

А. В. Беляев

**АВТОМАТИКА И ЗАЩИТА
НА ПОДСТАНЦИЯХ
С СИНХРОННЫМИ И
ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМИ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ
БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ**

Часть 2

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

«Библиотечки электротехника»:

Анчарова Т. В., Рашевская М. А. **Электроснабжение зданий (части 1 и 2)**
Ростик Г. В. **Поддержание живучести турбогенераторов**
Николаев В. Г., Ганага С. В., Перминов Э. М. **Состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики (части 1 – 3)**

Алехнович А. Н. **Топочно-горелочные устройства пылеугольных котлов**

Захаров О. Г. **Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки (части 1 и 2)**

Хромченко Ф. А., Калугин Р. Н. **Расчет на прочность сварных соединений трубопроводов с дефектами в металле шва: Справочные материалы**

Гладштейн В. И. **Диагностика микроповрежденности металла деталей энергооборудования, работающих в условиях ползучести (части 1 – 3)**

Самородов Ю. Н. **Парадоксальные свойства скользящего контакта в ЩКА**

Сучков С. И. **Разработка отечественной технологии газификации твердого топлива для парогазовых установок**

Алехнович А. Н. **Шлакование пылеугольных энергетических котлов**
Вуколов В. Ю., Куликов А. Л., Папков Б. В. **Повышение эффективности передачи электроэнергии в распределительных сетях (части 1 и 2)**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу «ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы, а также в РЕДАКЦИИ.

**Подписной индекс «Библиотечки электротехника» —
приложения к журналу «Энергетик»**

88983

**Адрес редакции
журнала «Энергетик»:**

115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14.

Телефон (495) 675-19-06.

E-mail: energetick@mail.ru

Библиотечка электротехника

Приложение к журналу «Энергетик»

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 2 (182)

А. В. Беляев

АВТОМАТИКА И ЗАЩИТА НА ПОДСТАНЦИЯХ С СИНХРОННЫМИ И ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Часть 2

Москва

НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик»

2014

УДК 621.316.925
ББК 31.27-05
Б 43

Главный редактор журнала «Энергетик» А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

«Библиотечки электротехника»

И. И. Батюк (*зам. председателя*), К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов,
А. Н. Жулев, В. А. Забегалов, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, В. И. Пуляев, А. И. Таджикибаев

Беляев А. В.

Б 43 Автоматика и защита на подстанциях с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями большой мощности. Ч. 2. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2014. — 84 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 2 (182)].

В книге рассмотрены аварийные режимы, возникающие в узлах нагрузки с синхронными и частотно-регулируемыми электродвигателями большой мощности, особенности выполнения противоаварийной автоматики и защит в этих узлах. Приведены рекомендации по выбору схем и рабочих уставок электромеханических и цифровых устройств автоматики и защиты.

Брошюра выпускается в двух частях.

В ч. 1 изложены: характеристики узлов нагрузок с СД; аварийные режимы, возникающие в этих узлах и автоматика их выявления; автоматика восстановления нормального режима.

В ч. 2 изложены: особенности выполнения релейной защиты на подстанциях с СД; особенности выполнения автоматики и релейной защиты на подстанциях с СД, оборудованными устройствами плавного пуска; особенности выполнения автоматики и релейной защиты на подстанциях с частотно-регулируемыми электродвигателями.

Предисловие

В связи с широким использованием в промышленности синхронного электропривода (особенно для перекачки газа и нефти) в настоящее время сложилась ситуация, когда в узлах нагрузки энергосистем может быть сосредоточено до 50 — 80 МВт, а в ряде случаев до 300 МВт синхронной нагрузки.

Эта синхронная нагрузка состоит в основном из крупных синхронных электродвигателей (СД) единичной мощностью от 4 до 12,5 МВт. Они допускают пуск от сети без применения тиристорных пусковых устройств. Такая простая схема пуска имеет ряд существенных эксплуатационных преимуществ, однако предъявляет жесткие требования к конструкции, качеству изготовления машины и выполнению противоаварийной автоматики. Мощность 12,5 МВт считается предельной по конструкции ротора, двигатели большей мощности требуют применения тиристорных пусковых устройств или частотно-регулируемого привода.

