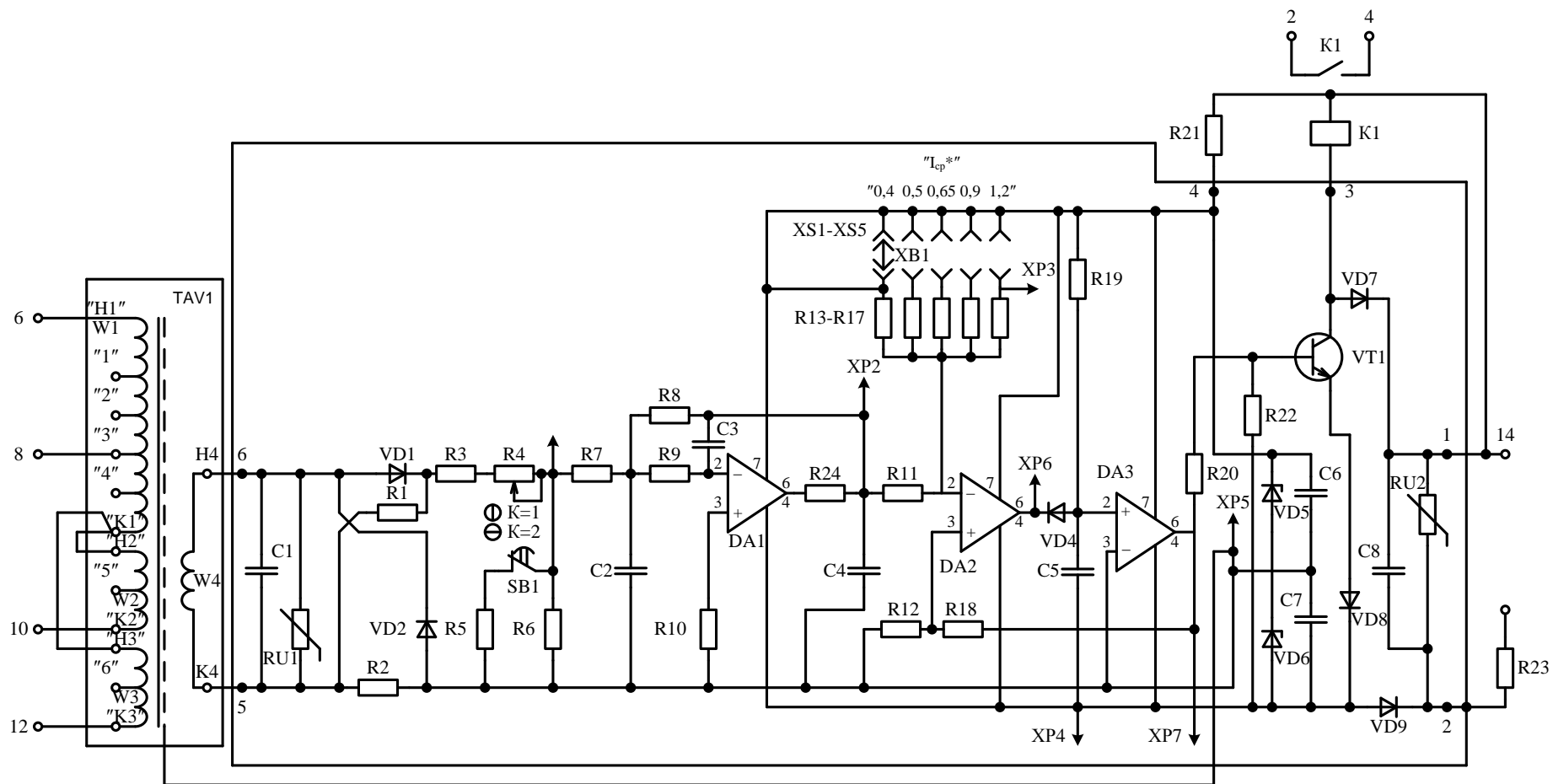


Рис. 25. Принципиальная схема реле тока РСТ-15

Обмотки W_1 , W_2 и W_3 трансреактора ТАВ1 служат для выравнивания токов сторон защищаемого объекта. Обмотка W_1 является основной, другие – уравнивательными.

Трансреактор – трансформатор с воздушным зазором в сердечнике. Напряжение на выходе трансреактора с большой точностью соответствует производной от магнитодвижущей силы сердечника трансреактора. Выпрямительный мост из диодов VD1, VD2 и резисторов R1, R2 преобразует напряжение трансреактора и передает его на вход фильтра. Резистор R4 служит для подстройки уставок тока срабатывания. Конденсатор C1 предназначен для защиты от высокочастотных помех частотой выше 500 Гц. Варистор RU1 служит для защиты вторичной цепи от перенапряжения.

Напряжение с резистора R6 (R5, R6) подается на активный фильтр, собранный на резисторах R7-R10, конденсаторах C2, C3 и операционном усилителе DA1.

Одновходовый компаратор собран на операционном усилителе DA2. Порог срабатывания компаратора задается делителем R12, R18 и резисторами R13-R17. Напряжение фильтра подается на компаратор через резистор R11 и конденсатор C4. Сумма токов через резисторы R13, R18 и R11, определяющая собой ток смещения, определяет порог чувствительности компаратора DA2. Как только потенциал в точке инверсного входа DA2 меняет знак с плюса на минус, компаратор срабатывает, на его входе минус 13-14 В мгновенно сменится на плюс 13-14 В, и диод VD4 запретится, а емкость C5 начнет перезаряжаться через резистор R19 с минуса на плюс. Напряжение на входе повторителя DA3 отслеживает потенциал конденсатора C5, отпирая транзистор TV1 и одновременно повышая надежность срабатывания компаратора. По достижении достаточного открытия VT1 выходное реле K1 срабатывает.

Расчет рабочих уставок производится в следующем порядке. Определяют число витков $W_{осн.}$ обмотки W_1 трансреактора ТАВ1 для плеча дифференциальной защиты с максимальным током срабатывания I_{1cp} путем деления МДС F_{cp} , равной 50 А, на ток плеча I_{1cp} с округлением полученного результата до ближайшего меньшего значения, соответствующего числу витков какого-либо из отводов обмотки W_1 .

Таблица 5

Число витков основной обмотки трансреактора, соответствующее отводам

Отвод W_1	1	2	3	4	K1
$W_{осн.}$ ВИТКОВ	12	16	20	25	30

Для определения числа витков трансреактора ТАВ1, которое требуется включить в другие плечи дифференциальной защиты, необходимо воспользоваться условием постоянства МДС срабатывания:

$$I_{1cp} \cdot W_{осн} = I_{2cp} \cdot (W_1' + W_{дон1}) = I_{3cp} \cdot (W_1'' + W_{дон2})$$

где w_1' – число витков дифференциальной обмотки W_1 , к которым последовательно должна быть подключена уравнивающая обмотка W_2 с числом витков $W_{дон1}$; w_1'' – число витков дифференциальной обмотки W_1 , к которым последовательно должна быть подключена уравнивающая обмотка W_3 с числом витков $W_{дон2}$.

Номера отводов обмоток W_1 , W_2 и W_3 определяются по приведенным ниже данным.

Таблица 6

Число витков обмотки W_2 , соответствующее отводам

Отвод W_2	Н2	5	К2
$W_{осн}$, ВИТКОВ	0	1	3

Таблица 7

Число витков обмотки W_3 , соответствующее отводам

Отвод W_1	Н3	6	К3
$W_{осн}$, ВИТКОВ	0	1	3

При заданной величине тока срабатывания I_{1cp} и выбранном числе витков обмотки W_1 трансреактора определяют необходимую уставку реле по относительному току срабатывания по формуле:

$$I_{cp}^* = \frac{I_{1cp} \cdot W_{осн}}{100K}$$

при уставке по коэффициенту кратности $K=1$.

Если полученное значение I_{cp}^* превышает 1,2, то уставку по K необходимо принять равной 2 и по приведенной формуле рассчитать требуемую уставку по I_{cp}^* с округлением до ближайшего значения уставки по шкале реле.

7. Защита от перегрузки трансформатора

Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока КА1, включенным в цепь одного из трансформаторов тока защиты от внешних к.з. Электрическая схема защиты изображена на Рис. 26.

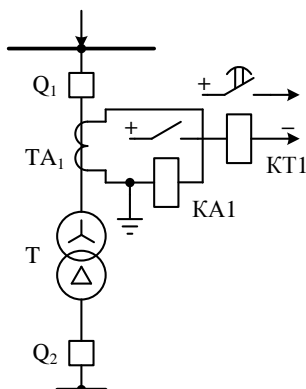


Рис. 26. Электрическая схема защиты от перегрузки

Коэффициент надежности k_H учитывает уровень перегрузки и принимается равным $k_H=1,2$. Коэффициент возврата реле k_e зависит от типа реле. Ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_H \cdot I_{\text{ном.т}}}{k_e \cdot n_T}$$

Для отстройки от кратковременных перегрузок и КЗ предусматривается реле времени КТ1, рассчитанное на длительное прохождение тока в его обмотках. Выдержка времени принимается на ступень селективности больше, чем время защиты срабатывания защиты трансформатора от внешних к.з.

8. Газовая защита трансформатора

Все трансформаторы мощностью от 1МВА должны быть оборудованы газовой защитой. Газовая защита должна защищать трансформатор от внутренних повреждений, к которым относят:

- витковые замыкания в обмотках ВН и НН;
- пожар стали;
- утечка масла из бака.

Принцип работы газовой защиты основан на контроле разложения трансформаторного масла под действием повышенной температуры на газы (газогенерирование). Повышенная температура появляется локально при витковых замыканиях или при пожаре стали. Это место сильно разогревается и масло газогенерирует. Газы будут стремиться попасть в расширительный бак, проходя через корпус газовое реле. Скапливаясь в корпусе газового реле, вызывают повышенное давление и снижение уровня масла, что приводит к опрокидыванию чашек и срабатыванию газового реле (рис. 27).

Газовое реле – это механическое реле с двумя парами контактов.

Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 изображенными на Рис. 27.

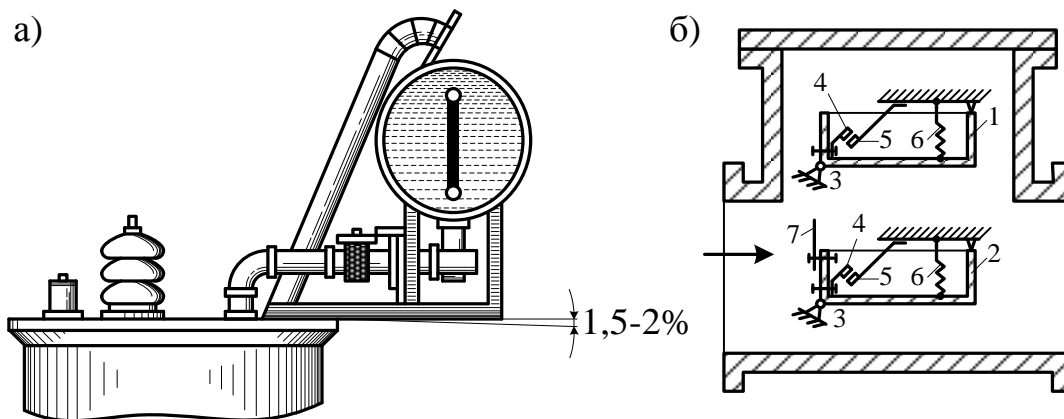


Рис. 27. Газовое реле защиты трансформатора
а – место установки газового реле; б – конструкция

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме, при наличии масла в кожухе реле, чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка, и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании, поток масла и газа действует на лопасть 7, которая действует вместе с нижней чашкой на общий контакт отключения трансформатора. Уставки по скорости потока масла: 0,6; 0,9; 1,2 м/с, – определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора. Время срабатывания реле $t_{cp}=0,05...0,5с$.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q.

В схеме защиты на переменном оперативном токе, изображенной на рисунке 28, самоудерживание достигается путем шунтирования нижнего контакта газового реле KSG верхним замыкающим контактом реле KL.

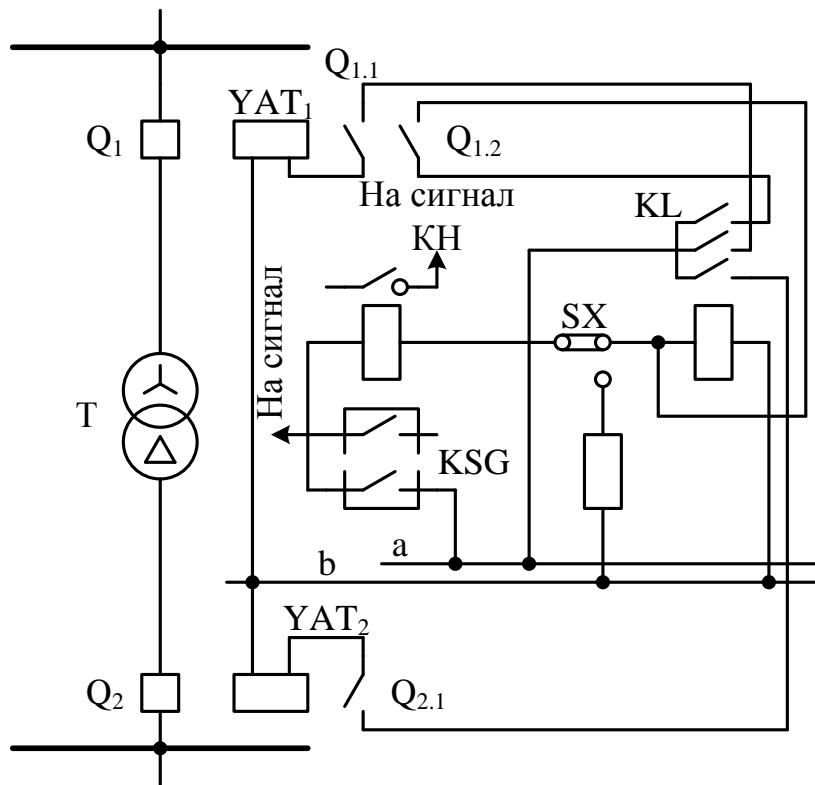


Рис. 28. Принципиальная схема газовой защиты трансформатора не переменном оперативном токе

Самоудерживание автоматически снимается после разрыва цепи отключения вспомогательным контактом Q1.2 выключателя Q1.

ПРИЛОЖЕНИЕ III

1. Цифровые защиты

1.1. Введение

Современные устройства релейной защиты, как правило, выполняются цифровыми. Это означает, что измеряемые значения тока и напряжения преобразуются в дискретные значения, а затем обрабатываются в необходимое цифровое содержание.

Все цифровые защиты многофункциональны, то есть кроме требуемых видов защит электрооборудования параллельно применяются «защитные» функции, такие как измерения (ток, напряжение, мощность), контроль, управление и автоматика. Число таких функций постоянно увеличивается вместе с мощностью процессора и объёмом памяти терминалов.

Практически все реально существующие физические явления и процессы в природе описываются аналоговыми сигналами. Аналоговый сигнал непрерывно изменяется во времени и может принимать любые значения в некотором временном диапазоне, определяемом природой физической величины.

Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, может принимать лишь конечное множество значений и определён лишь для конкретных моментов времени.

Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному предполагает две операции: дискретизацию по времени и квантование по уровню. А устройства, выполняющие эту операцию, называются аналого-цифровыми преобразователями (АЦП). По-существу, аналого-цифровое преобразование – это измерение мгновенных значений аналогового входного сигнала через заданные интервалы времени Δt и кодирование измеренных дискретных значений сигнала (U) по уровню Рис. 29. При кодировании сигнала по уровню, его дискретное значение (U) равномерно разбивается на конечное число подуровней, называемых уровнями квантования (ΔU). Каждому значению уровня сигнала (в нашем примере от 1 до 9, Рис. 29) может быть присвоен код (двоичное число от 0001 до 10001). Записанные двоичные числа (код) передаются в микропроцессор через определённые промежутки времени t , называемые выборками.

При квантовании по уровню не всегда измеряемый сигнал совпадает с уровнем квантования ΔU . В таком случае, он округляется до ближайшего значения, определяемого целым числом квантов. Естественно, что при этом возникает погрешность, обусловленная округлением. Но чем меньше уровень квантования ΔU , тем точнее выходное напряжение представляет кодированный сигнал.

Характеризуя АЦП говорят о его частоте дискретизации f_g на интервале времени между дискретными сигналами Δt . При этом частота дискретизации выборок $f_g=1/\Delta t$, и, если речь идет о периодических сигналах с периодом T , то количество этих дискретных сигналов $N=f_g \cdot T$ (Рис. 29).

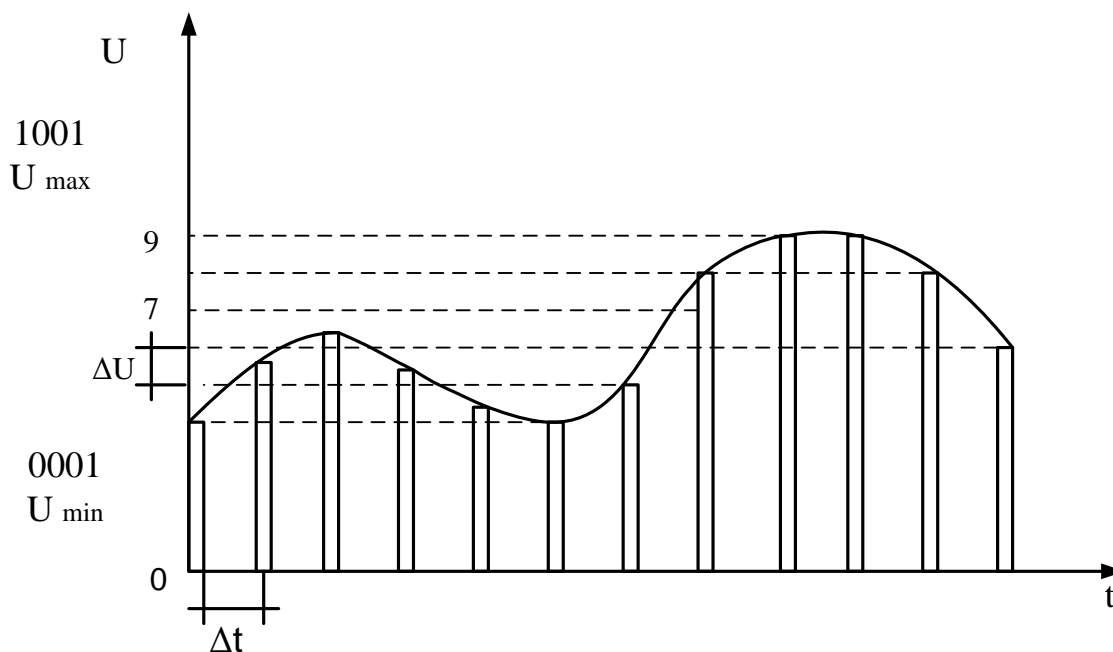


Рис. 29. Цифровое преобразование сигнала

Для периодических сигналов существует взаимосвязь между наивысшей гармоникой в преобразуемом сигнале f_{\max} и частотой дискретизации f_g . Еще в 30-х годах было показано академиком Котельниковым В.А., что для точного восстановления первоначального сигнала из его дискретного необходимо выполнить условие

$$f_g \geq 2f_{\max} \quad \text{или} \quad N \geq 2f_{\max} \cdot T$$

Более того, при аналого-цифровом преобразовании из входного сигнала должны быть исключены все гармоники с частотой, более высокой, чем частота дискретизации f_g . В противном случае, при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты.

Другой важной характеристикой АЦП является разрядность (n) формируемого им двоичного числа. Для того, чтобы выяснить, каким должно быть значение n , рассмотрим АЦП (Рис. 30), на вход которого поступает аналоговый сигнал U , а на его цифровых выходах появляется эквивалентное число в виде двоичных сигналов с двумя возможными уровнями, условно обозначаемыми как 0 и 1 , то есть представляет двоичную систему счисления (кодирования). Так в двузначном АЦП $n = 2$, на его двух выхо-

дах возможно формирование только четырёх независимых числовых комбинаций: 00; 01; 10; 11.

В этом случае нахождение входного аналогового сигнала U возможно в одном из четырёх поддиапазонов m , ограниченных $U_{min} \dots U_{max}$

$m = 2^n$ (Рис. 30).

Для n – разрядного АЦП нахождение входного сигнала U может находиться в любом из поддиапазонов $m = 2^n$. Величина ступени квантования ΔU для сигнала составит $\Delta U = \frac{U_{max}}{2^n - 1}$ и характеризует разрешающую способность АЦП.

где $2^n - 1$ – максимальный вес входного кода.

Под разрешающей способностью АЦП понимают наименьшее значение входной величины (ΔU – квант), различаемое устройством. Так при $U = 10$ В, $n = 12$ величина ΔU составит:

$$\Delta U = \frac{10}{2^{12} - 1} \approx 2,44 \text{ мВ.}$$

Количество уровней квантования (поддиапазонов) составит:

$$m = 2^n = 4096$$

и при изменении напряжения на входе от 0 до 10 В погрешность составит не более 5%/

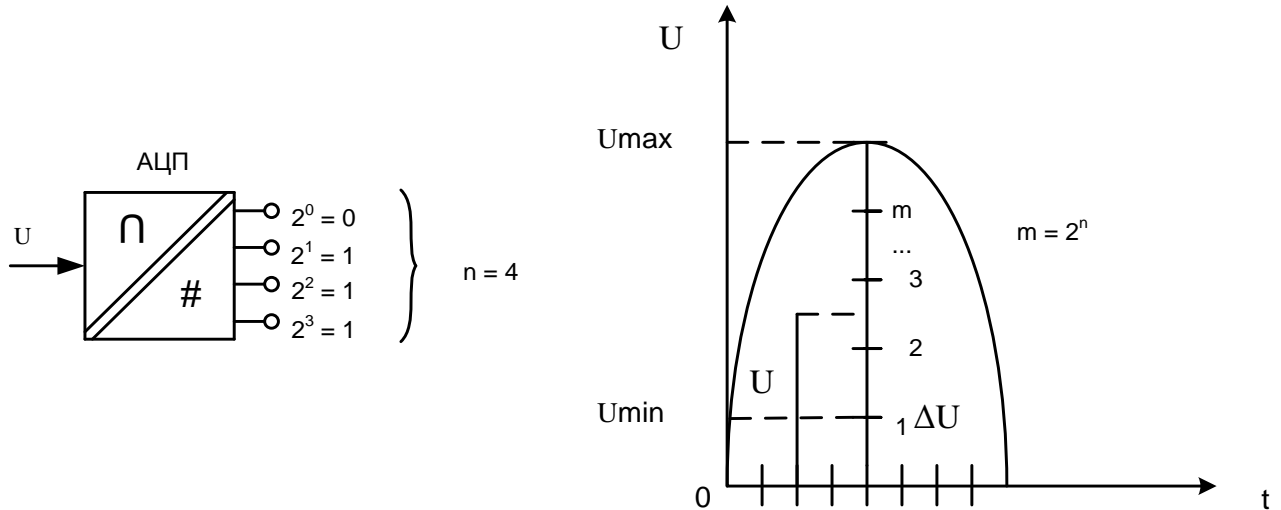


Рис. 30. К пояснению разрядности АЦП

В устройствах РЗА применяют АЦП с частотой дискретизации от 600 Гц до 2000 Гц. Более высокая частота дискретизации используется в том случае, когда устройство защиты обеспечивает еще и осциллографирование аварийного процесса. Цифровое устройство с частотой выборок 2000 Гц эквивалентно осциллографу с полосой пропускания 0...1000 Гц. Для сравнения отметим, что запись звука на компакт-дисках осуществля-

ется с частотой дискретизации около 44кГц, что обеспечивает качественное воспроизведение фонограмм, включая частоты свыше 20кГц.

Для релейной защиты достаточно чтобы число выборок N была не менее 64 при $f_n=50$, а разрядность АЦП $n=12\div 14$. В этом случае погрешность от преобразования аналоговых величин (ток, напряжение) в цифровые не будет превышать 10%. В Германии (Siemens) разрядность АЦП принята $n=16$. Это соответствует 65536 уровням квантования ($m=2^{16}=65536$).

1.2. Структурная схема микропроцессорной защиты

Общая структурная схема микропроцессорных защит представлена на рис. 31.

Аналоговые сигналы, полученные от измерительных трансформаторов ТА, TV в виде синусоидальных токов и напряжений, после преобразования в промежуточных трансформаторах TLA и TLV и частотных фильтрах ЧФ, превращаются в дискретные и кодируются АЦП, в дальнейшем обрабатываются микропроцессорной системой (МПС), построенной на цифровых микросхемах.

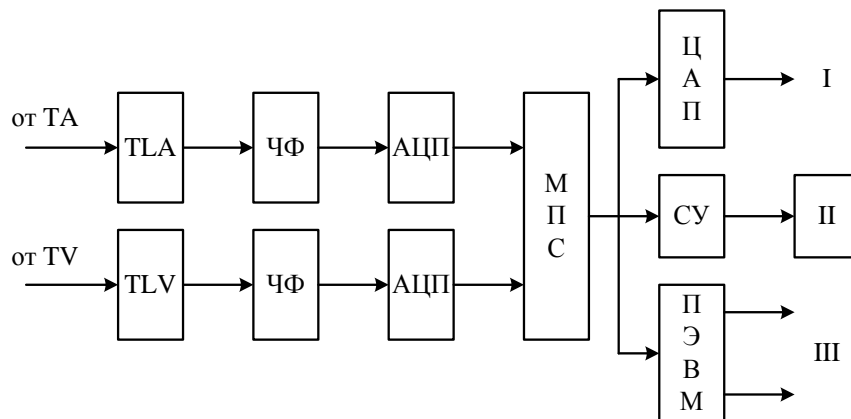
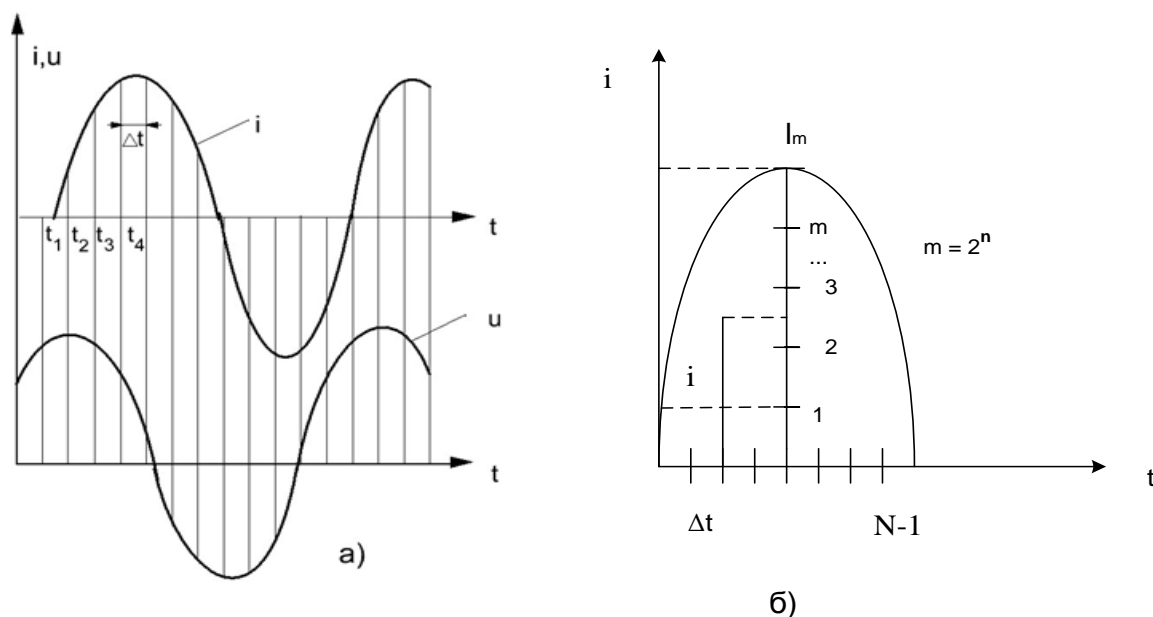


Рис. 31. Общая структурная схема микропроцессорных защит

TLA, TLV – промежуточные трансформаторы тока и напряжения; АЦП – аналогово-цифровые преобразователи; ЧФ - частотный фильтр; МПС – микропроцессорная система; ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь; СУ – сигнальное устройство; РАС – регистрация аварийных событий; ПЭВМ – персональная ЭВМ; I – на отключение выключателей; II – к оперативному персоналу; III – к релейному персоналу

Переменный синусоидальный ток (напряжения) с частотных фильтров ЧФ подается в устройство АЦП, предусмотренное для изменения формы сигнала на дискретную (цифровую). В АЦП измерение значения синусоидального тока (напряжения) происходит в определенные моменты времени $t_1, t_2 \dots t_n$ с интервалом времени Δt (Рис. 32, а). В эти моменты времени фиксируются соответствующие им мгновенные значения, которые используются как дискретные значения синусоидального тока. Полученные таким образом дискретные сигналы через интервалы времени Δt передаются последовательно в моменты времени $t_1, t_2 \dots t_n$, на ввод МПС в виде двоичного цифрового кода (1, когда есть импульс тока и 0, когда сигнал

отсутствует). Эта операция часто называется выборкой. Очень важно, чтобы значения измеряемых дискретных значений тока и напряжения точно соответствовали действительным значениям синусоид этих величин. Кроме дискретизации по времени предусмотрена дискретизация по значению входной величины по параметру (тока или напряжения), как показано на Рис. 32, б. Момент выборки сигналов определяется мультивибратором, непрерывно с интервалом Δt генерирующим тактовые импульсы.



$$f_g = \frac{1}{\Delta t} = (600 \div 2000) \text{ Гц}$$

$$N = 2f_{max} \frac{T}{2} - \text{число выборок}$$

f_{max} - частота наибольшей гармоники

m - число уровней квантования

n - разрядность АЦП; для РЗ принимают $n = (12 \div 16)$

Рис. 32. Характеристика входной величины (тока или напряжения):
а- дискретизация по времени; б- дискретизация по параметру

Для получения с помощью дискретных сигналов, возможно большей точности представления действительной синусоиды интервал Δt нужно выбирать, возможно, меньше. Однако следует иметь в виду, что при последовательной передаче сигналов это замедляет процесс обработки и ухудшает быстродействие РЗ.

