

Министерство образования и науки Российской Федерации  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

В.Е. ГЛАЗЫРИН, А.А. ОСИНЦЕВ,  
О.В. ТАНФИЛЬЕВ

# МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ РЕЛЕЙНЫЕ ЗАЩИТЫ БЛОКА ГЕНЕРАТОР–ТРАНСФОРМАТОР

Утверждено Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК  
2014

УДК 621.316.925(075.8)  
Г 525

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *В.В. Медведков*  
канд. техн. наук, доцент *А.И. Щеглов*

Работа подготовлена кафедрой электрических станций  
для магистрантов энергетического факультета  
по направлению «Электроэнергетика и электротехника»

**Глазырин В.Е.**

Г 525 Микропроцессорные релейные защиты блока генератор–  
трансформатор: учеб. пособие / В.Е. Глазырин, А.А. Осинцев,  
О.В. Танфильев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 140 с.

ISBN 978-5-7782-2575-6

Содержится информация по современным решениям в области релейной защиты блоков генератор–трансформатор, устанавливаемых на электрических станциях. Рассматривается выполнение релейной защиты, используемое в шкафах, разработанных научно-производственным объединением «ЭКРА» (г. Чебоксары).

УДК 621.316.925(075.8)

ISBN 978-5-7782-2575-6

© Глазырин В.Е., Осинцев А.А.,  
Танфильев О.В., 2014

© Новосибирский государственный  
технический университет, 2014

## ВВЕДЕНИЕ

В учебном пособии рассмотрены принципы выполнения, выбор уставок и оценка чувствительности релейной защиты блоков генератор–трансформатор, выполненной на базе современных микропроцессорных шкафов релейной защиты. Применительно к современным техническим средствам термин «релейная защита» выглядит устаревшим, поскольку в них становится невозможным выделить измерительные органы, выполняемые с помощью отдельных реле. С помощью традиционных электромеханических реле в микропроцессорных шкафах реализуются только выходные коммутирующие элементы.

Кроме функций релейной защиты, микропроцессорные шкафы способны выполнять функции системной автоматики, определять места повреждений ЛЭП, «отслеживать ресурс» работы силовых элементов и т. д. Разработка и внедрение новых более совершенных алгоритмов защиты и автоматики не требует изменения аппаратной части микропроцессорного шкафа.

Одним из наиболее ответственных объектов на электрических станциях является блок генератор–трансформатор. В настоящее время повсеместно внедряются микропроцессорные шкафы, в которых реализованы новые принципы защиты таких блоков, но литературы, в которой описывались бы принципы действия и методы расчета таких защит, не имеется. Практически полностью отсутствует литература, посвященная релейной защите гидрогенераторов.

В большинстве источников нет методики расчета уставок защит энергоблоков на микропроцессорной базе. Найти такого рода информацию для современных защит трудно даже специалисту.

Настоящее учебное пособие содержит информацию по современным решениям в области релейной защиты блоков генератор–трансформатор электрических станций. Рассматриваемая техника

разработана научно-производственным объединением «ЭКРА» (г. Чебоксары) и поставляется в виде шкафов защиты ШЭ1110, ШЭ1111, ШЭ1112 и ШЭ1113.

Пособие предназначено для студентов вузов и средних учебных заведений, изучающих релейную защиту элементов электрических станций, а также может представлять интерес для специалистов, связанных с проектированием и эксплуатацией релейной защиты. Описанные в пособии методики расчета предназначены для учебного проектирования, носят рекомендательный характер и не претендуют на конкуренцию с официальными методиками расчета, разработанными уполномоченными на это организациями.

# 1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНЛОВ ЗАЩИТЫ

Структурные схемы микропроцессорных устройств РЗА различного назначения имеют много общего (рис. 1). Центральным узлом устройства является микроЭВМ, которая через системную шину обменивается информацией с периферийными устройствами. С помощью периферийных устройств осуществляется связь микроЭВМ с внешней средой: датчиками исходной информации, средствами управления контролируемым объектом, элементами сигнализации, оператором.

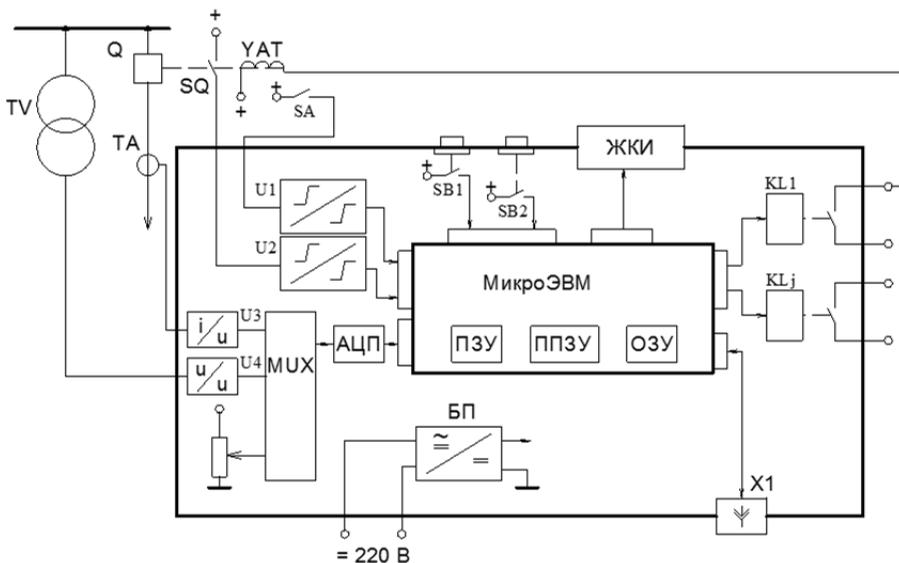


Рис. 1. Обобщенная структурная схема микропроцессорной защиты

На рис. 1 условно показаны периферийные устройства.

Для контроля состояния защищаемого объекта микропроцессорное устройство РЗА имеет средства ввода аналоговой и дискретной информации.

Для ввода логических сигналов используются входные преобразователи дискретных сигналов ( $U1 - U2$ ). В качестве источников логических сигналов используются контакты различных коммутирующих элементов (реле, блок-контакты и др.), а также кнопки и ключи управления ( $SB1 - SB2$ ).

Для ввода аналоговых сигналов используются входные преобразователи, которые позволяют, обеспечивая гальваническую развязку от цепей тока и напряжения, получить соответствующие цифровые коды. Эту функцию совместно выполняют входные преобразователи аналоговых сигналов ( $U3 - U4$ ), мультиплексор (MUX) и аналого-цифровой преобразователь (АЦП).

Для выдачи команд управления и сигналов о работе защиты предусматриваются выходные преобразователи логических сигналов ( $KL1 - KLj$ ). Кроме того, в микропроцессорных устройствах РЗА дополнительно предусматриваются средства отображения информации (в данном случае показан жидкокристаллический индикатор).

Необходимым элементом микропроцессорного устройства является также блок питания.

**Входные преобразователи** обеспечивают гальваническую развязку внешних схем от внутренних цепей микропроцессорного устройства и приводят контролируемые сигналы к единому виду (обычно напряжению) и нормированному уровню. Различают преобразователи дискретных ( $U1 - U2$ ) и аналоговых ( $U3 - U4$ ) входных сигналов. Преобразователи аналоговых сигналов выполняют предварительную частотную фильтрацию входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием, а также защищают внутренние элементы схемы от воздействия помех и перенапряжений и обеспечивают линейную (или нелинейную с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи входных логических сигналов воспринимают их в заданной области диапазона возможных значений.

**Выходные релейные преобразователи** служат средством воздействия устройства защиты на защищаемый объект в виде дискретных команд и сигналов. При этом выходные цепи защиты выполняют так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних схем микропроцессорного устройства защиты.

**Тракт аналого-цифрового преобразования** содержит мультиплексор (MUX) и аналого-цифровой преобразователь (АЦП). Мульти-

плексор – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП на несколько каналов. В АЦП мгновенное значение входного сигнала преобразуется в пропорциональную ему цифровую величину. Преобразования выполняются с заданной периодичностью во времени, обычно под управлением микроЭВМ. По полученным выборкам входных сигналов микроЭВМ рассчитывает интегральные параметры входных сигналов: их амплитудные, действующие, средние значения, гармонический состав, а также фазовые соотношения между различными сигналами.

**Средства отображения и клавиатура** – обязательные элементы микропроцессорного устройства. Они позволяют оператору получать информацию от устройства о состоянии как самого устройства защиты, так и защищаемого объекта, изменять режим его работы и вводить новую информацию устройства защиты, его программную конфигурацию и уставки. Средства отображения (ЖКИ) и клавиатура (SB1 – SB2) (рис. 1) в микропроцессорных устройствах чаще всего реализуются в упрощенном виде: информация отображается на цифробуквенном дисплее; клавиатура содержит всего несколько кнопок. Для выполнения сложных операций по обслуживанию, корректировке программного обеспечения, изменению конфигурации и уставок предусматриваются специальные каналы информационного обмена, к которым при обслуживании подключается внешний компьютер.

**Средства коммуникации** с внешними цифровыми устройствами (X1) дают возможность обмена информацией с другими микропроцессорными системами: АСУ ТП, персональный компьютер, что позволяет связывать микропроцессорные устройства РЗА с информационно-вычислительными системами.

**Блок питания** обеспечивает необходимые для работы микропроцессорного устройства стабилизированные напряжения во всех узлах при всех возможных изменениях напряжения в питающей сети. Большинство блоков питания современных микропроцессорных устройств могут работать от сети как постоянного, так и переменного тока. Как правило, в блоке питания формируется ряд дополнительных сигналов, позволяющих исключить некорректную работу микроЭВМ и других узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания.

**МикроЭВМ.** Информация в микропроцессорных устройствах обрабатывается микроЭВМ по алгоритмам, реализованным программно.

Основным элементом микроЭВМ является центральное процессорное устройство, для работы которого она должна также содержать оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) и устройства запоминания программ: ПЗУ (постоянное запоминающее устройство, обычно содержащее неизменяемую часть программного обеспечения) и ППЗУ (перепрограммируемое запоминающее устройство, в котором записываются программы и данные, необходимые для реализации алгоритма защиты или управления, изменение которых может потребоваться в процессе эксплуатации). Для обмена информацией с внешней средой микроЭВМ содержит порты ввода-вывода. В настоящее время все перечисленные части микроЭВМ реализуют в одной микросхеме, которая при этом обладает достаточно большой вычислительной мощностью. Интеграция всех частей микроЭВМ в одну микросхему приводит к повышению технологичности и надежности микропроцессорных систем. При этом не исключается возможность подключения дополнительных внешних узлов для расширения возможностей микропроцессорной системы.

Информация в микроЭВМ представляется в виде чисел (числовых кодов). Обмен информацией между узлами микроЭВМ происходит с помощью шин, т. е. системы электрических линий. По функциональному назначению выделяют три шины: шина адреса (ША), шина данных (ШД) и шина передачи команд управления (ШУ). При обмене информацией с устройством ввода-вывода процессор выставляет на ША адрес устройства ввода-вывода, с которым должен происходить обмен. По шине управления процессор передает информацию о выполняемой операции устройству ввода-вывода, получив которую устройство ввода-вывода соответствующим образом работает с ШД (получает от нее информацию при вводе или передает на нее информацию при выводе). При выполнении этих операций на ШД появляется число, которым осуществляется обмен, а источник его определяется выполняемой командой процессора. При передаче информации используется двоичная система счисления, требующая для отображения чисел использования только двух состояний «0» и «1», что делает наиболее простой реализацию узлов микроЭВМ на основе электрических схем.

Быстродействие микроЭВМ, кроме тактовой частоты процессора, существенно зависит от разрядности чисел, обрабатываемых процессором и передаваемых между различными узлами микроЭВМ и портами ввода-вывода. Первые микроЭВМ работали с четырехразрядными числами, современные – с 16- и 32-разрядными машинными словами.

Время выполнения команды зависит от быстродействия применяемых интегральных схем. В настоящее время электронной промышленностью выпускаются десятки разновидностей микропроцессоров, и они постоянно совершенствуются. Выполнение микропроцессоров с интегрированными на одном кристалле ОЗУ и ПЗУ дополнительно уменьшает возможность влияния помех и наводок и сокращает размеры и стоимость микропроцессорных устройств РЗА. Это обуславливает периодическое обновление аппаратной базы микропроцессорных устройств РЗА. Для обеспечения высокого быстродействия в микропроцессорном устройстве может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых выполняет возложенные на него функции, работая параллельно с другими.

**Входные преобразователи аналоговых сигналов.** Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу – ток, напряжение, температура и т. д. Чаще всего устройства защиты принимают информацию от источников переменного тока и напряжения с традиционными номинальными уровнями: 1 А, 5 А, 100 В.

Наиболее часто входные преобразователи микропроцессорных устройств РЗА выполняют на базе обычных трансформаторов с ферромагнитным сердечником. Несмотря на то что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения микропроцессорных устройств РЗА, допускающих работу с погрешностью 2...5 %.

Для многих защит, которые в качестве входных параметров используют токи и напряжения, значения токов, напряжений и уставок отображаются в относительных номинальных (иногда называемых базисными) единицах.

**Тракт аналого-цифрового преобразования.** Любые физические явления и процессы описываются аналоговыми сигналами. Аналоговый сигнал непрерывно изменяется во времени и может принимать любые значения в некотором диапазоне, определяемом природой физической величины.

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

Операция перехода от аналогового сигнала к дискретному называется дискретизацией или квантованием сигнала и осуществляется в

АЦП. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню. Кроме того, имеет место и квантование по времени, которое обусловлено тем, что процесс аналого-цифрового преобразования и последующий цикл вычислений в микроЭВМ требуют определенного времени, по истечении которого можно делать очередную выборку входного сигнала.

В микропроцессорных устройствах РЗА аналого-цифровое преобразование осуществляется с частотой выборок от 400 до 2000 Гц. Более высокая частота используется при необходимости выделения высших гармоник (и/или) для получения качественных осциллограмм аварийных процессов.

**Входные преобразователи дискретных сигналов.** Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется через преобразователи на основе оптронов. Собственное время переключения у оптронов составляет единицы или даже доли микросекунды. Для оптопары (светодиод–фотоприемник) характерна маленькая проходная емкость, что препятствует проникновению помех по этому пути. Допустимое напряжение между цепью управления и элементами управляемой цепи достигает нескольких киловольт.

**Выходные релейные преобразователи,** как правило, выполняют на электромагнитных промежуточных реле. В микропроцессорных устройствах РЗА применяется несколько типов малогабаритных реле с большой коммутационной способностью для переключений в цепях управления выключателей и с меньшей – для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать токи силой до 5...30 А, но их отключающая способность для оперативных цепей постоянного напряжения 220 В обычно менее 1 А. Поэтому схемы управления выключателями должны предусматривать прерывание тока в цепях электромагнитов приводов выключателей их блок-контактами. Для сигнальных реле достаточно иметь отключающую способность 0,15 А для цепей постоянного тока напряжением 220 В. Кроме того, для современных средств сигнализации, имеющих маломощные входные цепи, в микропроцессорных защитах выполняются цепи гальванической развязки с использованием оптореле.

**Средства отображения информации** в микропроцессорных устройствах РЗА выполняются в виде светодиодных индикаторов,

алфавитно-цифровых табло или графических экранов. Для простоты совокупность элементов визуального отображения информации называется дисплеем.

Во многих микропроцессорных устройствах РЗА применяются цифробуквенные многоразрядные табло. Например, в устройствах «Сириус» используется жидкокристаллический индикатор, содержащий две строки по 16 знакомест.

**Органы управления** (кнопки управления или клавиатура) являются обязательными элементами микропроцессорных устройств. Они позволяют изменять режим работы устройства, выводить на средства отображения интересные параметры и величины, вводить новые уставки.

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных микропроцессорных устройств РЗА, может быть разным – от двух до двадцати (и более). Чем больше число кнопок, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки – наименее надежные элементы цифровой аппаратуры. Поэтому там, где пользоваться клавиатурой приходится редко, стремятся использовать минимальное число кнопок.

**Хранение информации** в микропроцессорных устройствах РЗА, как правило, производится с использованием электронных запоминающих элементов.

В функциональном отношении запоминающие устройства подразделяются на ОЗУ, ПЗУ и ППЗУ. Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются постоянные запоминающие устройства – ПЗУ. Отличительная особенность ПЗУ состоит в невозможности изменять ранее записанную информацию.

В настоящее время широко применяются перепрограммируемые запоминающие устройства – ППЗУ. Их применение наиболее оправданно в устройствах, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. Особенно важно то, что таким образом можно изменять и записывать значения уставок, которые сохраняются даже при потере питания устройства. Современные ППЗУ, выполняемые на базе Flash-памяти, могут иметь очень большой объем. Это позволяет записать в ППЗУ программу, содержащую набор стандартных функций, а выбор исполняемых функций предоставить эксплуатационному персоналу для конфигурирования микропроцессорного устройства защиты. Большие объемы современных ППЗУ позволяют также организовать регистрацию аварийных процессов с записью результатов в энергонезависимую память.

Для временного хранения информации, получаемой от контролируемого объекта, а также результатов промежуточных вычислений используется оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), поскольку оно обладает наиболее высоким быстродействием. Существенный недостаток ОЗУ – это потеря информации при отключении питания.

**Блок питания.** Практически во всех современных микропроцессорных устройствах РЗА используются импульсные блоки питания (БП), выполненные на базе высокочастотных инверторов. Как правило, применяются БП с однотактным инвертором, содержащим развязывающий трансформатор. На первичную обмотку трансформатора с помощью электронного ключа подаются импульсы напряжения высокой частоты – несколько десятков килогерц. Такие блоки питания обеспечивают стабильное выходное напряжение при изменении входного напряжения в широких пределах. Наиболее широкое распространение получили серийно выпускаемые промышленностью преобразователи с универсальным входом, на который можно подавать как постоянное, так и переменное напряжение. Диапазон напряжений, при которых обеспечивается нормальная работа, составляет: для переменного напряжения 50 Гц – от 85 до 260 В, а для постоянного напряжения – от 110 до 375 В.

**Интерфейсы микропроцессорных устройств** представляют собой совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных.

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя микропроцессорными устройствами обеспечивает параллельный интерфейс. В этом случае по синхронизирующему сигналу передающее устройство выставляет на шину данных одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает. Параллельный интерфейс требует достаточно сложной аппаратной реализации тракта передачи данных. Этот тип интерфейса применяется при передаче данных на небольшие расстояния, например, между узлами одного устройства при необходимости обеспечить наивысшую скорость обмена.

С меньшими аппаратными затратами выполняется интерфейс с последовательной передачей данных. В этом случае данные передаются последовательно разряд за разрядом.

В энергосистемах России используются микропроцессорные устройства РЗА разных фирм и заводов-изготовителей.

Особенность микропроцессорных устройств защиты в том, что их невозможно отнести к одному классу защит (дифференциальные, дистанционные и т. д.). В одном терминале реализуется целый комплекс защит объекта. В том случае, если выполнение полного комплекса защит объекта одним терминалом оказывается невозможным из-за аппаратных и/или программных ограничений, для защиты одного объекта может устанавливаться несколько терминалов.

## **2. СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ К СИСТЕМЕ**

Виды релейной защиты генераторов и аппаратное исполнение зависят от ряда факторов: конструкции генератора (турбогенератор или гидрогенератор), мощности генератора, схемы соединения обмоток статора и вида системы охлаждения, системы возбуждения, схемы присоединения генератора к энергосистеме и т. д.

На рис. 2 показаны некоторые схемы присоединения генераторов к шинам энергосистемы. Синхронные генераторы в энергоблоках работают с повышающими трансформаторами или автотрансформаторами. У мощных генераторов, как правило, выполняется расщепление обмоток статора и осуществляется вывод шинопроводов каждой ветви для всех фаз статора. Нейтрали каждой из этих ветвей собираются в звезду отдельно и соединяются перемычкой.

Все цепи мощного современного генератора как со стороны линейных выводов, так и со стороны нейтрали выполняются пофазными экранированными токопроводами. В цепях генераторов обычно устанавливаются (в старых схемах могут отсутствовать) выключатели либо выключатели нагрузки.

На генераторном напряжении энергоблоков имеются ответвления для питания собственных нужд. В этих ответвлениях со стороны генератора выключатели, как правило, не устанавливаются. Питание схем собственных нужд выполняется через трансформатор собственных нужд (ТСН), но иногда и собственные нужды, и расположенные вблизи станции потребители запитываются через реактор, подключенный к шинам генераторного напряжения блока (реактированная отпайка).

Трансформаторы мощных энергоблоков выполняются без регулирования под нагрузкой. На повышающих трансформаторах мощностью

до  $200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  (включительно) обычно выполняется устройство регулирования типа ПБВ, и его наличие должно учитываться при расчете защит. Напряжение (в том числе и на шинах распределительных устройств высших напряжений, к которым присоединен блок) регулируется возбуждением генераторов. В том случае, если от шин генераторного блока осуществляется питание нагрузки через реактор, в блоке устанавливается трансформатор, оборудованный РПН, что обязательно учитывается при расчетах.

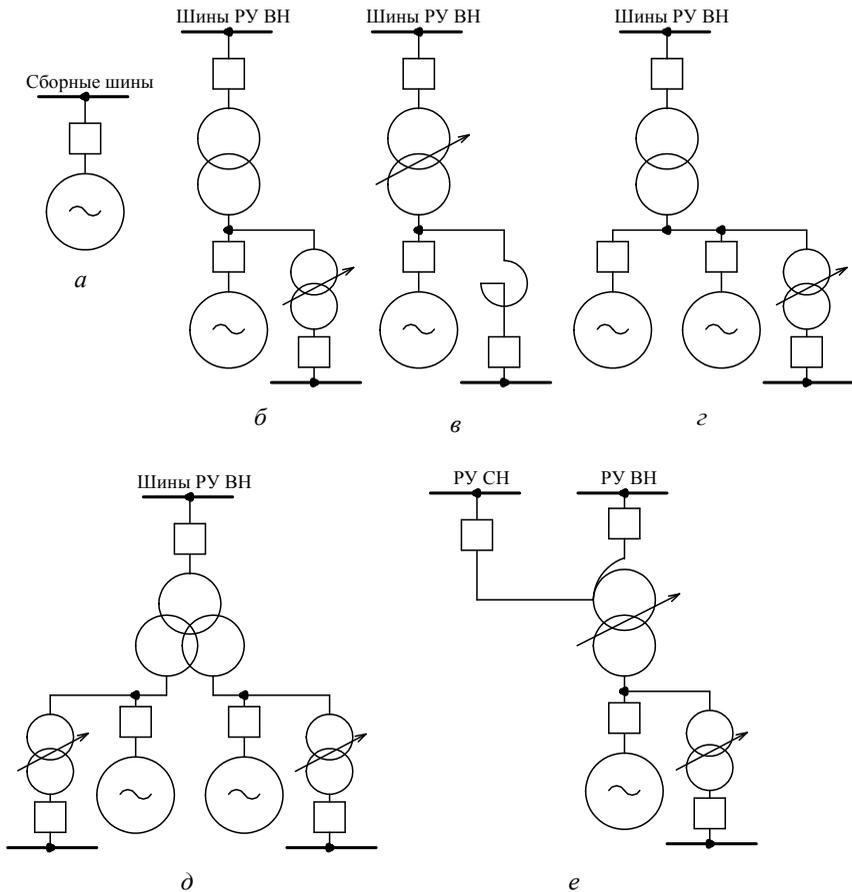


Рис. 2. Схемы присоединения генераторов к шинам энергосистемы

На рис. 2, *а* показан генератор, подключенный к сборным шинам генераторного напряжения. Такая схема характерна для ТЭЦ при питании значительной нагрузки от сборных шин генераторного напряжения и применяется на станциях с генераторами мощностью до 120 МВт. Обычно к сборным шинам генераторного напряжения подключено несколько генераторов, которые через эти шины электрически связаны друг с другом.

На рис. 2, *б* показана наиболее распространенная в настоящее время схема теплового энергоблока с трансформатором собственных нужд и выключателем между генератором и трансформатором.

На рис. 2, *в* приведена схема, в которой собственные нужды или нагрузка, получающая питание на генераторном напряжении, присоединены к шинам генераторного напряжения блока через токоограничивающий реактор.

На рис. 2, *г* и 2, *д* показаны схемы укрупненных блоков, в которых два генератора присоединены к одному трансформатору блока. Такие схемы характерны в основном для гидроэлектростанций, но иногда применяются и на тепловых станциях.

На рис. 2, *е* приведена схема блока связи, в которой автотрансформатор используется не только для присоединения генератора к системе, но и для связи двух распределительных устройств повышенного напряжения (например, 110–220 кВ).

Следует отметить, что приведенные схемы не охватывают всего разнообразия схем, применяемых на электрических станциях. Это заставляет творчески использовать те принципы защиты, которые изложены в учебном пособии, а иногда искать и новые решения.

### **3. НАЗНАЧЕНИЕ ЗАЩИТ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ШКАФОВ ШЭ1110, ШЭ1111, ШЭ1112 И ШЭ1113**

Научно-производственное предприятие «ЭКРА» (г. Чебоксары) серийно выпускает шкафы комплекса защит типов ШЭ1110, ШЭ1111, ШЭ1112 и ШЭ1113, предназначенные для защиты генераторов, в том числе и работающих на сборные шины генераторного напряжения, трансформаторов и блоков генератор–трансформатор малой, средней и большой мощности (до 1200 МВт). Необходимые для защиты определенного объекта защитные функции выбираются из библиотеки

программ цифрового терминала при конфигурировании с помощью внешнего персонального компьютера, работающего автономно или через информационно-вычислительную локальную сеть.

Комплекс защит выполняется в виде двух взаимно резервируемых автономных систем защит (1-й и 2-й комплекты защит), расположенных в одном шкафу (ШЭ1110 или ШЭ1113) или в двух шкафах (ШЭ1110М или ШЭ1111 и ШЭ1112). Состав защит комплекса определяется заказчиком в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» и других действующих нормативно-технических документов.

Как правило, комплекты одного комплекса по составу защит должны быть одинаковыми. В некоторых случаях допускается распределение функций резервных защит между двумя комплектами защиты. Перечень защит, которые могут выполняться в комплекте, приведен ниже. Состав комплектов защит выполняется в соответствии с выбором и требованиями заказчика.

Комплект защит конструктивно выполняется на базе одно-, двух- или трехкассетного микропроцессорного цифрового терминала, имеющего в дальнейшем «терминал».

Шкаф типа ШЭ1110 является комплексом защит генераторов и трансформаторов небольшой и средней мощности с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу. Каждый комплект выполнен на базе однокассетного терминала.

Защита генераторов, трансформаторов и блоков генератор–трансформатор средней мощности, как правило, выполняется на базе шкафа ШЭ1113 или ШЭ1110М.

Шкаф типа ШЭ1113 – это комплекс защит с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу. Каждый комплект шкафа состоит из двухкассетного терминала.

Шкаф типа ШЭ1110М включает в себя один комплект защит на базе двухкассетного терминала. Комплекс защит выполняется из двух одинаковых шкафов.

Шкафы типов ШЭ1111 и ШЭ1112 образуют комплекс защит мощных блоков генератор–трансформатор с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит. Каждый комплект располагается в отдельном шкафу и выполнен в виде трехкассетного (четырёхкассетного) терминала.

Для каждой системы защит (каждого терминала) предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные

цепи оперативного тока, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

В терминалах реализованы приведенные далее защитные функции, для каждой из которых указаны их сокращенные обозначения.

- Продольная дифференциальная токовая защита генератора – **ИДГ**.

- Дифференциальная защита блока генератор-трансформатор – **ИДГТ**.

- Дифференциальная защита трансформатора блока – **ИДТБ**.

- Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд – **ИДТСН**.

- Дифференциальная защита трансформатора системы возбуждения – **ИДВТ**.

- Токовая защита трансформатора – **И<sub>T</sub>>**.

- Максимальная токовая защита – **И>**.

- Защита от несимметричных перегрузок – **И<sub>2</sub>**.

- Защита от симметричных перегрузок – **И<sub>1</sub>**.

- Защита ротора от перегрузок – **И<sub>p</sub>**.

- Измерительный орган максимального тока – **ИО I>**.

- Измерительный орган минимального тока – **ИО I<**.

- Защита от повышения напряжения генератора – **U<sub>G</sub>>**.

- Защита от повышения напряжения блока генератор–трансформатор – **U<sub>GT</sub>>**.

- Измерительный орган максимального напряжения – **ИО U>**.

- Измерительный орган минимального напряжения – **ИО U<**.

- Устройство контроля исправности цепей напряжения переменного тока – **КИН**.

- Поперечная токовая дифференциальная защита генератора – **ИΔ>**.

- Защита от потери возбуждения – **Φ<**.

- Защита от асинхронного хода без потери возбуждения – **Φ<sub>Z</sub>**.

- Защита от асинхронного режима – **Φ<sub>U</sub>**.

- Резервная дистанционная защита от междуфазных повреждений – **Z<**.

- Защита обратной мощности – **P<sub>обр</sub>**.

- Защита активной мощности – **P<sub>акт</sub>**.

- Защита от изменения частоты – **F< (F>**).

- Защита от перевозбуждения – **U/F**.

- Защита ротора от замыканий на землю – **Re<**.

- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора –  $U_N(U_0)$ .
- Защита от замыканий на землю обмотки статора блока генератор–трансформатор (с наложением 25 Гц) –  $U_N(F_{25})$ .
- Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора блока генератор–трансформатор –  $U_N(100)$ .
- Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора крупного блока (с наложением 25 Гц) –  $IN\Delta(F_{25})$ .
- Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц) –  $I_N(F_{25})$ .
- Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины –  $I_N >$
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины –  $I_N(U_N)$ .
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора –  $Se(F_{25})$ .
- Направленная токовая защита обратной последовательности –  $M2$ .
- Токковая защита нулевой последовательности от КЗ на землю –  $I_0$ .
- Защита по напряжению нулевой последовательности от КЗ на землю –  $U_0$ .
- Орган контроля изоляции со стороны низшего напряжения блочного трансформатора –  $U_0T$ .
- УРОВ генератора –  $УРОВ G$ .
- Дистанционная защита от междуфазных повреждений трансформатора собственных нужд на стороне высшего напряжения –  $Z < TCH(BH)$ .
- Дистанционная защита от повреждений трансформатора собственных нужд на стороне низшего напряжения –  $Z < TCH(HH)$ .
- Максимальная токовая защита трансформатора собственных нужд на стороне низшего напряжения –  $I > TCH(HH)$ .
- Максимальная токовая защита трансформатора собственных нужд на стороне высшего напряжения –  $I > TCH$ .
- Токковая отсечка трансформатора собственных нужд –  $I >> TCH$ .
- Резервная защита нулевой последовательности трансформатора собственных нужд –  $I_0 TCH$ .
- Реле тока обдува трансформатора –  $I > (POT)$ .
- Частотно независимый максимальный орган тока –  $I > (f)$ .
- Частотно независимый минимальный орган тока –  $I < (f)$ .

- Частотно-независимый максимальный орган напряжения –  $U > (f)$ .
- Частотно-независимый минимальный орган напряжения –  $U < (f)$ .
- Устройство контроля синхронизма – КС.
- Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора – КИВ.

При проектировании релейной защиты блока прежде всего выбирают набор функций, при использовании которого обеспечиваются все необходимые требования для конкретного объекта защиты. Результатом такого выбора является бланк заказа заводу-изготовителю.

Кроме перечисленных защитных функций, терминал выполняет ряд дополнительных функций, облегчающих обслуживание терминала и анализ его работы.

В терминале обеспечивается возможность индикации значений однофазного напряжения, тока, активной и реактивной мощности с отображением указанных параметров на экране монитора локального интерфейса человек–машина или на экране цифрового терминала.

Функция регистрации событий обеспечивает запись изменений состояний до 128 логических сигналов любой защитной или логической функции, выбираемых из доступных логических сигналов терминала.

Емкость буфера памяти регистратора событий позволяет запомнить до 1500 событий с точностью по времени 1 мс. При переполнении буфера новая информация записывается на место самой старой по времени записи информации.

Для реализации функции осциллографирования предусмотрена возможность пуска терминала на запись аварийного процесса при появлении или исчезновении любых из 160 логических сигналов, выбираемых из любой доступной защитной или логической функции терминала. Предусмотрена возможность выбора для одновременного осциллографирования до 32 аналоговых и до 160 логических сигналов.

Длительность записи аналоговой и дискретной информации в процессе осциллографирования определяется временем существования аварийного режима и уставками по времени записи предаварийного и послеаварийного режимов. Уставка по времени предаварийного режима задается в диапазоне 0,04...0,5 с. Уставка по длительности записи послеаварийного режима задается в диапазоне 0,5...50 с. Количество записываемых осциллограмм – до 10.

Запись осциллограмм производится на встроенную в устройство карту энергонезависимой перепрограммируемой памяти. Запись

осуществляется по «кольцу»: при недостатке на карте места для записи очередной осциллограммы самые старые осциллограммы стираются.

Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием внешнего персонального компьютера и соответствующей сервисной программы.

Наличие большого набора защитных и дополнительных функций в терминалах комплекса защит позволяет адаптировать его к конкретным условиям защищаемого объекта.

На рис. 3 приведен пример подключения системы защит комплекса к измерительным трансформаторам тока и напряжения, установленным в цепях блока генератор–трансформатор, присоединенного к распределительному устройству высшего напряжения через два выключателя. Обозначения функций защит соответствуют приведенным выше.

Комплектация рассматриваемых шкафов функциями защит является избыточной. Например, предусмотрена возможность выполнения защиты обмотки статора генератора на землю не только по напряжениям основной (50 Гц) и третьей (150 Гц) гармоник, но и с наложенным током 25 или 16,7 Гц. Имеются также функции, предназначенные для защиты от замыканий на землю в обмотках генераторов, работающих на сборные шины генераторного напряжения или имеющих реактированную отпайку для питания собственных нужд и местной нагрузки. В шкафах также имеются несколько вариантов исполнения защиты генератора от асинхронного хода.

Изображенный на рис. 3 комплекс защит состоит из двух независимых и дублирующих друг друга систем защит, конструктивно выполненных в виде отдельных шкафов. Каждый шкаф независим по цепям оперативного постоянного тока, входным и выходным цепям, цепям сигнализации и контроля. Для этого каждый шкаф содержит блоки питания, логические схемы выходных цепей, сигнализации, контроля и диагностики.

В комплексе предусмотрена возможность вывода из работы любого из шкафов защит при сохранении полной работоспособности оставшегося в работе шкафа, обеспечивающего при этом полноценную защиту объекта.

Для адаптации комплекса защит к условиям работы конкретного энергетического объекта обеспечена возможность действия защит каждого шкафа на любое выходное реле этой же системы защит. Такое свойство реализуется с помощью «программируемой логической

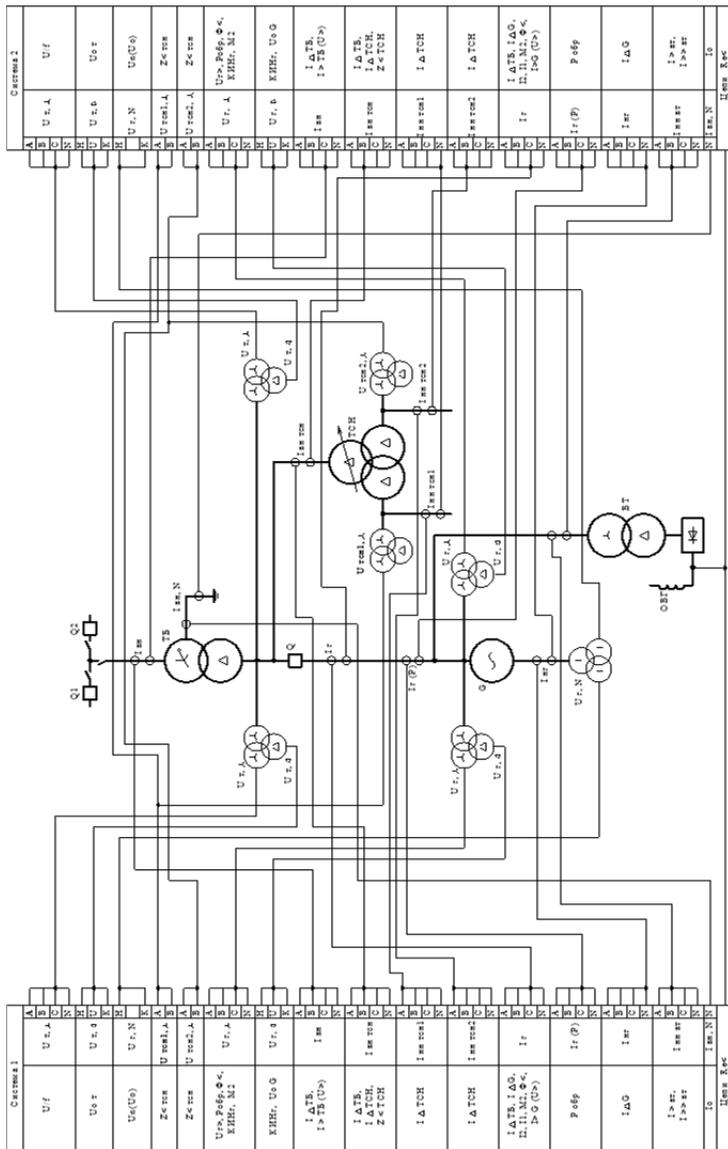


Рис. 3. Пример схемы подключения систем защиты комплекса к измерительным трансформаторам тока и напряжения

матрицы». «Матрица» может быть изменена посредством ввода информации через встроенную в блок процессора клавиатуру или с помощью внешнего персонального компьютера.

Для обеспечения надежности выходных цепей шкафа проводится непрерывный контроль целостности обмоток выходных реле шкафа с сигнализацией их неисправности.

Реализованные в шкафах функции непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую надежность несрабатывания защиты при возникновении внутренних неисправностей и высокую готовность защиты при наличии требования к срабатыванию.

Структурная схема одного комплекта защит комплекса показана на рис. 4.

Все аналоговые входные цепи тока и напряжения U1 комплекта через испытательные блоки подключаются к трансформаторам тока и напряжения. Входные аналоговые цепи содержат промежуточные измерительные трансформаторы, выходные напряжения которых через АЦП преобразуются в цифровой код. Количество используемых каналов АЦП может достигать 90. Однако количество входных аналоговых цепей не должно превышать 50, так как для каждого токового сигнала, имеющего диапазон более двукратного номинального значения, требуется два канала АЦП, а для токовых сигналов с диапазоном изменения до двукратного и для сигналов напряжения требуется один канал АЦП. Сигналы с выходов АЦП обрабатываются функциями защит (U4).

Выходные сигналы функций измерительных органов защит могут выводиться на светодиодную индикацию (для проверки характеристик защит), а выходные сигналы защитных функций обрабатываются с помощью логических функций (U6), в которых реализованы также все временные функции, и поступают на вход «логической матрицы отключений». Количество выходов матрицы отключений определяется количеством силовых выходных цепей комплекта. Выходные сигналы матрицы через усилители (U11) управляют мощными выходными реле. Кроме того, на выходные реле через усилители могут воздействовать любые логические сигналы комплекта (включая приемные цепи). Количество выходных реле может составлять 14, 30 или 46 в зависимости от принятой аппаратной конфигурации шкафа.

Срабатывание выходных реле сигнализируется с помощью светодиодов. При конфигурировании комплекта можно задать режим сигнализации (и срабатывания) выходных реле с фиксацией или без фиксации. Каждое выходное реле имеет по два переключающих контакта,

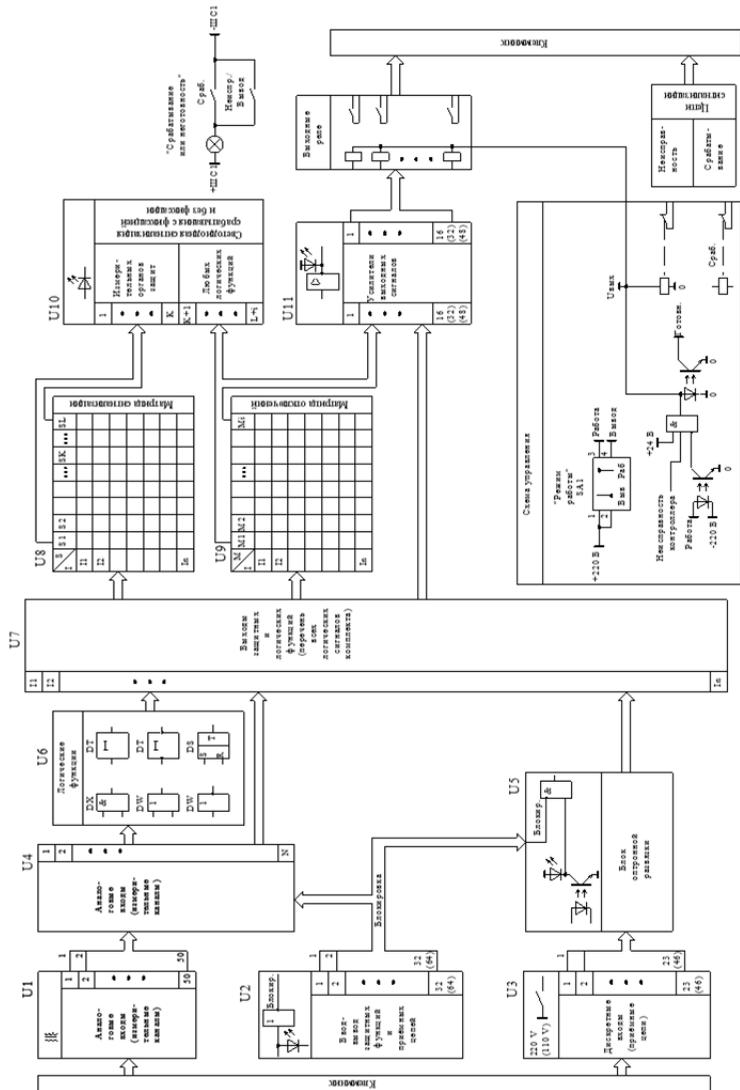


Рис. 4. Структурная схема независимого комплекса защит, входящего в комплекс защит генератора или блока генератор–трансформатор

однако общее число контактных цепей, выведенных на клеммник, меньшее и оговаривается при заказе.

В комплекте, представленном на рис. 4, предусмотрено до 23 дискретных входов (приемных цепей), действие которых обеспечивается посредством коммутации одним независимым контактом на напряжение 220 (или 110 В) постоянного тока (U3). Каждая приемная цепь имеет оптронную развязку и светодиодную сигнализацию срабатывания. Комплекты могут поставляться с количеством дискретных приемных цепей до 46.

Комплект содержит элементы светодиодной сигнализации (с фиксацией или без фиксации), общее количество которых (L) зависит от количества блоков усилителей. Минимальное количество элементов сигнализации равно 32 (комплект ШЭ1110), а максимальное – 144 (шкаф ШЭ1111). Воздействие на элементы сигнализации осуществляется через матрицу сигнализации (U8). При конфигурировании комплекта можно задать действие нескольких логических сигналов на один светодиод или действие одного логического сигнала на несколько светодиодов. В комплекте предусмотрены усилители (U11) для управления сигнальными реле с одним замыкающим контактом, которые могут использоваться для воздействия на регистратор дискретных сигналов или АСУ ТП.

При возникновении неисправности схема управления шкафа снимает напряжение с выходных реле и подает сигнал о неисправности в цепи внешней сигнализации, а на дверь шкафа выводится световой сигнал «Блиinker не поднят».

## 4. ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ ЗАЩИТ И ВЫБОР УСТАВОК

### 4.1. ПРОДОЛЬНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРА

**Назначение:** защита от междуфазных КЗ в обмотке статора.

Обмотки статоров генераторов различной мощности и исполнения выполняются по двум принципиально отличным схемам.

На рис. 5, а показано, как устанавливаются трансформаторы тока ТА1 и ТА2 в цепи статорной обмотки, если она выполнена без разде-

ления на параллельные ветви. Чаще всего такая схема применяется на генераторах малой мощности. Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 в этом случае имеют одинаковые коэффициенты трансформации, и их вторичные токи в нормальном режиме работы одинаковы по величине и противоположны по направлению.

При выполнении обмотки статора генератора с двумя параллельными ветвями трансформаторы тока в нейтрали могут устанавливаться двумя способами. На рис. 5, б показан случай, когда через окно трансформатора тока нейтрали проходят обе параллельные ветви обмотки статора. Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 в этом случае также имеют одинаковые коэффициенты трансформации, и их вторичные токи в нормальном режиме работы одинаковы по величине и противоположны по направлению.

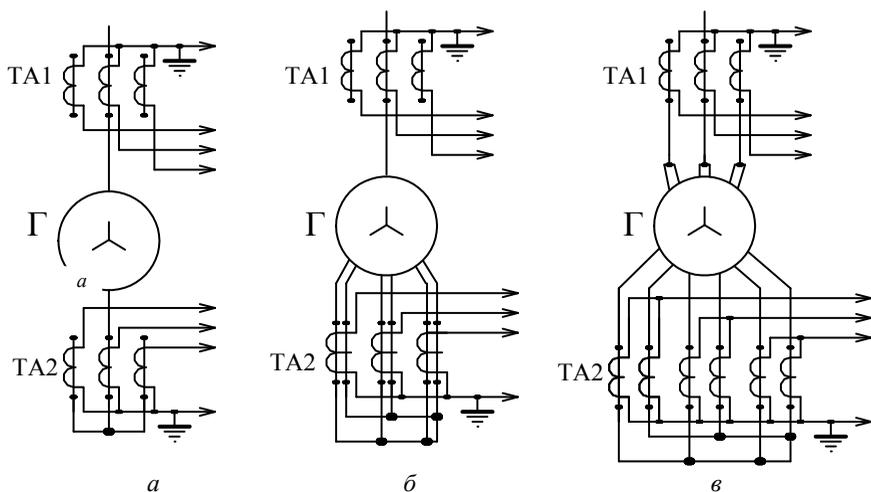


Рис. 5. Установка измерительных трансформаторов тока в цепи статорной обмотки

На рис. 5, в показан случай, когда в нейтрали генератора установлены отдельные трансформаторы тока в каждой из параллельных ветвей. Трансформаторы тока, установленные в нейтрали, имеют коэффициенты трансформации в 2 раза меньше чем у трансформаторов тока, установленных на линейных выводах. По этой причине вторичные токи, получаемые защитой от трансформаторов тока нейтрали, в 2 раза

больше токов, получаемых от трансформаторов тока, установленных на линейных выводах, и противоположны по направлению.

К микропроцессорному терминалу защиты подводятся токи всех трех фаз статорной обмотки от трансформаторов тока линейных выводов  $I_1$  и выводов нейтрали  $I_2$ . В терминале предусмотрено необходимое выравнивание токов плеч в пределах  $\frac{I_1}{I_2} = 0,5 \dots 1,0$ .

Защита выполняется с тормозной характеристикой  $I_{сз} = f(I_T)$ , изображенной на рис. 6. Уставка по начальному току срабатывания  $I_{сз\min}$  регулируется в диапазоне от 0,1 до 0,8 с шагом 0,01.

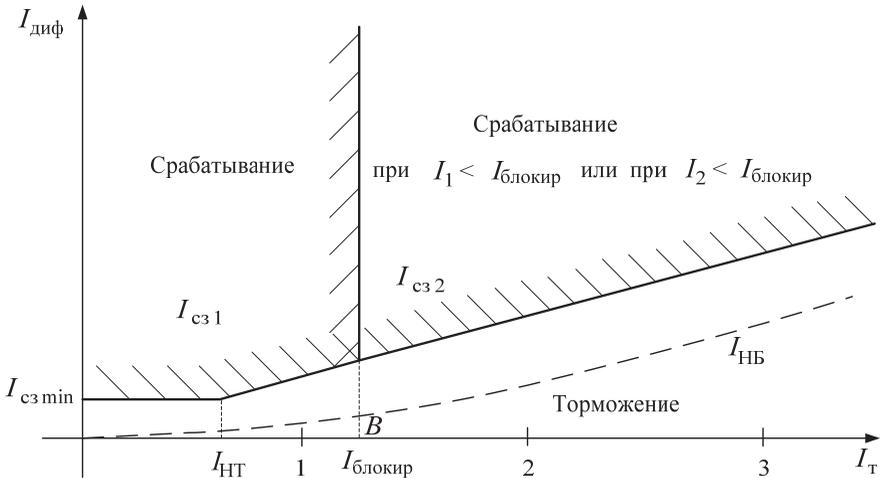


Рис. 6. Зависимость тока срабатывания защиты  $I_{сз}$  от тока торможения  $I_T$

Здесь и далее все значения уставок микропроцессорного терминала указываются в долях номинального вторичного тока (или напряжения, если речь идет о напряжении).

Тормозной ток в рассматриваемой защите определяется следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} I_T &= \sqrt{I_1 I_2 \cos \alpha}, & \text{для } \cos \alpha > 0, \\ I_T &= 0, & \text{для } \cos \alpha \leq 0, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов  $\dot{I}_1$  и  $-\dot{I}_2$ , а  $\dot{I}_1$  и  $\dot{I}_2$  – векторы токов в защите соответственно от первой и второй групп трансформаторов тока,  $I_1$  и  $I_2$  – модули рассматриваемых токов.

Дифференциальный ток определяется по выражению

$$I_{\text{диф}} = |\dot{I}_1 - \dot{I}_2|. \quad (2)$$

Тормозная характеристика защиты (рис. 6) состоит из трех участков: горизонтального, которому соответствует минимальный ток срабатывания  $I_{\text{сз min}}$ , первого наклонного  $I_{\text{сз1}}$  (до тока блокировки  $I_{\text{блокир}}$ ) и второго наклонного  $I_{\text{сз2}}$  – в области токов, больших тока блокировки. Два последних участка имеют наклон, определяемый коэффициентом торможения  $k_T$ , равным тангенсу угла наклона характеристики. При токе торможения, не превышающем ток блокировки  $I_{\text{блокир}}$  (точка  $B$  на рис. 6), ток срабатывания  $I_{\text{сз1}}$  определяется значением величины  $I_T$  и  $k_T$ . Если тормозной ток  $I_T$  превышает  $I_{\text{блокир}}$ , то защита блокируется. Это происходит при  $I_1 > I_{\text{блокир}}$  и  $I_2 > I_{\text{блокир}}$ .

При любом токе  $I_T$  ток срабатывания защиты  $I_{\text{сз}}$  должен быть с запасом, большим соответствующего тока небаланса  $I_{\text{нб}}$ . Следует отметить, что токи, изображенные на рис. 6, – безразмерные, т. е. все токи представлены в долях номинального тока генератора.

Коэффициент торможения  $k_T$  – это отношение приращения величины тока срабатывания к приращению величины тока торможения:

$$k_T = \frac{|I_{\Delta} - I_{\text{сз min}}|}{|I_T - I_{\text{НГ}}|}. \quad (3)$$

Уставка по коэффициенту торможения  $k_T$  регулируется в пределах от 0,2 до 0,95 с шагом 0,05.

Уставка по  $I_{\text{блокир}}$  (точка  $B$  на рис. 6) регулируется в диапазоне от 1,0 до 6,0 с шагом 0,1.

Уставка начального торможения регулируется в диапазоне от 0,1 до 6,0 с шагом 0,01.

В защите предусмотрен ввод информации от третьей группы трансформаторов тока, установленных в цепи выпрямительного

трансформатора системы тиристорного самовозбуждения, что позволяет выполнять защиту генератора без специального согласования действия защиты с работой предохранителей в системе возбуждения.

При этом тормозной сигнал определяется по выражению

$$\left. \begin{aligned} I_T &= \sqrt{I_1' I_2' \cos \alpha}, & \text{для } \cos \alpha > 0, \\ I_T &= 0, & \text{для } \cos \alpha \leq 0, \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов  $\dot{I}_1'$  и  $-\dot{I}_2'$ ,  $\dot{I}_1'$  – модуль наибольшего из токов плеч,  $\dot{I}_2' = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 - \dot{I}_1'$ .

Дифференциальный ток определяется по выражению

$$I_{\text{диф}} = \left| \dot{I}_1' - \dot{I}_2' \right|. \quad (5)$$

Время срабатывания защиты при двукратном и более токе срабатывания не превышает 0,03 с.

При правильном выборе уставок защита не срабатывает при внешних КЗ и при асинхронном ходе генератора. В терминале обеспечена отстройка от нерасчетных значений тока небаланса при сквозных токах, меньших  $I_{\text{блокир}}$ , с большой апериодической составляющей.

Для улучшения отстройки от токов небаланса в защите дополнительно используется динамическое торможение по производной среднего значения специально сформированного тормозного тока. В таком случае величина коэффициента торможения  $k_T$  основного алгоритма определяет функционирование защиты в установившихся режимах, а величина коэффициента функции дополнительного торможения  $k_{\text{доп}}$  определяет степень отстройки от переходных режимов внешнего КЗ [1]. Несмотря на то что натурные испытания такой защиты указывают на наличие в ее алгоритме скрытых блокировок, в официальной документации к устройству информация о них отсутствует.

Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия в защите предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания  $I_{\text{отс}}$ , регулируемым в диапазоне от 2,0 до 12,0 с шагом 0,1.

Защита правильно функционирует при КЗ в зоне действия:

- при токе повреждения более начального тока срабатывания и до  $40I_{\text{ном}}$  при значении полной погрешности трансформаторов тока в

установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %;

- при токе повреждения более тока срабатывания дифференциальной отсечки и до  $40I_{\text{ном}}$  при значении полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.

### Выбор уставок защиты

Начальный ток срабатывания защиты  $I_{\text{сз min}}$  выбирается по условию отстройки защиты от тока небаланса в режиме, соответствующем току начала торможения. Последний выбирается таким, чтобы во всех длительно допустимых рабочих режимах генератора ток срабатывания защиты оставался равным своему минимальному значению. Длительно допустимые нагрузки генератора регламентируются производителем и, как правило, не превышают  $1,05I_{\text{ном}}$  [2], поэтому

$$I_{\text{HT}} = 1,05 \cdot I_{\text{ном Г}}, \quad (6)$$

Тогда расчетный ток небаланса равен

$$I_{\text{нб HT}} = \varepsilon k_o I_{\text{HT}}, \quad (7)$$

где  $\varepsilon$  – полная максимальная погрешность трансформаторов тока, которую для рассматриваемого режима рекомендуется принимать равной 0,05;  $k_o$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока (для схем рис. 5, а и 5, б  $k_o = 0,5$ , а для схемы рис. 5, в  $k_o = 1,0$ ).

Следует отметить, что погрешности трансформаторов тока в нагрузочных режимах (или при удаленных КЗ, при которых ток повреждения соизмерим с номинальным током генератора) значительно меньше их погрешностей при близких КЗ, по которым и выбираются первичные преобразователи тока. Именно поэтому в выражении (7) используется тормозной ток защиты, который при малых погрешностях трансформаторов тока приблизительно равен по величине сквозному расчетному току.

Начальный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{сз min}} \geq k_{\text{н1}} I_{\text{нб HT}}, \quad (8)$$

где  $k_{\text{н1}} = 2$  – коэффициент надежности.

Обычно минимальный ток срабатывания защиты  $I_{сз\ min}$  принимается равным  $(0,1...0,2)I_{ном\ Г}$ , где  $I_{ном\ Г}$  – номинальный ток защищаемого генератора.

В режимах перегрузок и при токах удаленных КЗ (когда хотя бы один из токов, протекающих по плечам защиты, меньше  $I_{блокир}$ ) несрабатывание защиты обеспечивается соответствующим выбором коэффициента торможения  $k_T$ .

При больших токах внешних КЗ и асинхронном ходе (когда протекающие по плечам защиты токи больше  $I_{блокир}$ ) защита блокируется.

Перед расчетом коэффициента торможения  $k_T$  необходимо выбрать уставку по  $I_{блокир}$ :

$$I_{блокир} \geq k_n I_{доп.перегр}, \quad (9)$$

где  $k_n = 1,05$  – коэффициент надежности;  $I_{доп.перегр}$  – ток допустимой кратковременной перегрузки защищаемого генератора.

При невыполнении условия (9) и междуфазном КЗ статорной обмотки генератора в режиме перегрузки рассматриваемая защита не сможет его отключить, так как будет заблокирована. Типичное значение уставки – 1,5. При таком значении обеспечивается достаточная чувствительность к токам КЗ при наличии сопровождающего тока нагрузки.

Для выбора  $k_T$  следует определить максимальный ток небаланса  $I_{нб\ расч}$  в защите при протекающих по плечам защиты токах, равных  $I_{блокир}$ . Этот режим является расчетным, потому что в соответствии с тормозной характеристикой защита при токах, больших  $I_{блокир}$ , заблокирована, т. е. нет необходимости определять расчетный ток небаланса в других более тяжелых режимах.

$$I_{нб\ расч} = \varepsilon k_o I_{блокир}, \quad (10)$$

где  $\varepsilon$  – полная максимальная погрешность трансформаторов тока, которую для рассматриваемого режима рекомендуется принимать равной 0,05;  $k_o$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока (для

схем рис. 5, а и 5, б  $k_0 = 0,5$ , для схемы рис. 5, в  $k_0 = 1,0$ );  $I_{\text{блокир}}$  – вы-  
бранная уставка тока блокировки (в относительных единицах).

Коэффициент торможения определяется следующим образом:

$$k_T = \frac{k_{н2} I_{\text{нб расч}} - I_{\text{СЗ min}}}{I_{\text{блокир}} - I_{\text{НТ}}}, \quad (11)$$

где  $k_{н2}$  – коэффициент надежности, который для рассматриваемого случая рекомендуется принимать равным 1,5...2.

Для определения уставки дифференциальной отсечки необходимо рассчитать максимальный ток небаланса защиты при отсутствии повреждения в защищаемом генераторе. Максимальный расчетный ток небаланса

$$I_{\text{нб расч}} = \varepsilon k_0 k_{\text{пер}} I^{(3)}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – полная максимальная погрешность трансформаторов тока, которую для рассматриваемого режима рекомендуется принимать равной 0,1;  $k_0$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока (для схем рис. 5, а и рис. 5, б  $k_0 = 0,5$ , для схемы рис. 5, в  $k_0 = 1,0$ );  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент учитывающий переходной процесс, для рассматриваемого режима рекомендуется принимать равным 3 [10];  $I^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на выводах генератора или наибольшее значение тока асинхронного хода.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{\text{ср отс}} \geq k_{\text{от}} I_{\text{нб расч}}, \quad (13)$$

где  $k_{\text{от}} = 1,5$  – коэффициент отстройки.

Ток срабатывания отсечки в относительных единицах

$$I_{\text{отс}} = \frac{I_{\text{ср отс}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток генератора.

### **Оценка чувствительности**

Согласно ПУЭ чувствительность дифференциальной защиты генератора проверяется следующим образом:

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{КЗmin}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2, \quad (15)$$

где  $I_{\text{КЗmin}}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания на выводах генератора в режиме опробования, рассматриваемый как ток внутреннего КЗ;  $I_{\text{сз}}$  – величина тока срабатывания в расчетном режиме, в общем виде равная сумме начального тока срабатывания  $I_{\text{сзmin}}$  и произведения коэффициента торможения  $k_{\text{т}}$  на величину приращения тормозного тока  $I_{\text{т}}$  относительно тока начала торможения в расчетном режиме.

Для современных дифференциальных защит начальный ток срабатывания имеет очень малое значение (0,1...0,3)  $I_{\text{ном}}$ , поэтому чувствительность этих устройств к внутреннему КЗ, рассчитанная согласно (15), значительно превышает нормированную величину, равную 2. Это обуславливается тем, что в расчетном режиме ток КЗ значительно превышает начальный ток срабатывания защиты, а тормозной сигнал при этом минимален или вообще равен нулю [см. выражение (4)], поскольку током обтекаются ТТ только со стороны нулевых выводов генератора.

Для дополнительной оценки чувствительности защиты к внутренним повреждениям следует выполнять ее проверку при токах повреждения, соизмеримых с начальным током срабатывания защиты, и наличии сквозного тока нагрузки, вырабатываемого генератором (рис. 7), например, при внутреннем КЗ через переходное сопротивление. В этом режиме по одному плечу защиты, подключенному к ТТ со стороны линейных выводов, протекает сквозной ток нагрузки  $\dot{I}_{\text{скв}}$ , а по другому ТТ, установленному со стороны нулевых выводов, сумма тока нагрузки  $\dot{I}_{\text{скв}}$  и тока повреждения  $\dot{I}_{\text{КЗ}}$ .



Рис. 7. Распределение токов в генераторе при внутреннем КЗ

Если мгновенные значения токов плеч защиты изменяются по синусоидальному закону при одинаковой частоте (промышленной), то их можно представить в векторном виде (рис. 8).

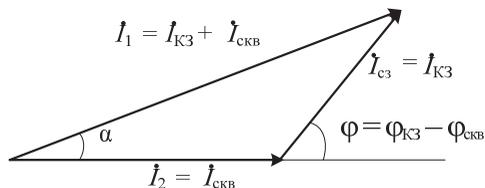


Рис. 8. Векторное изображение токов плеч защиты при внутреннем КЗ и наличии тока нагрузки

С точки зрения чувствительности, наиболее тяжелым является режим внутреннего КЗ при совпадении угла тока повреждения с углом тока нагрузки. При таком сочетании входных сигналов модуль дифференциального тока не изменяется, а модуль тока, протекающего через ТТ со стороны нулевых выводов, максимален, т. е. максимален и тормозной сигнал:  $I_1 = I_{СКВ} + I_{сз}$ .

Для оценки влияния таких режимов на работу дифференциальной защиты следует использовать характеристику срабатывания, отражающую зависимость тока срабатывания от сквозного тока нагрузки, которая может быть получена преобразованием тормозной характеристики (см. рис. 6).

Поскольку тормозная характеристика защиты имеет излом при токе начала торможения  $I_{HT}$ , характеристика срабатывания также имеет излом. Координаты этой точки:

$$I_{сз \text{ изл}} = I_{сз \text{ min}}, \quad I_{СКВ \text{ изл}} = \frac{\sqrt{I_{сз \text{ min}}^2 + 4I_{HT}^2} - I_{сз \text{ min}}}{2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первой точки излома (до точки излома уставка срабатывания неизменна и равна  $I_{сз \text{ min}}$ ):

$$I_{сз} = \frac{k_T^2 I_{СКВ}}{2} \left[ 1 + \frac{2}{k_T I_{СКВ}} \left( \frac{I_{сз \text{ min}}}{k_T} - I_{HT} \right) + \sqrt{1 + \left( \frac{2}{k_T} \right)^2 + \frac{4}{k_T I_{СКВ}} \left( \frac{I_{сз \text{ min}}}{k_T} - I_{HT} \right)} \right]. \quad (17)$$

Стоит отметить, что в соответствии с рис. 6 блокирование защиты возможно лишь, если токи обоих плеч превышают параметр  $B$ . Данные условия выполняются при  $I_{\text{СКВ}} > B$ . Однако параметр  $B$  выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока генератора, поэтому при формировании характеристики срабатывания блокирование защиты может не учитываться.

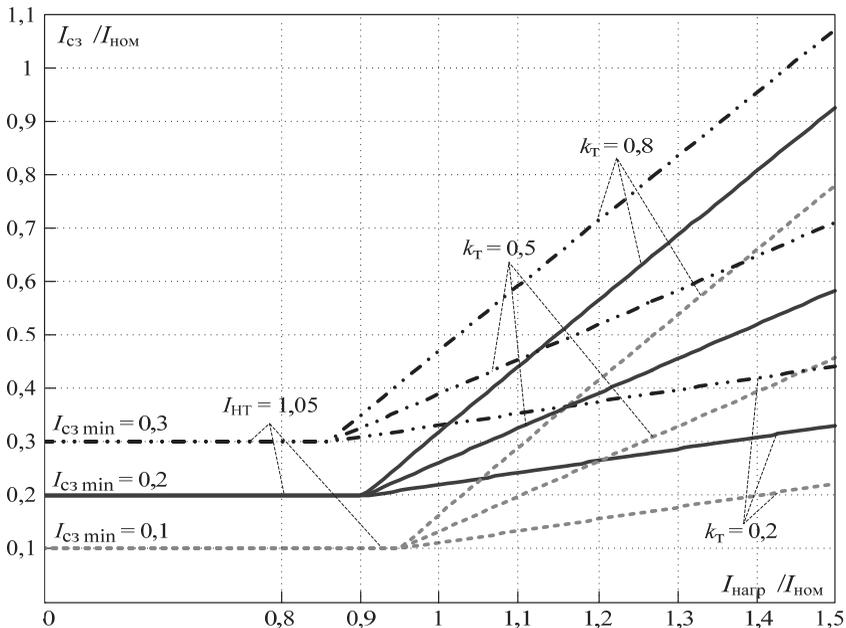


Рис. 9. Семейство характеристик срабатывания дифференциальной защиты генератора

Для построения характеристики срабатывания дифференциальной защиты генератора предварительно необходимо рассчитать все требуемые уставки. На сформированной характеристике по изменению сквозного тока нетрудно оценить изменение уставки срабатывания защиты, т. е. минимального тока внутреннего КЗ генератора, при котором алгоритм защиты выдает сигнал на отключение. Преимуществом характеристики срабатывания по сравнению с тормозной характеристикой также является возможность отображать в одних координатных

осях характеристики срабатывания защит различных производителей. Последнее позволяет наглядно сопоставить по чувствительности дифференциальные защиты различных производителей во всем диапазоне нагрузочных режимов.

На рис. 9 отображено семейство характеристик срабатывания описанной выше дифференциальной защиты генератора, построенных по выражениям (16) и (17) при различных значениях уставок: как относительно малых, так и относительно высоких. Построенные кривые наглядно показывают, что при допустимых кратковременных систематических или аварийных перегрузках генераторов, достигающих  $1,5I_{ном}$  [2], ток срабатывания исследуемой защиты значительно увеличивается по сравнению со своим начальным значением и может достигать (а также и превышать) по величине  $I_{ном}$ . Именно в таких режимах дифференциальные защиты (вне зависимости от производителя) обладают наихудшей чувствительностью к внутренним повреждениям, т. е. тогда, когда возникновение этого повреждения наиболее вероятно.

Предлагаемый метод оценки чувствительности не является обязательным и никоим образом не противоречит требованиям ПУЭ, которые должны исполняться всеми организациями и ведомствами. Однако данный подход позволяет наглядно оценить чувствительность защиты в различных режимах работы генератора.

## 4.2. ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРА

**Назначение:** защита от витковых замыканий в обмотке статора.

Эта защита подключается к трансформатору тока, включенному в перемычку между нейтральными параллельными ветвями обмотки статора (см. рис. 5, б и 5, в). Если обмотка статора выполнена одной ветвью (рис. 5, а), использование такой защиты невозможно. Вторичный ток срабатывания защиты регулируется от 1,0 до 15,0 А с шагом 0,1 А.

Первичный ток срабатывания защиты на этапе проектирования принимается равным  $0,2I_{ном}$  генератора. При наладке защиты ток срабатывания уточняется по результатам измерения тока небаланса и может быть существенно снижен.

### 4.3. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ОБМОТКЕ СТАТОРА

**Назначение:** выявление и отключение однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора.

#### **Выбор защитной функции**

Исполнение защиты зависит от схемы подключения генератора и параметров сети генераторного напряжения. Все алгоритмы защит от замыкания на землю можно разделить по способу подключения генератора к сети на две группы.

1. Защиты генераторов, связанных с остальной системой на генераторном напряжении.

2. Защиты генераторов, работающих в блоке генератор–трансформатор и гальванически отделенных от остальной системы трансформаторными связями.

Выявление однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора в рассматриваемых защитах основано на различных принципах:

1) принципы, использующие естественные электрические сигналы в установившемся или переходном режиме;

2) принципы, использующие искусственно вводимые электрические сигналы.

Применение того или иного принципа для выявления однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора во многом определяется схемой присоединения генераторов к шинам энергосистемы. Для выбора используемой функции защиты генератора от однофазных замыканий на землю в обмотке статора можно воспользоваться табл. 1.

#### 4.3.1. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В БЛОКЕ ГЕНЕРАТОР–ТРАНСФОРМАТОР, $U_N(U_0)$

**Назначение:** выявление и отключение однофазных замыканий на землю 100 % обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором.