Сигнал с выхода АЦП поступает в устройство обработки информации, каким является МПС. Основным элементом цифровой РЗ является микропроцессор (МП), схема которого позволяет использовать его в качестве вычислительного устройства, производящего арифметические и логические операции, необходимые для выполнения им функций РЗ, представленных алгоритмом действия ее измерительных и логических органов.

Структурная схема цифрового реле тока представлена на Рис. 33. На Рис. 34 представлено структурное построение цифровой защиты.



Рис. 33. Структурная схема цифрового реле тока.

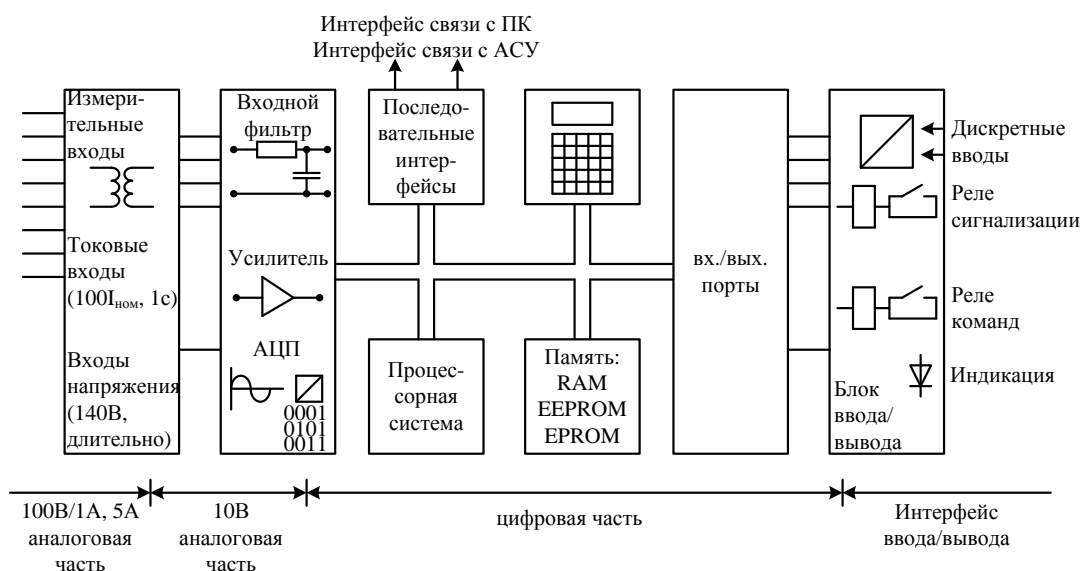


Рис. 34. Структура устройства цифровой защиты.

1.3. Производители цифровых защит на основе микропроцессорной техники

В настоящее время на основе микропроцессорной элементной базы созданы комплекты устройств, содержащие набор блоков, выполняющих все необходимые функции защиты, автоматики и управления одного из элементов системы электроснабжения. Таким устройством является интеллектуальное автоматическое устройство SPAC800, изготавливаемое совместным предприятием «АББ Реле-Чебоксары»[Л -1]. Предприятие выпускает и другие микропроцессорные комплекты реле защиты и автоматики типов SPA100 и SPA300. На кафедре Электроэнергетики изучается

комплектное устройство SPAC-801 для защиты и автоматики распределительной сети 10 кВ.

Для распределительных сетей 6 – 35 кВ комплексные цифровые автоматические устройства на микропроцессорной элементной базе типов Сириус, Сириус-М и Орион-М разработаны научно-производственной фирмой (НПФ) «Радиус» НИИ «Зенит» (г. Зеленоград), а устройства БМР304 – научно-техническим центром (НТЦ) «Механотропика» (Санкт-Петербург). К основным достоинствам цифровых защит относятся: многофункциональность; местное и дистанционное управление; высокая надежность, обеспечиваемая системой самоконтроля; малое потребление по цепям тока и оперативного питания; регистрация параметров аварийных событий, прием сигналов от внешних защит и последующее действие на отключение или сигнал; цифровой дисплей на отображение параметров. Устройство SPAC802-01 и SPAD346С для защиты трансформаторов представлены ниже.

1.4. Микропроцессорное интегральное устройство релейной защиты трансформатора SPAD346С

Первоначально были рассмотрены устройства релейной защиты и автоматики трансформаторов, выполненных на специальных реле с БНТ и аналоговых реле. Наиболее сложной из рассматриваемых защит является продольная дифференциальная защита.

При выборе ее тока срабатывания необходимо обеспечить отстройку от броска тока намагничивания $I_{бр.ном}$, возникающего при подключении трансформатора к напряжению, и от максимального расчетного тока небаланса $I_{нб.расч.мах}$ при внешних коротких замыканиях, который может достигать $0,41 \cdot I_{к.вн.мах}^{(3)} / K_1$, который содержит три составляющие $I_{ía.двдн=мах} = I'_{ía.} + I''_{ía.двн.} + I'''_{ía.}$. Одна из них $I'_{нб.}$ определяется погрешностями трансформаторов тока, а две другие $I''_{нб.рпн}$ и $I'''_{нб.}$ обусловлены схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора и наличием устройства РПН, а также неравенством абсолютных значений тока в цепях циркуляции защиты в нормальном режиме и при внешних КЗ, от неравенства выбранных стандартных коэффициентов трансформации трансформаторов тока с расчетными.

В качестве примера можно рассмотреть современную цифровую защиту понижающих трансформаторов на микропроцессорной элементной базе SPAD346С, выпускаемой совместным предприятием «АББ Реле-Чебоксары». Данная защита выполняет следующие интегрирующие функции:

- продольной токовой дифференциальной защиты (модуль SPCD3D53);

- дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности обмотки высшего напряжения от КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью или токовой защиты нулевой последовательности от однофазных замыканий на стороне высшего напряжения в сетях с изолированной нейтралью (модуль SPCD2D55);

- трехступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ, двухступенчатой токовой защиты от однофазных замыканий на землю и защиты от несимметричной работы (модуль SPCJ4D28).

Устройство SPAD346С относится к разряду интеллектуальных автоматических устройств, обладающих интегрированными функциями и свойствами адаптации к режимам работы трансформатора. Всесторонняя самодиагностика и выдача информации о неисправностях повышает надежность функционирования устройства.

Выводиться также информация об электрических величинах, в том числе и о параметрах настройки защит. Имеется возможность дистанционно изменять уставки релейной защиты.

Выполняются и другие функции. Функциональная схема устройства изображена на Рис. 35. Она содержит четыре блока.

Блок входных измерительных преобразователей тока. На вход этого блока подается переменный ток от измерительных трансформаторов тока ТА1-ТА4. Его промежуточные трансформаторы тока выполняются на номинальный ток 5 А с отпайкой, позволяющей подключать на номинальный ток 1 А. Они производят гальваническое разделение цепей устройства от цепей измерительных трансформаторов тока и преобразуют входные сигналы до необходимого уровня.

Блок входов/выходов является релейно-контактным модулем, содержащим пять реле, при срабатывании которых появляются дискретные сигналы BS1-BS5 настройки и оперативного управления программными функциями защитных отключений. В частности, на одно из реле может воздействовать газовая защита.

Вычислительно-логический блок состоит из трех микропроцессорных модулей, обеспечивающих выполнение функций, указанных выше защит. На вход блока подаются сигналы с выхода блока входных измерительных преобразователей тока и сигналы BS1-BS5 от блока входов/выходов. Вычислительно-логический блок производит обработку поступающих на его вход сигналов по заранее определенному алгоритму и формирует сигналы срабатывания выходных реле.

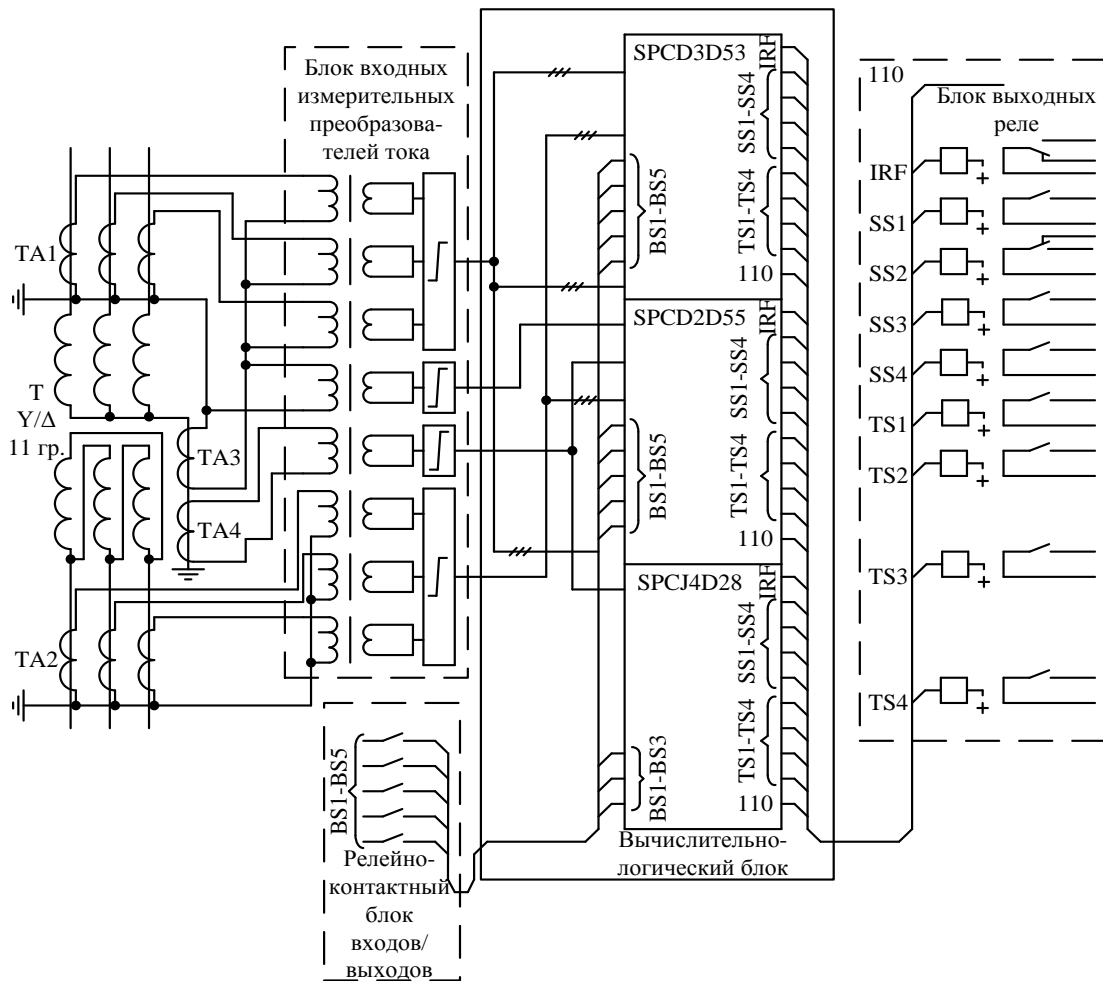


Рис.35. Функциональная схема микропроцессорного устройства релейной защиты трансформатора типа SPAD346С

Вычислительно-логический модуль SPCD3D53 выполняет функции двухступенчатой продольной дифференциальной токовой защиты. Ее принципиальное отличие от защиты, использующей аналоговые реле, состоит в том, что она обладает свойством программного сравнения токов в плечах защиты при их отношении от 0,4 до 1,5 и производит компенсацию сдвига фаз вторичных фазных токов измерительных трансформаторов тока. В связи с этим появляется возможность независимо от группы соединения обмоток защищаемого трансформатора использовать одинаковую схему соединения трансформаторов тока дифференциальной защиты как с высшей, так и с низшей стороны (Рис. 35) и не учитывать составляющие тока небаланса $I''_{нб.}$ и $I''_{нб.рпн.}$, так как они практически отсутствуют.

В максимальном расчетном токе небаланса $I_{нб.расч.мах}$ сохраняется только составляющая $I'_{нб.}$, обусловленная погрешностями измерительных трансформаторов тока. Тем самым появляется возможность повышать чувствительность защиты, а для отстройки от $I'_{нб.}$ применяется торможение

при внешних КЗ. Для отстройки от броска тока намагничивания вторая ступень защиты имеет блокировку по второй гармонике тока.

Первая грубая ступень защиты аналогична дифференциальной токовой отсечке, ее ток срабатывания $I_{сз}$ принято обозначать как $3\Delta I \gg$. Он может быть принят равным $(5...30)I_{т.ном}$ и определяется отстройкой защиты от броска тока намагничивания. Время срабатывания не более 40 мс.

Вторая чувствительная ступень защиты кроме блокировки по второй гармонике, содержащейся в броске тока намагничивания трансформатора, автоматически загрубляется при внешних КЗ. Поэтому ее начальный ток срабатывания, который обозначается как $3\Delta I >$, принимается не более $0,5I_{т.ном}$, время срабатывания не превышает 45 мс. Защита имеет также блокировку по пятой гармонике тока намагничивания. Она исключает срабатывание защиты в случае увеличения тока намагничивания вследствие повышения напряжения на зажимах трансформатора.

Вычислительно-логический модуль SPCD2D55 подключается к нулевому проводу трех фаз измерительных трансформаторов тока ТА1 и к одному из трансформаторов тока, установленных в нейтрали защищаемого трансформатора (на схеме рис. 35 – это ТА3). При заземленной нейтрали модуль функционирует как продольная дифференциальная токовая защита нулевой последовательности обмотки высшего напряжения трансформатора, а при изолированной – как двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности. В продольной дифференциальной защите предусматриваются торможение, выдержка времени и блокировка от второй гармоники тока в нейтрали трансформатора.

Вычислительно-логический модуль SPCJ4D28 программно реализует трехступенчатую токовую защиту от междуфазных КЗ, двухступенчатую токовую защиту от однофазных замыканий на землю и защиту от несимметричных режимов.

Трехступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ имеет следующие уставки срабатывания по току и времени:

первая ступень – токовая отсечка, ее уставки срабатывания

$$(I_{сз}^I)I \gg \gg = (0,5...40)I_{ном}, t \gg \gg = (0,04...30)c ;$$

вторая ступень — токовая отсечка с выдержкой времени

$$(I_{сз}^{II})I \gg = (0,5...40)I_{ном}, t \gg = (0,04...30)c ;$$

третья ступень — максимальная токовая защита имеет

$$(I_{сз}^{III})I \geq (0,5...5)I_{ном}$$

и зависимую или независимую от тока выдержку времени. Здесь $I_{ном}=1$ или 5А.

Для двухступенчатой токовой защиты от однофазных замыканий на землю. Воздействующей величиной защиты является ток нулевой последовательности. Ее уставки срабатывания по току и времени следующие:

первая (вторая) ступень - токовая отсечка или токовая отсечка с выдержкой времени, ее уставки

$$(I_0 \gg \gg) I_0 = (0,01...10)I_{ном}, \quad t_0 = (0,05...300)c;$$

третья ступень – максимальная токовая защита, ее ток срабатывания $I_0 \geq (0,1...0,8)I_{ном}$, а выдержка времени может быть как независимой, ток и зависимой от тока. Здесь $I_{ном}=0,2$ или 1А.

Защита от несимметричных режимов. Ее уставка по току ΔI определяется по разности максимального $I_{ф.маx}$ и минимального $I_{ф.мин}$ фазных токов, отнесенной к максимальному току, т.е.:

$$\Delta I = \frac{I_{ф.маx} - I_{ф.мин}}{I_{ф.маx}} = (0,1...1)I_{ном}$$

а выдержка времени $t_d=1..30$ с.

Вычислительно-логический блок выдает сигналы выходной информации SSI-SS4 и отключающие воздействия TS1-TS4.

Блок выходных реле осуществляет прием сигналов от вычислительно-логического блока и обеспечивает срабатывания реле. Микропроцессорная часть устройства производит постоянный контроль состояния выходных реле.

Блок питания (на схеме не показан) обеспечивает необходимый уровень напряжения для функционирования различных блоков устройства. Он предназначен для работы от постоянного или выпрямленного переменного оперативного тока и обеспечивает стабилизированный уровень напряжения $\pm 12В$; $\pm 24В$. Кроме указанных блоков, устройства SPAD346С содержит и другие элементы, например, передатчик и приемник волоконно-оптической линии связи.

2. Автоматика силовых трансформаторов

2.1. Устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)

Нормальная работа потребителей электроэнергии обеспечивается при определенном напряжении. При наличии на подстанциях и трансформаторных пунктах трансформаторов, снабженных устройствами для регулирования под нагрузкой (УРПН), появляется возможность автоматически регулировать напряжение путем переключения числа витков одной из обмоток трансформатора без его отключения. Обычно переключающее устройство располагают на стороне ВН.

Трансформатор с УРПН поставляется заводами с автоматическим регулятором напряжения (АРНТ). Совместно с трансформатором АРНТ образует автоматическую систему регулирования коэффициента транс-

формации. Основными характеристиками автоматической системы регулирования являются:

- степень регулирования $U_{ст}$ – напряжение между двумя ответвлениями обмотки, выраженное в процентах от ее номинального напряжения; в зависимости от типа трансформатора $U_{ст} = 1,25 \dots 2,5\%$;

- зона нечувствительности $\Delta U_{нч}$ – некоторый диапазон изменения напряжений, при котором не срабатывает автоматический регулятор; зону нечувствительности выражают в процентах относительно номинального напряжения; для исключения излишних срабатываний регулятора зона нечувствительности должна быть больше степени регулирования, т.е. $\Delta U_{нч} > U_{ст}$ (степень регулирования рассматриваемого трансформатора 1,78%, т.е. $1,78 \cdot 115/100 = 2,047$ кВ);

- точность регулирования – показатель, характеризуемый изменением напряжения, равным половине зоны нечувствительности;

- выдержка времени – параметр, исключаяющий действие регулятора при кратковременных отклонениях напряжения;

- уставка регулятора – напряжение, которое должен поддерживать регулятор.

Процесс регулирования изображен на Рис. 36.

Не смотря на разнообразие выполнения, регуляторы напряжения могут быть представлены единой функциональной схемой, изображенной на Рис. 37., содержащей три функциональные части: измерительную ИЧ, логическую ЛЧ и исполнительную ИСЧ.

Характерным элементом измерительной части является элемент встречного регулирования ЭВР, обеспечивающий статическую характеристику регулятора. Это необходимо для поддержания напряжения у потребителя на заданном уровне независимо от тока нагрузки.

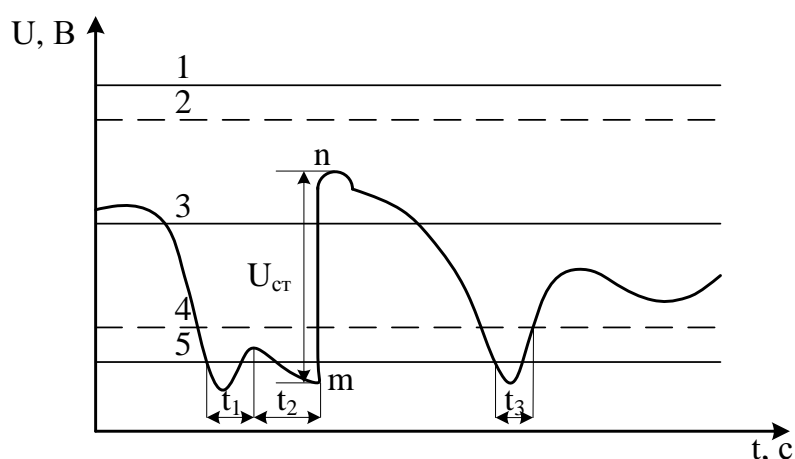


Рис. 36. Процесс регулирования напряжения

1,5 – границы зоны нечувствительности; 2,4 – напряжение возврата; 3 – уставка регулятора; t_1 – выдержка времени регулятора; t_2 – время действия приводного

механизма; m_n – скачкообразное переключение ступени регулирования; t_3 – время отклонения напряжения недостаточное для возникновения переключения

Измерительный орган напряжения ИОН содержит элемент сравнения напряжения ЭС и усилителя А1 и А2 с релейной характеристикой.

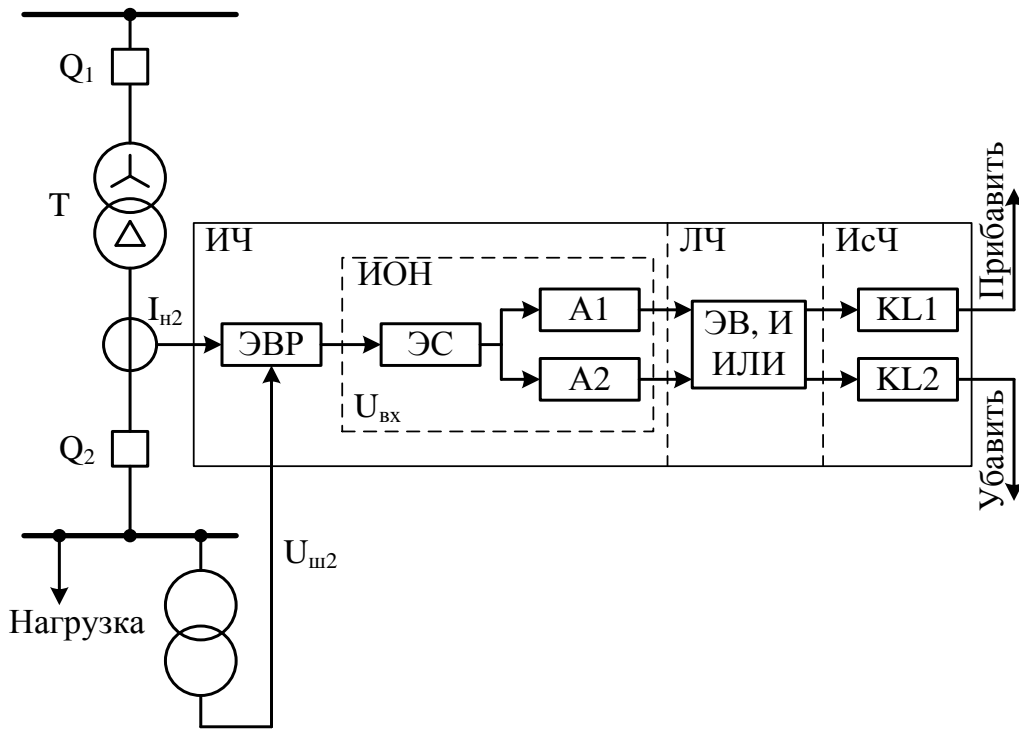


Рис. 37. Автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформатора

Логическая часть содержит элемент выдержки времени ЭВ и элементы ИЛИ, И, в зависимости от графика изменения напряжения на подстанции уставка по времени поднимается в пределах $t_1 = 1 \dots 5$ мин. Элементы ИЛИ, И выполняют соответствующие логические операции, обеспечивающие функционирование регулятора в целом.

Исполнительная часть содержит реле KL1 и KL2, при срабатывании которых создаются воздействия на привод выключателя ответвлений.

Наиболее совершенных из известных регуляторов, выполненных на основе полупроводниковых элементов, является АРТ-1Н.

2.2. Автоматическое повторное включение

На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривается автоматическое повторное включение трансформатора мощностью более 1МВА после его аварийного отключения. Пуск устройства АПВ обычно выполняется так, чтобы не допускать включения трансформатора

при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраиваются. При всех внутренних повреждениях, как указывалось, срабатывает сигнальный элемент газового реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании сигнального элемента газового реле. При действии УАПВ вводится некоторое замедление, исключающее повторное включение трансформатора при внутренних к.з., сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем срабатывает его сигнальный элемент. В отдельных случаях допускается действие УАПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений.

2.3. Устройства автоматического включения резерва

Устройства АВР широко применяются для включения резервных трансформаторов. Схемы подстанций обычно выполняются так, что при наличии двух и более трансформаторов шины низшего напряжения секционированы. Каждый трансформатор подключается к соответствующей секции шин. В нормальном режиме секционный выключатель отключен. В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению секционного выключателя устройством АВР. Из-за остаточного напряжения на шинах, поддерживаемого синхронными электродвигателями и компенсаторами, минимальный пусковой орган напряжения действует с замедлением, достигающим $t_{ABP} = 1$ с и выше.

ПРИЛОЖЕНИЕ IV

1. Пример расчета защиты высоковольтного асинхронного электродвигателя

Выбрать типы защит и определить их уставки электродвигателя гидронасоса по данным: $U_{д.ном} = 6$ кВ; $P_{д.ном} = 400$ кВт; $I_{д.ном} = 48,4$ А; $k_{II} = 5,1$; $TT с n_T = 150/5$ установлены на фазах А и С; ток трехфазного к.з. на шинах распределительного устройства собственных нужд (РУСН) $I_k^{(3)} = 13000$ А; ток замыкания на землю в РУСН $I_3 < 10$ А.

Решение. По технологии работы двигатель является неотвественным. Согласно ПУЭ на таких электродвигателях мощностью менее 2000 кВт применяют однорелейную двухфазную токовую защиту без выдержки времени (отсекку), отстроенную по току от токов самозапуска, и защиту от перегрузки, отстроенную от токов самозапуска по времени (Рис. 38, а). Кроме того, при токе замыкания на землю более 10 А применяют токовую защиту нулевой последовательности без выдержки времени, состоящую из трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛ и реле типа РТ-40/0,2, РТЗ-51 (реле 1, 2 Рис. 38). Однолинейная схема защиты (токовая отсечка) включается на разность вторичных токов (обычно фаз А и С).

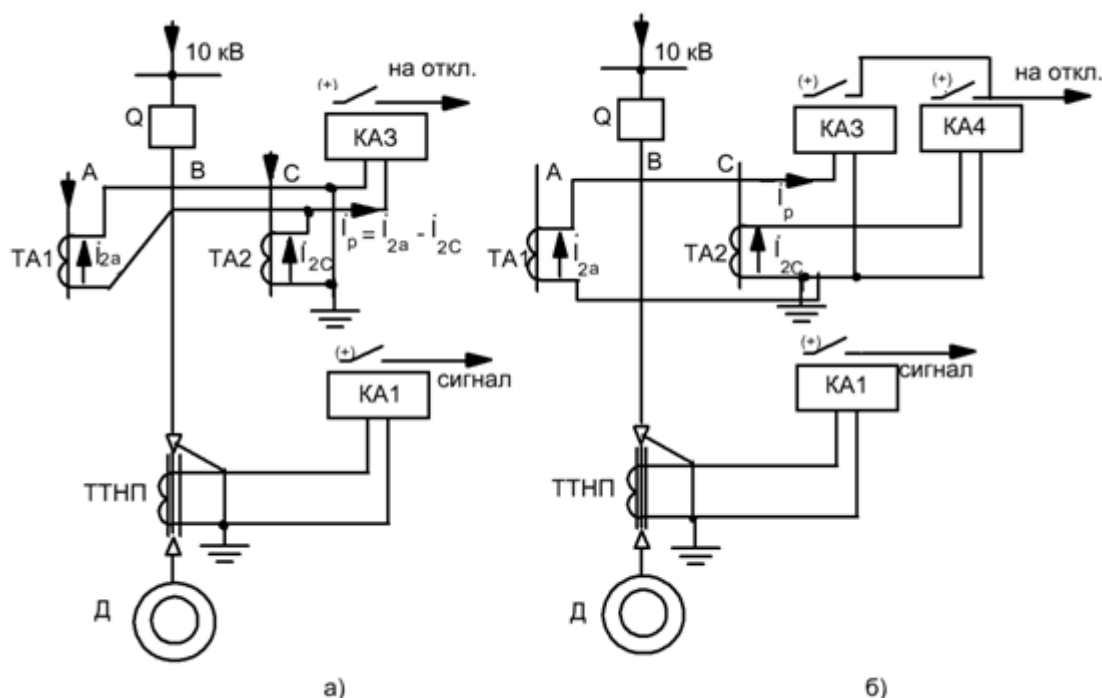


Рис. 38. Схемы соединений ТТ и реле защит электродвигателей:

а) - однорелейная двухфазная; б) – двухрелейная двухфазная.

1- реле РТ 10/0,2 (РТЗ-51); 2- реле РТ 40/2; 3,4 – реле РТ 90 или РТ 40

Если однорелейная схема отсечки двигателей мощностью менее 2000 кВт не обеспечивает требуемый по ПУЭ коэффициент чувствительности

$k_v=2$, то применяют двухфазную двухрелейную схему «неполная звезда», которая чувствительнее в $\sqrt{3}$ раз (Рис. 34, б).

Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от пускового тока электродвигателя и определяются по выражению:

$$I_{cp.1} = k_H \cdot k_{II} \cdot I_{д.ном}, \quad (2.1)$$

где $k_H=1,8$ – для реле серии РТ-80 и $k_H=1,4$ – для реле серии РТ-40;

k_{II} – коэффициент пуска электродвигателя;

$I_{д.ном}$ – номинальный ток двигателя.

Вторичный ток срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\bar{n}\delta.2} = \frac{k_{\bar{n}\delta}^{(3)} \cdot I_{\bar{n}\delta.1}}{n_{\delta}}, \quad (2.2)$$

где n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока,

$k_{\bar{n}\delta}^{(3)} = \sqrt{3}$ при включении реле на разность токов двух фаз ТТ (Рис. 38, а) и

$k_{cx}^{(3)} = 1$ при включении реле на токи фаз ТТ (Рис. 38, б).