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

- орган напряжения основной гармоники нулевой последовательности ( $U_0$ ), обеспечивающий защиту 85...95 % витков обмотки статора со стороны линейных выводов;

- орган напряжения обратной последовательности ( $U_2$ ) для блокировки защиты при внешних несимметричных КЗ;
- орган напряжения третьей гармоники ( $U_{03}$ ), обеспечивающий защиту до 30 % витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Таблица 1

**Выбор исполнения защиты генератора от замыкания на землю**

№	Схема подключения генератора	Обозначение защиты
1	Генератор, работающий в блоке с трансформатором	$U_N(U_0)$ $U_N(100)$
2	Генератор, работающий в блоке с трансформатором, при наличии подключенного к нейтрали генератора дугогасящего реактора	$U_N(F25)$
3	Генератор, работающий в объединенном блоке с несколькими генераторами на один трансформатор и в блоках с реактированными отпайками, при отсутствии дугогасящего реактора (ДГР)	$Se(F25)$
4	Укрупненный блок	$I_{N\Delta} (F25)$
5	Турбогенератор мощностью до 12 МВт, работающий на сборные шины	$I_{N>}$
6	Турбогенератор мощностью до 36 МВт, работающий на сборные шины	$I_N(U_N)$
7	Генератор, работающий на сборные шины или в блоке с реактированной отпайкой для питания местной нагрузки или собственных нужд станции, при наличии в этой сети дугогасящего реактора	$I_N(F25)$

Орган  $U_0$  включается на напряжение нейтрали генератора относительно земли или на напряжение  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора. На гидрогенераторах, нейтраль которых соединена с землей через дугогасящий реактор, орган  $U_0$  может подключаться к вспомогательной обмотке ДГР.

Орган  $U_2$  включается на линейные напряжения ТН, присоединенного к линейным выводам генератора.

Орган  $U_{03}$  использует для своей работы напряжение нулевой последовательности на выводах генератора ( $U_{\Delta}$ ) и в его нейтрали ( $U_N$ ).

Орган  $U_{03}$  реагирует на отношение абсолютных значений третьих гармоник напряжений в соответствии с условием срабатывания защиты:

$$\frac{U_{\text{раб}}}{U_{\text{т}}} \geq k_{\text{т}}, \quad (17)$$

где  $U_{\text{раб}}$  – рабочее напряжение, равное

$$U_{\text{раб}} = \left| \dot{U}_N + \dot{U}_{\Delta} \right|, \quad (18)$$

$U_{\text{т}}$  – тормозное напряжение, равное

$$U_{\text{т}} = \left| \dot{U}_N \right|, \quad (19)$$

$k_{\text{т}}$  – постоянная величина, называемая обычно коэффициентом торможения.

Орган  $U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую от 5 до 30 В с шагом 0,1 В.

Орган  $U_2$  имеет уставку срабатывания по фазному напряжению обратной последовательности, регулируемую в диапазоне от 2 до 10 В с шагом 0,1 В.

Рабочий диапазон входных напряжений третьей гармоники органа  $U_{03}$  составляет (0,2 ... 7,0) В. Орган  $U_{03}$  имеет уставку по коэффициенту торможения  $k_{\text{т}}$ , регулируемую в пределах от 1,0 до 3,0 с шагом 0,1.

Защита охватывает 100 % обмотки статора генератора, в том числе и его нейтраль. Защита отстроена от внешних КЗ, от апериодических составляющих и от высших гармоник. Действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение выключателя генератора (блока), гашение поля и останов агрегата. Область применения этой защиты ограничена простыми блоками, в которых генератор подключен к трансформатору блока и гальванически не связан ни с другими генераторами, ни с сетью, обладающей значительной емкостью относительно земли.

### **Выбор уставок**

Орган напряжения основной гармоники должен быть отстроен от напряжения нулевой последовательности, возникающего на генераторе при однофазном КЗ на землю в сети высшего напряжения, к которой

присоединен трансформатор блока. При расчете защиты генератора можно воспользоваться схемой замещения, показанной на рис. 10 (для упрощения расчетов здесь не учтена емкость токопроводов между генератором и трансформатором блока).

В соответствии с рис. 10 напряжение на выводах генератора  $U_{0Г}$  в рассматриваемом режиме приближенно можно определить следующим образом:

$$U_{0Г} = kU_{0ВН} \frac{C_{МО}}{C_{МО} + C_T + C_Г}, \quad (20)$$

где  $U_{0ВН}$  – напряжение нулевой последовательности, возникающее на стороне высшего напряжения трансформатора блока при КЗ на землю на этой стороне (можно принять равным фазному напряжению стороны ВН), кВ;  $C_{МО}$  – межобмоточная емкость силового трансформатора блока;  $C_T$  – емкость обмотки низшего напряжения трансформатора блока относительно земли;  $C_Г$  – емкость обмотки статора генератора относительно земли;  $k$  – коэффициент, учитывающий режим нейтрали ( $k = 0,5$  при заземленной нейтрали,  $k = 1,0$  – при разземленной).

Расчетная уставка может быть найдена по выражению

$$U_{уст} = \frac{k_{отс} 3U_{0Г}}{k_V}, \quad (21)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки;  $k_V$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

К установке принимается уставка, ближайшая к расчетной. Рекомендуемое значение 10...15 В.

Емкость обмотки низшего напряжения трансформатора на одну фазу  $C_T$  может быть определена по эмпирической формуле [3]

$$C_T = 1,3 \frac{\sqrt{S}}{U_{НН} + 13 + 0,2\sqrt{S}} \quad (\text{нФ}), \quad (22)$$

где  $S$  – мощность трансформатора, в кВ · А (трехфазная);  $U_{НН}$  – линейное напряжение обмотки низшего напряжения, кВ.

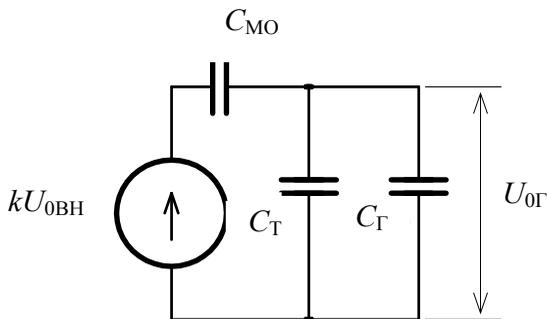


Рис. 10. Схема замещения для расчета напряжения  $U_{0Г}$  на выводах генератора при однофазном КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора

Для определения межобмоточной емкости трансформатора на одну фазу используется эмпирическая формула (нФ) [3]

$$C_{МО} = \frac{\sqrt{S}}{U_{ВН}}, \quad (23)$$

где  $U_{ВН}$  – линейное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

Значение емкости обмотки статора генератора  $C_Г$  может быть взято, например, из [2, 4]. В учебных расчетах емкостью токопроводов между генератором и трансформатором блока можно пренебречь. На практике значения  $C_Г$  и  $C_Т$  рекомендуется уточнять с помощью замеров непосредственно на защищаемом объекте, что обычно выполняется при наладке защиты. При нормальном состоянии изоляции на стороне генераторного напряжения величина  $3U_{0Г}$  невелика и соответствующее ей значение уставки получается небольшим – в пределах нескольких вольт. Выставлять напряжение срабатывания по основной гармонике, меньше 10 В, не рекомендуется, чтобы избежать неселективных действий защиты, например, при незначительном увлажнении изоляции на стороне генераторного напряжения.

При расчете защиты гидрогенератора, в нейтрали которого включен дугогасящий реактор, можно воспользоваться схемой замещения, приведенной на рис. 11. В этой схеме, кроме тех элементов, которые входили в схему рис. 10, имеется индуктивность дугогасящего реакто-

ра  $L_{\text{ДГР}}$  и активное сопротивление  $R_{\text{ОГ}}$ , учитывающее реальное сопротивление охлаждающей воды, протекающей по каналам обмотки статора генератора. Это сопротивление присутствует в схеме замещения только для генераторов с непосредственным охлаждением обмотки статора водой. В результате исследований, проведенных в ТПУ, установлено, что это сопротивление лежит в пределах от 40 до 60 кОм.

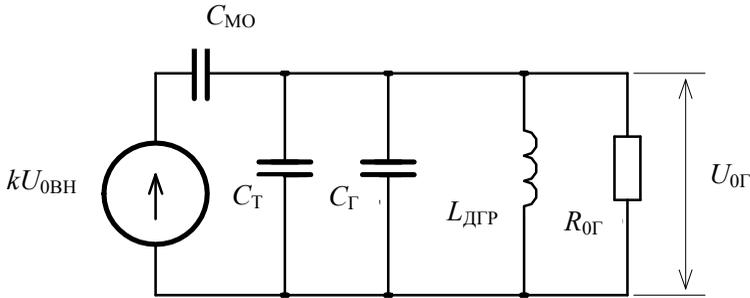


Рис. 11. Схема замещения для расчета напряжения  $U_{\text{ОГ}}$  на выводах гидрогенератора при однофазном КЗ на землю на стороне высшего напряжения трансформатора

Если сопротивление  $R_{\text{ОГ}}$  отсутствует, т. е. для охлаждения обмотки статора генератора не используется вода, а дугогасящий реактор настроен в резонанс ( $X_{\text{ДГР}} \approx X_{\text{СГ}}$ ), то при КЗ на землю на стороне высшего напряжения трансформатора блока напряжение  $U_{\text{ОГ}}$  может оказаться весьма большим и отстройка от него по величине приводит к недопустимому заглублению защиты. Наличие активного сопротивления существенно снижает значение  $U_{\text{ОГ}}$  и позволяет выбрать уставку, обеспечивающую необходимую чувствительность защиты.

Если расчетная уставка превышает максимально возможную уставку защиты, селективность достигается с помощью блокировки по напряжению обратной последовательности.

Уставка блокировки выбирается по режиму однофазного КЗ на шинах высшего напряжения блока. Рассчитывается минимально возможная величина напряжения обратной последовательности на выводах генератора и выбирается уставка по  $U_2$  с учетом коэффициента чувствительности не ниже 1,3.

Если выбранная уставка по напряжению основной гармоники более чем в 2 раза превышает напряжение на входе защиты при однофазном КЗ на стороне высшего напряжения блока ( $k_{отс} \geq 2$ ), то функция блокировки по обратной последовательности отключается.

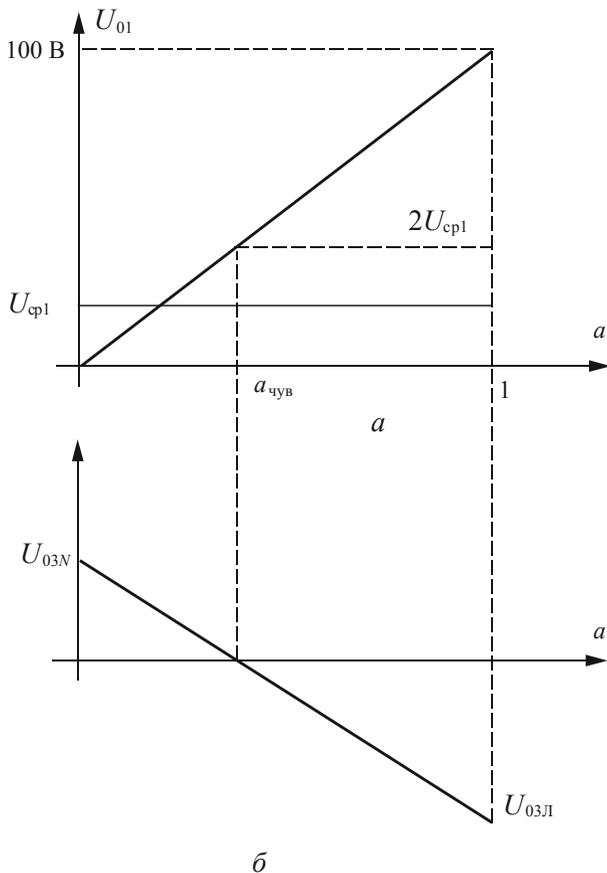


Рис. 12. Зависимость напряжения основной гармоники  $U_{01}$  от места замыкания ( $a$ ); распределение напряжения нулевой последовательности третьей гармоники при замыкании на землю в точке  $a = a_{чув}$  ( $\delta$ )

Уставка органа напряжения третьей гармоники (коэффициент торможения  $k_T$ ) выбирается из условия обеспечения достаточного коэффициента чувствительности защиты при замыкании в любой точке статора на корпус не ниже 2. Принцип настройки проиллюстрирован на рис. 12.

На рис. 12, а показана зависимость напряжения основной гармоники от места замыкания. Место замыкания характеризуется параметром  $a$ , равным отношению числа витков от нейтрали до места замыкания к общему числу витков обмотки статора генератора.

На рис. 12, б изображена зависимость напряжения третьей гармоники  $U_{03}$  вдоль обмотки статора при замыкании в точке  $a_{\text{чув}}$ , для которой коэффициент чувствительности по основной гармонике равен 2.

Уставка органа напряжения третьей гармоники ( $k_T$ ) выбирается такой, чтобы при  $a = a_{\text{чув}}$  отношение рабочего сигнала к тормозному превышало коэффициент торможения в 2 раза  $\frac{U_{\text{раб}}}{U_T} \geq 2k_T$ .

Из рис. 12, б следует

$$\frac{U_{\text{раб}}}{U_T} = \frac{|\dot{U}_N + \dot{U}_\Delta|}{|\dot{U}_N|} = \frac{|a_{\text{чув}} \dot{E}_3 - (1 - a_{\text{чув}}) \dot{E}_3|}{|a_{\text{чув}} \dot{E}_3|} = \frac{1 - 2a_{\text{чув}}}{a_{\text{чув}}} \geq 2k_T.$$

Тогда должно выполняться условие  $k_T \leq \frac{1 - 2a_{\text{чув}}}{2a_{\text{чув}}}$ .

К установке принимается значение  $k_T$ , ближайшее меньшее из возможного диапазона. Если расчетное значение  $k_T$  получилось ниже диапазона уставок, следует уменьшить уставку органа напряжения основной гармоники  $U_{\text{ср2}}$  и ввести в действие орган блокировки по напряжению обратной последовательности  $U_2$ .

#### 4.3.2. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В БЛОКЕ С ТРАНСФОРМАТОРОМ (С НАЛОЖЕНИЕМ 25 Гц), $U_N(F25)$

**Назначение:** защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором, при наличии подключенного к нейтрали генератора дугогасящего реактора.

Защита может быть реализована только при наличии в нейтрали генератора дугогасящего реактора (ДГР). Схема подключения источника контрольного тока (ИКТ) и защиты показана на рис. 13.

Принцип действия защиты основан на наложении на первичные цепи статора генератора контрольного тока частотой 25 Гц. Контрольный ток, который вводится через цепь заземления ДГР, протекает через ДГР и емкостные сопротивления фаз на землю. На защиту подается напряжение, пропорциональное задаваемому источником контрольного тока, и напряжение с измерительной обмотки ДГР, пропорциональное току контролируемой частоты через ДГР. Отношение напряжений пропорционально сопротивлению изоляции:

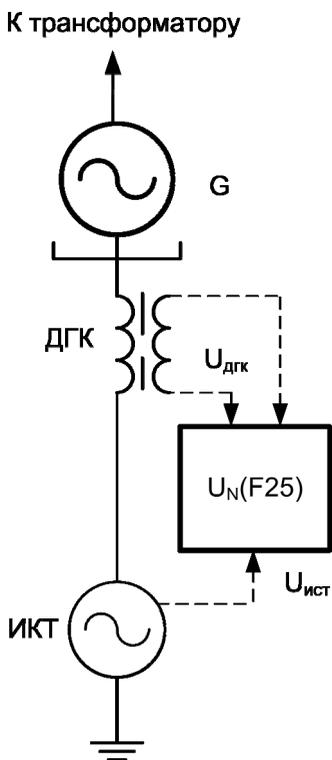


Рис. 13. Схема подключения защиты

$$\frac{U_{\text{ИКТ}}}{U_{\text{ДГР}}} = KR_{\text{изол}}, \quad (24)$$

где  $R_{\text{изол}}$  – сопротивление изоляции;  $K$  – коэффициент пропорциональности.

При возникновении замыкания на землю в любой точке контролируемой сети емкостное сопротивление шунтируется в месте замыкания на землю соответствующим переходным сопротивлением. При замыкании через переходное сопротивление

ние вектор напряжения, получаемого от измерительной обмотки ДГР, изменяет фазу и модуль в широких пределах относительно напряжения на выходе ИКТ. При устойчивом замыкании на землю через переходное сопротивление возможно вычисление его величины. Защита выполнена с двумя ступенями:

- первая ступень (чувствительная) действует на сигнал при небольшом ухудшении изоляции (например, ниже 10 кОм);
- вторая ступень (грубая) действует при существенном снижении сопротивления (например, ниже 2 кОм) и обеспечивает аварийное отключение поврежденного генератора.

Диапазон регулирования уставок первой и второй ступени по переходному сопротивлению – от 1,0 до 10,0 кОм с шагом 0,1 кОм. Погрешность измерения переходного сопротивления при устойчивом замыкании на землю не превышает  $\pm 20\%$ .

Диапазон выдержки времени при действии первой и второй ступени составляет от 1,0 до 10,0 с с шагом 0,1 с.

При снижении рабочей величины напряжения источника контрольного тока до 0,7 от номинального значения защита блокируется и выдается соответствующий сигнал о ее неисправности.

#### **Выбор уставок**

На этапе проектирования уставка первой ступени, действующей на сигнал, принимается в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя генератора. При отсутствии таких данных ее принимают равной 10 кОм с выдержкой времени 10 с.

Уставка второй ступени, действующей на отключение генератора от сети и на гашение поля, при отсутствии рекомендаций завода-изготовителя принимается равной 2 кОм с выдержкой времени 9 с.

При наладке защиты на защищаемом генераторе уставки по сопротивлению срабатывания первой и второй ступени уточняются.

### **4.3.3. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В БЛОКЕ С ТРАНСФОРМАТОРОМ (С НАЛОЖЕНИЕМ ПОСТОЯННОГО ТОКА), $U_N(100)$**

**Назначение:** защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей.

Принцип действия защиты основан на наложении на первичные цепи статора генератора постоянного тока. К защите подводится

напряжение от измерительной обмотки источника постоянного контрольного тока (ИКТП-1) частотой 25 Гц (рис. 14). Среднее значение этого сигнала примерно пропорционально постоянной составляющей наложенного тока или обратно пропорционально переходному сопротивлению обмотки статора генератора относительно земли. При этом нейтрали первичных обмоток всех трансформаторов напряжения блока генератор–трансформатор объединяются и заземляются через устройство наложения постоянного тока ИКТП-1.

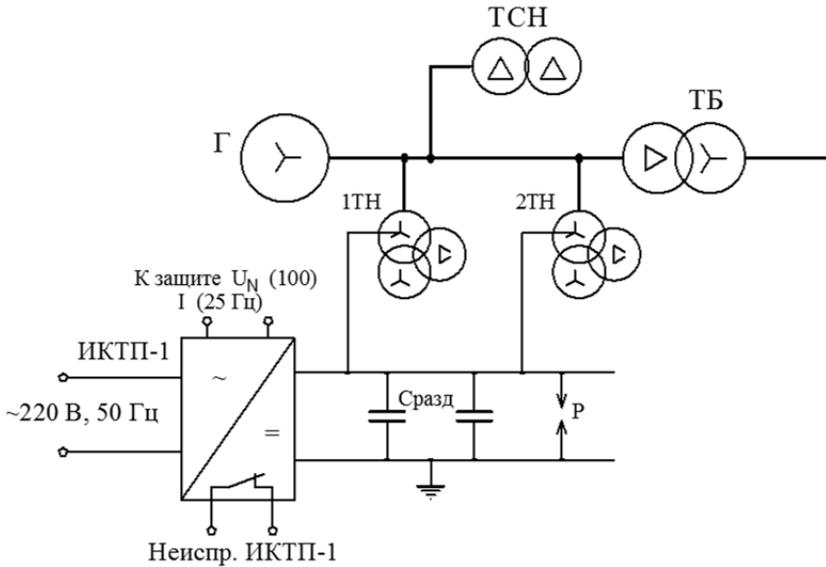


Рис. 14. Схема подключения ИКТП-1 к измерительным трансформаторам напряжения и к защите  $U_N(100)$

Приведенная схема может применяться в том случае, если нейтраль генератора не заземлена через ДГР. Для ввода в цепи генераторного напряжения постоянного тока используются нейтрали первичных обмоток трансформаторов напряжения, подключенных к выводам генератора. Выходные цепи устройства наложения постоянного тока шунтируются разделительными конденсаторами большой емкости, параллельно с которым включается защитный разрядник.

При устойчивом замыкании на землю через переходное сопротивление защита обеспечивает вычисление его величины и действие на сигнализацию и отключение, если вычисленная величина переходного

сопротивления меньше заданных уставок. Высокая чувствительность защиты на принципе наложения постоянного тока позволяет выявлять различные дефекты изоляции статора генератора. Положительным свойством защиты является то, что сопротивление изоляции можно контролировать на неработающем в сети, невозбужденном или даже остановленном генераторе.

В источнике контрольного тока осуществляется непрерывный контроль наличия напряжения питания и выходного контрольного сигнала. Тестовый контроль всей защиты осуществляется взаимодействием элементов, предусмотренных для этого как в ИКТП-1, так и в терминале (цифровой) защиты.

Защита выполняется с двумя степенями:

- первая степень (чувствительная) действует на сигнал при небольшом ухудшении изоляции (например, ниже 1000 кОм);
- вторая степень (грубая) действует при существенном снижении сопротивления (например, ниже 10 кОм) и обеспечивает аварийное отключение поврежденного генератора.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению первой степени – от 50 до 2000 кОм с шагом 1 кОм.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению второй степени – от 5,0 до 20,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон выдержек времени при действии первой и второй ступени составляет от 0,5 до 10,0 с и шагом 0,1 с.

### **Выбор уставок**

Уставки обеих ступеней принимаются в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя генератора. При отсутствии таких данных на этапе проектирования уставку первой степени принимают равной 500 кОм с выдержкой времени 10 с. Уставку второй степени, действующей на отключение генератора от сети и на гашение поля, при отсутствии рекомендаций завода-изготовителя принимают равной 10 кОм с выдержкой времени 9 с.

При наладке защиты на защищаемом генераторе уставки по сопротивлению срабатывания первой и второй ступени уточняются.

#### 4.3.4. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В БЛОКЕ С ТРАНСФОРМАТОРОМ (С НАЛОЖЕНИЕМ 25 Гц), Se(F25)

**Назначение:** защита от замыканий на землю генератора, работающего в объединенном блоке с несколькими генераторами на один трансформатор и в блоках с реактированными отпайками.

Суммарный емкостный ток замыкания на землю, присоединенной к реактору сети, как правило, составляет  $5 \dots 10$  А, сеть работает с изолированной нейтралью и отсутствует ДГР, что усложняет ввод накладываемого контрольного тока на частоте 25 Гц.

Защита содержит источник контрольного тока (ИКТ) с частотой 25 Гц, который подключается к разомкнутому треугольнику трансформатора напряжения (рис. 15). Включение выполняется через фильтр присоединения, содержащий дроссель и конденсатор, настроенные в резонанс на частоте 25 Гц. В нормальном режиме ключ К замкнут и поэтому ток с частотой 25 Гц существенно ограничивается сопротивлением дросселя.

##### **Принцип действия защиты**

При устойчивом замыкании на землю в обмотке статора генератора доля тока с частотой 25 Гц ( $I_{25}$ ), протекающая в цепи генератора, увеличивается, а составляющая напряжения нулевой последовательности с частотой 25 Гц ( $U_{025}$ ) уменьшается. Защита реагирует на изменение сопротивления в месте замыкания, формируемое как отношение тока в ветви генератора на частоте 25 Гц ( $I_{25}$ ), к напряжению нулевой последовательности на частоте источника контрольного тока ( $U_{025}$ ). Поскольку емкостные сопротивления фаз относительно земли намного больше продольных сопротивлений фаз генератора, характер изменения электрических величин не зависит от места замыкания, и поэтому защита не имеет зоны нечувствительности.

При появлении замыкания на землю в сети ключ К размыкается по факту появления напряжения нулевой последовательности промышленной частоты (или по факту снижения напряжения частоты 25 Гц на разомкнутом треугольнике одного из трансформаторов напряжения) или срабатывания первой ступени защиты, при этом ток источника контрольного тока увеличивается. Ток с частотой 50 Гц в цепи разомкнутого треугольника при замыкании на землю ограничивается эквивалентным сопротивлением фильтра, который на этой частоте обладает значительным индуктивным сопротивлением. При устойчивом

замыкании через переходное сопротивление защита обеспечивает вычисление его величины и действие на сигнал или отключение, если вычисленная величина переходного сопротивления меньше заданной уставки.

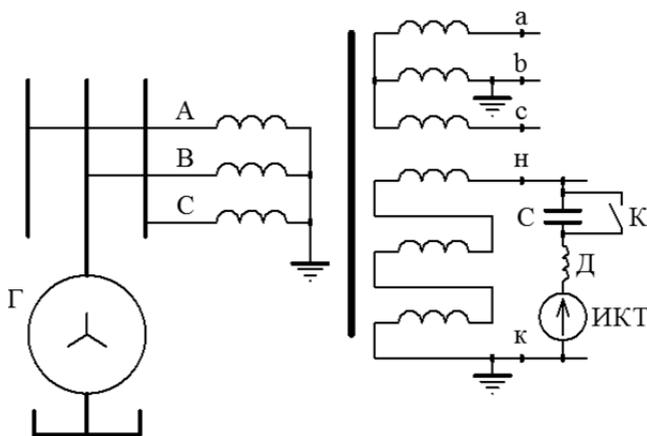


Рис. 15. Схема подключения ИКТ

Для обеспечения селективной работы защиты, кроме трансформатора напряжения, через который вводится контрольный ток, используются трехтрансформаторные фильтры нулевой последовательности, включаемые на линейные выводы защищаемого генератора (генераторов).

Трансформатор напряжения, через который вводится контрольный ток, должен устанавливаться на нижней стороне трансформатора блока, чтобы при отключении любого из генераторов объединенного блока защита могла продолжать работать с генераторами, оставшимися в работе (рис. 16). В случае защиты генератора, работающего в блоке с реактированными отпайками, это позволяет реализовать селективную защиту генератора, не реагирующую на однофазные замыкания в прилегающей сети.

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

- пусковой орган максимального напряжения основной гармоники напряжения нулевой последовательности,  $U_0$ ;
- пусковой орган минимального напряжения, реагирующий на составляющие наложенного напряжения частотой 25 Гц;
- орган контроля напряжения частотой 25 Гц, который подключается к выходу измерительной обмотки ИКТ;

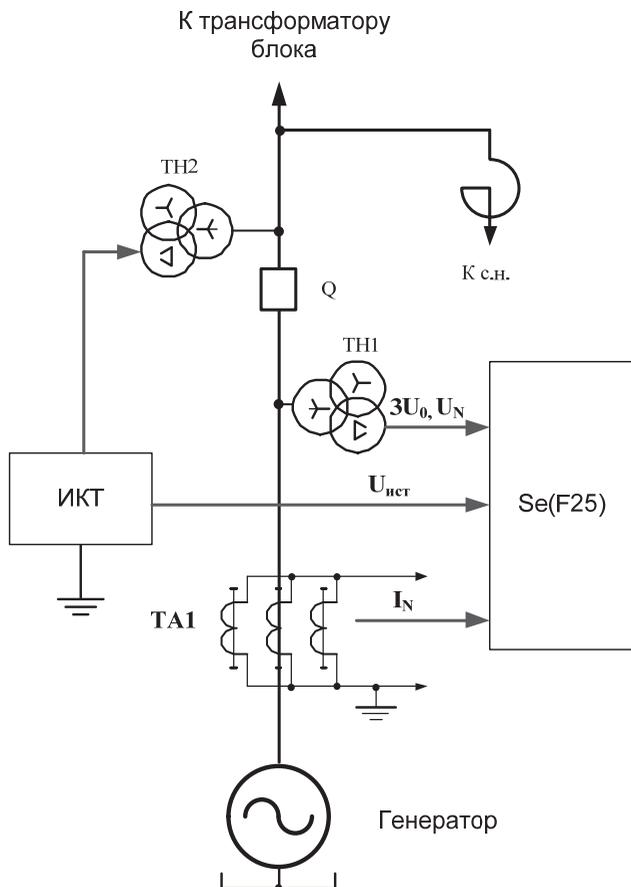


Рис. 16. Схема подключения защиты Se(F25)

- орган максимального тока, реагирующий на составляющую нулевой последовательности частотой 25 Гц;
- органы сопротивления, срабатывающие по переходному сопротивлению в месте замыкания на землю; первая и вторая ступени.

Для повышения чувствительности при замыкании на землю через переходное сопротивление в защите предусмотрена форсировка, действующая при срабатывании пускового органа по напряжению нулевой последовательности и обеспечивающая увеличение наложенного контрольного тока.

В защите предусмотрено две ступени для выявления замыканий через переходное сопротивление:

- первая ступень (чувствительная) действует на сигнал при небольшом ухудшении изоляции (например, ниже 5,0 кОм);
- вторая ступень (грубая) действует при существенном снижении сопротивления (например, ниже 1,0 кОм) и обеспечивает аварийное отключение поврежденного генератора.

Уставки срабатывания по активному сопротивлению первой и второй ступени должны удовлетворять условию:

$$R_{\text{уст}} \leq \frac{X_{\Gamma}}{K_{\text{зап}}}, \quad (25)$$

где  $K_{\text{зап}}$  – коэффициент запаса (принимает значения 2...3);  $X_{\Gamma}$  – эквивалентное емкостное сопротивление всех фаз обмотки статора генератора относительно земли на частоте 25 Гц.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению первой ступени – от 1,0 до 10,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон регулирования уставок по переходному сопротивлению второй ступени – от 0,5 до 5,0 кОм с шагом 0,1 кОм.

Диапазон выдержек времени при действии первой и второй ступени составляет от 1,0 до 10,0 с с шагом 0,1 с.

Диапазон регулирования уставок по напряжению основной гармоники нулевой последовательности – от 1,0 до 20,0 В.

Диапазон регулирования уставки по напряжению нулевой последовательности с частотой 25 Гц на разомкнутом треугольнике – от 0,05 до 10,0 В с шагом 0,01 В.

Диапазон регулирования уставки органа тока нулевой последовательности на частоте 25 Гц – от 0,01 до 1,00 мА с шагом 0,01 мА.

### **Выбор уставок**

На этапе проектирования уставки обеих ступеней по переходному активному сопротивлению принимаются в соответствии с данными завода-изготовителя. При отсутствии таких данных при учебном проектировании можно принять:

- для первой ступени, действующей на сигнал, сопротивление срабатывания 10 кОм с выдержкой времени 10 с;
- для второй ступени, действующей на отключение, сопротивление срабатывания 2,0 кОм с выдержкой времени 5 с.

Кроме того, принимаемые значения уставок должны удовлетворять условию (25), что может вызвать необходимость принять более низкие значения уставок по переходному сопротивлению.

Значения уставок по напряжениям нулевой последовательности основной гармоники и на частоте 25 Гц, а также органа тока нулевой последовательности на частоте 25 Гц определяются по результатам натурных испытаний, проводимых при выполнении пусконаладочных работ.

#### **4.3.5. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА УКРУПНЕННОГО БЛОКА (С НАЛОЖЕНИЕМ 25 Гц), $I_N \Delta(F25)$**

**Назначение:** защита от замыкания на землю в обмотке статора гидрогенератора укрупненного блока с подключением двух и более гидрогенераторов к одной обмотке низшего напряжения трансформатора.

Защита применима для гидрогенераторов, нейтрали которых заземлены через дугогасящие реакторы (ДГР), и основана на принципе сравнения фаз низкочастотных составляющих токов нулевой последовательности на линейных выводах и в нейтрали генератора.

Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП) трансформаторов тока линейных выводов и к выходу ФТНП трансформаторов тока в нейтрали генератора. При этом защита реагирует на сумму токов нулевой последовательности (рис. 17), т. е. работает как дифференциальная защита на токах нулевой последовательности частоты 25 Гц.

При устойчивых замыканиях избирательность защиты обеспечивается сравнением токов частотой 25 Гц, протекающих через ФТНП, на выводах генераторов и в нейтрали, которые имеют взаимно противоположные направления при поврежденном и неповрежденном генераторе. Направления токов при устойчивом замыкании в поврежденном генераторе на выводах и в нейтрали направлены в сторону замыкания и в дифференциальной цепи суммируются, обеспечивая срабатывание защиты, а в неповрежденном генераторе ток от ИКТ является сквозным, в дифференциальной цепи формируется разность токов нейтрали и линейных выводов и защита не срабатывает.

При устойчивых замыканиях защита не имеет зоны нечувствительности. При питании ИКТ от источника, независимого от генератора, защита сохраняет работоспособность при остановленном или возбужденном генераторе.

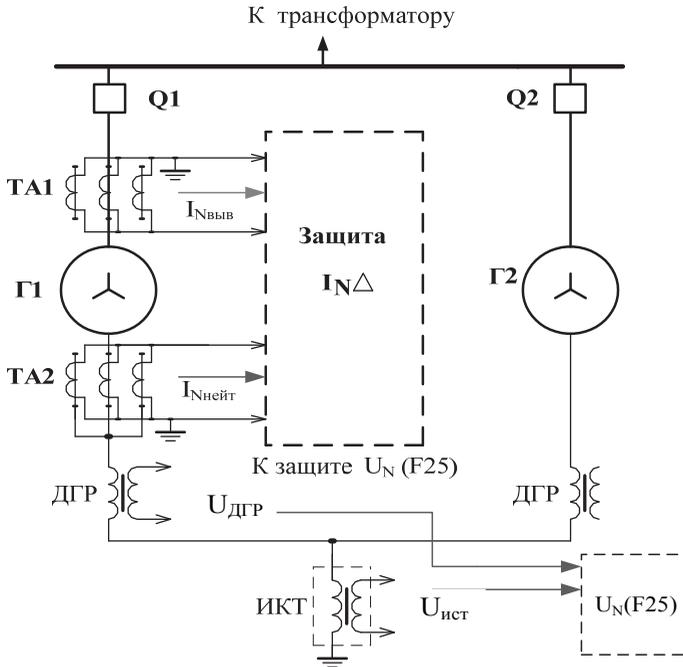


Рис. 17. Схема подключения защит  $I_{N\Delta}(F25)$  и  $U_N(F25)$  генератора укрупненного блока

При перемежающихся дуговых замыканиях на землю в электроустановках с компенсацией емкостного тока частота пробоев в зависимости от пробивного напряжения, расстройки компенсации и других факторов лежит в пределах 5...25 Гц. Поэтому при перемежающихся замыканиях в токах нулевой последовательности имеют место гармонические составляющие соответствующей частоты. Напряжение нулевой последовательности низкочастотных гармоник в схеме замещения включается в месте замыкания на землю.