Коэффициент чувствительности защиты для однорелейной схемы определяется при двухфазном к.з. на выводах электродвигателя между фазами А и В или В и С, при которых ток в реле в 2 раза меньше, чем при к.з. между фазами А и С, по выражению:

$$k_q^{(2)} = \frac{I_{к.з.}^{(2)}}{I_{cp.1}}, \quad (2.3)$$

Для двухрелейной схемы токи в обоих реле при к.з. между любыми двумя фазами одинаковы.

Из (2.2) и (2.3) следует, что при двухфазной двухрелейной схеме защита в $\sqrt{3}$ раз чувствительнее, поэтому по ПУЭ ее требуется применять на электродвигателях мощностью 2000 кВт и более.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по условию отстройки от $I_{д.ном}$ по выражению:

$$I_{пер.1} = \frac{k_H \cdot I_{д.ном}}{k_g}, \quad (2.4)$$

где $k_H=1,2$ и $k_g=0,8$ – коэффициенты надежности и возврата реле соответственно.

Из (2.2) и (2.4) определяем выражение для вычисления тока срабатывания реле перегрузки

$$I_{пер.2} = \frac{k_H \cdot k_{II}^{(3)} \cdot I_{д.ном}}{k_g \cdot n_T}, \quad (2.5)$$

Выдержка времени защиты от перегрузки при схеме с реле серии РТ-90 принимается 16с в независимой части, и если его недостаточно, то устанавливают еще дополнительное реле времени типа ЭВ-144 со шкалой 0-20с.

При схеме с независимой характеристикой выдержки времени принимают реле типа ЭВ - 144 или типа Е -513 со шкалой 6 - 60с, в зависимости от времени пуска или самозапуска двигателей.

Для заданного электродвигателя проверим возможность применения однорелейной схемы с реле типа РТ- 90.

Первичный ток срабатывания отсечки определяем по (2.1):

$$I_{отс.1} = k_H \cdot k_{II} \cdot I_{Д.н.ю.м} = 1,8 \cdot 5,1 \cdot 48,4 = 445 А$$

Вторичный ток срабатывания элемента отсеки в реле определяем по (2.2):

$$I_{i\delta\bar{n}.2} = \frac{k_{\bar{n}\delta}^{(3)} \cdot I_{i\delta\bar{n}.1}}{n_{\delta}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 445}{30} = 25,6 А$$

Коэффициент чувствительности вычисляем по (2.3):

$$k_{\epsilon}^{(2)} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{отс.2} \cdot n_T} = \frac{0,867 \cdot 13000}{25,6 \cdot 30} = 14,65$$

Ток срабатывания индукционного элемента реле РТ-90 с выдержкой времени от перегрузки определяем по (2.5) (электромагнитная отсечка):

$$I_{пер.2} = \frac{k_H \cdot k_{II}^{(3)} \cdot I_{Д.н.ю.м}}{k_{\epsilon} \cdot n_T} = \frac{1,2 \cdot \sqrt{3} \cdot 48,4}{0,8 \cdot 30} = 4,18 А$$

Принимаем реле типа РТ-90/2 с уставками $I_{cp}=4,5 А$ и выдержкой времени в независимой части характеристики 16 с.

Кратность отсечки к уставке индукционного элемента:

$$k = \frac{I_{пер.2}}{I_{cp}} = \frac{25,6}{4,5} = 5,7$$

По каталогу разброс тока срабатывания отсечки примерно 30%.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки не определяется, поскольку она не предназначена для действия при к.з.

Опыт эксплуатации показал неправильное (излишнее) срабатывание отсечки в реле серии РТ-90, установленных в шкафах КРУ, от сотрясений при операциях с выключателями соседних шкафов. Поэтому в последнее время защита от перегрузки электродвигателей собственных нужд выполняется с независимой выдержкой времени посредством реле тока РТ- 40 и реле времени ЭВ - 144 для двигателей с временем пуска или самозапуска более 20 с.

Так как рассматриваемый двигатель неответственный, то предусматриваем его отключение от первой ступени защиты минимального напряжения: $U_{сз} = (0,65 \div 0,7)U_{н.ю.м}$ и $t = 0,5с$.

Защиту от замыканий на землю не предусматриваем, исходя из того, что для двигателей 6 кВ мене 2000 кВт при токе I_3 мене 10 А по ПУЭ она не устанавливается.

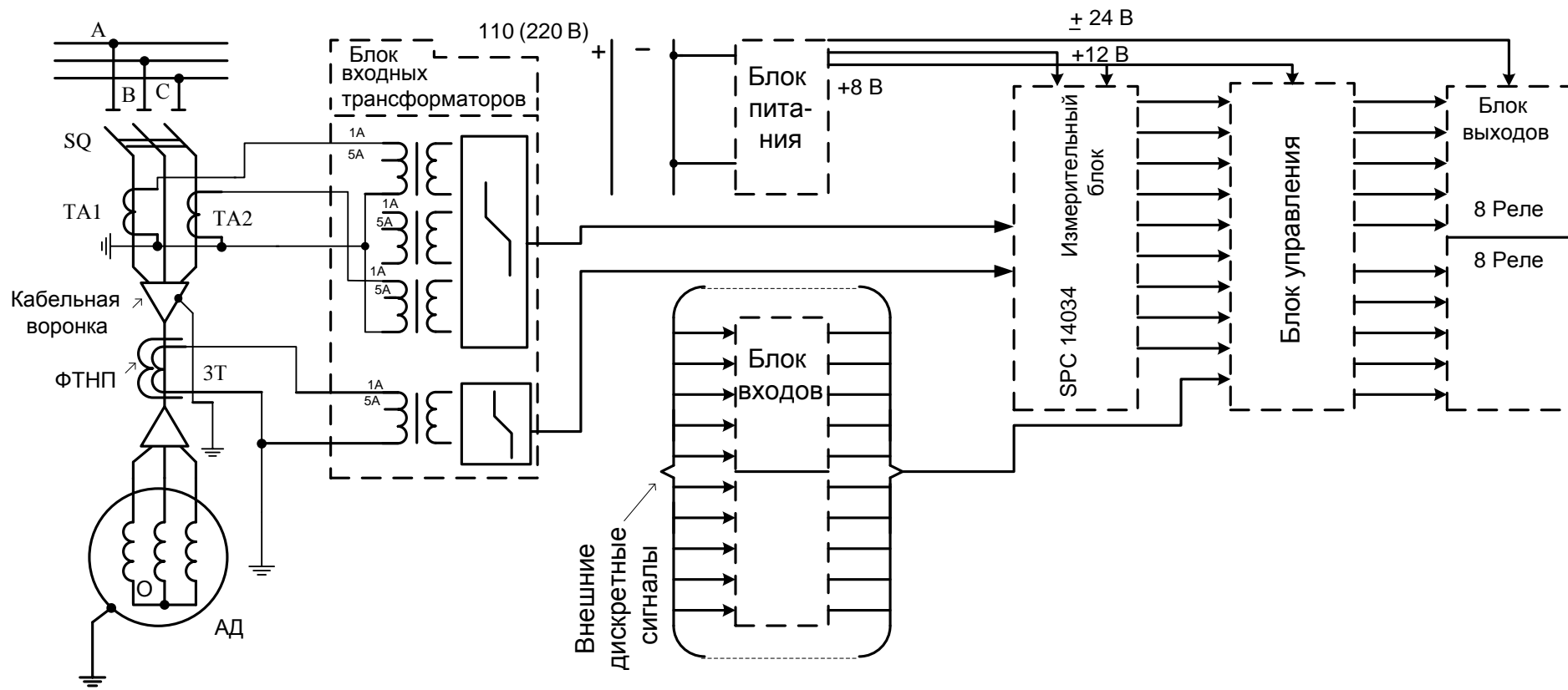


Рис. 39. Цифровая защита асинхронного двигателя 6-10 кВ SPAS 802-01

ПРИЛОЖЕНИЕ V

1. Справочные данные по силовому электрооборудованию

Таблица 8

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования, % ±n×Д	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ _х , кВАр
			В	Н							
ТМН-2500/110	2,5	±10×1,50	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±8×1,50	115	6,6; 11		44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	0	±9×1,78	115	6,6; 11		60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78	115	6,6; 11		85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-32000/110	32	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		145	32	0,75	1,87	43,4	234
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		175	36	0,7	1,44	34,8	260
ТД-40000/110	40	±2×2,50	121	3,15; 6,3; 10,5		160	50	0,7	1,46	38,4	260
ТРДН-63000/110	63	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК-80000/110	80	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,50	121	6,3; 10,5; 13,8		310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТРДЦН-25000/110	125	±9×1,78	115	10,5/10,5		400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,50	121	10,5; 13,8		400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,50	121	13,8; 15,75; 18		550	170	0,5	0,23	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,50	121	15,75		640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,50	121	20		900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Таблица 9

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение U_k между обмотками (в зависимости от положения переключателя РПН) для минимального, среднего и максимального значений регулируемого напряжения, %			Значения $X^{(1)}$ в обмоток высшего напряжения
	ВН	НН	min	ср	max	
ТДН-10000/110	115	6,6; 11,0	8,70	10,5	12,36	0,176
ТДН-16000/110	115	6,6; 11,0	9,80	10,5	11,71	0,182
ТРДН-25000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,84	10,5	11,72	0,171
ТРДН-32000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,77	10,5	11,58	0,171
ТРДН-40000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,59	10,5	11,46	0,171
ТРДЦН-63000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	10,84	10,5	11,90	0,171
ТРДЦН-80000/110	115	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	9,76	10,5	11,60	0,236
ТДЦН-80000/110	115	38,5	9,76	10,5	11,60	0,236
ТРДЦН-125000/110	115	10,5-10,5	10,50	10,5	11,90	0,236
ТДН-16000/150	158	6,6; 11,0	11,50	11,0	11,80	0,175
ТРДН-32000/150	158	6,3-6,3; 10,5-10,5; 10,5-6,3	10,86	10,5	10,14	0,171
ТРДН-63000/150	158	6,3-6,3; 10,5-10,5; 10,5-6,3	10,66	10,5	10,00	0,171
ТРДН-32000/220	230	6,6-6,6; 11-11; 6,6-11	11,60	12,0	12,70	0,182
ТРДН-32000/220	230	38,5	11,60	12,0	12,70	0,182
ТРДЦН-63000/220	230	6,6-6,6; 11-11; 6,6-11	11,60	12,0	12,70	0,182
ТРДЦН-63000/220	230	38,5	11,60	12,0	12,70	0,182
ТРДЦН-100000/220	230	11-11	11,60	12,0	12,70	0,247
ТРДЦН-100000/220	230	38,5	11,60	12,0	12,70	0,247
ТРДЦН-160000/220	230	11-11	11,30	12,0	13,20	0,247
ТРДЦН-160000/220	230	38,5	11,30	12,0	13,20	0,247
ТРДН-63000/330	330	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	14,30	11,0	8,80	0,175
ТДН-63000/330	330	38,5	14,30	11,0	8,80	0,175

Примечания: 1. Таблица составлена по данным ГОСТ и ТУ, действительным на 1 июня 1987г., и материалам Южного отделения ЭСП.

2. Трансформаторы с высшим напряжением 110кВ выполнены по ГОСТ 12965-74, 150кВ – по ГОСТ 17546-72, 220кВ – по ГОСТ 15957-70, 330кВ – по ГОСТ 17545-72.

Таблица 10

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение U_k между обмотками (в зависимости от положения переключателя РПН) для минимального, среднего и максимального значений регулируемого напряжения, %									Значения $X^{(1)}$ *в обмоток	
	ВН	СН	НН	ВН – НН			ВН – СН			ВН – СН			ВН	СН
				min	ср	max	min	ср	max	min	ср	max		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТДТН-10000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	16,66	17,0	19,5	-	6,0	-	9,99	10,5	12,69	0,193	0,139
ТДТН-16000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	16,4	17,0	18,5	-	6,0	-	9,5	10,5	11,69	0,216	0,141
ТДТН-16000/110/35*	115	38,5	6,6; 11,0	9,58	10,5	11,79	-	6,0	-	16,48	17,0	18,58	0,214	0,078
ТДТН-25000/110/10	115	11,0	6,6	17,47	17,5	19,5	-	6,5	-	9,99	10,5	11,86	0,219	0,141
ТДТН-25000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,47	17,5	19,5	-	6,5	-	9,99	10,5	11,86	0,236	0,159
ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56	0,245	0,171
ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,04	17,5	19,29	-	6,5	-	9,52	10,5	11,56	0,245	0,171
ТДТН-40000/110/10*	115	11,0	6,6	9,5	10,5	11,6	-	6,5	-	17,03	17,5	19,3	0,246	0,115
ТДТН-40000/110/35*	115	38,5	6,6; 11,0	9,5	10,5	11,6	-	6,5	-	17,03	17,5	19,3	0,246	0,115
ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	17,14	17,5	19,2	-	7,0	-	10,1	10,5	10,9	0,258	0,159
ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,14	17,5	19,2	-	7,0	-	10,1	10,5	10,9	0,258	0,159
ТДТН-63000/110/10*	115	11,0	6,6	10,1	10,5	11,9	-	7,0	-	17,2	17,5	19,3	0,241	0,110
ТДТН-63000/100/35*	115	38,5	6,6; 11,0	10,1	10,5	11,9	-	7,0	-	17,2	17,5	19,3	0,241	0,110
ТДТН-80000/110/10	115	11,0	6,6	18,25	18,5	20,47	-	7,0	-	10,28	11,0	12,33	0,295	0,151
ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	18,25	18,5	20,47	-	7,0	-	10,28	11,0	12,33	0,295	0,151
ТДТН-80000/110/10*	115	11,0	6,6	10,22	11,0	12,13	-	7,0	-	18,15	18,5	20,27	0,295	0,107
ТДТН-63000/110/35*	115	38,5	6,6; 11,0	10,22	11,0	12,13	-	7,0	-	18,15	18,5	20,27	0,295	0,107
ТДТН-16000/150/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,27	18,0	17,23	-	6,0	-	11,41	10,5	10,38	0,227	0,144
ТДТН-25000/150/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,5	18,0	17,42	-	6,0	-	11,42	10,5	10,4	0,227	0,144
ТДТН-40000/150/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,57	18,0	17,77	-	6,0	-	11,12	10,5	10,25	0,227	0,144
ТДТН-63000/150/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,3	18,0	17,3	-	6,0	-	10,99	10,5	10,13	0,227	0,144
ТДТН-25000/220/35	230	22; 38,5	6,6; 11,0	19,5	20,0	20,4	-	6,5	-	12,4	12,5	13,4	0,242	0,147
ТДТН-40000/220/35	230	22; 38,5	6,6; 11,0	29,3	22,0	19,0	-	9,5	-	16,8	12,5	9,8	0,257	0,169
ТДТН-40000/220/35**	230	22; 38,5	6,6; 11,0	18,6	12,5	9,9	-	9,5	-	28,5	22,0	19,2	0,257	0,132
ТДЦТН-63000/220/35	230	22; 38,5	6,6; 11,0	30,4	24	19,7	-	10,5	-	17,9	12,5	10,5	0,271	0,176
ТДЦТН-63000/220/35**	230	22; 38,5	6,6; 11,0	17,7	12,5	10,4	-	10,5	-	29,6	24,0	20,0	0,271	0,142

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
АТДТД-32000/220/110	230	121	6,6; 11,0; 38,5	-	34,0	-	22,5	21,0	23,0	20,0	11,0	7,0	0,346	0,252
АТДЦТН-63000/220/110	230	121	6,6; 11,0; 38,5	-	35,0	-	24,5	22,0	25,0	21,0	11,0	7,0	0,353	0,260
АТДЦТН-125000/220/110	230	121	6,6; 11,0; 13,8; 38,5	-	31,0	-	20,3	19,0	20,1	18,9	11,0	6,8	0,559	0,476
АТДЦТН-200000/220/110	230	121	6,6; 11,0; 13,8; 15,75; 38,5	-	32,0	-	21,5	20,0	21,2	19,4	11,0	6,7	0,548	0,472
АТДЦТН-250000/220/110	230	121	11,0; 13,8; 15,75; 38,5	-	32,0	-	23,0	20,0	21,8	20,9	11,0	7,1	0,544	0,485
АТДЦТН-125000/330/110	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	-	35,0	-	29,6	22,0	22,1	10,3	10,0	10,8	0,462	0,260
АТДЦТН-200000/330/110	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	-	34,0	-	27,2	22,5	20,3	10,6	10,0	11,0	0,471	0,380
АТДЦТН-125000/500/110	500	121	6,6; 11,0; 38,5	26,0	24,0	23,0	16,0	13,0	11,0	-	10,5	-	-	-
АТДЦТН-250000/500/110	500	121	11,0; 38,5	26,0	24,0	23,0	16,0	13,0	11,0	-	10,5	-	-	-
АОДЦТН-167000/500/220	500/√3	230/√3	11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 38,5	-	35,0	-	25,0	21,5	20,0	12,0	11,0	12,0	-	-
АОДЦТН-267000/500/220	500/√3	230/√3	11,0; 13,8; 15,75; 20,0; 38,5	-	23,0	-	13,0	12,5	12,5	9,0	8,5	9,5	0,483	-
АОДЦТН-167000/500/330	500/√3	330/√3	11,0; 38,5	-	67,0	-	77,0	61,0	52,0	13,5	9,5	10,0	-	-
АОДЦТН-333000/750/330	750/√3	330/√3	15,75	-	28,0	-	27,0	17,0	17,0	12,0	10,0	11,0	0,412	-
АОДЦТН-417000/750/500	750/√3	330/√3	15,75	92,0	81,0	75,0	70,0	68,0	69,0	13,0	11,5	10,8	1	-

Примечания: 1. Таблица составлена по данным ГОСТ и ТУ, действительным на 1 июня 1987 г. и материалам Южного отделения ЭСП.

2. Звездочкой (*) обозначены трансформаторы, выполненные по варианту п.4 примечания к табл. 5 ГОСТ 12965-74.

3. Двумя звездочками (**) обозначены трансформаторы, выполненные по варианту п.2 примечания к табл. 7 ГОСТ 15957-70.

4. Трансформаторы (автотрансформаторы) с высшим напряжением 110 кВ выполнены по ГОСТ 12965-74; 150 кВ – по ГОСТ 17546-72; 220 кВ – по ГОСТ 15957-70; 330 кВ – по ГОСТ 17545-72; 500 кВ – по ГОСТ 17544-72; 750 кВ – по ТУ (ТУ 16-517.755-73 для автотрансформатора со средним напряжением 330 кВ, ТУ 16-517.883-75 для автотрансформатора со средним напряжением 500 кВ).

2. Сведения о трансформаторах тока

Основными параметрами и характеристиками трансформатора тока в соответствии с ГОСТ 7746-78 «Трансформаторы тока. Общие технические требования» являются:

1. Номинальное напряжение – действующее напряжение линейного напряжения, при котором предназначен работать ТТ, указываемое в паспортной таблице трансформатора тока. Для отечественных ТТ принята следующая шкала номинальных напряжений, кВ:

0,66; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150.

2. Номинальный первичный ток $I_{1н}$ – указываемый в паспортной таблице ТТ ток, проходящий по первичной обмотке, при котором предусмотрена продолжительная работа ТТ. Для отечественных ТТ принята следующая шкала номинальных первичных токов, А:

1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 32000; 35000; 40000.

В трансформаторах тока, предназначенных для комплектования турбо- и гидрогенераторов, значения номинального тока свыше 10000А могут отличаться от приведенных в данной шкале значений.

Трансформаторы тока, рассчитанные на номинальный первичный ток 15; 30; 75; 150; 300; 600; 750; 1200; 1500; 3000 и 6000А, должны допускать неограниченно длительное время наибольший рабочий первичный ток, равный соответственно 16; 32; 80; 160; 320; 630; 800; 1250; 1600; 3200 и 6300А. В остальных случаях наибольший первичный ток равен номинальному первичному току.

1. Номинальный вторичный ток $I_{2н}$ – указываемый в паспортной таблице ТТ ток, проходящий по вторичной обмотке. Номинальный вторичный ток принимается равным 1 или 5А, причем ток 1А допускается только для ТТ с номинальным первичным током до 4000А. По согласованию с заказчиком допускается изготовление ТТ с номинальным вторичным током 2 или 2,5А.

2. Вторичная нагрузка ТТ $Z_{2н}$ соответствует полному сопротивлению его внешней вторичной цепи, выраженному в Омах, с указанием коэффициента мощности. Вторичная нагрузка может также характеризоваться полной мощностью в вольт-амперах, потребляемой ею при данном коэффициенте мощности и номинальном вторичном токе.

Вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ или предельная кратность первичного тока относительно его номинального значения, называется *номинальной вторичной нагрузкой* ТТ $Z_{2н.ном}$.

Для отечественных трансформаторов тока установлены следующие значения номинальной вторичной нагрузки $S_{2н.ном}$ выраженной в вольт-амперах, при коэффициенте мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$:

1; 2; 2,5; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 90; 100; 120.

Соответствующие значения номинальной вторичной нагрузки (в Омах) определяются выражением:

$$Z_{2н.ном} = \frac{S_{2н.ном}}{I_{2н}^2}$$

Таблица 11

Междуфазные напряжения электрических распределительных сетей трехфазного тока 50Гц

Напряжение, кВ		
номинальное	наибольшее	среднее (для расчета токов к.з.)
0,22/0,127	-	0,22/0,127
0,38/0,22	0,4/0,23	0,4/0,23
0,66/0,38	0,69/0,4	0,69/0,4
3	3,5	3,15
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23,0	20,0
35	40,5	37,0
110	126,0	115,0
150	172,0	154,0
220	252,0	230,0
330	373,0	330,0

Примечание. Номинальные и наибольшие напряжения указаны по ГОСТ 721-74 и 721-77.

Таблица 12

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслосифоной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёх-жильных до 1 кВ
			До 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	ПО	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200

Продолжение таблицы 12

95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-
300	770	-	-	-	-	-
400	940	-	-	-	-	-
500	1080	-	-	-	-	-
625	1170	-	-	-	-	-
800	1310	-	-	-	-	-

Таблица 13

Активные и реактивные сопротивления кабелей

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление при 20° С, Ом/км, жилы		Индуктивное сопротивление, Ом/км, кабеля напряжением, кВ			
	алюминиевой	медной	1	6	10	20
10	2,94	1,79	0,073	0,11	0,122	-
16	1,84	1,12	0,068	0,102	0,113	-
25	1,7	0,72	0,066	0,091	0,099	0,135
35	0,84	0,51	0,064	0,087	0,095	0,129
50	0,59	0,36	0,063	0,083	0,09	0,119
70	0,42	0,256	0,061	0,08	0,086	0,116
95	0,31	0,19	0,06	0,078	0,083	0,110
120	0,24	0,15	0,06	0,076	0,081	0,107
150	0,2	0,12	0,059	0,074	0,079	0,104
185	0,16	0,1	0,059	0,073	0,077	0,101
240	0,12	0,07	0,058	0,071	0,075	-

ПРИЛОЖЕНИЕ VI

Векторные диаграммы токов при различных видах коротких замыканий для измерительной части дифференциальной защиты

Таблица 14

Вид короткого замыкания	Векторные диаграммы токов при внешнем коротком замыкании за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ-11 при $\omega_{\Delta} = \sqrt{13}\omega_A$		Схема упрощенных дифференциальных защит двухобмоточного трансформатора		
			двухрелейная		трехрелейная
	Со стороны обмоток ВН, соединенных в звезду ($P_T = 1/\sqrt{3}$)	Со стороны обмоток НН, соединенных в треугольник ($P_T=1$)			
			Ток в реле 1 и 2		Ток в реле 3
		$I_{p1}=I_{Ca}-I_0$	$I_{p2}=I_{AB}-I_a$	$I_{p3}=I_{BC}+(I_a+I_c)$	
Трёхфазное АВС					
Между фазами АВ			$I_C=0$ $I_{CA}=0$		
Между фазами ВС				$I_a=0$ $I_{AB}=0$	
Между фазами СА					$I_a+I_c=0$ $I_{bc}=0$

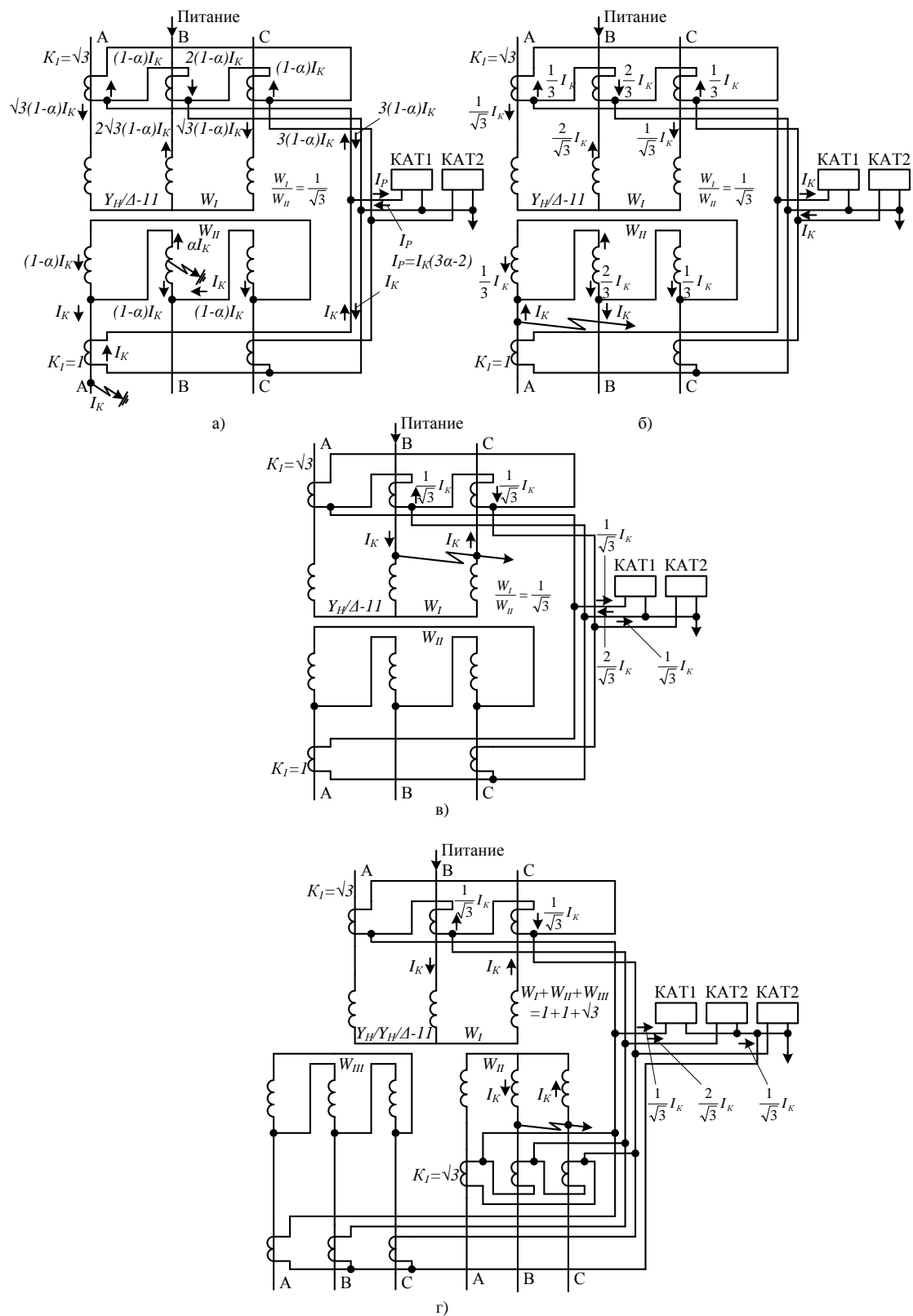


Рис. 39. Токораспределение в цепях дифференциальной токовой защиты двух- и трехобмоточных трансформаторов: а – двойное замыкание на землю на стороне 6 – 10кВ; б – КЗ между двумя фазами на стороне «треугольник» 6 – 10кВ двухобмоточного трансформатора; в – КЗ между двумя фазами на стороне «звезды» 110-220кВ двухобмоточного трансформатора; г – КЗ между двумя фазами на стороне «звезды» 35кВ трехобмоточного трансформатора

ПРИЛОЖЕНИЕ VII

Контрольные вопросы

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:

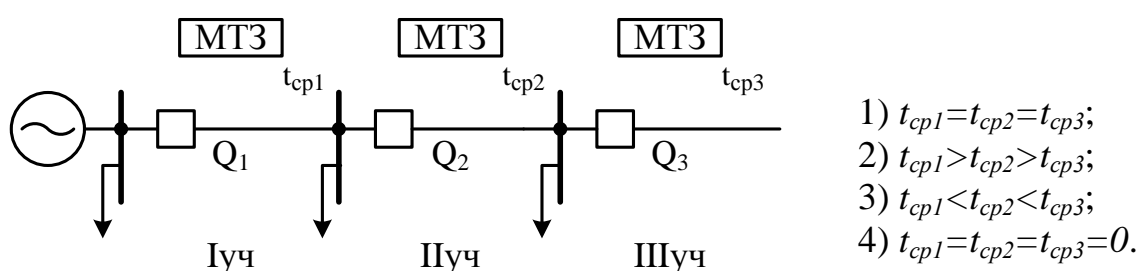


Рис. 1

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

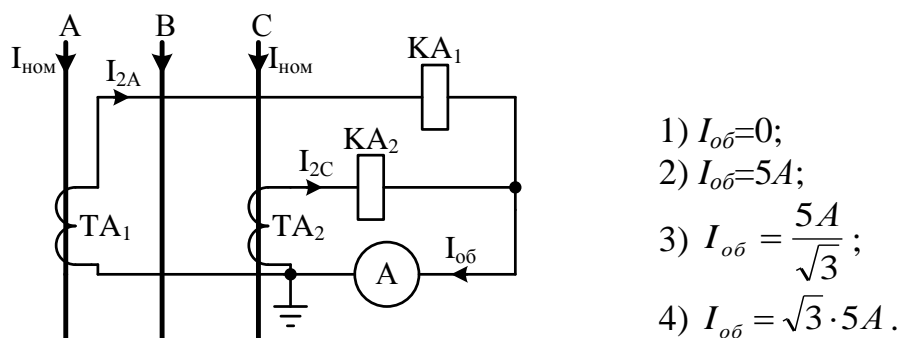
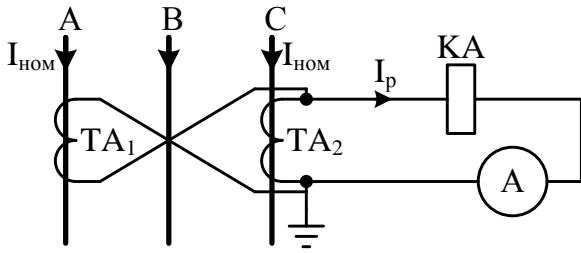


Рис. 2

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



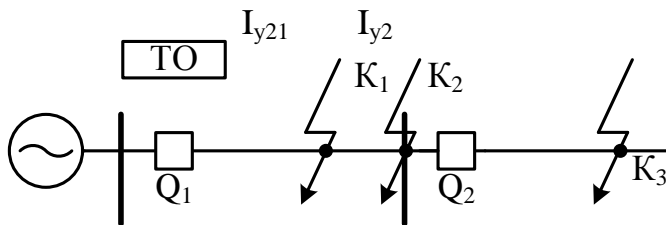
- 1) В сетях с изолированной нейтралью;
- 2) В сетях с глухозаземленной нейтралью;
- 3) В сетях, где силовой трансформатор имеет соединения обмоток Y/Δ.