Токи нулевой последовательности от места замыкания растекаются по сети. При этом токи низких частот при перемежающихся замыканиях определяются в основном проводимостью дугогасящих реакторов. В поврежденном генераторе направление токов таково, что обеспечивается срабатывание защиты. В неповрежденных генераторах токи являются сквозными и не вызывают действия защиты.

Для повышения надежности работы защита дополняется пусковыми органами:

- органом напряжения нулевой последовательности основной составляющей, что обеспечивает защиту 85...95 % витков обмотки статора генератора со стороны фазных выводов (в том числе и при отключенном ИКТ);
- органом первой ступени защиты  $U_N(F25)$ , что обеспечивает 100-процентную защиту обмотки статора генератора и позволяет при введенном в работу одном генераторе обеспечивать 100-процентную защиту обмотки статора введенного генератора без участия токовых органов; орган при одном работающем генераторе действует на его отключение.

Диапазон регулирования уставок срабатывания дифференциального токового органа нулевой последовательности на частоте 25 Гц – от 0,1 до 1,0 мА с шагом 0,01 мА.

Диапазон уставок срабатывания по напряжению органа выявления неисправности источника контрольного тока – от 10 до 30 В с шагом 1,0 В.

Диапазон уставок по активному переходному сопротивлению в месте замыкания на землю – от 0,1 до 10 кОм с шагом 0,1 кОм.

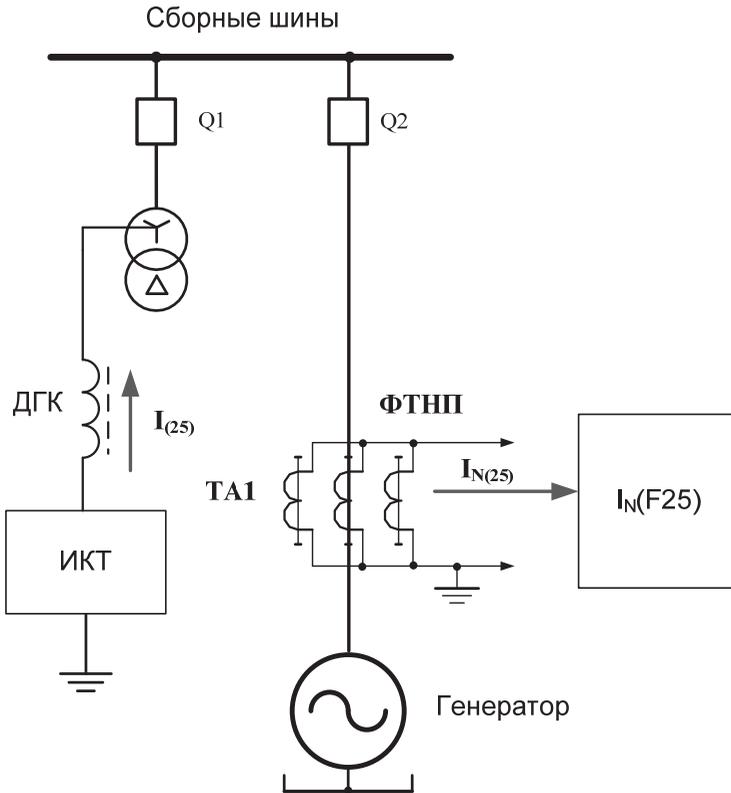
### **Выбор уставок**

На этапе проектирования уставка по переходному активному сопротивлению принимается в соответствии с данными завода-изготовителя. Кроме того, принятое значение уставки по переходному активному сопротивлению должно удовлетворять условию (25), в котором в качестве  $X_T$  следует использовать эквивалентное емкостное сопротивление всех фаз статоров генераторов блока относительно земли на частоте 25 Гц. При отсутствии таких данных в учебном проектировании эту уставку можно принять равной 10 кОм с выдержкой времени 10 с.

Значения уставок по напряжениям нулевой последовательности основной гармоники и на частоте 25 Гц, а также дифференциального органа по току нулевой последовательности 25 Гц определяются по результатам натурных испытаний, проводимых при выполнении пуска ладочных работ.

**4.3.6. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ  
СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО  
НА РАЗВЕТВЛЕННУЮ СЕТЬ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ  
(С НАЛОЖЕНИЕМ 25 Гц),  $I_N(F25)$**

**Назначение:** защита от замыкания на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины или в блоке с реактированной отпайкой для питания местной нагрузки или собственных нужд станции при наличии в этой сети дугогасящего реактора.



*Рис. 18. Схема подключения защиты  $I_N(F25)$*

Защита  $I_N(F25)$  – высокочувствительная 100-процентная защита обмотки статора генератора от замыканий на землю использует принцип наложения контрольного тока с частотой 25 Гц. Источник кон-

трольного тока с частотой 25 Гц (применяется источник типа ИКТ-25) включается в цепь дугогасящего реактора сети с компенсированной нейтралью. Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности (ФТНП), трансформаторы тока которого устанавливаются на линейных выводах генератора. При наличии в сети нескольких ДГР их выводы со стороны земли объединяются и подключаются к контуру заземления через выходную обмотку источника контрольного тока. Схема подключения защиты показана на рис. 18.

В состав защиты входят следующие функциональные органы:

- блокирующий орган максимального тока основной составляющей тока нулевой последовательности;
- отключающий орган максимального тока, реагирующий на составляющую наложенного тока частотой 25 Гц.

Защиту целесообразно применять при соединении генератора с ГРУ шинопроводом.

Диапазон регулирования уставки блокирующего органа составляет от 50 до 300 мА с шагом 1 мА.

Диапазон регулирования уставки отключающего органа, реагирующего на ток нулевой последовательности частотой 25 Гц, втекающий в защищаемый генератор, составляет от 0,2 до 5,0 мА с шагом 0,1 мА.

Кроме выполнения функций защиты генератора, защита вычисляет сопротивление изоляции обмотки статора генератора относительно земли.

### **Выбор уставок**

Значения уставок блокирующего и отключающего органов определяются по результатам натурных испытаний, проводимых при выполнении пусконаладочных работ.

#### **4.3.7. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО НА СБОРНЫЕ ШИНЫ, $I_N(U_N)$**

**Назначение:** защита от замыканий на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 36 МВт, работающего на сборные шины.

Для выполнения требований по чувствительности необходимо, чтобы емкостный некомпенсированный ток сети был не более 20...30 А [6].

Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра нулевой последовательности (ФТНП) трансформаторов тока линейных выводов генератора и на напряжение  $3U_0$  трансформатора напряжения линейных выводов генератора.

Защита содержит пусковые органы напряжения нулевой последовательности:

- орган U0 реагирует на составляющие основной частоты;
- орган U3 реагирует на составляющие третьей гармоники;
- орган  $\Delta U3$  реагирует на относительное приращение третьей гармоники.

Для формирования команд на отключение генератора защита содержит отключающие органы:

- орган I3, реагирующий на составляющие третьей гармоники;
- орган I0, реагирующий на составляющие основной частоты.

При отсутствии замыкания на землю ток нулевой последовательности определяется небалансом нормального режима.

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты (на рис. 19 фаза C) по двум неповрежденным фазам обмотки проходят составляющие непрямоугольной частоты (в том числе и третьей гармоники), обусловленные емкостями неповрежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в поврежденной фазе и проходят по ней в место замыкания. Со стороны сборных шин по поврежденной фазе до места замыкания проходят составляющие остальной части тока замыкания на землю. В этом режиме уровень тока нулевой последовательности непрямоугольной частоты определяется суммой токов всех фаз со стороны сборных шин, обусловленных емкостями всех фаз.

При внешнем замыкании на землю уровень тока нулевой последовательности непрямоугольной частоты определяется суммой токов всех фаз обмотки статора защищаемого генератора.

Действие защиты разрешается от пускового органа U0, что обеспечивает защиту 85...90 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

При замыкании на землю со стороны нейтрали действие защиты разрешается от пускового органа  $\Delta U3$  при условии, что уровень составляющих третьей гармоники на выводах генератора в предшествующем режиме был достаточен для работы органа U3.

При двойном замыкании на землю (одно в обмотке статора генератора, а другое в сети) отключение обеспечивается работой отключающего органа по току основной гармоники I0.

Диапазон регулирования уставки срабатывания органа по напряжению нулевой последовательности составляет от 5,0 до 20,0 В с шагом 0,1 В.

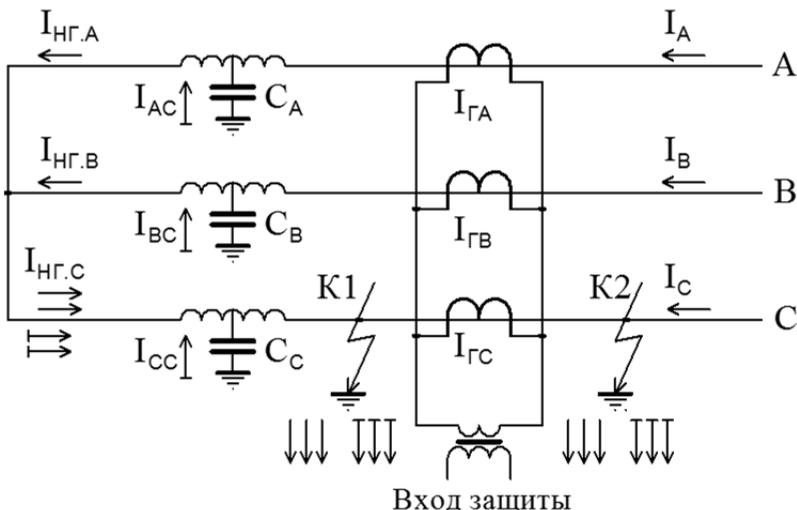


Рис. 19. Распределение токов в цепях защиты при однофазных замыканиях на землю

Диапазон регулирования уставки срабатывания органа по току нулевой последовательности составляет от 0,1 до 5,0 А с шагом 0,01 А.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по напряжению нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 0,2 до 3,0 В с шагом 0,1 В.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по относительно-му приращению напряжения нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 0,1 до 3,5 от начальной величины напряжения третьей гармоники за 80 мс.

Диапазон регулирования уставки срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники составляет от 1,0 до 20,0 мА с шагом 0,1 мА.

### Выбор уставок

Ток срабатывания по току нулевой последовательности третьей гармоники  $I_3$  определяет чувствительность защиты при замыкании обмотки статора генератора на землю и выбирается с учетом возможных токов замыкания на землю (рис. 19).

$$I_{\Phi 1}^{(K1)} \approx \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} C_{\text{э,Ф}} \omega, \quad (26)$$

$$I_{\Phi 3}^{(K1)} \approx I_{\Phi 1}^{(K1)} \cdot 3 \cdot K_T, \quad (27)$$

$$I_{\Phi 3}^{(K1)} (\text{втор.}) = I_{\Phi 3}^{(K1)} / K_{\text{ТТ}}, \quad (28)$$

где  $I_{\Phi 1}^{(K1)}$  – емкостный ток замыкания на землю основной составляющей;  $I_{\Phi 3}^{(K1)}$  – емкостный ток замыкания на землю составляющей третьей гармоники;  $U_{\text{л}}$  – линейное напряжение на выводах генератора;  $\omega$  – круговая частота основной гармоники;  $C_{\text{э,ф}}$  – эквивалентная емкость каждой фазы относительно земли;  $K_T$  – коэффициент третьей гармоники, принимает значения 0,02...0,03;  $K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока.

При замыкании на землю в обмотке статора генератора ток нулевой последовательности третьей гармоники определяется значением эквивалентной емкости каждой фазы сети и вычисляется по выражению (27).

Значение вторичного емкостного тока третьей гармоники определяют по выражению (28). Значение уставки срабатывания органа по I3 принимается меньшим полученного расчетом тока третьей гармоники с коэффициентом надежности 2...3 для обеспечения надежного действия защиты при внутреннем повреждении.

При внешнем замыкании на землю ток нулевой последовательности третьей гармоники определяется емкостью фаз генератора на землю. Значение уставки срабатывания I3 должно быть больше тока, получаемого по выражениям (27) и (28), обусловленного емкостью фаз статора генератора с коэффициентом надежности 3...4.

Уставка по току срабатывания I3 уточняется при пусконаладочных испытаниях по опытам замыкания на землю в нейтрали и на линейных выводах генератора.

Уставка срабатывания по напряжению нулевой последовательности основной гармоники выбирается по условию отстройки от напряжения нулевой последовательности, передаваемого со стороны высшего напряжения силового трансформатора при однофазном коротком замыкании в сети с заземленной нейтралью (см. разд. 4.3.1).

Уставка по напряжению нулевой последовательности третьей гармоники определяется по результатам пусконаладочных испытаний.

Уставка срабатывания по относительному приращению напряжения нулевой последовательности третьей гармоники определяется по результатам пусконаладочных испытаний по опыту замыкания на землю нейтрали генератора через переходное сопротивление.

Уставка по току срабатывания органа тока нулевой последовательности основной гармоники, предназначенного для выявления двойных замыканий на землю, выбирается по условию отстройки от тока небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании.

$$I_0 \geq K_n \varepsilon K_o I_{\text{расч}} \quad (29)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток внешнего трехфазного короткого замыкания генератора при повреждении на шинах генераторного напряжения;  $K_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5...2,0;  $\varepsilon$  – полная максимальная погрешность трансформаторов тока (в рассматриваемом режиме принимается равной 0,1);  $K_o$  – коэффициент однотипности (для однотипных трансформаторов тока, входящих в состав трехтрансформаторного ФТНП, принимается равным 0,5).

#### 4.3.8. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМКНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО НА СБОРНЫЕ ШИНЫ, $I_N$ >

**Назначение:** защита от замыканий на землю обмотки статора турбогенератора мощностью до 12 МВт, работающего на сборные шины.

Защита использует специальный трансформатор тока нулевой последовательности (ТНП или ТНПШ), который охватывает пучок кабелей (или шины) линейных выводов защищаемого генератора, подключаемых к сборным шинам в сети с изолированной или компенсированной нейтралью. Такая защита выполняется на турбоагрегатах мощностью до 120 МВт, однако из конструктивных соображений в настоящее время ее устанавливают только на генераторах мощностью до 12 МВт. Для выполнения этой защиты в настоящее время используется специальный тороидальный трансформатор тока нулевой последовательности типа ТНПУ-3, через окно которого пропускается пучок кабелей. Упрощенная схема ТНП показана на рис. 20.

Защита имеет зону нечувствительности при замыканиях на землю обмотки статора генератора вблизи нейтрали.

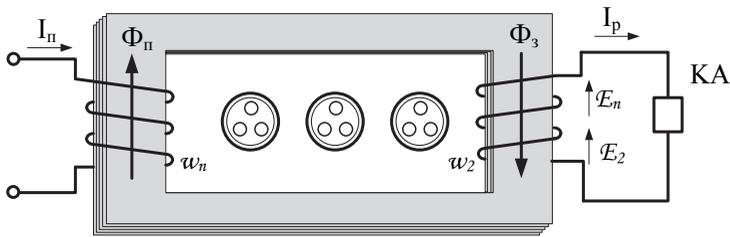


Рис. 20. Упрощенная схема трансформатора тока нулевой последовательности

Защита выполняется с двумя измерительными органами: чувствительным для защиты от однофазных замыканий на землю и грубым для защиты от двойных замыканий на землю, когда одна точка замыкания находится в генераторе.

Защита отстраивается от собственного емкостного тока генератора и тока небаланса. Первичный ток срабатывания защиты не должен превышать 5 А. Для снижения тока небаланса в защите предусматривается блокировка при внешних коротких замыканиях.

ТНП устанавливаются непосредственно у выводов генератора для исключения из зоны действия защиты шинопроводов и кабелей, соединяющих генератор со сборными шинами. При таком расположении ТНП предотвращается отключение генератора в случае замыканий на землю в указанных соединениях, а для генераторов с кабельными выводами уменьшается величина емкостного тока, от которого защита должна быть отстроена. Для выявления замыканий на землю в токопроводах, соединяющих генератор со сборными шинами, используется устройство контроля изоляции, предусматриваемое на шинах.

Рассматриваемый ТНП должен охватывать весь пучок кабелей,ходящих от выводов генератора. Поэтому его сердечник должен иметь значительную длину. Для получения необходимой чувствительности приходится использовать подмагничивание сердечника переменным током, который обычно формируют от цепей напряжения защищаемого генератора (рис. 21). При таком исполнении защиты возникает необходимость отстройки от токов небаланса, обусловленных несимметрией расположения проводников и неидентичностью цепей подмагничивания.

Ток срабатывания органа, реагирующего на однофазные замыкания в обмотке статора, регулируется в диапазоне от 10 мА до 50 мА с шагом 0,1 мА.

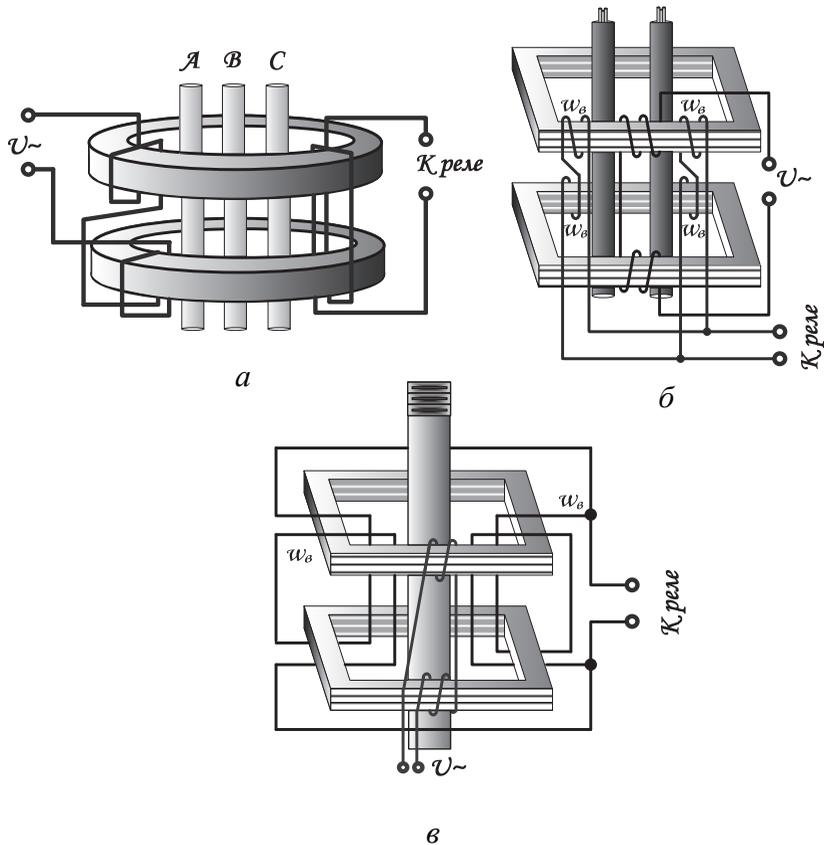


Рис. 21. Трансформатор тока нулевой последовательности с подмагничиванием:

*a* – принципиальная схема; *б* – ТНП кабельного типа; *в* – ТНП шинного типа

### Выбор уставок

В соответствии с Правилами устройства электроустановок защита генераторов от замыканий на землю должна иметь ток срабатывания не более 5 А. Первичный ток срабатывания защиты выбирается из условия селективности действия при внешнем однофазном замыкании на землю, сопровождающемся внешним двухфазным коротким замыканием.

$$I_{\text{сзп}} = \frac{1}{k_{\text{в}}} \left( k'_{\text{н}} I_{\text{с}} + k''_{\text{н}} I_{\text{нбкзп}} \right), \quad (30)$$

где  $I_{\text{с}}$  – установившийся емкостный ток замыкания на землю защищаемого генератора;  $I_{\text{нбкзп}}$  – первичный установившийся ток небаланса в режиме внешнего двухфазного короткого замыкания;  $k'_{\text{н}}$  – коэффициент надежности для отстройки от перемежающегося внешнего замыкания на землю; при работе защиты с выдержкой времени 1...2 с принимается равным 2;  $k''_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5;  $k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата.

Указанные расчетные условия приняты в предположении, что в режиме работы с замыканием на землю в какой-либо точке сети генераторного напряжения возникает короткое замыкание вблизи шин станции между двумя фазами, не охватывающими фазу с замыканием на землю.

Введение в выражение (30) коэффициента возврата связано с тем, что при его неучете защита может не вернуться после срабатывания при внешнем коротком замыкании, сопровождающемся появлением больших переходных токов небаланса.

Значения  $I_{\text{с}}$  для генераторов берутся из справочных материалов или из заводской документации на защищаемый генератор.

В том случае, если заводская документация с указанием емкости обмоток статора генератора отсутствует, могут быть использованы данные о значениях емкости статора по отношению к земле, приведенные в [2] или следующая приближенная формула, (мкФ/фазу):

$$C_{\Gamma} = \frac{kS}{1,2\sqrt{U_{\text{ном}}(1+0,08U_{\text{ном}})}}, \quad (31)$$

где  $S$  – полная мощность генератора, МВ · А;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное междуфазное напряжение генератора, кВ;  $k$  – эмпирический коэффициент, равный 0,0187.

Первичный ток небаланса  $I_{\text{нбкзп}}$ , входящий в выражение (30), вычисляется исходя из выражения для вторичного тока небаланса.

Вторичный ток небаланса  $I_{\text{нбв}}$  содержит две составляющие, которые в целях упрощения расчета складываются арифметически:

$$I_{\text{нб в}} = I_{\text{нб нес. в}} + I_{\text{нб подм. в}}, \quad (32)$$

где  $I_{\text{нб нес. в}}$  – составляющая вторичного тока небаланса, обусловленная несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки трансформатора тока нулевой последовательности;  $I_{\text{нб подм. в}}$  – составляющая вторичного тока небаланса, обусловленная неидентичностью двух сердечников трансформатора тока нулевой последовательности, используемого для выполнения защиты. Первая составляющая тока небаланса по выражению (32) определяется следующим образом:

$$I_{\text{нб нес. в}} = \frac{kE_{\text{нб нес(н.р)}}}{z_{\text{э.нам.в}} + z_{\text{р}}}, \quad (33)$$

где  $E_{\text{нб нес(н.р)}}$  – ЭДС небаланса, наводимая во вторичной обмотке трансформатора тока нулевой последовательности в номинальном режиме и обусловленная несимметричным расположением первичных токопроводов относительно вторичной обмотки;  $z_{\text{э.нам.в}}$  – эквивалентное сопротивление намагничивания, приведенное к вторичной цепи;  $z_{\text{р}}$  – сопротивление реле;  $k$  – кратность тока короткого замыкания, при котором осуществляется блокирование чувствительного органа.

$E_{\text{нб нес(н.р)}}$ ,  $z_{\text{э.нам.в}}$  и  $z_{\text{р}}$  являются параметрами трансформатора тока нулевой последовательности, которые получаются из документации завода-изготовителя. Следует отметить, что значение  $E_{\text{нб нес(н.р)}}$  в документации дается при номинальном токе трансформатора тока нулевой последовательности. Для уточнения значение  $E_{\text{нб нес(н.р)}}$  может быть пересчитано с учетом различия номинальных токов генератора и трансформатора тока нулевой последовательности.

Приведенные в документации завода-изготовителя значения ЭДС небаланса  $E_{\text{нб нес(н.р)}}$  от несимметрии первичной цепи обеспечиваются при строгом соблюдении заводских требований по расположению первичных токопроводов в соответствии с информационными материалами завода-изготовителя трансформаторов тока нулевой последовательности.

Коэффициент  $k$  в выражении (33) принимается при расчете  $I_{\text{нб бл.п}}$ , входящего в выражение (30), равным кратности тока срабатывания реле блокировки. В том случае, если блокировка защиты выполняется с помощью блокирующего реле, подключенного к специальной обмотке ТНПШ, коэффициент  $k$  принимается в  $\sqrt{3}$  раз большим, чем в случае использования для целей блокировки реле тока максимальной токовой защиты.

При определении составляющей тока небаланса по выражению (33) следует учитывать возможность снятия подмагничивания (вследствие обрыва цепи подмагничивания или в результате замыкания между теми фазами, от которых питается цепь подмагничивания). При снятии подмагничивания сопротивление ветви намагничивания  $z_{\text{э.нам.в}}$  трансформатора тока нулевой последовательности резко снижается в связи с тем, что намагничивающая сила, обусловленная током замыкания на землю, значительно меньше намагничивающей силы подмагничивания. В этом режиме  $z_{\text{э.нам.в}}$  становится значительно меньше  $z_p$ , поэтому в рассматриваемом случае можно с достаточной точностью принять в выражении (33)  $z_{\text{э.нам.в}} = 0$ .

Вторая составляющая тока небаланса по выражению (32) определяется следующим образом:

$$I_{\text{нб.подм.в}} = \frac{E_{\text{нб подм}}}{z_p}, \quad (34)$$

где  $E_{\text{нб подм}}$  – ЭДС небаланса, наводимая во вторичной обмотке трансформатора тока нулевой последовательности и обусловленная неидентичностью магнитопроводов и несимметричным расположением подмагничивающей обмотки относительно вторичной.  $E_{\text{нб подм}}$  является параметром трансформатора тока нулевой последовательности, который получается из документации завода-изготовителя.

Таким образом, суммарный вторичный ток небаланса должен рассчитываться по следующим двум выражениям:

- при наличии подмагничивания

$$I_{\text{нб в}} = \frac{kE_{\text{нб нес(н.р)}}}{z_{\text{э.нам.в}} + z_p} + \frac{E_{\text{нб подм}}}{z_p}; \quad (35)$$

- при снятом подмагничивании

$$I_{\text{нб.в}} = \frac{kE_{\text{нб нес(н.р)}}}{z_p}. \quad (36)$$

Для того чтобы учитывать ток небаланса, обусловленный несимметрией расположения первичных токопроводов, выполняют блокирование защиты при коротких замыканиях. Для этой цели используют сигналы срабатывания пусковых органов резервных защит генератора. Возможно также использование блокирования от функций реле максимального тока, уставка которых может быть принята в соответствии с [5] равной  $1,4I_{\text{ном}}$ .

Для защиты генератора от двойных замыканий на землю, при которых одна точка замкнута на землю во внешней сети, а вторая находится внутри генератора, используется грубый токовый орган, реагирующий на выходной ток ТНП. Ток срабатывания защиты должен быть больше максимального тока небаланса, возникающего при внешних коротких замыканиях.

В соответствии с этим условием, поскольку защита выполнена без выдержки времени, первичный ток срабатывания с большим запасом принимается равным  $I_{\text{сзп}} \approx 100$  А. При этом обеспечивается достаточно надежная отстройка от токов переходного процесса при внешних коротких замыканиях и высокая чувствительность защиты (поскольку токи двойного замыкания на землю велики).

Первичный ток срабатывания от однофазных замыканий на землю рекомендуется устанавливать в пределах 2...3 А, первичный ток срабатывания защиты от двойных замыканий на землю – 80...100 А [6].

#### 4.4. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ОБМОТКЕ РОТОРА, Re<

**Назначение:** выявление замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения.

Защита ротора от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения выполняется с наложением напряжения переменного тока на изолированную цепь возбуждения и контролем активной составляющей наложенного тока. При отсутствии повреждения ток, связанный с наложенным напряжением, отсутствует. Защита срабатывает, когда активная составляющая измеренного тока превышает заданную уставку.

Защита (рис. 22) содержит источник наложенного напряжения с частотой приблизительно 16,7 Гц. Один полюс источника подключается к цепи возбуждения, а второй – к специальной «релейной» щетке, обеспечивающей скользящий электрический контакт с валом генератора.

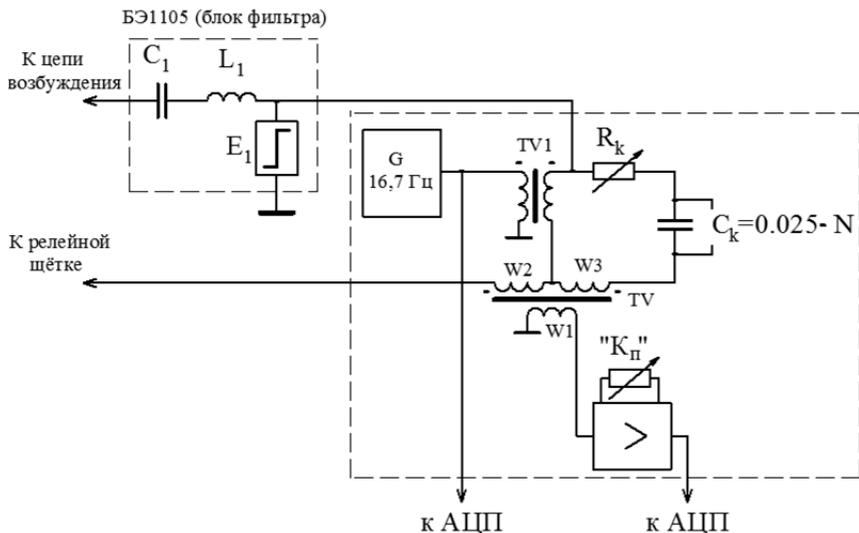


Рис. 22. Структурная схема защиты ротора от замыкания на землю

Наложенное напряжение от источника вспомогательного напряжения  $G$  с частотой 16,7 Гц через разделительный трансформатор  $TV1$ , дроссель  $L_1$  и разделительный конденсатор  $C_1$  поступает в цепь возбуждения. Через первичную обмотку  $W2$  трансформатора  $TV$  протекает полный ток замыкания цепи возбуждения на землю, величина которого зависит от сопротивления изоляции и емкости цепи возбуждения на землю защищаемого генератора.

Конденсатор  $C_1$  и дроссель  $L_1$  настроены в резонанс на частоте наложенного напряжения. Поэтому падение напряжения на этих элементах определяется только активным сопротивлением дросселя, которое равно сопротивлению компенсирующего резистора  $R_k$ , включенного в цепь компенсации емкостного тока. Емкость контура компенсации  $C_k$  настраивается на величину, равную сумме емкости цепи возбуждения для включенной в данный момент системы возбуждения и емкости ротора относительно земли. Поэтому ток, протекающий по

обмотке  $W_3$  трансформатора TV, равен составляющей емкостного тока замыкания на землю на частоте наложенного напряжения. Обе первичные обмотки  $W_2$  и  $W_3$  трансформатора TV одинаковы и включены встречно. По этой причине на вторичной обмотке  $W_1$  этого трансформатора будет содержаться только активная составляющая тока замыкания на землю.

Для составляющих высших гармоник в напряжении цепи возбуждения дроссель  $L_1$  представляет значительное сопротивление, которое ограничивает ток с частотой сети и высших гармоник, поступающих от цепи возбуждения в рассматриваемую схему. Постоянная составляющая напряжения ротора в устройство не проходит благодаря наличию разделительного конденсатора  $C_1$ . Такая схема осуществляет гальваническую развязку цепей возбуждения генератора от измерительной части защиты при помощи трансформатора TV и разделительного трансформатора TV1.

В случае нарушения контакта перехода между релейной щеткой и валом генератора разрывается цепь протекания наложенного тока через место замыкания обмотки возбуждения на землю и тока, обусловленного емкостью обмотки возбуждения относительно земли. Это приводит к появлению небаланса реактивной составляющей на выходе трансформатора TV, сигнал от которого усиливается и поступает в блок АЦП.

В защите предусмотрено две независимые ступени срабатывания по сопротивлению изоляции с диапазоном регулирования уставок от 1,0 до 25,0 кОм с шагом 0,1 кОм. Диапазон уставок обеспечивается при значениях емкости цепей возбуждения от 0,2 до 5,0 мкФ при условии настройки защиты на конкретные значения емкости цепей возбуждения.

Имеющиеся в защите средства для компенсации емкости цепей возбуждения генераторов имеют дискретную регулировку ступенями по 0,025 мкФ и настраиваются на конкретные значения емкости цепей возбуждения. Устройство имеет 255 ступеней регулирования от 0,025 до 6,375 мкФ.

Защита выявляет нарушение контакта релейной щетки при емкости ротора относительно земли не менее 0,2 мкФ и обеспечивает сигнализацию неисправности.

Кроме выполнения функций защиты, устройство позволяет измерять сопротивление изоляции цепей возбуждения в пределах от 1,0 до 80 кОм с погрешностью измерения не более  $\pm 20\%$ .

### **Выбор уставок**

На этапе проектирования уставка первой ступени, действующей на сигнал, принимается в соответствии с данными завода-изготовителя генератора. При отсутствии таких данных ее принимают равной 50 кОм с выдержкой времени 10 с.

Уставка второй ступени, действующей на отключение, при отсутствии рекомендаций завода-изготовителя принимается равной 10 кОм с выдержкой времени 9 с.

При наладке защиты на защищаемом генераторе уставки по активному сопротивлению первой и второй ступени уточняются.

Кроме того, при наладке опытным путем определяются значения компенсирующего активного сопротивления  $R_K$  и емкости компенсирующего конденсатора СК посредством балансировки компенсирующей цепи на минимум небаланса.

Вторая ступень действует на отключение выключателя генератора (блока) и гашение поля генератора.

Действие защиты блокируется при выявлении отскока релейной щетки или снижении напряжения на выходе генератора наложенного тока ниже допустимого значения, при котором формируется дополнительный сигнал «неисправность  $U_T$ ».

## **4.5. ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ, $I_2$**

**Назначение:** токовая защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок предназначена для предотвращения повреждения генератора при перегрузках токами обратной последовательности, вызванных несимметричной нагрузкой в рабочих режимах или ненормальными режимами сети (обрыв фазы, неполнофазное отключение выключателя, несимметричные КЗ). Основная функция защиты – защита генератора от термического действия токов двойной частоты в демпферных контурах ротора, вызывающих местные нагревы в зубцах, металлических клиньях, бандажных кольцах при несимметрии токов обмотки статора.

Защита содержит следующие функциональные органы, реализованные программно:

1 – сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки;

2 – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки и осуществляющий запуск интегрального органа;

3 – токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока обратной последовательности выше заданной уставки;

4 – интегральный орган, срабатывающий с зависящей от тока обратной последовательности выдержкой времени, определяемой уравнением

$$t_{\text{cp}} = \frac{A}{(I_{2*})^2}, \quad (37)$$

где  $t_{\text{cp}}$  – время срабатывания интегрального органа в секундах при воздействии тока обратной последовательности  $I_{2*}$ ;  $A$  – постоянная величина, являющаяся параметром генератора, численно равная допустимой длительности несимметричного режима при  $I_{2*} = 1,0$ ;

$I_{2*} = \frac{I'_2}{I'_N}$  – относительный ток обратной последовательности;  $I'_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;  $I'_N$  – первичный номинальный ток генератора.