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) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.K_1}$;
- 2) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.K_2}$;
- 3) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{к.з.K_3}$.

Рис. 4

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

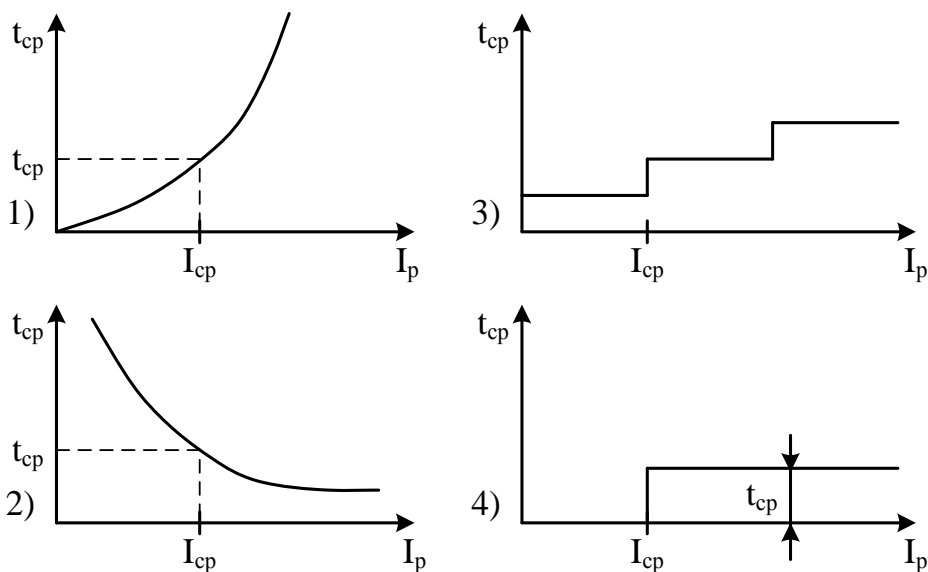


Рис. 5

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

- 1) Изменяя величину τ дифференцирующей цепи RC на выходе компаратора;
- 2) Изменяя коэффициент трансформации входных трансформаторов (ТАЛ; TVL);
- 3) Изменяя величину опорного напряжения U_{on} на входе компаратора;

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

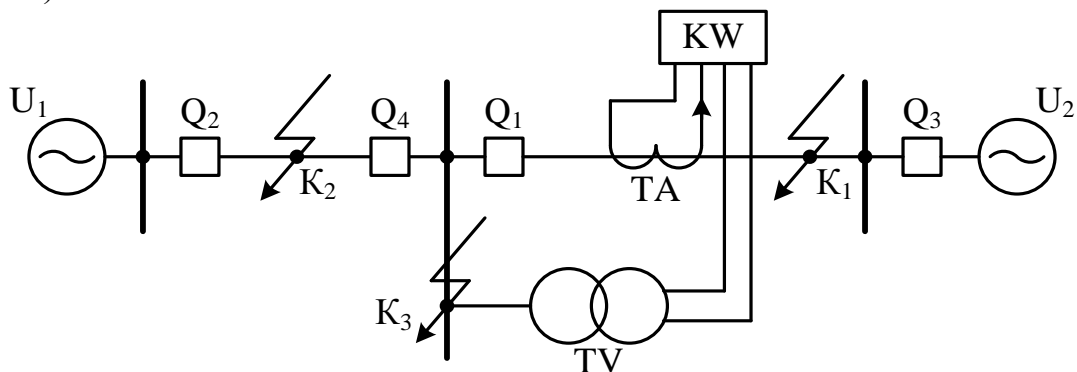
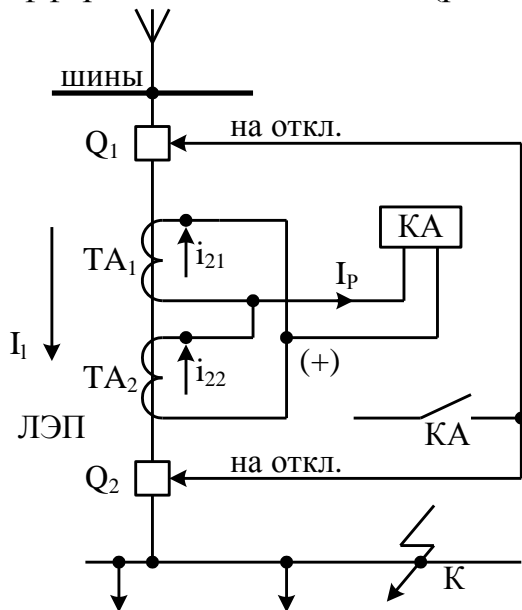


Рис. 6

- 1) При к.з. в точке K_1 ;
- 2) При к.з. в точке K_2 ;
- 3) При к.з. в точке K_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) $I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{раб.мах}$;
- 4) $I_{срДЗ} = k_H \cdot I_{нб.расч.мах}$.

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 $U_{II} = K_I \cdot I_p$.

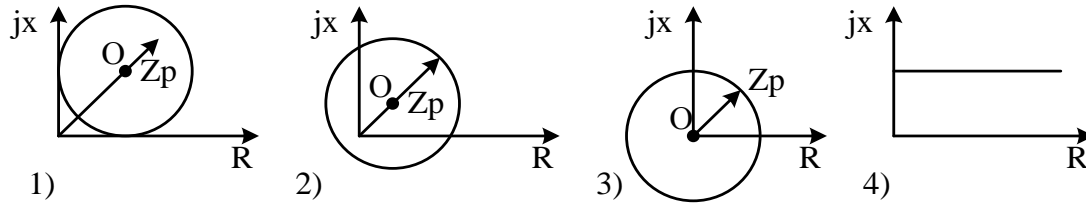


Рис. 8

В11. Как определяется ток срабатывания для МТЗ ЛЭП?

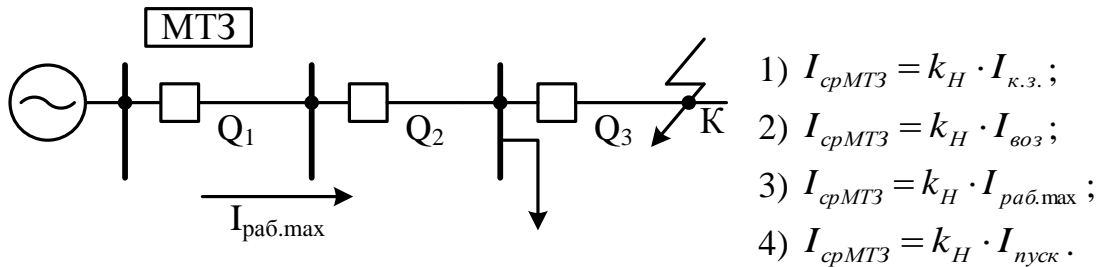


Рис. 9

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

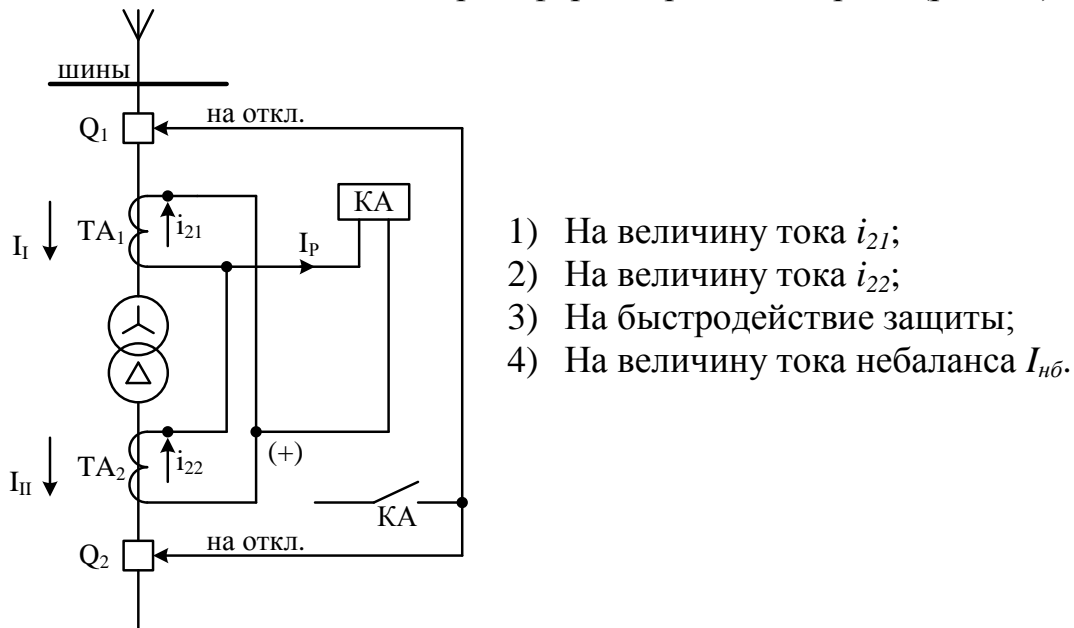


Рис. 10

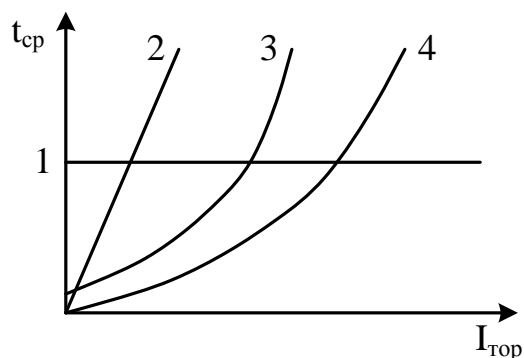
В13. Что понимают под током небаланса $I_{нб}$ при расчете продольной дифференциальной защиты силового трансформатора (Рис. 10)?

- 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 $W_{раб}$.

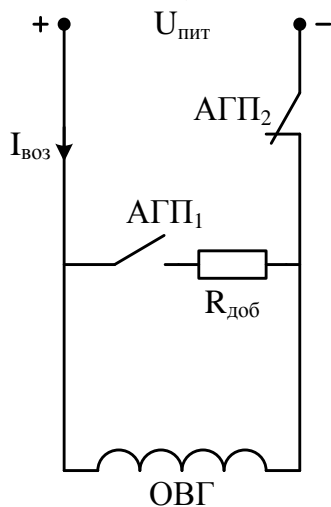
В15. Укажите характеристику срабатывания ДЗТ-11 (Рис. 11).



- 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 замкнуть 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

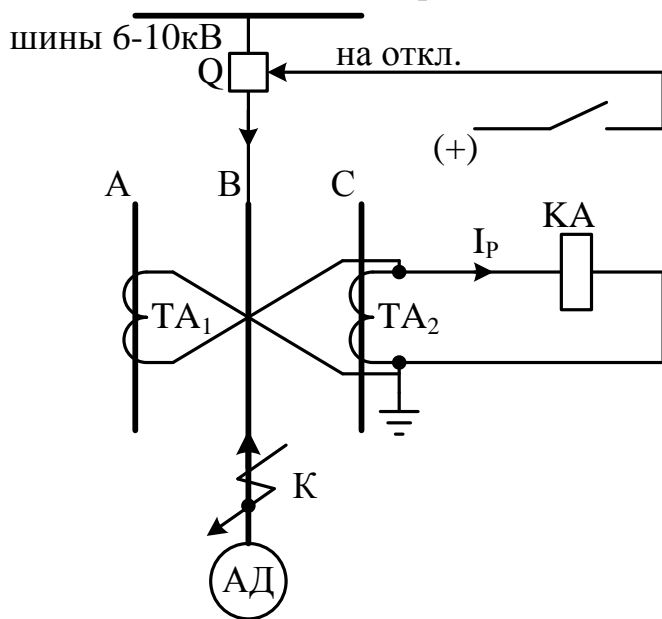
В17. Какой основной признак используется для автоматического повторного включения (АПВ) элементом СЭС?

- 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) Большой 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) $I_{срТО} = k_H \cdot I_{перезрузки}$.

Рис. 13

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

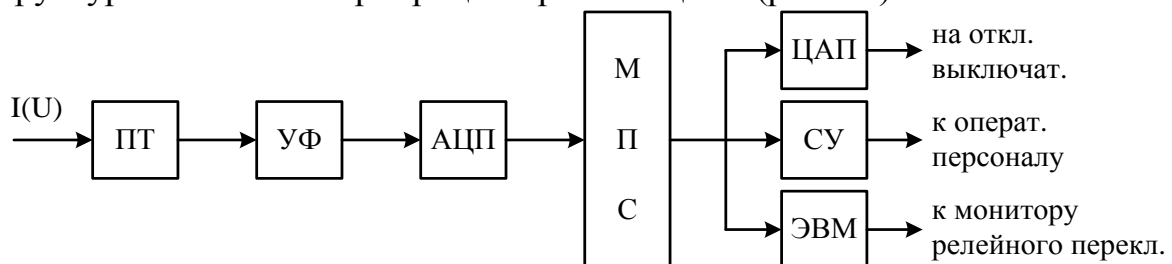


Рис. 14

- 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
B1	2
B2	2
B3	1
B4	4
B5	2
B6	4
B7	3
B8	1
B9	4
B10	3
B11	3
B12	4
B13	4
B14	3
B15	3
B16	4
B17	4
B18	4
B19	2
B20	3
B21	3
B22	3

13 правильных ответов – «удовлетворительно»,

17 правильных ответов – «хорошо»,

20 правильных ответов – «отлично».

Приложение VIII

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 напряжения

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

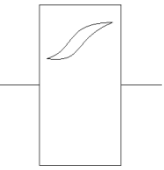
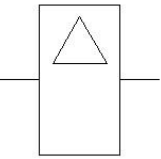
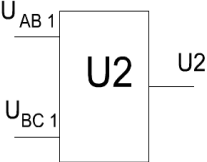
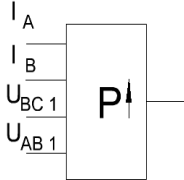
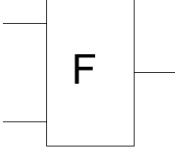
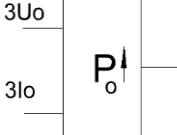
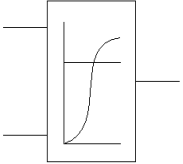
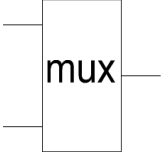
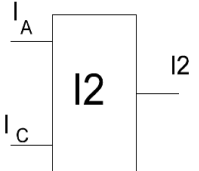
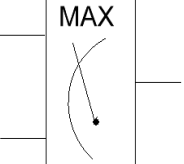

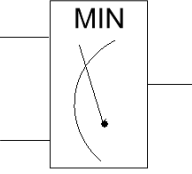


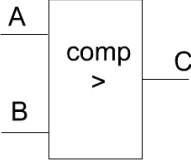
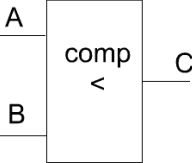
А	Ав.или	Авария	
	Авар –		
	АВР –	Автоматическое включение резерва	
	Авт.лет.время	Автоматический переход на летнее время	
	АПВ –	Автоматическое повторное включение	
	АРМ –	Автоматизированное рабочее место	
	АСУ –	Автоматизированная система управления	
	АСУ-ЭЧ –	Автоматизированная система управления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

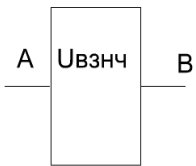
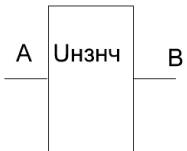
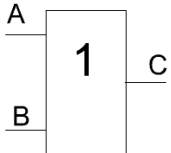
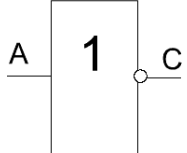
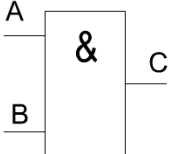
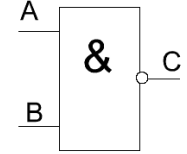
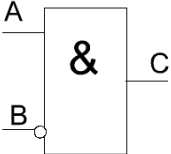
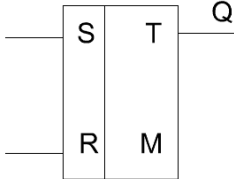
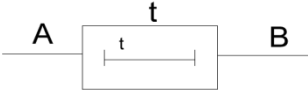
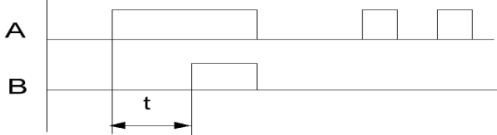

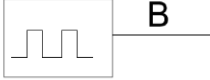
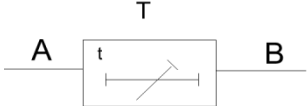
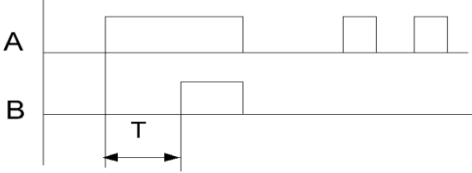
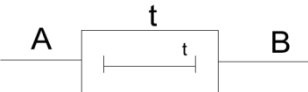
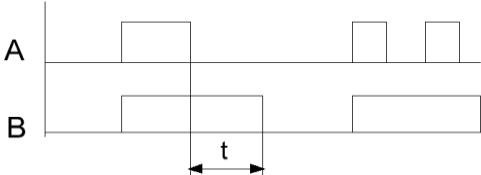
	ЗОФ –	Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки
	ЗПН –	Защита от повышения напряжения
	ЗПП –	Защита от потери питания
К	КВИТ или Квит –	Квитирование
	КЗ –	Короткое замыкание
	КЛ –	Кабельные линии
	КМЧПП –	Комплект монтажных частей для переднего присоединения
	Контр. –	Контроль
	КРУ –	Комплексное распределительное устройство
	Крут. –	Крутой
	КТП –	Комплектная трансформаторная подстанция
Л	ЛЗШд –	Входной дискретный сигнал «ЛЗШ- датчик»
	ЛЗШп –	Входной дискретный сигнал «ЛЗШ-приемник»
М	Мин. –	Минимальная
	МПВВ –	Модуль питания и входов-выходов
	МТ –	Модуль трансформаторов
	МТЗ –	Максимальная токовая защита
	МУ –	Местное управление
	МЦП –	Модуль центрального процессора
Н	Неиспр. –	Неисправность
	Неусп. –	Неуспешный
	НКУ –	Нормальные климатические условия
	НЦН –	Неисправность цепей напряжения
О	Общ. –	Общий
	ОЗЗ –	Однофазное замыкание на землю, защита от однофазного замыкания на землю
	ОМП –	Определение места повреждения
	ОТК –	Отдел технического контроля
	ОТКЛ –	Отключить
П	ПроО –	Программное обеспечение
	Пр. или Прогр. –	Программа
	ПС –	Паспорт
	ПЭВМ –	Персональная электронно-вычислительная машина
	ПЭО –	Преобразователь электронно-оптический

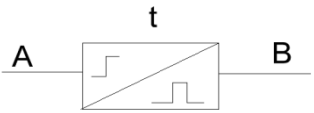
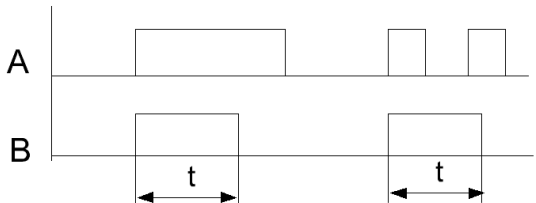
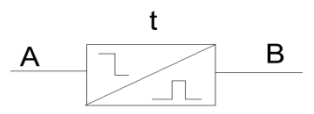
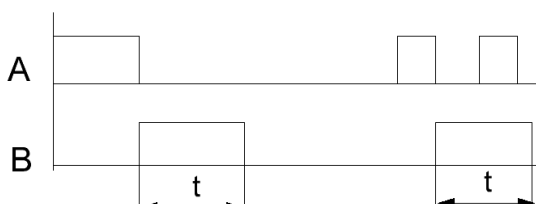
Р	Р –	Размыкающий контакт
	РАВР –	Разрешение автоматического включения резерва
	Разреш. –	Разрешение
	Реал. –	Реальный
	РЗА –	Релейная защита и автоматика
	РПВ –	Реле повторитель включенного состояния выключателя
	РПО –	Реле повторитель отключенного состояния выключателя
	РУ –	Распределительное устройство
	Ручн. –	Ручное
	РЭ –	Руководство по эксплуатации
РЭ1 –	Руководство по эксплуатации часть 1	
РЭ2 –	Руководство по эксплуатации часть 2	
С	«С» –	Тип пульта (со светодиодами)
	СВ –	Секционный выключатель
	Синх. –	Синхронизация
	СКП –	Стенд комплексной проверки
	СО –	Самопроизвольное отключение
	Сраб. –	Срабатывание
	Ст. –	Ступень
Т	ТЗ –	Токовая защита
	ТЗНП –	Токовая защита нулевой последовательности
	ТН –	Трансформатор напряжения
	ТР –	Трансформатор
У	УМТЗ –	Ускорение максимальной токовой защиты
	УРОВд –	Устройство резервирования при отказе выключателя «УРОВ-датчик»
	УРОВп –	Устройство резервирования при отказе выключателя «УРОВ-приемник»
	УСО –	Устройство сопряжения с объектом
	Усп. –	Успешный
	Уст. –	Уставка
	Уск. –	Ускорение
Ф	ФК –	Функциональный контроллер
	ФПО –	Функциональное программное обеспечение
Ц	ЦРЗА –	Цифровое устройство релейной защиты и автоматики
	ЦРН –	Цифровой регулятор напряжения
Ч	ЧАПВ –	Частотное АПВ

Ш	ШП –	Шинки питания
Э	ЭТ –	Этикетка

Элементы функциональных схем

	<p>Пороговый элемент с гистерезисом (сравнение с установкой)</p>		<p>Вычисление разницы токов ввода и секционного выключателя</p>
	<p>Фильтр напряжения обратной последовательности</p>		<p>Орган направления мощности</p>
	<p>Орган измерения частоты</p>		<p>Орган направления мощности нулевой последовательности</p>
	<p>Определение факта пуска двигателя по действующему значению тока</p>		<p>Выбор максимального действующего значения</p>
	<p>Фильтр тока обратной последовательности</p>		<p>Выбор максимального значения</p>
	<p>Дискретный входной сигнал, маркировка соединителя и номер контакта</p>		<p>Выбор минимального значения</p>
	<p>Выходной сигнал алгоритма (внутренний)</p>		<p>Входной сигнал алгоритма (внутренний)</p>
	<p>Пороговый элемент сравнения напряжения с верхней границей зоны нечувствительности</p>		<p>Пороговый элемент сравнения напряжения с нижней границей зоны нечувствительности</p>

	<p>Вычисление верхней границы зоны нечувствительности</p>		<p>Вычисление нижней границы зоны нечувствительности</p>																														
<p>Логические «ИЛИ»</p> 	<table border="1" data-bbox="619 398 783 613"> <thead> <tr><th>A</th><th>B</th><th>C</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	A	B	C	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	<p>Логические «НЕ»</p> 	<table border="1" data-bbox="1251 398 1353 528"> <thead> <tr><th>A</th><th>B</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	B	0	1	1	0									
A	B	C																															
0	0	0																															
0	1	1																															
1	0	1																															
1	1	1																															
A	B																																
0	1																																
1	0																																
<p>Логические «И»</p> 	<table border="1" data-bbox="628 683 774 898"> <thead> <tr><th>A</th><th>B</th><th>C</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	A	B	C	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	<p>Логические «И-НЕ»</p> 	<table border="1" data-bbox="1238 683 1401 898"> <thead> <tr><th>A</th><th>B</th><th>C</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	B	C	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0
A	B	C																															
0	0	0																															
0	1	0																															
1	0	0																															
1	1	1																															
A	B	C																															
0	0	1																															
0	1	1																															
1	0	1																															
1	1	0																															
<p>Логические «НЕ-И»</p> 	<table border="1" data-bbox="628 965 774 1180"> <thead> <tr><th>A</th><th>B</th><th>C</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	B	C	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	<p>Триггер</p> 	<table border="1" data-bbox="1238 965 1401 1180"> <thead> <tr><th>R</th><th>S</th><th>Q</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>Q</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	R	S	Q	0	0	Q	0	1	1	1	0	0	1	1	0
A	B	C																															
0	0	0																															
0	1	0																															
1	0	1																															
1	1	0																															
R	S	Q																															
0	0	Q																															
0	1	1																															
1	0	0																															
1	1	0																															
	<p>Задержка на срабатывание</p>																																
	<p>Зависимая задержка на срабатывание</p>	<p>1 Гц</p> 	<p>Генератор импульсов</p>																														
	<p>Регулируемая задержка на срабатывание (уставка по времени «Т»)</p>																																
	<p>Задержка на возврат</p>																																

	<p>Формирователь импульсов с запуском по переднему фронту</p>	
	<p>Формирователь импульсов с запуском по заднему фронту</p>	

Условные обозначения, применяемые на электрических схемах

Обозначение	Наименование элемента
AV	Устройство регулирования напряжения
AC	Устройство АВР
AK	Устройство (комплект) реле токовых защит
AKБ	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 сборительная
EAA	Шинка вспомогательная напряжения (A790)
EAC	Шинка вспомогательная напряжения (C790)
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
ENP	Шинка сигнализации предупредительной
ENT	Шинка сигнализации технологической
(+)EP	Шинка мигания
EPD	Шинка съема мигания
ESI.A	Шинка напряжения синхронизации (A610)
ES1.C	Шинка напряжения синхронизации (B610)
ES2.A	Шинка напряжения синхронизации (A620)
ES2.C	Шинка напряжения синхронизации (C620)
ESD	Шинка напряжения синхронизации (A780)
EV1A	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в звезду)
EVI.B	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в звезду, B600)
EV1.C	Шинка напряжения (IT с обмотками, соединенными в звезду, C600)
EV1.N	Шинка напряжения нейтрали (IT с обмотками, соединенными в звезду, C600)
EVLH	Шинка напряжения нейтрали (IT с обмотками, соединенными в

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

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

Латинские и старые русские обозначения элементов первичных и вторичных схем

Наименование оборудования, аппаратуры	Латинское обозначение	Русское обозначение
Трансформатор, автотрансформатор	T	T, AT
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	TU	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	YAT	ЭО, КО
Автоматический электродвигательный редуктор	ABM	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	KN	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	C

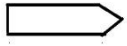
**Коды ANSI, применяемые для обозначения функций, входящих в состав микропроцессорных устройств РЗА
ANSI – национальный институт стандартизации США**

№ 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 недвозбуждения)
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 выдержкой времени
51G	Токовая защита замыканий на землю с выдержкой времени (эл. машина)
51GN	Защита обмотки статора от замыканий на землю
53	Защита от недвозбуждения
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 TOP
<u>Защиты</u>				
Максимальная токовая защита от междуфазных замыканий	51	31>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, третья ступень	MT3 3_1, MT3 3_2
	50/51	31>>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, вторая ступень	MT3 2_1, MT3 2_2, MT3 2_3
	50/51 В	31>>>	Ненаправленная трехфазная МТЗ, первая ступень (отсечка)	MT3 1
	67	31>→	Направленная трехфазная МТЗ, третья ступень	MT3 3_1*, MT3 3_2*
	67	31>>→	Направленная трехфазная МТЗ, вторая ступень	MT3 2_1*, MT3 2_2*, MT3 2_3*
	67	31>>>→	Направленная трехфазная МТЗ, первая ступень	MT3 1*
Дифференциальная токовая защита	87Т	3ΔI>> 3ΔI>>	Дифференциальная защита с торможением. 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 несимметрии нагрузки/небаланса	46	12>	Защита от несимметрии нагрузки/небаланса (обрыв фаз)	ЗОФ
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	Степень защиты по напряжению обратной последовательности	U2>
Защита двигателя	49		Защита от перегрузки двигателя («псевдотепловая» модель)	
	48	Is ² t	Защита пусковых режимов двигателя	
Защита от повышения/понижения частоты	81U	f<, f<<, f<<<, f<<<<	Степени 1...4 защиты от понижения частоты	АЧР_1... АЧР_4
		df/dt	Защита по скорости изменения частоты	df/dt
	81O	f<, f<<, f<<<	Степени 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