Сигнальный и пусковой органы имеют уставки по току срабатывания, регулируемые в диапазоне от 0,05 до 2,0 с шагом 0,01, токовая отсечка – от 0,1 до 3,0 с шагом 0,01. Значение коэффициента возврата этих органов не ниже 0,95.

Интегральный орган защиты реализует приближенную тепловую модель генератора, что позволяет предотвратить его повреждение при достаточно полном использовании его перегрузочной способности. Для реализации такой модели интегральный орган работает в трех режимах.

- Длительный нормальный режим работы, при котором выделяемое в генераторе тепло полностью отводится системой охлаждения и температура ротора не превышает длительно допустимого значения  $T_{\text{раб}}$ .

- Режим нагрева, в который интегральный орган переходит при срабатывании пускового органа. В этом режиме тепловая модель гене-

ратора принята адиабатической и соответствует выражению (37). В этой модели теплоотдачей во внешнюю среду пренебрегают, что приводит к завышенной оценке температуры защищаемого генератора. Это создает запас, снижающий вероятность повреждения генератора.

- Режим охлаждения, в который интегральный орган переходит при возврате пускового органа. В этом режиме принято, что теплообмен с внешней средой приводит к экспоненциальному снижению температуры. При снижении результата интегрирования ниже  $T_{\text{раб}}$  орган переходит в нормальный режим. Если до перехода в нормальный режим повторно срабатывает пусковой орган, интегральный орган переходит в режим нагрева, принимая за начальное значение температуры результат интегрирования в момент срабатывания пускового органа. При этом промежуток времени, за который перегрев ротора генератора снижается от максимально допустимой величины до  $0,135 (e^{-2})$  от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения».

На рис. 23 в момент времени  $t = 0$  произошло внешнее несимметричное КЗ, сопровождающееся протеканием по статору генератора токов обратной последовательности. Поскольку процесс нагрева адиабатический, температура ротора стала увеличиваться линейно, начиная с первоначального значения  $T_{\text{раб}}$  (точка 1 на рис. 23). Когда температура выросла до значения  $T_1$ , которое меньше допустимого  $T_{\text{доп}}$ , внешнее

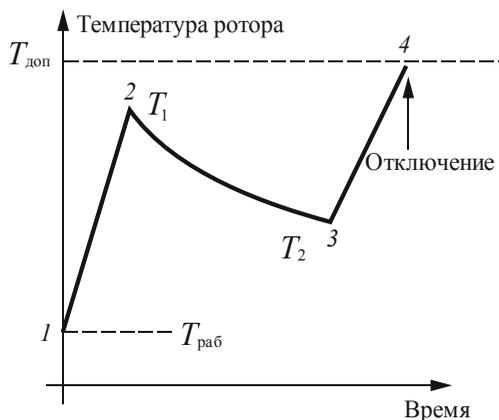


Рис. 23. Процессы нагрева и охлаждения ротора генератора

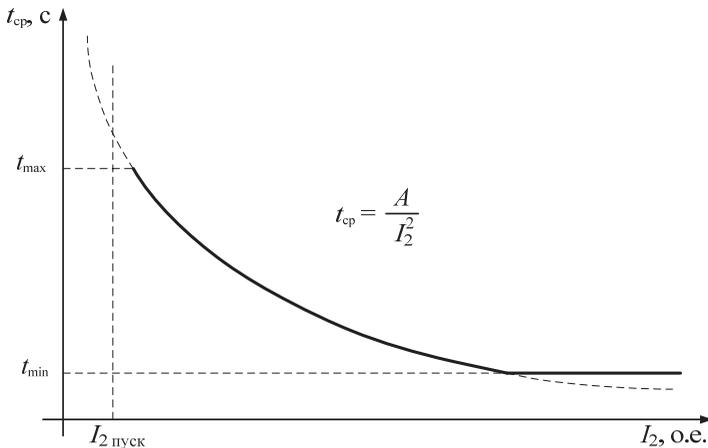


Рис. 24. Характеристика срабатывания токовой защиты обратной последовательности

КЗ было отключено защитой своего присоединения (например, линии, отходящей от шин распределительного устройства высшего напряжения станции). Теперь ротор начал охлаждаться (от точки 2 до 3 – соответственно от температуры  $T_1$  до  $T_2$ ). В этот момент снова возникло внешнее несимметричное КЗ (например, поврежденную линию действием АПВ вновь поставили под напряжение при сохранившемся повреждении). Теперь температура ротора начинает расти от значения  $T_2$  и при достижении предельного значения  $T_{\text{доп}}$  защита обратной последовательности действует на отключение генератора.

На рис. 24 показана характеристика срабатывания токовой защиты обратной последовательности. Характеристика определяется параметром  $A$ , который может задаваться от 5 до 40 с и шагом 1 с; временем охлаждения, которое может задаваться от 10 до 2000 с и шагом 1 с; максимальным временем срабатывания, которое может задаваться от 60 до 4000 с и шагом 0,1 с, минимальным временем срабатывания, которое может задаваться от 0,5 до 200 с и шагом 0,1 с.

### Выбор уставок

#### 1) Сигнальный орган

Ток срабатывания сигнального органа принимается в диапазоне от 0,05 до 0,15 номинального тока генератора. Для турбогенераторов, как

правило, принимается равным  $0,05I_{\text{НОМ}}$ . Для гидрогенераторов, как правило, принимается равным  $0,1I_{\text{НОМ}}$ .

По времени срабатывания сигнальный орган отстраивается от времени действия резервных защит генератора.

### 2) Пусковой орган

Ток срабатывания пускового органа принимается в диапазоне от 0,08 до 0,2 номинального тока генератора. Уставка пускового органа по обратной последовательности принимается равной

$$I_{2\text{ПО}} = \frac{I_{2\text{max}}}{k_{\text{в}}}, \quad (38)$$

где  $I_{2\text{max}}$  – максимальный длительно допустимый ток обратной последовательности, который в учебных расчетах для турбогенераторов может быть принят равным  $0,05I_{\text{НОМ}}$ , а для гидрогенераторов –  $0,1I_{\text{НОМ}}$ . Более точно эти величины могут быть определены по паспортным данным защищаемого генератора;  $k_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата.

В соответствии с этим ток срабатывания пускового органа для турбогенераторов может быть принят равным  $0,06I_{\text{НОМ}}$ , а для гидрогенераторов –  $0,11I_{\text{НОМ}}$ .

### 3) Интегральный орган

Основной уставкой интегрального органа является допустимое время протекания тока обратной последовательности, равного номинальному и обозначаемое  $A$ . Значение этого параметра устанавливается заводом-изготовителем и указывается в паспорте генератора. Для большинства турбогенераторов этот параметр приведен в [4]. При учебном проектировании для турбогенераторов с косвенным водородным охлаждением можно принять  $A = 30$  с, для генераторов серии ТВФ  $A = 15$  с, для генераторов мощностью до 500 МВт серий ТГВ, ТВВ, ТЗВ и ТВМ  $A = 8$  с, для генераторов мощностью 800 МВт и более серий ТВВ и ТЗВ  $A = 6$  с. Для гидрогенераторов с косвенным охлаждением обмотки ротора принимается, что параметр  $A = 40$  с, а для гидрогенераторов с непосредственным охлаждением водой –  $A = 20$  с.

Остальные параметры на этапе проектирования рекомендуется принимать следующими: максимальное время срабатывания  $t_{\text{max}} = 800$  с, минимальное время срабатывания  $t_{\text{min}} = 1$  с, время охлаждения – 100 с. Эти параметры могут уточняться при наладке защиты.

Интегральный орган защиты по току обратной последовательности, защищая генератор от перегрузки, имеет несколько ступеней, действующих на коммутационную аппаратуру. Первая ступень, не имеющая дополнительной выдержки времени, действует на деление шин высшего напряжения. Вторая ступень, имеющая минимальную дополнительную выдержку времени 0,5 с, действует на отключение блока выключателями высшего напряжения. Третья ступень, отстроенная по времени от второй, действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов блока. В связи с этим ранее выбранные уставки интегрального органа по времени в соответствии с его характеристикой срабатывания ( $t_{\min}$ ,  $t_{\max}$ ) должны быть уменьшены на дополнительное время срабатывания той ступени, которая действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов блока.

#### 4) *Токовая отсечка*

Параметры срабатывания токовой отсечки выбираются по следующим условиям:

- предотвращение перегрева ротора при протекании через статор токов обратной последовательности;
- обеспечение резервирования при повреждениях на шинах генераторного напряжения блока.

По первому условию допустимое время срабатывания отсечки выбирается по кривой допустимой длительности протекания токов обратной последовательности через генератор при двухфазном КЗ на выводах. В таком режиме ток обратной последовательности равен

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{U_{\Gamma*}}{(X_*'' + X_{2*})}. \quad (39)$$

Допустимое время срабатывания отсечки определяется следующим образом:

$$t_{\text{сп}} \leq \frac{A}{(I_{2*}^{(2)})^2}. \quad (40)$$

Ток срабатывания отсечки по второму условию

$$I_{2\text{СЗ}} \leq \frac{I_{2*}^{(2)}}{k_{\text{чув}}}, \quad (41)$$

где  $I_{2*}^{(2)}$  – ток обратной последовательности в защите в сверхпереходном режиме двухфазного КЗ на шинах генераторного напряжения блока, определяемый по выражению (39);  $k_{\text{чув}}$  – коэффициент чувствительности, равный 1,2.

Принимать более высокий коэффициент чувствительности не рекомендуется во избежание излишних отключений генератора при коротких замыканиях за повышающим трансформатором [4].

#### 4.6. ЗАЩИТА ОБМОТКИ СТАТОРА ОТ СИММЕТРИЧНЫХ ПЕРЕГРУЗОК, $I_1$

**Назначение:** предотвращение повреждения генератора при перегрузке токами прямой последовательности.

Защита реагирует на относительный ток статора фазы с максимальным значением тока в трехфазном режиме. Зависимости, отражающие допустимые длительные нагрузки по току статора для ряда турбогенераторов, взятые из [4], показаны на рис. 25. Этими характеристиками можно пользоваться при учебном проектировании. Для реальных проектов следует использовать данные из технической документации на соответствующий генератор.

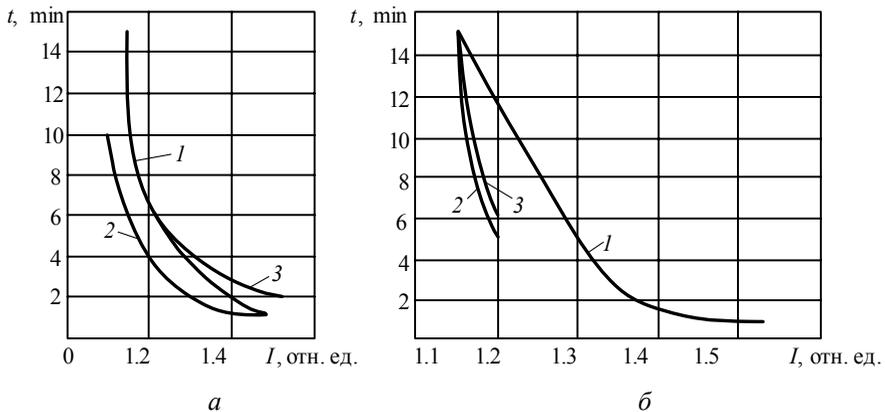


Рис. 25. Допустимая длительность перегрузки турбогенераторов по току статора:

$a$  – турбогенераторы ТГВ-200, ТГВ-300 (кривая 1), ТВВ мощностью до 500 МВт включительно и ТГВ-200М (кривая 2), ТВФ (кривая 3);  $б$  – турбогенераторы ТВМ-500 (кривая 1), ТВВ-1200-2 (кривая 2), ТВВ-800-2 и ТВВ-1000-4 (кривая 3)

Защита содержит следующие функциональные блоки, реализованные программно:

1 – сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении максимального фазного тока выше заданной уставки;

2 – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении максимального фазного тока выше заданной уставки и осуществляющий пуск интегрального органа;

3 – токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении максимального фазного тока выше заданной уставки;

4 – интегральный орган, срабатывающий с зависимой от максимального фазного тока выдержкой времени (рис. 26).

Сигнальный и пусковой органы имеют уставки по току срабатывания, регулируемые в диапазоне от 1,0 до 2,0 с шагом 0,01, токовая отсечка – от 1,0 до 3,0 с шагом 0,01. Значение коэффициента возврата этих органов – не ниже 0,98.

Интегральный орган защиты реализует приближенную тепловую модель обмотки статора генератора, что позволяет предотвратить его повреждение при достаточно полном использовании перегрузочной способности. Для реализации такой модели интегральный орган работает в трех режимах.

- Длительный нормальный режим работы, при котором выделяемое в обмотке статора тепло полностью отводится системой охлаждения и температура обмотки не превышает длительно допустимого значения  $T_{\text{раб}}$ .

- Режим нагрева, в который интегральный орган переходит при срабатывании пускового органа. В этом режиме тепловая модель статорной обмотки принята адиабатической и соответствует характеристике, приведенной на рис. 26. В этой модели пренебрегают отдачей той части тепла, которая выделяется за счет превышения действительного тока статора над параметром  $B$ , что приводит к завышенной оценке температуры защищаемого генератора. Это создает запас, снижающий вероятность повреждения генератора.

- Режим охлаждения, в который интегральный орган переходит при возврате пускового органа. В этом режиме принято, что теплообмен с внешней средой приводит к экспоненциальному снижению температуры обмотки статора. При снижении результата интегрирования ниже  $T_{\text{раб}}$  орган переходит в нормальный режим. Если до перехода в

нормальный режим повторно срабатывает пусковой орган, интегральный орган переходит в режим нагрева, принимая за начальное значение температуры результат интегрирования в момент срабатывания пускового органа. Промежуток времени, за который перегрев обмотки статора генератора снижается от максимально допустимой величины до  $0,135 (e^{-2})$  от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ).

Для интегрального органа могут быть заданы следующие параметры срабатывания:

- зависимость времени срабатывания от максимального фазного тока, задаваемая в табличном виде; количество точек интегрально-зависимой характеристики – от 3 до 9.
- время охлаждения регулируется в диапазоне от 10 до 2000 с и шагом 1,0 с;
- максимальное время срабатывания регулируется в диапазоне от 60 до 4000 с и шагом 1,0 с;
- минимальное время срабатывания регулируется в диапазоне от 2 до 200 с и шагом 1,0 с.

Приведенные на рис. 26 характеристики поясняют смысл задаваемых параметров интегрального органа.

### **Выбор уставок**

#### *1) Сигнальный орган*

Ток срабатывания сигнального органа принимается из условия

$$I_{\text{ср сигн}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном Г}}, \quad (42)$$

где  $k_{\text{н}} = 1,05$  – коэффициент надежности, обеспечивающий отстройку от длительно допустимых перегрузок генератора;  $k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени сигнального органа отстраивается от выдержек времени резервных защит блока.

#### *2) Пусковой орган*

Ток срабатывания пускового органа:

$$I_{\text{ср пуск}} = 1,1 I_{\text{ном Г}}. \quad (43)$$

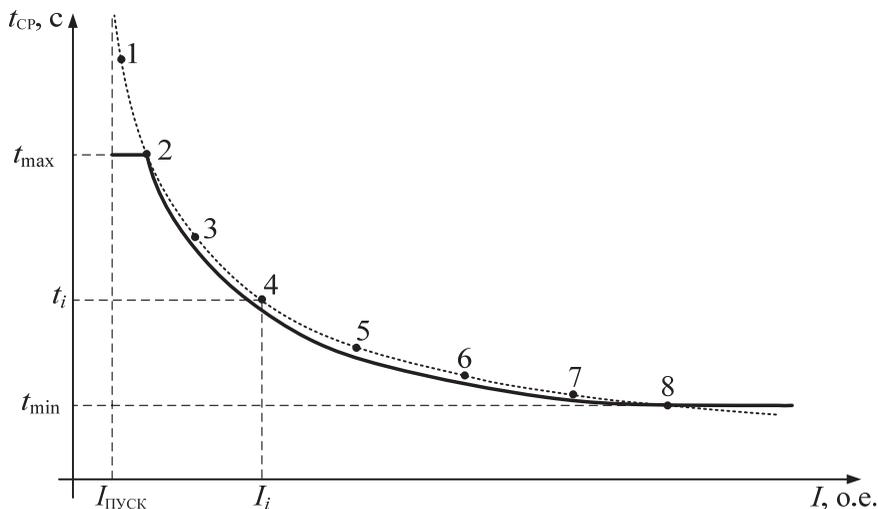


Рис. 26. Аппроксимированная характеристика срабатывания защиты от симметричных перегрузок и перегрузки ротора:

пунктир – характеристика генератора, сплошная – характеристика защиты

### 3) Интегральный орган

Характеристика срабатывания интегрального органа (рис. 26) задается в табличном виде (от 3 до 9 точек) в соответствии с перегрузочными характеристиками генератора.

Остальные параметры на этапе проектирования рекомендуется принимать следующими: максимальное время срабатывания  $t_{\max} = 800$  с, минимальное время срабатывания  $t_{\min} = 1$  с, время охлаждения – 100 с. Эти параметры могут уточняться при наладке защиты.

Интегральный орган защиты от симметричных перегрузок, защищая генератор от перегрузки, действует на коммутационную аппаратуру несколькими ступенями. Первая ступень, не имеющая дополнительной выдержки времени, действует на деление шин высшего напряжения. Вторая ступень, имеющая минимальную дополнительную выдержку времени 0,5 с, действует на отключение блока выключателями высшего напряжения. Третья ступень, отстроенная по времени от второй, действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов блока. В связи с этим ранее выбранные уставки интегрального органа по времени в соответствии с его характеристикой

срабатывания ( $t_{\min}$ ,  $t_{\max}$ ) должны быть уменьшены на дополнительное время срабатывания той ступени, которая действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов блока.

#### 4) *Токовая отсечка*

В защите от симметричных перегрузок токовая отсечка обычно не используется, так как для резервирования защит при сверхтоках в шкафу используются эффективные функции дистанционных защит.

### 4.7. ЗАЩИТА ОБМОТКИ РОТОРА ГЕНЕРАТОРА ОТ ПЕРЕГРУЗОК, $I_p$

**Назначение:** предотвращение повреждения генератора при длительных форсировках возбуждения в случаях аварийного снижения напряжения в энергосистеме или при неисправностях в системе возбуждения.

Для получения информации о величине тока возбуждения применяют различные устройства в зависимости от исполнения системы возбуждения. В настоящее время наиболее широкое распространение получили тиристорные системы возбуждения, у которых обычно имеется возможность контролировать переменный ток, пропорциональный току возбуждения и получаемый до выпрямления. В тиристорных системах самовозбуждения осуществляется замер тока в обмотке высшего напряжения трансформатора системы возбуждения. В тиристорных системах независимого возбуждения, в которых в качестве источника используется независимый генератор, расположенный на одном валу с основным, контроль тока возбуждения можно выполнять, измеряя ток статора вспомогательного генератора. На генераторах с бесщеточной системой возбуждения используются специальные индукционные датчики тока. Кроме того, ток возбуждения может быть определен косвенно применением функциональных преобразователей, использующих диаграмму Потье для синхронного генератора. Для работы этой функции используется информация о токах и напряжениях статора защищаемого генератора.

Зависимости, отражающие допустимые длительные нагрузки по току возбуждения для ряда турбогенераторов, взятые из [4], показаны на рис. 27. Этими характеристиками можно пользоваться при учебном проектировании. Для реальных проектов следует использовать данные из технической документации на соответствующий генератор.

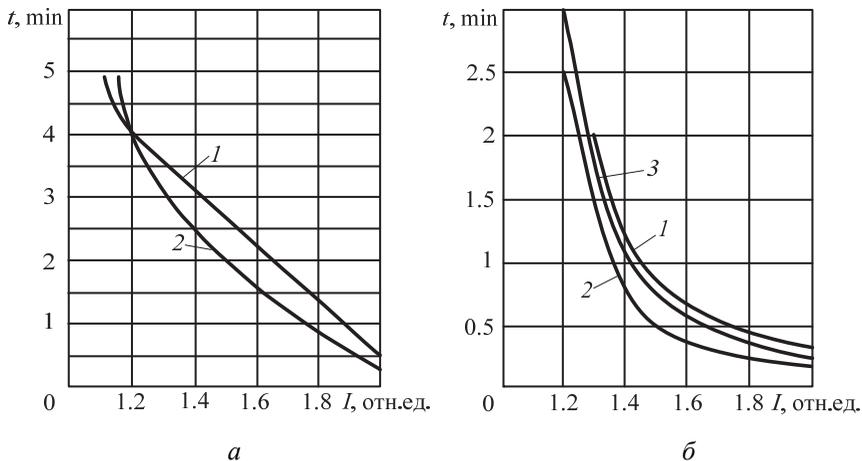


Рис. 27. Допустимая длительность перегрузки турбогенераторов по току ротора:

*а* – турбогенераторы ТВФ,ТВВ и ТГВ мощностью до 500 МВт включительно (1 – генератор ТВФ-63-2; 2 – генераторы ТВФ-100-2, ТВВ и ТГВ); *б* – турбогенератор ТВМ-500 (кривая 1), ТВВ-1200-2 (кривая 2), ТВВ-800-2 и ТВВ-1000-4 (кривая 3)

Защита содержит следующие функциональные блоки, реализованные программно:

1 – преобразователь тока ротора или преобразователь тока и напряжения статора в сигнал, пропорциональный току ротора (в дальнейшем именуемый «преобразователь тока ротора»);

2 – сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока возбуждения выше заданной уставки;

3 – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока возбуждения выше заданной уставки и осуществляющий пуск интегрального органа;

4 – токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока возбуждения выше заданной уставки;

5 – интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока возбуждения выдержкой времени (см. рис. 26).

Сигнальный и пусковой органы имеют уставки по току срабатывания, регулируемые в диапазоне от 0,09 до 2,0 с шагом 0,01, токовая отсечка – от 1,0 до 3,0 с шагом 0,01. Значение коэффициента возврата этих органов – не ниже 0,98.

Интегральный орган защиты реализует приближенную тепловую модель обмотки возбуждения генератора, что позволяет предотвратить его повреждение при достаточно полном использовании перегрузочной способности. Для реализации такой модели интегральный орган работает в трех режимах.

- Длительный нормальный режим работы, при котором выделяемое в обмотке возбуждения тепло полностью отводится системой охлаждения и температура обмотки не превышает длительно допустимого значения  $T_{\text{раб}}$ .

- Режим нагрева, в который интегральный орган переходит при срабатывании пускового органа. В этом режиме тепловая модель обмотки возбуждения принята адиабатической и соответствует характеристике, показанной на рис. 26. В этой модели пренебрегают отдачей той части тепла, которая выделяется за счет превышения действительного тока возбуждения над параметром  $B$ , что приводит к завышенной оценке температуры обмотки возбуждения. Это создает запас, снижающий вероятность повреждения генератора.

- Режим охлаждения, в который интегральный орган переходит при возврате пускового органа. В этом режиме принято, что теплообмен с внешней средой приводит к экспоненциальному снижению температуры обмотки возбуждения. При снижении результата интегрирования ниже  $T_{\text{раб}}$  орган переходит в нормальный режим. Если до перехода в нормальный режим повторно срабатывает пусковой орган, интегральный орган переходит в режим нагрева, принимая за начальное значение температуры результат интегрирования в момент срабатывания пускового органа. Промежуток времени, за который перегрев обмотки возбуждения снижается от максимально допустимой величины до  $0,135 (e^{-2})$  от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ).

Для интегрального органа защиты ротора от перегрузки могут быть заданы следующие параметры срабатывания:

- зависимость времени срабатывания от тока возбуждения, задаваемая в табличном виде; количество точек интегрально-зависимой характеристики: от 3 до 9; координаты точки срабатывания характеристики по времени можно задавать в диапазоне от 1,0 до 1000 с и шагом 1 с, а по току – от 1,0 до 2,0 с шагом 0,1;

- время охлаждения регулируется в диапазоне от 10 до 2000 с и шагом 1,0 с;

- максимальное время срабатывания регулируется в диапазоне от 60 до 4000 с и шагом 1,0 с;
- минимальное время срабатывания регулируется в диапазоне от 1,0 до 200 с и шагом 1,0 с.

Приведенные на рис. 26 характеристики поясняют смысл задаваемых параметров интегрального органа.

Для реализации всех рассмотренных функций необходим сигнал, пропорциональный току возбуждения.

Наиболее просто эта задача решается при тиристорной системе возбуждения генератора. В этом случае сигнал формируют, используя информацию от трансформаторов тока, установленных в цепи питания тиристорного выпрямителя системы возбуждения, как показано на рис. 3.

Если получить информацию о токе возбуждения таким образом невозможно, то используют функцию, реализующую получение сигнала, пропорционального току возбуждения расчетным путем. Для этого за исходные данные принимают напряжения и токи всех фаз статорной цепи генератора. Используя преобразования, полученные применением векторной диаграммы Потье [7], вычисляют ток ротора, который затем используется для реализации функций защиты. Более подробно этот вопрос освещен в документации завода-изготовителя [8].

## **Выбор уставок**

### *1) Сигнальный орган*

Ток срабатывания сигнального органа принимается из условия

$$I_{\text{ср сигн}} = \frac{k_n}{k_b} I_{\text{рот.ном}}, \quad (44)$$

где  $I_{\text{рот.ном}}$  – номинальный ток возбуждения генератора;  $k_n = 1,05$  – коэффициент надежности, обеспечивающий отстройку от длительно допустимых перегрузок обмотки возбуждения;  $k_b$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени сигнального органа отстраивается от выдержек времени резервных защит блока.

### *2) Пусковой орган*

Ток срабатывания пускового органа принимается из условия

$$I_{\text{ср пуск}} = 1,1 I_{\text{рот.ном}}. \quad (45)$$

### 3) *Интегральный орган*

Характеристика срабатывания интегрального органа (см. рис. 26) задается в табличном виде (от 3 до 9 точек) в соответствии с перегрузочными характеристиками обмотки ротора генератора.

Остальные параметры на этапе проектирования рекомендуется принимать следующими: максимальное время срабатывания  $t_{\max} = 800$  с, время охлаждения – 100 с. Минимальное время срабатывания  $t_{\min}$  для гидрогенераторов принимается равным 60 с, для турбогенераторов ТВФ мощностью не более 63 МВт – 30 с, для турбогенераторов ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), а также ТВФ-120-2 – 20 с. Эти параметры могут быть скорректированы при наладке защиты.

Интегральный орган защиты от перегрузки обмотки возбуждения, защищая генератор от перегрузки, имеет несколько ступеней, действующих на систему возбуждения и автоматический регулятор возбуждения (АРВ). Первая ступень, не имеющая дополнительной выдержки времени, действует на разгрузку по току ротора через АРВ. Вторая ступень, имеющая дополнительную выдержку времени 5,0 с, действует на отключение АРВ. Третья ступень, отстроенная по времени от второй и имеющая дополнительную выдержку времени 7,0 с, действует на отключение выключателей блока и на АГП. В связи с этим ранее выбранные уставки интегрального органа по времени в соответствии с его характеристикой срабатывания ( $t_{\min}$ ,  $t_{\max}$ ) должны быть уменьшены на дополнительное время срабатывания той ступени, которая действует на отключение выключателей блока и на АГП.

## 4.8. ЗАЩИТА ОТ ПОТЕРИ ВОЗБУЖДЕНИЯ, Ф<

**Назначение:** выявление снижения возбуждения генератора, приводящего к перегревам торцевых пакетов стали статора и к переходу в асинхронный режим работы.

При потере возбуждения или при недовозбуждении генератора возникают опасные условия для энергосистемы по напряжению, обусловленные потреблением реактивной мощности генератором, а также возможности нарушения устойчивости параллельной работы генератора с системой и выпадению из синхронизма (рис. 28).

Защита выполняется на основе органа сопротивления и получает информацию от трансформаторов тока, установленных в цепи генератора (предпочтительно на нулевых выводах), и от трансформаторов напряжения, установленных на выводах генератора.

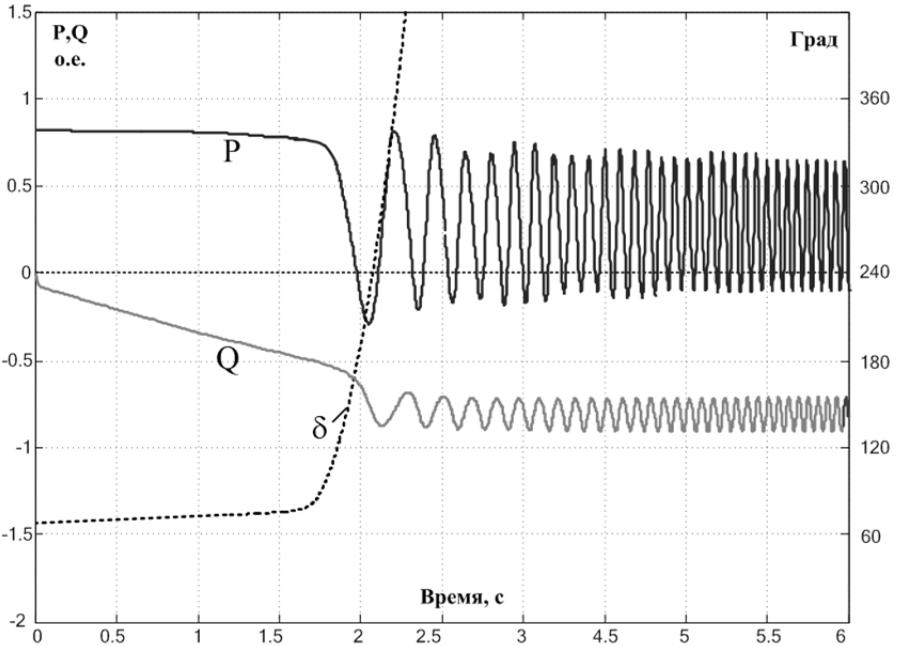


Рис. 28. Изменение взаимного угла  $\delta$ , активной и реактивной мощности при потере возбуждения генератора

В асинхронном режиме без возбуждения конец вектора сопротивления, измеренного на его выводах, располагается в области частотных характеристик генератора [9]. Под частотными характеристиками генератора понимаются зависимости изменения активных и индуктивных сопротивлений ( $r_{ds}$ ,  $r_{qs}$ ,  $z_{ds}$ ,  $x_{qs}$ ) генератора на комплексной плоскости в зависимости от скольжения  $Zds = f(s)$ . Пример такой характеристики приведен на рис. 29.

При условии, что обмотка возбуждения замкнута накоротко, а ротор вращается со скольжением, синхронный генератор без возбуждения при гармонических напряжениях  $U_d$  и  $U_q$  может рассматриваться как статический трансформатор, но отдельно по осям  $d$  и  $q$ . Продольный и поперечный токи определяются только одноименными напряжениями и эквивалентными сопротивлениями  $Z_{ds}$  и  $Z_{qs}$ . Последние представляются схемами замещения, такими же, как и для асинхронных машин [9].

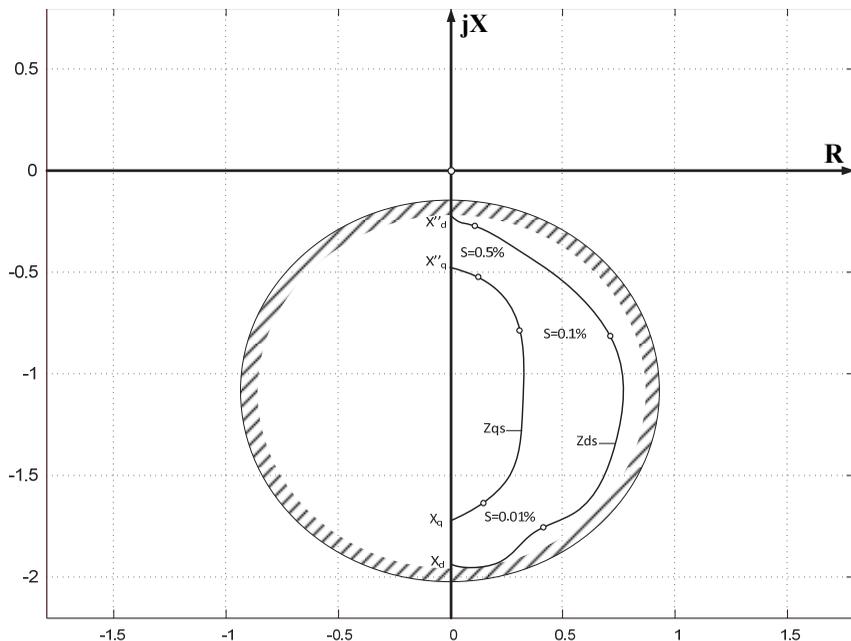


Рис. 29. К определению положения характеристики срабатывания защиты от потери возбуждения. Частотные характеристики турбогенератора

Для выявления асинхронного хода генератора с потерей возбуждения характеристика срабатывания защиты должна располагаться на частотных характеристиках генератора в реально возможном диапазоне скольжений (рис. 29).

На рис. 30 показан годограф замера сопротивления на выводах генератора в режиме полной потери возбуждения. Годограф изображен на комплексной плоскости сопротивлений.

В случае частичной потери возбуждения годограф сопротивления может кратковременно выходить из области срабатывания органа сопротивления (ограниченной окружностью).

Защита выполнена с двумя каналами срабатывания: основным и дополнительным. Основной канал срабатывает при попадании вектора сопротивления в область срабатывания измерительного органа сопротивления. Основной канал действует с выдержкой времени (0,5...1,0) с. Дополнительный канал обеспечивает срабатывание защиты при потере возбуждения и асинхронном ходе, при котором годограф вектора

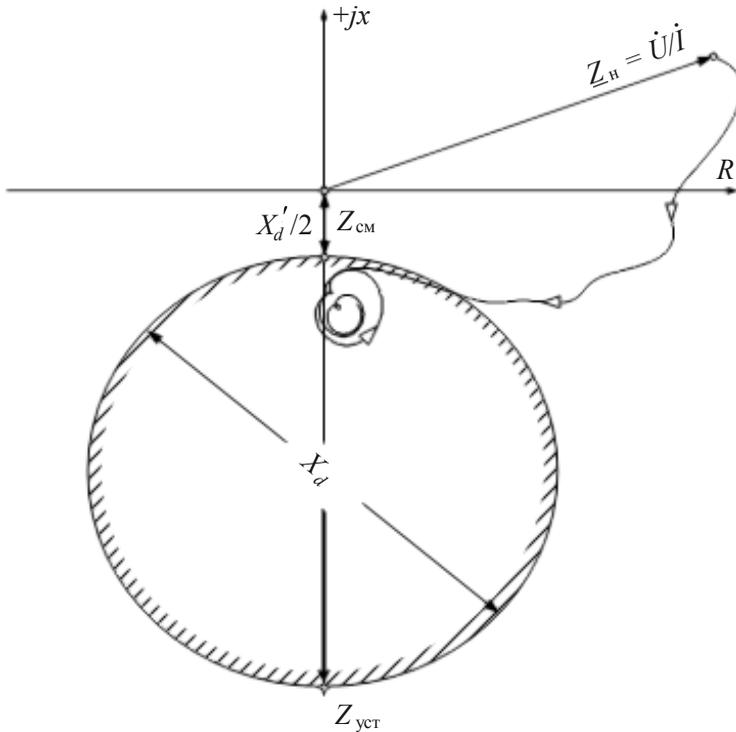


Рис. 30. Изменение сопротивления на выводах генератора в режиме полной потери возбуждения на комплексной плоскости сопротивлений и характеристика срабатывания защиты от потери возбуждения:

$Z_{уст}$  – уставка по сопротивлению срабатывания основной функции на угле максимальной чувствительности  $270^\circ$ ;  $Z_{см}$  – уставка по сопротивлению смещения основной функции на угле максимальной чувствительности;  $X_d$  – синхронное реактивное сопротивление генератора;  $X'_d$  – синхронное переходное реактивное сопротивление генератора;

$$\dot{Z}_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p} \text{ – комплексное сопротивление замера}$$

сопротивления существенно изменяется и может кратковременно выходить из области срабатывания органа сопротивления и тогда основной канал может не успеть сработать из-за выдержки времени.

Дополнительный канал срабатывает, если интервал времени нахождения вектора сопротивления замера вне зоны срабатывания меньше времени возврата  $t_b$ , а в области срабатывания – более времени срабатывания  $t_{cp}$ .

Орган сопротивления имеет следующие уставки.

- $Z_{уст}$  – сопротивление уставки, определяющее максимальное сопротивление характеристики срабатывания, может регулироваться в диапазоне от 4 до 100 Ом с шагом 0,1 Ом;
- $\varphi_{мч}$  – угол максимальной чувствительности, определяющий аргумент сопротивления  $Z_{уст}$ , является постоянной величиной и имеет значение  $270^\circ$ ;
- $Z_{см}$  – сопротивление смещения, определяющее смещение характеристики срабатывания вдоль мнимой оси в направлении угла максимальной чувствительности, может задаваться в интервале  $(0...0,5)Z_{уст}$  с шагом 0,1 Ом;
- коэффициент возврата со значением не более 1,05.

Для исключения ложного действия защиты при трехфазных КЗ и последующих синхронных качаниях предусмотрена блокировка при КЗ, контролирующая скорость изменения сопротивления замера. Скорость изменения сопротивления при возникновении КЗ большая, поскольку обусловлена скачкообразным изменением сопротивления. При качаниях и асинхронном ходе изменения сопротивления замера обусловлено электромеханическими переходными процессами, при которых скорость изменения сопротивления замера существенно меньше. Блокировка имеет широкий диапазон уставок по скорости изменения сопротивления от 1 до 800 Ом/с, задаваемых с шагом 1,0 Ом/с.

### Выбор уставок

#### 1) Основной канал

Максимальное сопротивление характеристики срабатывания выбирается из условия

$$Z_{уст} = 1,1X_d \frac{U_{ном \Gamma}^2}{S_{ном \Gamma}}. \quad (46)$$

Смещение характеристики срабатывания вдоль мнимой оси в направлении угла максимальной чувствительности

$$Z_{\text{см}} = 0,4X'_d \frac{U_{\text{ном Г}}^2}{S_{\text{ном Г}}}. \quad (47)$$

Для четкой работы блокировки при внешних КЗ на землю, когда возможно попадание годографа в зону действия органа сопротивления, должно выполняться условие

$$\Delta Z'_{\text{уст}} \leq \frac{|\dot{Z}_{\text{н}} - \dot{Z}_{\text{х}}|}{k_{\text{н}} T_{\text{ном}}}, \quad (48)$$

где  $\dot{Z}_{\text{н}}$  – значение полного сопротивления нормального нагрузочного режима;  $\dot{Z}_{\text{х}}$  – значение полного сопротивления точки на характеристике органа сопротивления, ближайшей к  $\dot{Z}_{\text{н}}$ ;  $T_{\text{ном}}$  – период промышленной частоты, 0,02 с;  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 2,0 ... 3,0.

Время срабатывания основного канала на этапе проектирования рекомендуется принимать равным 1 с.

### 2) *Дополнительный канал*

На этапе проектирования рекомендуется принимать следующие уставки времени дополнительного канала: максимальное время нахождения вектора сопротивления замера вне зоны срабатывания  $t_{\text{в}} = 0,5$  с; минимальное время нахождения вектора сопротивления замера в зоне срабатывания  $t_{\text{ср}} = 2,0$  с. Эти параметры должны уточняться в процессе наладки и эксплуатации защиты.

### 3) *Блокировка по скорости*

При выборе уставки по скорости относительного изменения полного сопротивления необходимо выполнять отстройку блокировки от режимов качания и асинхронного хода в энергосистеме, когда годограф сопротивления проходит через характеристику срабатывания основного канала защиты:

$$\Delta Z'_{\text{уст}} \geq k_{\text{н}} \frac{\Delta Z_{\text{ср}}}{\Delta t_{\text{ср}}} = k_{\text{н}} \frac{Z_{\text{уст}} - Z_{\text{см}}}{\Delta t_{\text{ср}}}, \quad (49)$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{кач}}}{k_{\text{зап}}}, \quad (50)$$

где  $T_{\text{кач}}$  – минимальный период качаний или асинхронного хода, допускаемый в энергосистеме;  $k_{\text{зап}}$  – коэффициент заполнения (принимается равным 4);  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности (принимается равным 2,0 ... 3,0).

#### 4.9. ЗАЩИТА ОТ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА, $\Phi_U$

**Назначение:** поскольку для обеспечения работы защиты необходима информация от тахогенератора, установленного на одном валу с защищаемым генератором, защита предназначена для выявления асинхронного хода гидрогенератора.

Принцип действия защиты основан на измерении угла между ЭДС генератора и напряжением на его выводах. ЭДС генератора моделируется напряжением тахогенератора, направление вектора которого жестко связано с положением ротора генератора, а следовательно, с его ЭДС  $\dot{E}_q$ .

Защита действует при достижении заданных величин угла между ЭДС генератора и его напряжением:

- $+90^\circ$  (ЭДС генератора опережает напряжение на его выводах) – на сигнал;
- $\pm 180^\circ$  – на закрытие направляющего аппарата турбины;
- $\pm 270^\circ$  – на отключение генератора, если при этом ток статора и скольжение генератора превысили заданные уставки.

Фиксация угла производится с помощью фазочувствительного органа, имеющего два выхода:  $W_1$  и  $W_2$ .

На рис. 31 показаны характеристики срабатывания фазочувствительного органа, используемого в защите.

Используя анализ сигналов  $W_1$  и  $W_2$ , устанавливаются, в каком квадранте в настоящий момент находится вектор ЭДС генератора. В нормальном режиме работы генератора этот вектор лежит в первом квадранте, как показано на рисунке. При возникновении асинхронного режима вектор ЭДС генератора начинает переходить в другие квадранты, что устанавливается соответствующими изменениями сочетаний сигналов  $W_1$  и  $W_2$ .

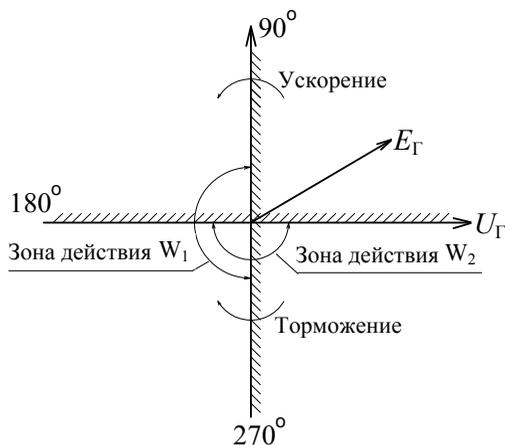


Рис. 31. Характеристики срабатывания фазочувствительного органа

Для правильной работы фазочувствительного органа необходима компенсация несовпадения фаз ЭДС защищаемого генератора и ЭДС используемого для формирования измеряемого напряжения тахогенератора. Уставка фазочувствительного органа  $W$  по начальному углу компенсации между напряжениями на выводах генератора и тахогенератора регулируется в диапазоне от  $0$  до  $360^\circ$  с шагом  $1,0^\circ$ .

Фазочувствительный орган корректно работает при изменении напряжения тахогенератора и линейного напряжения на выводах генератора от  $10$  до  $150$  В. Для предотвращения некорректной работы при пониженных напряжениях действие фазочувствительного органа блокируется при снижении любого из напряжений ниже заданной уставки. Задание уставок предусмотрено для обоих напряжений. Регулирование предусмотрено в диапазоне от  $10$  до  $50$  В.

Действие защиты разрешается только при скольжении, превышающем значение  $S_{кр}$ , которое определяется уставкой элемента выдержки времени на срабатывание

$$t_{кр} = \left( \frac{1}{2S_{кр}} - 0,01 \right), \text{ с}, \quad (51)$$

где  $S_{кр}$  определяется в процентах.

При работе защиты выдержка времени  $t_{кр}$  для оценки скольжения сравнивается посредством замера времени от момента фиксации угла  $180^\circ$  до момента фиксации угла  $270^\circ$ .

Выдержка времени на срабатывание  $t_{кр}$  регулируется в диапазоне от 0,1 до 0,5 с и шагом 0,01 с.

В защите предусмотрен токовый орган, разрешающий его действие только при существенном токе нагрузки генератора. Уставка токового органа регулируется в диапазоне от 1,1 до 1,3 номинального тока статора с шагом 0,01. В токовом органе предусмотрено согласование вторичного номинального тока генератора с номинальным током защиты в диапазоне их отношений от 0,5 до 1,0.

При изменении угла, контролируемого фазочувствительным органом, более чем на  $180^\circ$ , защита действует на разгрузку генератора. Если изменение угла превышает  $270^\circ$  и ток статора превышает уставку токового органа, защита действует на отключение генератора.

### **Выбор уставок**

#### *1) Фазочувствительный орган*

Этот орган имеет фиксированные уставки по углам срабатывания, но требует корректировки начального угла между ЭДС тахогенератора и напряжением на выводах генератора. Корректировка выполняется при проведении пусконаладочных работ на основе экспериментальных данных, получаемых на защищаемом оборудовании.

#### *2) Орган контроля скольжения*

Для контроля скольжения используется проверка времени прохождения вектора ЭДС тахогенератора от угла  $180^\circ$  до угла  $270^\circ$ . На этапе проектирования значение  $S_{кр}$  может быть ориентировочно принято 2 %, чему соответствует  $t_{кр} \cong 0,25$  с. Этот параметр должен уточняться в процессе наладки и эксплуатации защиты.

#### *3) Органы контроля выходного напряжения*

Контроль выходного напряжения тахогенератора необходим для предотвращения неправильных действий фазочувствительного органа при неисправности тахогенератора. Поскольку на выходное напряжение тахогенератора влияет только частота его вращения, а в нормальном режиме и асинхронных ходах частота отклоняется от номинальной менее чем на 10 %, целесообразно принимать уставку органа близкой к максимальной – 0,5 номинального напряжения.

Контроль линейного напряжения на линейных выводах генератора позволяет исключить некорректную работу фазочувствительного органа при близких КЗ, а также при асинхронном ходе, если электрический центр качаний находится вблизи линейных выводов генератора. По этой причине необходимо, чтобы защита работала при минимально допустимых напряжениях, т. е. – 0,1 номинального напряжения.

В процессе наладки и эксплуатации напряжения блокировки должны уточняться.

#### 4) *Токовый орган*

Асинхронный ход генератора сопровождается существенными повышениями токов статора. Эти токи существенно превышают номинальное значение. Поэтому при токах, меньших номинального, защита должна блокироваться. На этапе проектирования эту уставку следует принимать минимальной – 1,1 номинального тока статора. В процессе наладки и эксплуатации уставка должна уточняться.

### 4.10. ЗАЩИТА ОТ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА БЕЗ ПОТЕРИ ВОЗБУЖДЕНИЯ $\Phi_Z$

**Назначение:** выявление асинхронного режима генератора, характеризующегося большими колебаниями активной и реактивной мощности, которые могут привести к развитию аварии и повреждению агрегата.

Защита выполняется на основе контроля сопротивления на зажимах генератора и имеет специальные характеристики срабатывания. Кроме того, контролируется расположение годографа сопротивлений в комплексной плоскости сопротивлений.

Характеристики срабатывания измерительных органов сопротивления  $Z_1$  и  $Z_2$ , а также фазочувствительного органа  $W$  показаны на рис. 32.

В нормальном режиме работы генератора вектор сопротивления замера, соответствующий нагрузочному режиму  $Z_{\text{нагр}}$ , находится в первом квадранте комплексной плоскости сопротивлений, и измерительные органы  $Z_1$ ,  $Z_2$  и  $W$  находятся в несработавшем состоянии. Совместно измерительные органы позволяют выявлять положение вектора сопротивления замера в одной из областей: 1 и 4 в правой полуплоскости; 2 и 3 – в левой полуплоскости.

При возникновении асинхронного режима вектор сопротивления замера движется по траектории, зависящей от соотношения ЭДС гене-

ратора и напряжения на шинах системы. На рис. 32 показаны два годографа: 1 – соответствует расположению центра качаний в генераторе; 2 – расположению центра качаний в линии связи с системой.

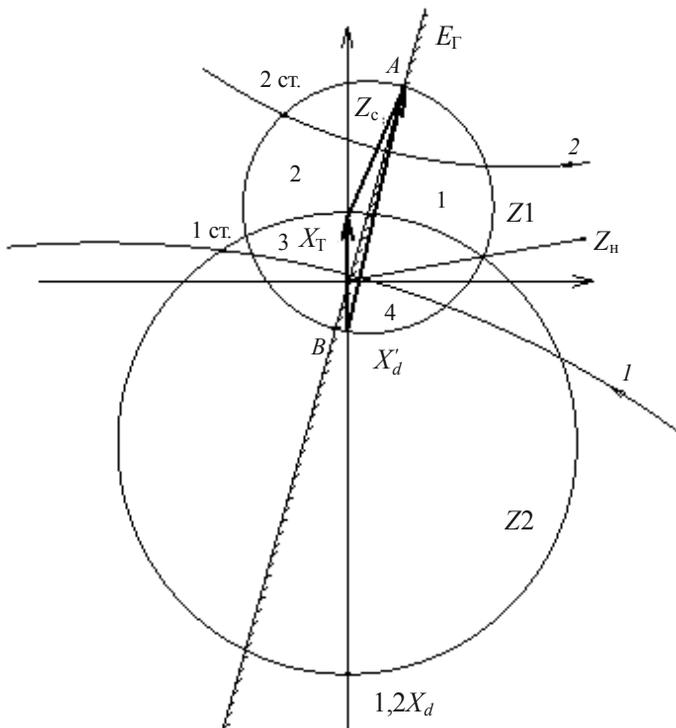


Рис. 32. Характеристики срабатывания измерительных органов защиты от асинхронного хода

Расположение центра качаний внутри генератора (или блока) характерно для асинхронного режима, при котором защищаемый генератор проворачивается относительно остальной части системы. В этом случае желательно действие защиты на отключение защищаемого генератора (первая ступень).

Расположение центра качаний в линии связи с системой характерно для асинхронного режима, при котором группа генераторов, включая защищаемый, проворачивается относительно системы. В этом случае целесообразно действие защиты на разрыв связи с системой (вторая ступень).

В качестве уставок защиты задаются числа циклов асинхронного режима, при которых должны срабатывать первая и вторая ступени. Разработчики рекомендуют число циклов срабатывания второй ступени выбирать большим, чем число циклов срабатывания первой ступени.

Следует отметить, что отсчет цикла осуществляется по факту изменения состояния ОНМ при нахождении вектора сопротивления в зоне срабатывания соответствующего дистанционного органа. Таким образом, сигнал о срабатывании формируется фактически при взаимном угле, равном  $N_{\text{ц}} \cdot 360 - 180$  градусов.

Сопротивления уставок измерительных органов регулируются в диапазоне от 1 до 80 Ом с шагом 0,1 Ом. Сопротивления смещения характеристик измерительных органов регулируются в диапазоне (0...0,4) сопротивления уставки. Углы максимальной чувствительности всех измерительных органов регулируются в диапазоне от 0 до 360° с шагом 1°.

Уставки по числу циклов асинхронного хода регулируются от 1 до 5.

### **Выбор уставок**

#### *1) Измерительный орган сопротивления $Z_1$*

Сопротивления уставок выбираются из условий

$$Z_{\text{уст}1} = X_T + Z_C, \quad (52)$$

$$Z_{\text{см}1} = X'_d, \quad (53)$$

где  $X'_d$  – синхронное реактивное сопротивление генератора;  $X_T$  – сопротивление повышающего трансформатора блока;  $Z_C$  – сопротивление линии связи с учетом эквивалентного сопротивления системы.

Угол максимальной чувствительности должен соответствовать выбранному сопротивлению  $Z_{\text{уст}1}$ . Типичные значения угла от 60° до 85°.

Выбранные таким образом уставки обеспечивают надежных охват всей линии связи с системой.

#### *2) Измерительный орган сопротивления $Z_2$*

Сопротивления уставок выбираются из условий

$$Z_{\text{уст}2} = 1,2 X_d, \quad (54)$$

$$Z_{\text{см}2} = X_T, \quad (55)$$

где  $X_d$  – синхронное реактивное сопротивление генератора при отсутствии скольжения.

Угол максимальной чувствительности принимается  $270^\circ$ .

### 3) Фазочувствительный орган $W$

Фазочувствительный орган имеет в комплексной плоскости сопротивлений характеристику в виде прямой линии, проходящей через начало координат. Уставкой фазочувствительного органа является угол максимальной чувствительности, который согласуется с углом максимальной чувствительности органа сопротивления  $Z_1$  и берется большим на  $90^\circ$ .

### 4) Счетчик циклов асинхронного режима

Для обеспечения селективности разделения источников при возникновении асинхронного режима рекомендуется уставку счетчика циклов второй ступени брать больше, чем уставка счетчика первой ступени. В соответствии с этим максимальное значение счетчика первой ступени может быть задано не более 3, а для счетчика второй ступени – не более 5.

Точное значение уставки определяется по согласованию с устройствами противоаварийной автоматики прилегающей части системы.

## 4.11. РЕЗЕРВНАЯ ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРА ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КЗ, $Z <$

**Назначение:** защита от внешних симметричных КЗ.

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам на линейные напряжения и разности фазных токов. Характеристика срабатывания задается в форме круга, расположенного в первом и втором квадрантах со смещением в третий и четвертый квадранты комплексной плоскости сопротивлений. Характеристика срабатывания показана на рис. 33.

Уставка по сопротивлению срабатывания  $Z_{уст}$  регулируется в пределах от 1,0 до 100 Ом с шагом 0,1 Ом.

Уставка по сопротивлению смещения  $Z_{см}$  регулируется в пределах от 0 до  $Z_{уст}$ .

Угол максимальной чувствительности регулируется в диапазоне от  $0^\circ$  до  $360^\circ$  с шагом  $1^\circ$ .

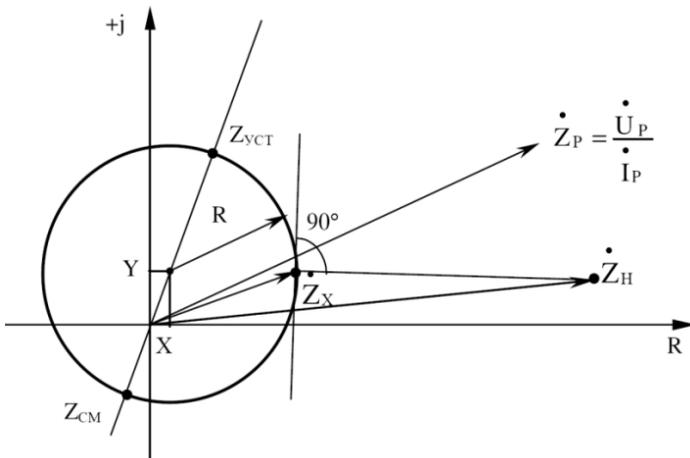


Рис. 33. Характеристика дистанционного органа защиты генератора от внешних междуфазных КЗ

«Ток точной работы»  $I_{Т.Р}$ , при котором сопротивление срабатывания уменьшается на 10 % по сравнению с уставкой, не превышает 0,1 номинального.

Коэффициент возврата не более 1,05.

Защита блокируется при неисправностях в цепях напряжения, выявляемых алгоритмом КИН, и при срабатывании защиты от потери возбуждения ( $\Phi <$ ).

Защита содержит две ступени с независимыми дистанционными органами  $Z1 <$  и  $Z2 <$ .

В защите  $Z1 <$  предусмотрена блокировка от качаний ( $\Delta Z$ ), которая отличает повреждение от качаний в системе по скорости относительного изменения сопротивления замера и используется для блокировки защиты при малом времени ее действия. Уставка по скорости изменения полного сопротивления органа блокировки регулируется в диапазоне от 1 до 800 Ом/с на фазу с шагом 1 Ом/с на фазу. Функция  $\Delta Z$  используется для блокировки от качаний защит с малыми временами действия на отключение (менее 1,0 с), т. е. тогда, когда время действия защиты генератора  $Z1 <$  не согласуется с резервными защитами линий, отходящих от шин высшего напряжения.

Общая структурная схема резервной дистанционной защиты от междуфазных повреждений отображена на рис. 34.

## Выбор уставок

1. Сопротивление срабатывания  $Z1 <$  выбирается, исходя из обеспечения ближнего резервирования (здесь под объектом резервирования подразумевается не генератор, а блок в целом). В таком случае рассчитываемая уставка, во-первых, должна быть согласована, с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин высокого напряжения:

$$Z_{сз} \leq K_{отс} \left| jX_{ТБ} + \frac{0,9\dot{Z}'_{ВЛ}}{\dot{K}_{Тmax}} \right|, \quad (56)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 0,9;  $X_{ТБ}$  – сопротивление блочного трансформатора;  $\dot{Z}'_{ВЛ}$  – уставка срабатывания первой ступени отходящей линии с углом, равным углу максимальной чувствительности реле;  $\dot{K}_{Тmax}$  – максимально возможный коэффициент токораспределения при согласовании уставок (комплексная величина).

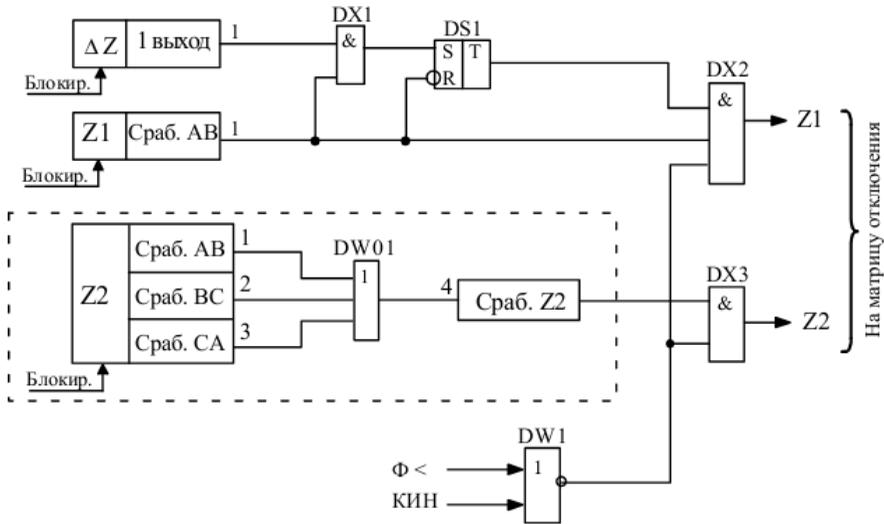


Рис. 34. Структурная схема защиты  $Z <$

Во-вторых, сопротивление срабатывания  $Z1 <$  должно быть отстроено от сопротивления до точки КЗ за трансформатором  $X_{Тmin}$ , подключенным к шинам высокого напряжения:

$$Z_{сз} \leq K_{отс} (X_{ТБ} + X_{Т\min}), \quad (57)$$

где  $K_{отс}$  принимается равным 0,8.

Дополнительно необходимо убедиться, что вектор сопротивления нагрузочного режима не попадает в область срабатывания ступени защиты (см. рис. 33). Сопротивление нагрузки

$$Z_{нагр} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}}, \quad (58)$$

где  $U_{\min}$  – минимальное напряжение на выводах генератора, принимаемое  $0,95U_{ном}$ ;  $I_{нагр}$  – максимальное значение рабочего тока генератора в условиях перегрузки, принимаемое  $1,5I_{ном}$ .

Значение  $I_{нагр} = 1,5I_{ном}$  соответствует кратковременно допустимой перегрузке генератора по току статора.

Сопротивление срабатывания защиты с дистанционным органом, имеющим круговую характеристику, определяется по выражению

$$Z_{сз} \leq \frac{Z_{нагр}^2}{k_n k_b (Z_{см} + 2 \cdot Z_{нагр} \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр}))}, \quad (59)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, равный 1,2;  $k_b$  – коэффициент возврата дистанционного органа, который для рассматриваемого исполнения равен 1,05;  $\varphi_{мч}$  – угол максимальной чувствительности, который для генератора, работающего в блоке с трансформатором, следует принимать равным  $90^\circ$ ;  $\varphi_{нагр}$  – угол нагрузки, соответствующий номинальному коэффициенту мощности генератора;  $Z_{см}$  – сопротивление смещения характеристики.

В случае невыполнения проверочного условия (59) орган  $Z1<$  не используется.

2. Время срабатывания  $Z1<$  выбирается из условия согласования с первыми ступенями защит отходящих линий.

Защита  $Z1<$ , как правило, должна действовать на отключение блока от сети, гашение поля генератора и останов блока, а также на отключение выключателей в цепи рабочего источника питания собственных нужд.

3. Сопротивление срабатывания  $Z_{2<}$  выбирается по условию отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки, т. е. по выражению (59).

4. Сопротивление смещения характеристики срабатывания в третий и четвертый квадранты для обоих дистанционных органов выбирается таким, чтобы избежать срабатывания защиты при потере возбуждения [4]. Из этого условия

$$Z_{cm} \leq 0,5X'_d. \quad (60)$$

5. Время срабатывания защиты  $Z_{2<}$  выбирается из условия согласования с резервными защитами линий, отходящих от распределительного устройства высшего напряжения.

Защита  $Z_{2<}$  действует, как правило, с двумя выдержками времени: с первой – на деление схемы со стороны высшего напряжения блока, со второй – на отключение блока от сети.

6. Уставка по скорости изменения полного сопротивления органа блокировки  $\Delta Z$  (при его использовании) определяется по выражению

$$\Delta Z'_{уст} \geq K_n \frac{\Delta Z_{cp}}{\Delta t_{cp}} = K_n \frac{Z_{c3} + Z_{cm}}{T_{кач} / K_{зап}}, \quad (61)$$

где  $T_{кач}$  – минимальный период качаний или асинхронного хода, допускаемый в энергосистеме;  $\Delta t_{cp}$  – принимается не меньше времени действия защиты на отключение);  $K_{зап}$  – коэффициент запаса (принимается равным 4);  $K_n$  – коэффициент надежности (принимается равным 2,0...3,0).

При этом должно выполняться условие

$$\Delta Z'_{уст} \leq \frac{|\dot{Z}_H + \dot{Z}_x|}{K_n T_{ном}}, \quad (62)$$

где  $\dot{Z}_H$  – значение полного сопротивления нормального нагрузочного режима;  $\dot{Z}_x$  – значение полного сопротивления характеристики срабатывания органа минимального сопротивления, определяемое как ближайшее к величине  $\dot{Z}_H$  (рис. 33).

### Оценка чувствительности

1. Чувствительность защиты  $Z_{1<}$  проверяется при КЗ на высокой стороне блочного трансформатора (ближнее резервирование):

$$k_{\text{чув}} = \frac{Z_{\text{сз}}}{X_{\text{ТБ}}} \geq 1,5. \quad (63)$$

2. Чувствительность защиты  $Z2 <$  оценивается при КЗ в конце смежного элемента (дальнее резервирование) и должна быть не менее 1,2.

#### 4.12. ЗАЩИТА ОТ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ, $U_G >$ И $U_{GT} >$

**Назначение:** защита от повышения напряжения на обмотках статора генератора и трансформатора блока при его работе на холостом ходу.

Такой режим может возникать при сбросе нагрузки, вызванном внезапным отключением выключателя блока. Защита не имеет выдержки времени и может действовать только на холостом ходу генератора на гашение поля. При работе блока на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью органов контроля тока. При переходе генератора блока в режим холостого хода защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени около 3 с, перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

Защита содержит следующие органы:

- орган максимального напряжения с диапазоном возможных уставок от 1,0 до 1,5 с шагом 0,01;
- органы контроля отсутствия тока в одной или в двух цепях первичной схемы (в цепи генератора или в цепи генератора и в цепи обмотки высшего напряжения трансформатора блока). Уставка по току срабатывания органов тока регулируется в диапазоне от 0,05 до 0,2 с шагом 0,01.

По цепям напряжения защита подключается к трансформаторам напряжения, установленным на линейных выводах генератора.

#### **Выбор уставок**

##### 1. Напряжение срабатывания защиты

$$U_{\text{сз}} = 1,2U_{\text{ном}}. \quad (64)$$

##### 2. Ток срабатывания блокирующих реле

$$I_{\text{сз}} = 0,1I_{\text{ном}}. \quad (65)$$

#### 4.13. ЗАЩИТА ОБРАТНОЙ МОЩНОСТИ $P_{обр}$

**Назначение:** защита генератора от реверса активной мощности предназначена для выявления перехода генератора в двигательный режим работы. На турбогенераторах такой режим может возникнуть при прекращении подачи пара в турбину. Прекращение подачи пара повышает вероятность перегрева лопаток цилиндра низкого давления турбины, что может привести к их механическому повреждению. На гидроагрегатах закрытие направляющего аппарата приводит к прекращению подачи энергоносителя, что приводит к потреблению энергии из сети. Это потребление может достигать 10 % номинальной мощности гидроагрегата из-за больших затрат на перемешивание воды в проточной части турбины. Но особую опасность представляют случаи, если происходит ошибочное подключение генератора к энергосистеме, когда он к этому не подготовлен.

Защита срабатывает лишь при отрицательном значении активной мощности генератора в симметричном режиме и отстраивается от систематической постоянной по величине погрешности измерения, определяемой погрешностями трансформаторов тока и напряжения. Защита также нечувствительна к апериодической составляющей и высшим гармоникам в напряжении и токе благодаря использованию цифровых полосовых фильтров.

Защита получает информацию от трансформаторов тока и напряжения, получаемых с линейных выводов генератора, и использует фазные токи и линейные напряжения.

При выявлении неисправности в цепях напряжения защиту необходимо блокировать.

Защита содержит следующие органы:

- орган максимальной активной мощности с контролем по знаку с диапазоном возможных уставок от 0,01 до 0,5 с шагом 0,001 от номинальной мощности генератора (типовое значение уставки равно  $0,01 P_{ном Г}$ ); уставка по углу принимается равной  $180^\circ$ .
- орган блокировки по минимальному напряжению с уставкой 0,1 от номинального напряжения генератора;
- орган времени, через который защита действует на выходные цепи. Диапазон изменения уставки от 0,1 до 10 с и шагом 0,1 с. Окончательное значение выдержки времени выбирается исходя из допустимой длительности работы генератора в двигательном режиме.

#### 4.14. КОНТРОЛЬ ИСПРАВНОСТИ ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ (КИН)

**Назначение:** своевременное выявление неисправностей цепей напряжения, которые чаще всего возникают из-за перегорания предохранителей или отключения защитной коммутационной аппаратуры, установленной в цепях напряжения.

Необходимость своевременного выявления неисправностей обусловлена возможностью ложной работы некоторых защит при потере информации о напряжении на защищаемом объекте.

Для выполнения функции КИН используется информация от измерительных трансформаторов напряжения: от вторичных обмоток, соединенных в «звезду» (с линейным напряжением 100 В), и от вторичной обмотки, соединенной в «разомкнутый треугольник» (с максимальным напряжением на выходе 100 В). В качестве датчика для КИН терминал содержит трехобмоточный трансформатор с двумя первичными обмотками, которые подключаются к цепям измерительного трансформатора напряжения (TV) через добавочные резисторы (рис. 35).

Сопротивление резистора  $R_a$  выбрано в два раза меньшим, чем сопротивления одинаковых резисторов  $R_b$  и  $R_c$ . Поэтому при симметрии напряжений  $U_A$ ,  $U_B$  и  $U_C$  токи в этих сопротивлениях неодинаковы и по первой обмотке трансформатора протекает ток  $I_0$ . По второй обмотке промежуточного трансформатора КИН протекает ток  $I_{ad}$ . В условиях нормального режима работы при исправных цепях трансформаторов напряжения эти токи совпадают по фазе, но по обмоткам трансформатора протекают встречно и создают в его сердечнике уравновешивающиеся магнитодвижущие силы. При любых нарушениях симметрии первичных напряжений магнитодвижущие силы первичных обмоток промежуточного трансформатора будут также уравновешиваться.

При обрыве одной, двух или трех фаз в цепи напряжения или нулевого провода нарушается равновесие магнитодвижущих сил в сердечнике промежуточного трансформатора устройства и на выходе вторичной обмотки появляется напряжение, поступающее на АЦП.

Такое построение устройства обеспечивает несрабатывание при любых симметричных и несимметричных режимах работы контролируемого объекта, если цепи напряжения исправны.

При возникновении неисправности в цепях напряжения «звезды» вторичных обмоток трансформатора напряжения устройство выявляет обрыв одной фазы, двух фаз, трех фаз или обрыв нулевого провода.

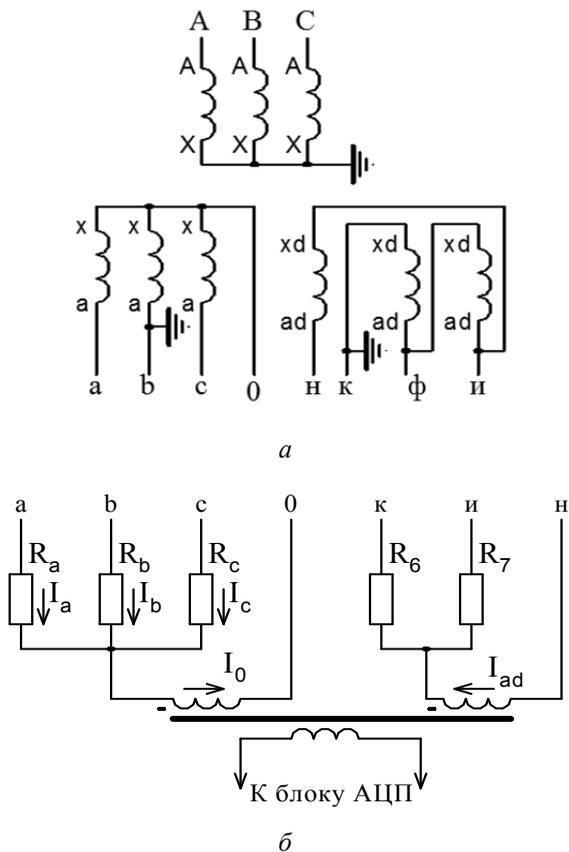


Рис. 35. Устройство контроля исправности цепей напряжения:

*a* – схема обмоток контролируемого трансформатора напряжения; *б* – структурная схема входных цепей КИН

При возникновении неисправности в цепях напряжения «разомкнутого треугольника» устройство также выявляет обрыв любого из проводов.

Уставка срабатывания органа максимального напряжения  $U_{ср}$  алгоритма КИН, задаваемая в относительных номинальных единицах, должна быть отстроена от напряжения небаланса, наводимого во вторичной обмотке промежуточного трансформатора в нормальном рабо-

чем режиме. Как правило,  $U_{\text{ср}}$  принимается в диапазоне от 0,2 до 0,3, а коэффициент возврата  $K_{\text{в}}$  равен 0,9.

При срабатывании устройства КИН без выдержки времени должен осуществляться запрет работы защит, у которых повреждение цепей напряжения может вызвать ложное действие, приводящее к отключению защищаемого объекта. С выдержкой времени, отстроенной от максимальных времен срабатывания резервных защит блока, алгоритм действует на сигнал.

#### 4.15. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА БЛОКА, ИТБ

**Назначение:** продольная дифференциальная защита трансформатора блока (ДЗТБ) является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов КЗ в обмотках трансформатора блока и на его выводах.

Дифференциальная защита трансформатора блока, как правило, имеет три плеча.

- Первое плечо ДЗТБ подключается к трансформаторам тока, встроенным в генераторный токопровод.

- Второе плечо ДЗТБ подключается к трансформаторам тока со стороны высшего напряжения. В зависимости от исполнения схемы распределительного устройства место установки используемых в ДЗТБ трансформаторов тока может быть различным. Если блок подключается к распределительному устройству через один выключатель, то ДЗТБ подключается к трансформаторам тока, включенным в цепь выключателя (используются либо встроенные в выключатель трансформаторы тока, либо выносные – установленные непосредственно возле выключателя). Если блок подключается к распределительному устройству через два выключателя (полуторная, четырехугольник и др.), то ДЗТБ, как правило, подключается к трансформаторам тока, встроенным во вводы высшего напряжения трансформатора блока.

- Третье плечо ДЗТБ в блоках турбогенератор–трансформатор подключается к трансформаторам тока, установленным на стороне генераторного напряжения трансформатора собственных нужд. В блоках гидрогенератор–трансформатор при отсутствии подключенного к нему трансформатора собственных нужд ДЗТБ имеет два плеча.

В защите предусмотрено согласование вторичных номинальных токов плеч защиты в отношении от 0,3 до 2,0. Это соответствует диа-

пазону вторичных номинальных токов плеч от 1,5 до 10 А с погрешностью выравнивания не более  $\pm 3\%$  от номинального тока плеча. Если вторичный номинальный ток плеча не попадает в указанный диапазон, то дополнительно используются внешние выравнивающие автотрансформаторы (типа АТЗ1 или АТЗ2).

Защита выполнена с торможением от сигнала  $I_T$ , определяемого выражениями:

$$I_T = \sqrt{I'_1 I'_2 \cos \alpha} \quad \text{для } \cos \alpha \geq 0 \quad (\text{сквозное КЗ}),$$

$$I_T = 0 \quad \text{для } \cos \alpha < 0 \quad (\text{внутреннее КЗ}),$$

где  $\alpha = \widehat{I'_1(-I'_2)}$ ;  $I'_1$  – модуль наибольшего из трех токов,

$$\dot{I}'_2 = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_2 + \dot{I}'_3 - \dot{I}'_1.$$

Дифференциальный ток определяется из выражения

$$I\Delta = |\dot{I}'_1 - \dot{I}'_2|.$$

Характеристика срабатывания защиты имеет вид, показанный на рис. 6 для дифференциальной защиты генератора. Наклон характеристики задается коэффициентом торможения  $k_T$ , определяющим крутизну наклонного участка характеристики срабатывания. Защита позволяет устанавливать величину  $k_T$  в диапазоне от 0,2 до 0,95 с шагом 0,05.

При токе  $I_T \geq B$  (точка излома характеристики) происходит переключение характеристики:

- если  $I'_1 \geq B$  и  $I'_2 \geq B$ , защита блокируется;
- если  $I'_1 < B$  или  $I'_2 < B$ , наклон характеристики определяется коэффициентом торможения.

Начальный ток срабатывания защиты  $I_{\text{сз min}}$  обеспечивает отстройку защиты от токов небаланса при токах нагрузки, не вызывающих переход на наклонный участок тормозной характеристики, и может регулироваться в диапазоне от 0,2 до 0,8 с шагом 0,01.

Уставка по току блокирования ( $B$ ) может быть установлена в диапазоне от 1,0 до 6,0 с шагом 0,1. Уставка выбирается из условия предотвращения блокирования защиты максимально возможным

сопровождаящим вытекающим током при внутреннем повреждении трансформатора.

Для обеспечения надежной работы защиты при больших токах повреждения в зоне действия защиты предусмотрена дифференциальная отсечка с током срабатывания  $I_{отс}$ , регулируемым в диапазоне от 5,0 до 12,0 с шагом 0,1.

Защита на минимальных уставках по начальному току срабатывания обеспечивает по принципу действия отстройку от однополярных бросков намагничивающего тока (в том числе «трансформированных») с амплитудой, меньшей тока срабатывания дифференциальной отсечки и шириной бестоковой паузы  $120^\circ$ .

Дифференциальная отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке.

Защита правильно функционирует в режимах короткого замыкания в зоне действия:

- при токе повреждения более начального тока срабатывания и до  $40I_{ном}$  и значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %;
- при токе повреждения более тока срабатывания дифференциальной отсечки и до  $40I_{ном}$  и значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.

В защите обеспечена отстройка от токов небаланса при внешних КЗ и асинхронном ходе.

Для предотвращения ложной работы защиты при броске тока намагничивания (БТН) в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки от переходного тока небаланса при внешнем КЗ (насыщение ТТ приводит к появлению второй гармонической составляющей тока небаланса  $I_{диф.100Гц}$ ) используется блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты –  $K_{Бл2} = I_{диф.100Гц} / I_{диф.50Гц}$ .

Уставка срабатывания блокировки по второй гармонике  $K_{Бл2}$  регулируется в диапазоне от 0,08 до 0,15 с шагом 0,01. По опыту эксплуатации данную уставку для защит трансформаторов рекомендуется выставлять на уровне 0,1, для защит автотрансформаторов – 0,15 [10].

При превышении  $K_{\text{Бл2}}$  заданной уставки фиксируется возникновение БТН. В таком случае начальный ток срабатывания дифференциальной защиты принимает значение  $I_{\text{ср.вкл}}$ . Действие функции обнаружения БТН, т. е. «загрубление» уставки срабатывания, длится в течение времени  $t_{\text{вкл}}$ .

Уставка  $I_{\text{ср.вкл}}$  регулируется в диапазоне от 0,1 до 2,0 с шагом 0,1. Рекомендуемая производителем уставка – 0,8.

Время включения  $t_{\text{вкл}}$  может принимать значения от 0,1 до 2,0 с и шагом 0,1 с. На этапе проектирования  $t_{\text{вкл}}$  можно принимать равным 1,0 с и последующим уточнением по результатам проведения испытаний в процессе пусконаладки.

Функция обнаружения броска тока намагничивания (БТН) вводится, если значение уставки *Блок* равно 1 (если *Блок* = 0, то данная функция становится неактивной, что характерно, например, для дифференциальной защиты генератора).

Время срабатывания защиты при двукратном и более превышении тока срабатывания не превосходит 0,03 с.

### **Выбор уставок**

Для получения информации о токах в блоке турбогенератор–трансформатор используются три группы трансформаторов тока (на рис. 3 – обозначение защиты  $I_{\Delta\text{ТГ}}$ ):

- трансформаторы тока, установленные на линейных выводах генератора;
- трансформаторы тока, установленные на выводах высшего напряжения трансформатора блока (при схеме распределительного устройства с одним выключателем на цепь используется группа трансформаторов тока, установленных в цепи выключателя);
- трансформаторы тока, установленные на стороне высшего напряжения отпаечного трансформатора собственных нужд.

Токовые цепи дифференциальной защиты трансформатора подключаются к измерительным трансформаторам тока, соединенным по схеме «звезда», независимо от группы соединения защищаемого трансформатора. Компенсация фазового сдвига и учет коэффициента схемы при этом осуществляются программно. Возможно также подключение к измерительным трансформаторам тока, соединенным по схеме «треугольник». В этом случае компенсация фазового сдвига и учет коэффициента схемы не производятся.

Трансформаторы тока выбираются в следующем порядке. Рассчитываются номинальные первичные токи сторон защищаемого трансформатора  $I_{\text{ном } j}$  :

$$I_{\text{ном } j} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном } j}}, \quad (66)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность защищаемого трансформатора, МВ · А;  $I_{\text{ном } j}$  – номинальный ток  $j$ -й стороны, кА;  $U_{\text{ном } j}$  – номинальное линейное напряжение  $j$ -й стороны, кВ.

С учетом полученных номинальных первичных токов и схем соединения трансформаторов тока выбираются коэффициенты трансформации трансформаторов тока сторон. При этом на сторонах 330 кВ и выше выбираются трансформаторы тока с номинальным вторичным током 1 А, на стороне 220 кВ возможен выбор трансформаторов тока с номинальным вторичным током как 1 А, так и 5 А. Первичные токи трансформаторов тока, установленных на стороне высшего напряжения трансформатора блока и в цепи генератора, выбираются в соответствии со значением, полученным при расчете по выражению (66), при этом следует также учитывать реально устанавливаемые в данном первичном оборудовании трансформаторы тока.

В отпайке на собственные нужды обычно выбираются трансформаторы тока, имеющие первичный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора собственных нужд, т. е. на ток существенно меньший, чем получается по выражению (66). При выборе этих трансформаторов тока рекомендуется обращаться к ГОСТ 11920–85, в котором имеется информация о трансформаторах тока, встраиваемых в соответствующие силовые трансформаторы.

Рассчитываются вторичные номинальные токи сторон защищаемого трансформатора  $I_{\text{ном.в } j}$

$$I_{\text{ном.в } j} = \frac{I_{\text{ном } j} k_{\text{сх } j}}{k_{\text{тт } j}}, \quad (67)$$

где  $k_{\text{сх } j}$  – коэффициент схемы на  $j$ -й стороне;  $k_{\text{тт } j}$  – выбранный коэффициент трансформации трансформатора тока на  $j$ -й стороне.

Для отпайки к трансформатору собственных нужд при этом получается ток, существенно превышающий номинальные вторичные токи

плеч для других сторон. Кроме того, он превышает указанное выше максимальное значение тока, для которого обеспечивается согласование токов плеч защиты. Чтобы выполнить согласование такого тока, следует использовать предусмотренную в алгоритме предварительной обработки сигналов дифференциальной защиты трансформатора амплитудную корректировку входных токов. Средства амплитудной корректировки позволяют программно ввести дополнительный коэффициент согласования. Диапазон изменения коэффициента амплитудной корректировки – от 0,1 до 1,0 с шагом 0,001.

При расчете дифференциальной защиты трансформатора считается удобным приводить все токи к одной из сторон, которую принято называть основной. Поскольку средства согласования токов плеч защиты в микропроцессорном шкафу обеспечивают высокую точность, выбор основного плеча становится произвольным и зависит только от предпочтений проектировщика. Например, за основную можно принять сторону высшего напряжения, к которой часто приводят все сопротивления при расчете токов КЗ.

Далее приведена методика расчета уставок защиты, выполненная в соответствии с [10].

Уставку по току начала торможения  $I_{HT}$ , регулируемую в диапазоне от 0,1 до 6,0 с шагом 0,01, рекомендуется принимать равной 1,0.

Минимальный ток срабатывания  $I_{сз\ min}$  согласно условию отстройки от расчетного периодического тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения», определяется по выражению

$$I_{сз\ min} \geq K_{отс} I_{нб\ расч*}, \quad (68)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас (принимается в диапазоне от 1,1 до 1,3);  $I_{нб\ расч*}$  – расчетный относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при сквозных токах, равных току начала торможения.

Расчетный относительный ток небаланса определяется по выражению

$$I_{нб\ расч*} = (K_o K_{пер} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ}) I_{HT}, \quad (69)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной процесс, который следует принимать:  $K_{пер} = (1,5 \dots 2,5)$  – при использовании на разных

сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) односторонних трансформаторов тока (только встроенных или только выносных);  $K_{пер} = (2...3)$  – при использовании разнотипных ТТ. При этом меньшие значения  $K_{пер}$  принимаются при одинаковых схемах соединения ТТ защиты на разных сторонах;  $K_o$  – коэффициент однотипности ТТ; для трансформаторов всегда принимается равным 1;  $\varepsilon$  – относительная погрешность ТТ в расчетном режиме. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р равна 0,05 и 0,1 соответственно;  $\Delta U_{РПН}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН;  $\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и АЦП. Принимается равной 0,02;  $\Delta f_{ПТТ}$  – относительная погрешность выравнивания внешнего автотрансформатора (АТ31 или АТ-32), используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 1,5 до 10 А. Принимается равной 0,05.

Минимальный ток срабатывания защиты  $I_{сз\ min}$  должен приниматься не менее 0,2 по условию отстройки от броска тока намагничивания.

Ток торможения, при котором осуществляется блокирование защиты в режиме внешнего повреждения, определяется максимально возможной величиной сквозного тока нагрузки:

$$I_{блокир} = K_{отс} K_{пред.нагр} I_{ном*}, \quad (70)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;  $K_{пред.нагр}$  – коэффициент, определяющий предельную нагрузку на трансформатор. Для трансформаторов, работающих в блоке,  $K_{пред.нагр}$  зависит от перегрузочной способности генератора блока;  $I_{ном*}$  – относительный номинальный ток трансформатора.

Относительный номинальный ток трансформатора

$$I_{ном*} = \frac{I_{ном.нагр}}{I_{баз.стор}} \frac{K_{ex\ ТТ\ стор}}{K_{ТТ\ стор}}, \quad (71)$$

где  $I_{ном.нагр}$  – максимально возможный продолжительный ток нагрузки (для блочных трансформаторов он, как правило, соответствует номи-

нальной мощности генератора блока);  $I_{\text{баз.стор}}$  – базисный ток соответствующей стороны трансформатора;  $K_{\text{ТТ стор}}$  – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны;  $K_{\text{сх ТТ стор}}$  – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ соответствующей стороны.

Коэффициент торможения выбирается таким, чтобы обеспечить отстройку защиты от максимально возможного тока небаланса при работе защиты в режиме торможения. Для определения коэффициента торможения используется выражение

$$k_{\text{т}} = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб расч}^*} - I_{\text{сз min}}}{I_{\text{т}} - I_{\text{НТ}}}, \quad (72)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый из диапазона от 1,1 до 1,3;  $I_{\text{нб расч}^*}$  – расчетный ток небаланса.

Расчетный ток небаланса определяется по выражению

$$I_{\text{нб расч}^*} = (K_{\text{о}} K_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) I_{\text{скв}^*}, \quad (73)$$

где  $I_{\text{скв}^*}$  – максимальное значение сквозного тока через трансформатор при внешнем металлическом КЗ, приведенное к базисному току стороны повреждения (аналогично выражению (71)).

Коэффициенты  $K_{\text{о}}$ ,  $K_{\text{пер}}$ ,  $\varepsilon$ ,  $\Delta U_{\text{РПН}}$ ,  $\Delta f_{\text{выр}}$ ,  $\Delta f_{\text{ПТТ}}$  принимаются такими же, что и для выражения (69).

Расчетный тормозной ток  $I_{\text{т}}$ , используемый для определения коэффициента торможения, вычисляется по выражению

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{\text{скв}^*} (I_{\text{скв}^*} - I_{\text{нб расч}^*}) \cos \beta}, \quad (74)$$

где  $\beta = 180 - \alpha$ ,  $\alpha$  – угол между векторами токов  $I_{\text{скв}^*}$  и  $I_{\text{скв}^*} - I_{\text{нб расч}^*}$ .

В проектных расчетах  $\beta$  может быть принят от  $10^\circ$  до  $20^\circ$ .

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса, возникающего при коротком замыкании вне зоны действия дифференциальной защиты трансформатора или при асинхронном режиме работы генератора блока. На рис. 36 показаны принципиальная схема подключения дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) и положение расчетных

точек коротких замыканий для определения токов небаланса дифференциальной отсечки.

Для каждого из трех коротких замыканий рассчитывается ток небаланса. Расчетным является трехфазное короткое замыкание. Кроме того, рассчитывается ток небаланса при асинхронном ходе генератора блока.

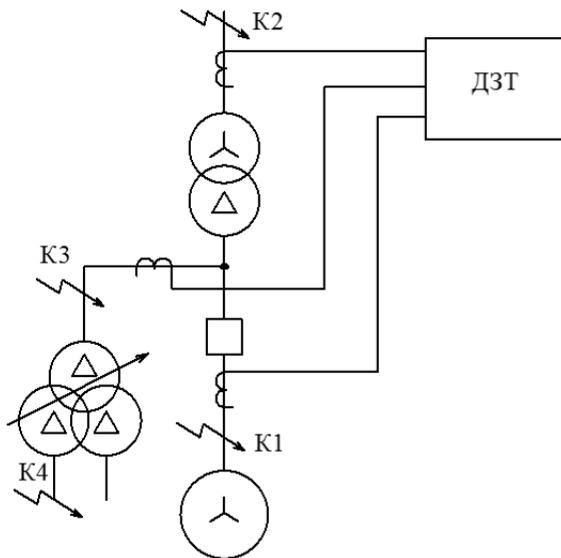


Рис. 36. Внешние КЗ в дифференциальной защите трансформатора блока

Ток небаланса содержит три составляющие:

$$I'_{\text{нб}\Sigma} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}}, \quad (75)$$

где  $I'_{\text{нб}}$  – составляющая тока небаланса, вызванная погрешностями трансформаторов тока;  $I''_{\text{нб}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная отклонением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора от расчетного;  $I'''_{\text{нб}}$  – составляющая тока небаланса, определяемая неточностью согласования токов плеч защиты.

Ток небаланса, вызванный погрешностями трансформаторов тока,

$$I'_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} k_o \varepsilon I_{\text{расч1}}, \quad (76)$$

где  $K_{\text{пер}} = 3$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;  $k_0 = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  $\varepsilon = 0,1$  – относительная полная погрешность трансформаторов тока в рассматриваемом режиме;  $I_{\text{расч}1}$  – максимальное значение тока, протекающего по трансформаторам тока в рассматриваемом режиме.

Ток небаланса, обусловленный отклонением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора от расчетного:

$$I''_{\text{нб}} = \Delta U_{\text{РПН}} I_{\text{расч}2}, \quad (77)$$

где  $\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительное значение максимального отклонения коэффициента трансформации от расчетного;  $I_{\text{расч}2}$  – ток, протекающий по той стороне трансформатора, на которой имеется регулирование, в рассматриваемом режиме.

Ток небаланса, определяемый неточностью согласования токов плеч:

$$I'''_{\text{нб}} = (\Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) I_{\text{расч}3}, \quad (78)$$

где  $I_{\text{расч}3}$  – максимальное значение тока, протекающего по трансформаторам тока в рассматриваемом режиме;  $\Delta f_{\text{выр}}$ ,  $\Delta f_{\text{ПТТ}}$  – аналогичны коэффициентам из выражения (69).

Рассмотрим, какие режимы являются расчетными при выборе уставок дифференциальной отсечки.

При коротком замыкании в точке К1 должен селективно отключаться генератор блока. При действии дифференциальной защиты трансформатора в этом режиме происходит потеря собственных нужд блока, что недопустимо. При расчете тока небаланса при этом КЗ  $I_{\text{расч}1} = I_{\text{расч}3}$  и равны току короткого замыкания, протекающему через выключатель генератора,  $I_{\text{расч}2}$  равен току короткого замыкания, протекающему по стороне высшего напряжения трансформатора блока, где обычно устанавливаются средства регулирования коэффициента трансформации.

При коротком замыкании в точке К2 блок не должен отключаться. При расчете тока небаланса при этом КЗ  $I_{\text{расч}1} = I_{\text{расч}2} = I_{\text{расч}3}$ .

При коротком замыкании в точке КЗ имеет место самый большой ток небаланса, поскольку ток этого замыкания складывается из токов, обусловленных как генератором блока, так и эквивалентной ЭДС системы. Поэтому токи  $I_{\text{расч } 1} = I_{\text{расч } 3}$  равны суммарному току короткого замыкания в точке КЗ, а ток  $I_{\text{расч } 2}$  равен току, протекающему по стороне высшего напряжения трансформатора. Следует отметить, что неселективное срабатывание дифференциальной отсечки при этом коротком замыкании не вызывает излишних отключений, поскольку для отключения короткого замыкания в трансформаторе собственных нужд необходимо полное отключение блока. По этой причине короткое замыкание в точке КЗ не является расчетным.

Для отстройки от тока небаланса при асинхронном режиме генератора защищаемого блока расчетный ток определяется по выражению

$$I_{\text{АП}} = \frac{E'_q + U_C}{x'_d + x_T + x_C}, \quad (79)$$

где  $E'_q$  – переходная ЭДС генератора блока;  $U_C$  – напряжение на шинах системы;  $x'_d$  – переходное сопротивление генератора по продольной оси;  $x_T$  – сопротивление трансформатора блока;  $x_C$  – эквивалентное сопротивление системы.

При асинхронном режиме работы генератора блок не должен отключаться дифференциальной защитой. Ток небаланса в этом режиме определяется при

$$I_{\text{расч } 1} = I_{\text{расч } 2} = I_{\text{расч } 3} = I_{\text{АП}}. \quad (80)$$

После определения токов небаланса уставка дифференциальной отсечки выбирается из двух условий.

- Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{\text{сз}} \geq k_n I_{\text{нб max}}, \quad (81)$$

где  $k_n = 1,5$  – коэффициент надежности.

- Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{сз}} \geq 6,5 I_{\text{ном}}, \quad (82)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток защищаемого трансформатора.

Чувствительность защиты обычно не проверяется, поскольку при токах срабатывания чувствительной части примерно  $0,35I_{ном}$  она гарантирована.

#### 4.16. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Внутренние повреждения трансформатора, бак которого заполняется маслом, выполняющим функции изоляции и охлаждения, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Выделяющиеся газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. Газовое реле встраивается в расширительную трубу, соединяющую бак трансформатора с расширителем. Кожух реле находится ниже уровня масла в расширителе и поэтому всегда заполнен маслом.

Подвижные части газового реле выполняются таким образом, чтобы при заполненном маслом кожухе реле и отсутствии движения масла в расширительной трубе они находились в верхнем положении.

Чувствительная часть реле реагирует на появление газа в верхней части кожуха и действует на сигнал.

Более грубый орган реагирует на возникновение сильного потока масла из бака в расширитель (и/или) на глубокое понижение уровня масла.

Газовые реле являются элементами конструкции силового трансформатора и выбираются при его конструировании.

С точки зрения проектирования микропроцессорной системы защиты от проектировщика требуется предусмотреть соответствующие дискретные входы для приема сигналов о срабатывании газового реле, их логическую обработку и формирование соответствующих выходных сигналов шкафа микропроцессорной релейной защиты.

#### 4.17. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЦЕПИ ОБМОТКИ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА, $U_0T$

При установке в цепи генератора выключателя или выключателя нагрузки появляется возможность работы трансформатора блока в режиме передачи энергии на трансформатор собственных нужд. В этом случае защиты генератора от замыканий на землю в цепи статора генератора выведены. Для выявления замыканий на землю в остающемся в работе участке сети генераторного напряжения на стороне низшего напряжения трансформатора устанавливается дополнительный трансформатор напряжения, имеющий обмотку, соединенную по схеме «разомкнутый треугольник».

Защита выполняется по схеме контроля изоляции с использованием одного органа напряжения, включенного на  $3U_0$ . Напряжение срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса, возникающего при однофазном коротком замыкании в сети высшего напряжения.

Защита действует на сигнал с выдержкой времени, отстроенной от резервных защит от коротких замыканий на землю в сети высшего напряжения.

Уставка органа напряжения принимается равной 15 В, что обеспечивает отстройку от напряжения небаланса при достаточной чувствительности защиты.

#### 4.18. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ РЕЗЕРВНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

**Назначение:** резервирование основных защит трансформатора блока при отключенном генераторном выключателе. Защита устанавливается на блоках с выключателем в цепи генератора, и автоматически вводится в действие при исчезновении тока в цепи генератора.

Защита выполняется трехрелейной и включается на разность токов двух фаз для предотвращения излишних срабатываний защиты от токов нулевой последовательности при внешних коротких замыканиях на землю.

##### **Выбор уставок**

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора блока:

$$I_{сз} = \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{НОМ}, \quad (83)$$

где  $k_{н} = 1, 2$  – коэффициент надежности;  $k_{в}$  – коэффициент возврата.

При отключенном генераторе ток нагрузки (даже с учетом самозапуска двигателей собственных нужд) значительно меньше номинального тока трансформатора блока. Однако защиту целесообразно отстраивать от номинального тока во избежание ее ложного действия при работе генератора блока в случае неисправности блокирующих реле и цепей.

Выдержка времени защиты должна быть на ступень селективности выше уставки по времени резервной защиты на стороне высшего напряжения трансформатора собственных нужд.

#### **Оценка чувствительности**

Чувствительность защиты проверяется при ближайшем резервировании:

$$k_{чув} = \frac{I_{\min(ТБ НН)}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (84)$$

где  $I_{\min(ТБ НН)}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора блока в минимальном режиме работы системы при отключенном генераторе.

В соответствии с ПУЭ данный коэффициент должен быть не менее 1,5.

### **4.19. ЗАЩИТА ОТ ВНЕШНИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ, $I_0$**

**Назначение:** защита трансформатора блока от внешних коротких замыканий с участием земли (одно- и двухфазных на землю) и коротких замыканий в трансформаторе. К защите предъявляется также требование опережающего отключения трансформатора, работающего с разземленной нейтралью.

На повышающих трансформаторах блоков защита устанавливается со стороны высшего напряжения, если обмотка соединена по схеме «звезда» и работает с глухозаземленной нулевой точкой. Ток в защиту поступает от трансформатора тока, включенного в провод, связывающий нейтраль трансформатора с землей.

В том случае, если возможна работа трансформатора с разземленной нейтралью (трансформаторы с высшим напряжением 110–220 кВ, оборудованные соответствующим разъединителем), возникает опасность перенапряжений при выделении такого трансформатора на изолированный участок сети, имеющий замыкание на землю одной из фаз. Подобные условия могут возникнуть, если, например, при однофазном коротком замыкании на одной из линий ее релейная защита или выключатель откажет в действии. Тогда все присоединения, питающие место короткого замыкания током нулевой последовательности, отключатся резервными защитами, а трансформатор (трансформаторы) с незаземленной нейтралью останется работать на выделившийся участок сети, имеющий замыкание на землю. В такой сети при замыкании на землю возникают опасные перенапряжения, которые могут повредить изоляцию трансформатора.

Для предупреждения этого трансформаторы, работающие с разземленной нейтралью, должны иметь резервную защиту, отключающую их при замыканиях на землю раньше, чем могут отключиться трансформаторы с заземленными нейтралями. Для реализации такой защиты применяют два способа.

1. Используется максимальная токовая защита, установленная на параллельно работающих трансформаторах с заземленными нейтралями. В этой защите предусматривается несколько выдержек времени. С первой, меньшей, выдержкой времени защита отключает трансформатор с разземленной нейтралью. Со второй выдержкой времени, на ступень селективности большей первой, действует на разделение секций или систем шин высшего напряжения. С третьей – на отключение выключателя высшего напряжения защищаемого трансформатора.

2. Защита, реагирующая на напряжение нулевой последовательности, выполняется с использованием чувствительного реле напряжения, включенного на «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения сборных шин высшего напряжения. При коротком замыкании на землю это реле приходит в действие и отключает трансформатор с разземленной нейтралью с выдержкой времени меньшей, чем у максимальных токовых защит нулевой последовательности трансформаторов с заземленными нейтралями. При действии максимальной токовой защиты трансформатора его защита по напряжению нулевой последовательности автоматически выводится из действия.

Работа силового трансформатора с разземленной нейтралью фиксируется посредством контроля отсутствия срабатывания токового органа наиболее чувствительной ступени.

В микропроцессорном шкафу защиты блока генератор–трансформатор предусмотрены для рассматриваемой защиты два токовых органа с разными диапазонами уставок:

- для органа первой ступени диапазон уставок составляет от 0,15 до 6,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01);
- для второй ступени диапазон уставок составляет от 0,1 до 4,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01).

Для измерительного органа напряжения нулевой последовательности диапазон уставок от 10,0 до 100,0 В с шагом 0,1 В.

Для отстройки от сигналов на частоте третьей гармоники, являющихся основной помехой в цепях защиты нулевой последовательности, все измерительные органы используют на своих входах фильтры низших частот, обеспечивающие закругление органов на третьей гармонике не менее чем в 8 раз.

### Выбор уставок

Уставка более грубого органа выбирается по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защиты от замыканий на землю отходящих линий:

$$I_{сз1} \geq K_{отс} K_{ток} I_{0\text{ сз отх}} \quad (85)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки ( $K_{отс} = 1,1$ );  $K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в месте установки рассматриваемой защиты к току нулевой последовательности в отходящей линии, с защитой которой производится согласование;  $I_{0\text{ сз отх}}$  – ток срабатывания резервной ступени защиты от КЗ на землю отходящей линии, с которой производится согласование.

Уставка более чувствительного органа должна удовлетворять двум условиям:

- обеспечения надежного срабатывания при самопроизвольном неполнофазном отключении блока при минимальной нагрузке:

$$I_{сз2} \leq \frac{I_{\min}}{k_{чув}} = \frac{0,4I_{\text{ном}}}{1,2} \quad (86)$$

- согласования с грубым реле защиты

$$I_{сз2} \leq \frac{I_{сз1}}{1,05} \quad (87)$$

Принимается меньшее из двух значений.

Уставка органа напряжения выбирается такой, чтобы обеспечить надежное его срабатывание при протекании через трансформатор блока тока нулевой последовательности, при котором чувствительный токовый орган находится на пороге срабатывания:

$$U_{сз} = \frac{I_{сз2*ном} u_k}{k_{чув}} \text{ (В)}, \quad (88)$$

где  $I_{сз2*ном}$  – ток срабатывания чувствительного органа тока в относительных номинальных единицах;  $u_k$  – напряжение короткого замыкания защищаемого трансформатора, в процентах;  $k_{чув} = 1,2$  – коэффициент чувствительности.

### **Выдержки времени**

1. Выдержка времени реле напряжения с блокировкой по срабатыванию чувствительного органа должна быть согласована с выдержками времени ступеней защит нулевой последовательности отходящих линий, с которыми проводилось согласование грубой ступени по току. Выходной сигнал действует на отключение выключателя высшего напряжения защищаемого трансформатора.

2. Грубый токовый орган действует на деление секций (шин) с первой выдержкой времени, которая принимается на ступень селективности больше выдержки времени защиты по напряжению нулевой последовательности. Со второй выдержкой времени, на ступень селективности большей, чем первая, защита действует на отключение выключателя высшего напряжения защищаемого трансформатора. С третьей – на гашение поля генератора, останов блока и отключение выключателей в цепи рабочего источника питания собственных нужд.

3. Чувствительный орган, также как и грубый, воздействует на защищаемый объект, действие которого аналогично действию соответствующих ступеней грубого органа. При этом первая ступень согласуется по времени с третьей ступенью грубого органа.

Если выключатели высокого напряжения защищаемого трансформатора оборудованы пофазным приводом, то в неполнофазном режиме, фиксируемом реле контроля непереключения фаз выключателя, осуществляется ускорение чувствительного органа [4].

### **Оценка чувствительности**

Чувствительность органов тока нулевой последовательности защиты от внешних коротких замыканий проверяют по выражению

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{0 \text{ КЗ min}}}{I_{\text{сз}}}, \quad (89)$$

где  $I_{0 \text{ КЗ min}}$  – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ в расчетной точке;  $I_{\text{сз}}$  – уставка срабатывания токового органа.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности в режиме ближнего резервирования (однофазное КЗ на шинах) должен быть не менее 1,5. Коэффициент чувствительности в режиме дальнего резервирования (однофазное КЗ в конце отходящих линий) должен быть не менее 1,2.

#### **4.20. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕВОЗБУЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА, $U/F$**

Под перевозбуждением трансформаторов понимается повышение рабочей индукции в его сердечнике выше номинального значения. Причинами повышения индукции могут быть как повышения напряжения на его обмотках, так и снижения частоты напряжения сети. Перевозбуждение может приводить к насыщению сердечника в целом или его отдельных участков.

При индукции в магнитопроводе  $B_m > 1,9...2,0$  Тл начинаются прогрессирующий рост тока намагничивания трансформатора и деформация магнитного поля вне магнитопровода. При этом резко увеличиваются добавочные потери, быстро нагревающие до недопустимой температуры сплошные стальные детали конструкции трансформатора. Недопустимый нагрев приводит к повреждению изоляции, прилегающей к этим деталям.

Защита реагирует на отношение действующего значения напряжения к частоте  $U/f$ .

Защита содержит следующие функциональные органы:

- сигнальный орган, срабатывающий при увеличении величины  $U/f$  выше значения уставки;
- пусковой орган, срабатывающий при увеличении величины  $U/f$  выше значения уставки и осуществляющий пуск интегрального органа;
- орган максимального напряжения, контролирующий наличие входного напряжения и вводящий в действие защиту;
- интегральный орган, срабатывающий с зависимой от кратности возбуждения выдержкой времени, определяемой выражением

$$t_{\text{сз}} = \frac{C}{M - B}, \quad (90)$$

где  $M = \frac{U/f}{(U/f)_{\text{ном}}}$  – кратность возбуждения относительно номинального значения;  $B$  и  $C$  – постоянные коэффициенты, величины которых определяются с целью наилучшего приближения к характеристике допустимого перевозбуждения трансформатора.

### Выбор уставок

Для органа максимального напряжения, контролирующего наличие входного напряжения, уставка выбирается из условия надежного пуска защиты при реально возможных напряжениях при возникновении перевозбуждения. Уставка может принимать значения в диапазоне от 0,1 до 0,15 номинального напряжения. Поскольку значения уставок намного меньше возможных напряжений при перевозбуждении, рекомендуется принимать максимальную уставку  $0,15U_{\text{ном}}$ .

Для сигнального органа, выявляющего возникновение перевозбуждения трансформатора, при котором оперативным персоналом должны приниматься меры по прекращению опасного режима, уставка может принимать значения в диапазоне от 1,0 до 1,25 с шагом 0,01.

Уставки по перевозбуждению следует принимать на основе характеристики трансформатора  $t_{\text{сз}} = f(M)$  [8], приведенной в табл. 2

Т а б л и ц а 2

### Зависимость допустимого времени перевозбуждения от его кратности

$t_{\text{расч}}, \text{с}$	$\infty$	115	34	20
$t_{\text{доп}}, \text{с}$	1200	280	70	20
$M$	1,1	1,15	1,2	1,25

В соответствии с данными, приведенными в таблице, можно рекомендовать уставку сигнального органа принимать равной 1,1. При такой уставке индукция в сердечнике трансформатора не достигает 1,9 Тл и такой режим не приводит к повреждению трансформатора.

Для пускового органа, выявляющего опасные перевозбуждения трансформатора, при которых трансформатор должен автоматически отключаться, уставка может принимать значения в диапазоне от 1,0 до 1,25 с шагом 0,01.

В соответствии с данными, приведенными в табл. 2, можно рекомендовать уставку пускового органа принимать 1,15. При такой уставке запуск интегрального органа происходит при величине перевозбуждения, могущей привести к повреждению защищаемого трансформатора.

Для реализации расчетной кривой в соответствии с табл. 2 должны быть заданы следующие значения коэффициентов аппроксимации характеристики:  $B=1,13$  и  $C=2,4$  с.

В защите предусмотрена возможность регулирования уставки по параметру  $B$  в диапазоне от 0,8 до 1,5 с шагом 0,01, а по параметру  $C$  – в диапазоне от 1,0 до 10,0 с и шагом 0,1 с.

Кроме указанных уставок, интегральный орган имеет дополнительные уставки по времени, ограничивающие максимальную и минимальную по времени уставку органа. При отсутствии дополнительных данных рекомендуется задавать максимальную уставку  $t_{\text{макс}} = 1000$  с, а минимальную  $t_{\text{мин}} = 20$  с.

Максимальное время срабатывания интегрального органа может устанавливаться в диапазоне от 1,0 до 4000 с и шагом 1,0 с.

Минимальное время срабатывания интегрального органа может устанавливаться в диапазоне от 1,0 до 100 с и шагом 1,0 с.

Защита правильно функционирует в диапазоне частот от 25 до 75 Гц.

#### **4.21. ЗАЩИТА ОТ ЧАСТИЧНОГО ПРОБОЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ ТРАНСФОРМАТОРА (КИВ)**

**Назначение:** защита от частичного пробоя изоляции вводов высшего напряжения трансформатора (классов напряжения 500–750 кВ) предназначена для защиты маслонаполненных конденсаторных вводов от повреждения посредством выявления начальной стадии повреждения (пробоя нескольких слоев конденсаторной изоляции) и подачи сигнала на отключение неисправного оборудования до наступления полного пробоя изоляции и разрушения ввода.

Защита основана на использовании конструктивных особенностей бумажно-масляных вводов, которые выполняются из концентрических слоев пропитанной маслом бумажной изоляции, охватывающей токоведущий стержень. Для равномерного распределения напряженности электрического поля внутри ввода через определенное количество слоев изолирующей бумаги закладываются листы алюминиевой фольги.

При такой конструкции каждые два слоя фольги с изоляцией между ними образуют конденсатор, а ввод в целом представляет последовательно включенные емкости между токоведущим стержнем и конструктивными элементами бака трансформатора. Под действием приложенного фазного напряжения протекает емкостный ток, значение которого определяется суммарной емкостью ввода. При повреждении изоляции часть емкостей шунтируется, и значение емкостного тока возрастает.

Крайние обкладки имеют выводы для подключения средств измерения емкостного тока. Защита осуществляет контроль симметрии емкостных токов, получаемых с этих выводов.

Защита подключается к измерительным выводам высоковольтных вводов через согласующие трансформаторы, а также на напряжение  $3U_0$  разомкнутого треугольника трансформатора напряжения, установленного на стороне высшего напряжения силового трансформатора. Принцип действия КИВ основан на измерении составляющей основной частоты суммарного емкостного тока трех фаз при рабочем напряжении на них. При этом предполагается, что наиболее вероятно повреждение одного ввода из трех, установленных на защищаемом трансформаторе.

Входные цепи тока КИВ регулируются так, чтобы сумма токов трех вводов при отсутствии напряжения  $3U_0$  равнялась нулю. В защите предусмотрена возможность компенсации различия емкостей вводов разных фаз в пределах  $\pm 10\%$  от их номинальной величины.

На начальной стадии повреждения ввода происходит пробой между отдельными слоями конденсаторной изоляции, эквивалентная емкость ввода на землю возрастает, и увеличивается емкостная составляющая тока основной частоты неисправного ввода. Влияние высших гармонических составляющих подавляется с помощью цифрового частотного фильтра. Выделенное из суммы токов трех фаз значение суммы токов сравнивается с величинами уставок сигнального и отключающего органов.

Ложное срабатывание КИВ под действием составляющих нулевой последовательности емкостного тока вводов при замыканиях на землю в первичной сети либо при неполнофазных режимах предотвращается посредством компенсации возникающего в таких режимах токов небаланса, пропорциональных напряжению  $3U_0$ . В случае развивающегося повреждения ввода компенсации составляющей нулевой последовательности не происходит и измерительные органы защиты срабатывают

с порогом чувствительности, не зависящим от наличия составляющей нулевой последовательности в первичной сети.

При отключении трансформатора выключателем со стороны высшего напряжения происходит потеря цепей напряжения  $3U_0$ , что может вызвать ложное действие защиты. Поэтому в алгоритме КИВ предусмотрено загробление измерительных органов (сигнального и действующего на отключение). Кратность увеличения уставок при загроблении характеризуется коэффициентом загробления.

Функция защиты предусматривает выявление поврежденной фазы, которое основано на сравнении модуля емкостного тока каждого из вводов с модулем геометрической суммы емкостных токов в двух других фазах и величины, пропорциональной напряжению  $3U_0$  в первичной сети.

Наличие в защите избирателей позволяет получить пофазный выход защиты с действием на сигнализацию и, кроме того, предотвратить ложное срабатывание защиты при обрыве одной из фаз емкостного тока ввода. Это обеспечивается тем, что выходы КИВ, действующие на сигнализацию и на отключение, включены по схеме «И» с выходами избирателей.

Сигнальный орган имеет уставку срабатывания, регулирующую в диапазоне от 5 до 10 % по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине переменного напряжения на нем. Шаг регулирования уставки составляет 1 %.

Орган, действующий на отключение, имеет уставку срабатывания, превышающую в 3 раза уставку сигнального органа.

Для органа, реагирующего на  $3U_0$ , рекомендации по выбору уставок отсутствуют, по всей видимости, из-за новизны предложения и отсутствия опыта использования такого органа.

Для отстройки от несимметричных режимов, возникающих при коротких замыканиях в сети высшего напряжения, рекомендуется использовать выдержки времени [11].

### **Выбор уставок**

Уставка сигнального органа определяется по выражению

$$I_{C\text{сигн}} = (0,05 \dots 0,07) I_{\text{ном.емк.ввода}} \cdot \quad (91)$$

Выдержка времени сигнального элемента определяется из условия отстройки от максимальной выдержки времени резервных защит сети высшего напряжения, примыкающей к трансформатору.

Выдержка времени отключающего элемента определяется из условия отстройки от быстродействующих защит и рекомендуется в пределах 1,2...1,3 с.

В соответствии с рекомендациями завода-изготовителя коэффициент зазубления может приниматься равным 2,0, а коэффициент возврата сигнального и отключающего органов – 0,9.

#### **4.22. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ОШИНОВКИ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА**

В том случае, если на высокой стороне используется схема первичных соединений с двумя выключателями на цепь (3/2, 4/3, два выключателя на цепь, многоугольник, схема мостика), дифференциальная защита трансформатора подключается к трансформаторам тока, встроенным в выводы трансформатора. Это облегчает отстройку защиты от токов небаланса и, соответственно, повышает ее чувствительность к внутренним повреждениям трансформатора, сопровождающимся малыми токами.

Защита ошиновки предназначена для выявления коротких замыканий на участке между трансформаторами тока, установленными на вводах силового трансформатора, и выключателями, установленными на распределительном устройстве.

В шкафах ШЭ1110 – ШЭ1113 функция защиты ошиновки не предусматривается. Поэтому при необходимости выполнения защиты ошиновки устанавливается дополнительный шкаф типа ШЭ2607 051, в котором, кроме защиты ошиновки, реализован целый ряд дополнительных функций [12]:

- трехфазных реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальных трехфазных УРОВ для двух выключателей;
- органов максимального и минимального напряжения, реагирующих на междупазные напряжения;
- органа контроля исправности токовых цепей;
- логика и цепи дополнительных функций: запрета АПВ, опробования, отключения, УРОВ, передачи воздействий в другие шкафы защит.

Функция дифференциальной защиты ошиновки реализуется несколькими блоками:

- формирователем дифференциального и тормозного сигналов;

- токовым органом;
- дифференциально-фазным органом.

Дифференциальный ток формируется как модуль геометрической суммы токов всех плеч защиты. Тормозной ток определяется как полу-сумма модулей токов всех плеч дифференциальной защиты ошиновки.

Тормозная характеристика защиты (рис. 37) имеет горизонтальный участок, соответствующий тормозным токам, меньшим, чем ток начала торможения. При тормозном токе, большем, чем ток начала торможения, характеристика имеет вид наклонной прямой, крутизна наклона которой определяется коэффициентом торможения.

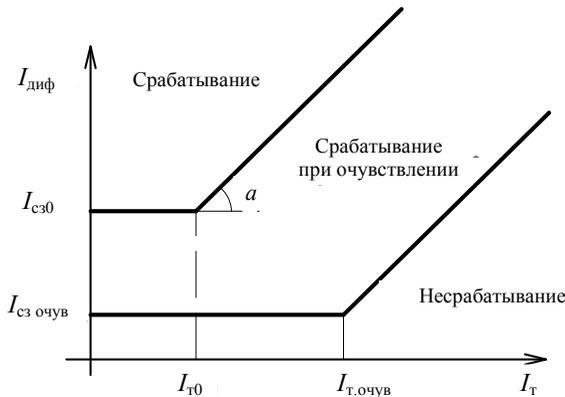


Рис. 37. Тормозная характеристика дифференциальной защиты ошиновки

Наклонный участок аналитически описывается следующим образом:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз0}} + k_T (I_T - I_{T0}), \quad (92)$$

где  $I_{\text{ср}}$  — ток срабатывания дифференциальной защиты ошиновки;  $I_{\text{сз0}}$  — начальный ток срабатывания;  $I_T$  — тормозной ток;  $I_{T0}$  — длина горизонтального участка тормозной характеристики;  $k_T$  — коэффициент торможения.

Уставка по начальному току срабатывания дифференциальной защиты ошиновки может быть задана в диапазоне от 0,4 до 1,2 базисного тока.

Торможение осуществляется полусуммой модулей входных токов. Коэффициент торможения регулируется в диапазоне от 0,2 до 1,2.

Длина горизонтального участка тормозной характеристики регулируется в диапазоне от 1,0 до 2,0 базисного тока.

Реализовано две тормозные характеристики. Первая, более грубая, обеспечивает отстройку от экстремальных токов небаланса. Вторая, более чувствительная, используется в том случае, если необходимо существенно повысить чувствительность защиты. Такими случаями являются: режим опробования (работа блока с отключенными выключателями стороны высшего напряжения); срабатывание дифференциальной защиты ошиновки; опробование ошиновки с контролем отсутствия напряжения. Переход на характеристику с меньшими токами срабатывания осуществляется по дискретному сигналу «Очувствление», являющемуся входным для шкафа. Каждая из характеристик имеет свой начальный ток срабатывания и ток начала торможения. Коэффициент торможения, определяемый как  $k_T = \operatorname{tg}(a)$ , для обеих характеристик одинаков.

Уставки по току срабатывания при «очувствлении» регулируются в диапазоне от 0,5 до 1,2 базисного тока.

Длина начального участка тормозной характеристики при «очувствлении» регулируется в диапазоне от 1,5 до 8,0 базисного тока.

Реагирующий орган работает на принципе контроля формы дифференциального тока. При коротком замыкании в зоне действия защиты дифференциальный ток по форме близок к синусоидальному и при выпрямлении изменяется два раза за период. При внешнем коротком замыкании дифференциальный ток определяется насыщением измерительных трансформаторов тока, при выпрямлении изменяясь один раз за период.

Дифференциально-фазный орган – это дополнительное устройство, позволяющее использовать критерий, определяющий место короткого замыкания: в зоне действия защиты (на ошиновке) или вне ее. Если дифференциально-фазный орган выявляет, что короткое замыкание произошло вне ошиновки, то он блокирует действие защиты. Место короткого замыкания определяется по углу сдвига фаз между векторами токов  $\dot{I}_1$  и  $\dot{I}_2$ , сформированных из токов плеч, где  $\dot{I}_1$  – наибольший из токов присоединений, а  $\dot{I}_2$  – векторная сумма токов всех плеч за исключением  $\dot{I}_1$ .

При коротком замыкании на ошиновке угол между векторами токов  $\dot{I}_1$  и  $\dot{I}_2$  близок к нулю. При внешних коротких замыканиях этот угол становится близким к  $180^\circ$ . При токе  $\dot{I}_2$ , меньшем  $2I_{\text{ном}}$ , дифференциально-фазный блокирующий орган выводится из работы.

### Выбор уставок

#### 1) Выравнивание токов присоединений

Входные трансформаторы тока терминала, установленного в шкафу, позволяют установить три диапазона токов плеч, соответствующих различным числам витков первичной обмотки входного трансформатора тока. Если в первичной обмотке используется один виток, диапазон токов составляет  $4 \dots 16$  А. Если в первичной обмотке используется 4 витка, диапазон токов составляет  $1 \dots 4$  А. Если в первичной обмотке используется 16 витков, диапазон токов составляет  $0,25 \dots 1$  А. Последний диапазон в защите ошиновки не используется.

Для согласования токов присоединений в первую очередь надо определить их базисные токи.

Сначала трансформаторы тока присоединений следует расположить в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации. Принимается значение базисного тока трансформатора тока присоединения: при номинальном токе плеча, равном 1 А, базисный ток для трансформатора тока с наибольшим коэффициентом трансформации ( $k_{\text{ТТ1}}$ ) принимается равным  $I_{\text{баз1}} = 1,000$ ; при номинальном токе плеча 5 А базисный ток для трансформатора тока с наибольшим коэффициентом трансформации ( $k_{\text{ТТ1}}$ ) принимается равным  $I_{\text{баз1}} = 5,000$ . Базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ( $k_{\text{ТТ2}}$ ) определяются по выражению

$$I_{\text{баз2}} = I_{\text{баз1}} \frac{k_{\text{ТТ1}}}{k_{\text{ТТ2}}}, \quad (93)$$

где  $I_{\text{баз2}}$  – базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации трансформатора тока  $k_{\text{ТТ2}}$ ;  $I_{\text{баз1}}$  – базисный ток присоединения, имеющего наибольший коэффициент трансформации трансформатора тока  $k_{\text{ТТ1}}$ .

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений вводятся в терминал в качестве уставок при настройке защиты.

## 2) Начальный ток торможения

Ток начала торможения  $I_{т0}$  задается в относительных единицах и регулируется в диапазоне от 1,00 до 2,00 (в долях от  $I_{баз}$ ) с шагом 0,01. Рекомендуется начинать расчет уставок с принятия  $I_{т0} = 1$ . Если чувствительность при этом получается неудовлетворительной, то необходимо увеличить  $I_{т0}$  до необходимого значения.

## 3) Определение начального тока срабатывания

Начальный ток срабатывания выбирается по следующим условиям:

- отстройка от максимального тока в защите при разрыве ее вторичных цепей в рабочем режиме

$$I_{с30} \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{раб\ max\ i}}{K_{Т\Delta i} \cdot I_{баз\ i}}, \quad (94)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;  $I_{раб\ max\ i}$  – первичный ток нагрузки наиболее нагруженного присоединения, значения тока при кратковременных перегрузках не учитываются;  $K_{Т\Delta i}$  – коэффициент трансформации ТТ наиболее нагруженного присоединения;  $I_{баз\ i}$  – базисный ток наиболее нагруженного присоединения;

- отстройка от расчетного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения,

$$I_{с30} \geq K_{отс} \cdot I_{нб\ т0}, \quad (95)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета, измерительного органа и необходимый запас (принимается равным 1,5);  $I_{нб\ т0}$  – относительный ток небаланса, обусловленный погрешностями при сквозных токах, равных току начала торможения.

Ток небаланса определяется по выражению

$$I_{нб\ т0} = (K_{одн} K_{пер} \varepsilon + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ}) I_{т0}, \quad (96)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной процесс, который следует принимать:  $K_{пер} = 1,3$  при  $I_{т0} = 1$ ,  $K_{пер} = (1,5...2)$  при  $I_{т0} = 2$ ;

$K_0$  – коэффициент однотипности ТТ; принимается равным 1;  $\varepsilon$  – относительная погрешность ТТ, принимается равной 0,1;  $\Delta f_{выр}$  – относи-

тельная погрешность выравнивания токов плеч, принимается равной 0,02;  $\Delta f_{\text{ПТТ}}$  – относительная погрешность промежуточных автотрансформаторов тока (устанавливаются, если значение  $I_{\text{баз}}$  необходимо задать вне допустимого диапазона), принимается равной 0,05.

Минимальное возможное значение начального тока срабатывания защиты 0,4.

#### 4) Коэффициент торможения

Коэффициент торможения выбирается из условия отстройки от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ и в режиме качаний:

$$k_{\text{т}} = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}^*} - I_{\text{сз0}}}{I_{\text{т}^*} - I_{\text{т0}}}, \quad (97)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;  $I_{\text{нб.расч}^*}$  – относительное значение максимального тока небаланса при расчетном сквозном токе;  $I_{\text{т}^*}$  – относительное значение тормозного тока в расчетном режиме.

Относительное значение максимального тока небаланса в расчетном режиме определяется по выражению

$$I_{\text{нб.расч}^*} = (K_{\text{o}} K_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) I_{\text{скв.расч}^*}, \quad (98)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной процесс, принимается равным 2,0;  $I_{\text{скв.расч}^*}$  – относительное максимальное значение сквозного тока, протекающего через защиту в расчетном режиме, приведенное к базисному току;  $K_{\text{o}}$ ,  $\varepsilon$ ,  $\Delta f_{\text{выр}}$ ,  $\Delta f_{\text{ПТТ}}$  принимаются из выражения (96).

Расчетными режимами при определении  $I_{\text{скв.расч}}$  могут быть асинхронный ход, трехфазное КЗ и несимметричные КЗ на землю.

Относительное значение тормозного тока в расчетном режиме определяется по выражению

$$I_{\text{т}^*} = I_{\text{скв.расч}^*} - 0,5 I_{\text{нб.расч}^*} + I_{\text{нагр}^*}, \quad (99)$$

где  $I_{\text{нагр}^*}$  – относительное значение тока в нагрузочном режиме, приведенное к базисному току.

Относительное значение тока нагрузки определяется как арифметическая сумма токов, протекающих через защиту:

$$I_{\text{нагр}^*} = \sum_{i=1}^N \left| \frac{I_{\text{нагр} i}}{K_{\text{ТА}i} I_{\text{баз} i}} \right|, \quad (100)$$

где  $I_{\text{нагр}i}$  – первичное значение тока в нагрузочном режиме, протекающего по  $i$ -й ветви.

Следует отметить, что учет  $I_{\text{нагр}^*}$  при определении расчетного тормозного тока необходим лишь в том случае, если расчетным режимом при определении  $I_{\text{скв.расч}}$  не является симметричное КЗ.

Для расчета уставок тормозной характеристики в режиме «очувствления» защиты (пп. 5 и 6) необходимо оценить чувствительность к КЗ «основного» измерительного органа (см. раздел «Оценка чувствительности»).

#### 5) *Начальный ток торможения при «очувствлении»*

Уставка по начальному току торможения при «очувствлении» дифференциальной защиты ошиновки должна обеспечивать чувствительность к внутренним повреждениям при увеличении погрешностей трансформаторов тока в переходном режиме внутреннего короткого замыкания. Рекомендуется брать в 2 раза большей уставки начального тока торможения «основного» измерительного органа.

#### 6) *Начальный ток срабатывания при «очувствлении»*

Уставка по начальному току срабатывания при «очувствлении» дифференциальной защиты ошиновки должна обеспечивать чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого мало-мощного источника в минимальном режиме его работы. Уставка выбирается из условия обеспечения коэффициента чувствительности в пределах 1,5...2.

### **Оценка чувствительности**

Проверка чувствительности защиты должна производиться при расчетном виде КЗ на ошиновке в расчетных (по чувствительности) режимах работы станции и питающей системы:

- в нормальном режиме с учетом тока нагрузки;
- в режиме обеспечения невозврата (для пуска УРОВ) при отключении КЗ на ошиновках и отказе выключателя.

Коэффициент чувствительности в нормальном режиме определяется по выражению

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{КЗ min}^*}}{I_{\text{сз0}} + k_{\text{T}}(I_{\text{T}^*} - I_{\text{T0}})}, \quad (101)$$

где  $I_{\text{КЗ min}^*}$  – относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на ошиновке, приведенное к базисному току;  $I_{\text{T}^*}$  – относительное значение тормозного тока в расчетном режиме с учетом нагрузки.

Относительное значение тормозного тока определяется следующим образом:

$$I_{\text{T}^*} = I_{\text{КЗ min}^*} + I_{\text{нагр}^*}, \quad (102)$$

где  $I_{\text{нагр}^*}$  – относительное значение арифметической суммы токов, протекающих через защиту в нагрузочном режиме, приведенное к базисному току, которое рассчитывается аналогично выражению (100).

Выражение (101) справедливо при  $I_{\text{T}^*} > I_{\text{T0}}$ .

Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2.

Если  $K_{\text{чув}} < 2$ , то тогда под коэффициентом чувствительности необходимо понимать кратность уменьшения тока КЗ, при которой защита находится на пороге срабатывания.

На тормозную характеристику срабатывания дифференциальной защиты наносится точка  $B$  с координатами  $I_{\text{диф}} = I_{\text{КЗ min}^*}$  и  $I_{\text{T}} = I_{\text{КЗ min}^*} + I_{\text{нагр}^*}$ . Далее проводится прямая, соединяющая точку  $B$  с точкой на оси абсцисс ( $I_{\text{диф}} = I_{\text{нагр}^*}$ ). Точка пересечения прямой с тормозной характеристикой  $A$  является искомой точкой, где защита находится на грани срабатывания.

В случае, когда рассматриваемая прямая пересекает тормозную характеристику на участке без торможения, коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{КЗ min}^*}}{I_{\text{сз0}}}. \quad (103)$$

В случае, когда рассматриваемая прямая пересекает тормозную характеристику на наклонном участке (рис. 38), коэффициент чувствительности определяется по выражению

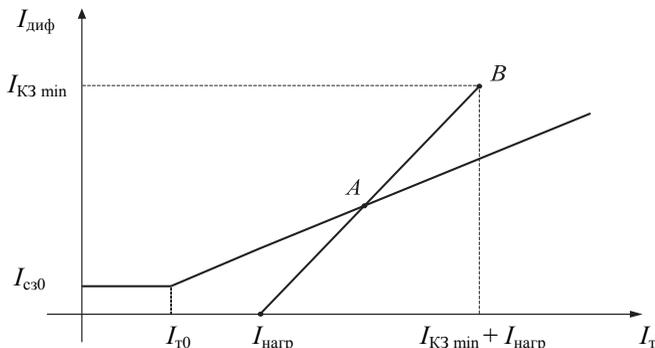


Рис. 38. Пояснения к определению чувствительности защиты

$$K_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{КЗ min}} * (1 - k_T)}{I_{\text{сз0}} + k_T (I_{\text{нагр}} * - I_{\text{T0}})}, \quad (104)$$

Если полученное значение коэффициента чувствительности меньше двух, то необходимо увеличить значение  $I_{\text{T0}}$  и повторить расчет  $K_{\text{чув}}$ .

#### 4.23. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД, IATCN

**Назначение:** продольная дифференциальная защита трансформатора собственных нужд является основной быстродействующей защитой трансформатора от всех видов коротких замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах.

На стороне генераторного напряжения дифференциальная защита трансформатора собственных нужд подключается к трансформаторам тока, встроенным в выводы трансформатора. На стороне 6 кВ используются трансформаторы тока, установленные в цепи выключателей низшего напряжения трансформатора собственных нужд. В зависимости от схемы распределительного устройства собственных нужд этих групп трансформаторов тока может быть или одна, или две. На всех сторонах применяется схема соединений трансформаторов тока «звезда».

Для реализации дифференциальной защиты трансформатора собственных нужд используется та же функция защиты трансформатора, свойства которой подробно рассмотрены в разделе 4.14.

### Выбор уставок

Для получения информации о токах по сторонам трансформатора собственных нужд используются две или три группы трансформаторов тока (на рис. 3 – обозначение защиты ИДТСН):

- трансформаторы тока, установленные на стороне высшего напряжения трансформатора собственных нужд;
- трансформаторы тока, установленные в цепях выключателей, установленных на стороне 6 кВ защищаемого трансформатора. При использовании трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения используются две группы трансформаторов тока, как показано на рис. 3.

Поскольку на отпаечных трансформаторах собственных нужд на всех сторонах используется одинаковая схема соединения обмоток или «треугольник», или «звезда», все группы трансформаторов тока защиты собираются в одинаковые схемы «звезда».

Выбор трансформаторов тока выполняется так же, как описано в разделе 4.14. При выборе следует иметь в виду следующее:

- все трансформаторы тока защиты имеют вторичный номинальный ток 5 А;
- основной стороной чаще всего удобно считать сторону генераторного напряжения.

Методика определения уставок срабатывания дифференциальной защиты трансформатора подробно рассмотрена в разделе 4.14. Следует только иметь в виду, что трансформатор собственных нужд имеет иные характеристики и иную схему включения.

Трансформаторы собственных нужд обычно имеют РПН. Поэтому при определении коэффициента торможения, рассчитывая  $k_{\text{нб}}^{\prime}$ , необходимо учитывать соответствующую паспортную величину  $\Delta U$ . Диапазон регулирования для этих трансформаторов обычно составляет  $\pm 12\%$ .

Ток торможения, при котором осуществляется блокирование защиты в режиме внешнего повреждения, определяется максимально возможной величиной сквозного тока нагрузки защищаемого трансформатора. Структура питания нагрузок собственных нужд электрических станций такова, что дополнительная нагрузка к трансформатору собственных нужд не может быть подключена. Поэтому для отпаечных трансформаторов собственных нужд максимальный сквозной ток следует принимать равным 1,2.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса, возникающего при

коротком замыкании вне зоны действия дифференциальной защиты трансформатора. На рис. 39 показаны принципиальная схема подключения дифференциальной защиты трансформатора собственных нужд и положение расчетной точки короткого замыкания для определения токов небаланса дифференциальной отсечки.

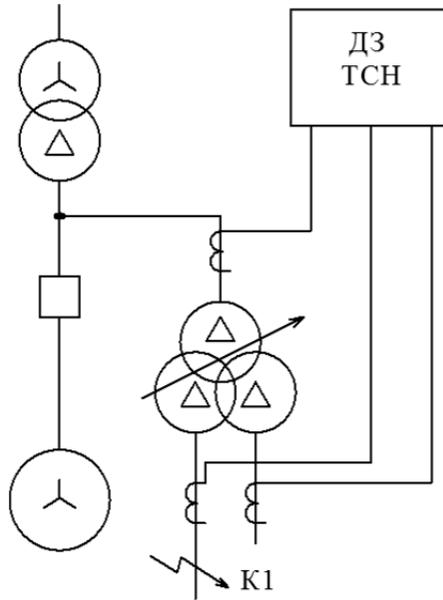


Рис. 39. Внешнее КЗ в дифференциальной защите отпаечного трансформатора собственных нужд

Для короткого замыкания на стороне низшего напряжения рассчитывается ток небаланса, который и является расчетным. Короткое замыкание на стороне высшего напряжения трансформатора собственных нужд не рассматривается, поскольку со стороны низшего напряжения отсутствуют источники питания.

В остальном расчет тока небаланса выполняется так же, как описано в разделе 4.14.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Наумов В.А.* Анализ и совершенствование продольных дифференциальных защит генераторов и блоков генератор–трансформатор: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2005 – 22 с.
2. *Некленаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций: справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. *Заболотников А.П., Кадомская К.П., Тихонов А.А.* Математическое моделирование и перенапряжения в электрических сетях 6–35 кВ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1992.
4. *Вавин В.Н.* Релейная защита блоков турбогенератор–трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
5. *Руководящие указания по релейной защите.* Вып. 1. Защита генераторов, работающих на сборные шины. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 68 с.
6. *Доронин А.В., Наумов А.М.* Особенности применения защит от замыканий на землю обмотки статора генератора // Энергетик. – 2007. – № 3. – С. 32–34.
7. *Шкафы* типов ШЭ1110, ШЭ1110М, ШЭ1111, ШЭ1112, ШЭ1113 комплекса унифицированных защит генераторов, трансформаторов и блоков генератор–трансформатор электростанций. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.650323.001 РЭ. – Чебоксары, 2013.
8. *Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор–трансформатор электростанций.* Техническое описание. ЭКРА 656116.360 ТО. Чебоксары, 2010.
9. *Важнов А.И.* Электрические машины. – Л.: Энергия, 1968.
10. СТО 56947007-29.120.70.99–2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. – М.: Изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
11. *Руководящие указания по релейной защите.* Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
12. *Шкафы защиты ошиновки типов ШЭ2607 051051, ШЭ2607 051.* Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.027 РЭ. Том 1. – Чебоксары, 2007.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	3
1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ ЗАЩИТЫ .....	5
2. СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ К СИСТЕМЕ.....	13
3. НАЗНАЧЕНИЕ ЗАЩИТ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ШКАФОВ ШЭ1110, ШЭ1111, ШЭ1112 и ШЭ1113 .....	15
4. ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ ЗАЩИТ И ВЫБОР УСТАВОК.....	24
4.1. Продольная дифференциальная защита генератора .....	24
4.2. Поперечная дифференциальная защита генератора .....	35
4.3. Защита от замыканий на землю в обмотке статора .....	36
4.3.1. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке генератор–трансформатор, $U_N(U_0)$ .....	36
4.3.2. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), $U_N(F25)$ .....	44
4.3.3. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением постоянного тока), $U_N(100)$ .....	45
4.3.4. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в блоке с трансформатором (с наложением 25 Гц), $Se(F25)$ .....	48
4.3.5. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора укрупненного блока (с наложением 25 Гц), $I_N\Delta(F25)$ .....	52
4.3.6. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на разветвленную сеть генераторного напряжения (с наложением 25 Гц), $I_N(F25)$ .....	55
4.3.7. Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, $I_N(U_N)$ .....	56

4.3.8. Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего на сборные шины, $I_N >$ .....	60
4.4. Защита от замыканий на землю в обмотке ротора, $Re <$ .....	66
4.5. Токовая защита обратной последовательности, $I_2$ .....	69
4.6. Защита обмотки статора от симметричных перегрузок, $I_1$ .....	75
4.7. Защита обмотки ротора генератора от перегрузок, $I_r$ .....	79
4.8. Защита от потери возбуждения, $\Phi <$ .....	83
4.9. Защита от асинхронного режима, $\Phi_U$ .....	89
4.10. Защита от асинхронного режима без потери возбуждения $\Phi_Z$ .....	92
4.11. Резервная дистанционная защита генератора от междуфазных КЗ, $Z <$ .....	95
4.12. Защита от повышения напряжения, $U_G >$ и $U_{GT} >$ .....	100
4.13. Защита обратной мощности $P_{обр}$ .....	101
4.14. Контроль исправности цепей напряжения (КИН) .....	102
4.15. Дифференциальная защита трансформатора блока, $\Delta TБ$ .....	104
4.16. Газовая защита трансформатора .....	115
4.17. Защита от замыканий на землю в цепи обмотки низшего напряжения трансформатора, $U_0 T$ .....	116
4.18. Дополнительная резервная токовая защита на стороне высшего напряжения .....	116
4.19. Защита от внешних коротких замыканий на землю, $I_0$ .....	117
4.20. Защита от перевозбуждения трансформатора, $U/F$ .....	121
4.21. Защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора (КИВ) .....	123
4.22. Дифференциальная защита ошиновки высшего напряжения трансформатора .....	126
4.23. Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд, $\Delta TСН$ .....	134
Библиографический список .....	137

**Глазырин Владимир Евлаимич  
Осинцев Анатолий Анатольевич  
Танфильев Олег Вадимович**

**МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ  
РЕЛЕЙНЫЕ ЗАЩИТЫ БЛОКА  
ГЕНЕРАТОР–ТРАНСФОРМАТОР**

**Учебное пособие**

Редактор *И.Л. Кескевич*  
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*  
Корректор *И.Е. Семенова*  
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*  
Компьютерная верстка *Л.А. Веселовская*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции  
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

---

Подписано в печать 25.11.2014. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 150 экз.  
Уч.-изд. л. 8,13. Печ. л. 8,75 . Изд. № 150. Заказ № 1375. Цена договорная

---

Отпечатано в типографии  
Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20