Процессы, происходящие при аварийных возмущениях в энергосистемах, существенным образом сказываются на надежности работы этих узлов нагрузки и самих синхронных электродвигателей. Например, недостаточная оснащенность этих узлов нагрузки противоаварийной автоматикой или ее отсутствие могут приводить к несинхронным включениям или асинхронному ходу с возбуждением, при которых повреждается обмотка статора электродвигателя. Отсутствие самозапуска после кратковременных перебоев питания приводит к существенному увеличению общего числа пусков «с нуля» и преждевременному износу роторов электродвигателей из-за повышенного нагрева пусковыми токами¹, в то время как грамотно выполненный самозапуск облегчает тепловой режим ротора и продлевает его срок службы. Большой ущерб приносит и нарушение технологического процесса, вызываемое остановками и авариями синхронных электродвигателей.

С другой стороны, поведение синхронной нагрузки в этих аварийных режимах существенно влияет на надежность работы энергосистемы. Из-за влияния синхронной нагрузки происходили системные аварии с потерей устойчивости и отключением большого количества потребителей, например в Тюменской энергосистеме.

¹ Общее число пусков для крупных двигателей ограничивается заводом-изготовителем.

Надежное функционирование узлов нагрузки с синхронными электродвигателями обеспечивается применением автоматики, учитывающей поведение синхронных двигателей в аварийных режимах; соответствующим выполнением защит в узле нагрузки и прилегающей сети; правильным выбором уставок срабатывания релейной защиты и автоматики (РЗА).

Схемы противоаварийной автоматики, применяемые в узлах нагрузки с СД, достаточно разнообразны. Они зависят от первичных схем объекта и прилегающей сети, состава оборудования, мощности и ответственности СД, особенностей технологического процесса. Рассмотреть все эти варианты в брошюре не представляется возможным. Приводимые здесь состав устройств РЗА, организация взаимодействия между ними, действия на управляемые объекты и сами схемы автоматики основаны на последних разработках, применяемых на подстанциях с крупными СД в ОАО «Газпром». Для других условий схемы могут применяться с соответствующими корректировками. В то же время общие принципы выполнения противоаварийной автоматики и защит одинаковы на всех подстанциях с СД в силу идентичности электромеханических процессов. Поэтому данная брошюра может быть полезной для всех специалистов, занимающихся проектированием и эксплуатацией узлов нагрузки с СД.

В последнее время получают распространение устройства плавного пуска СД, а взамен привода от СД — частотно-регулируемый привод большой мощности. Особенности выполнения автоматики и защиты подстанций с такими устройствами также рассмотрены в настоящей брошюре.

Приведенные схемы автоматики ориентированы на применение либо электромеханических устройств РЗА, либо на многофункциональные цифровые терминалы РЗА тех серий, в которых могут быть запрограммированы достаточно сложные алгоритмы (например, SEPAM 80). Приведенные логические схемы показывают принцип работы, но могут видоизменяться для конкретных типов терминалов в связи с особенностями их программирования. Во всех схемах контакты реле показаны в положении «на складе», когда реле обесточены.

**Замечания и пожелания по брошюре
просим направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14.
Редакция журнала «Энергетик».**

Авторы

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

Особенности выполнения релейной защиты на подстанциях с СД

2.1. О выполнении МТЗ вводов от трансформатора

При питании подстанции с СД от одного трансформатора и КЗ на секции за секционным выключателем возможно неселективное отключение ввода вместо секционного выключателя. Это вызвано следующими причинами. За время действия максимальной токовой защиты секционного выключателя (обычно 0,4 – 0,5 с) синхронные двигатели выпадают из синхронизма вследствие снижения напряжения на шинах. При этом возникают пульсации тока через секционный выключатель. Максимальное значение этого тока определяется суммой токов КЗ от системы и от двигателей неповрежденной секции, минимальное значение — их разностью (рис. 2.1).

Для крупных СД ток подпитки от двигателей и ток КЗ от системы могут быть соизмеримы. В этом случае ток в максимальной токовой защите секционного выключателя периодически становится меньше тока возврата защиты и она сбрасывает набранное время, т. е. отказывает в работе. В то же время через ввод проходит неизменный по значению ток КЗ от системы. В результате неселективно отключается ввод с полным погашением подстанции.

В целях предотвращения указанного явления необходимо для режима питания от одного трансформатора и КЗ за секционным выключателем определить значение минимального тока КЗ, проходящего через секционный выключатель:

$$I_{\text{к}\Sigma} = I_{\text{к.с}} - I_{\text{к.дв}\Sigma} \quad (2.1)$$

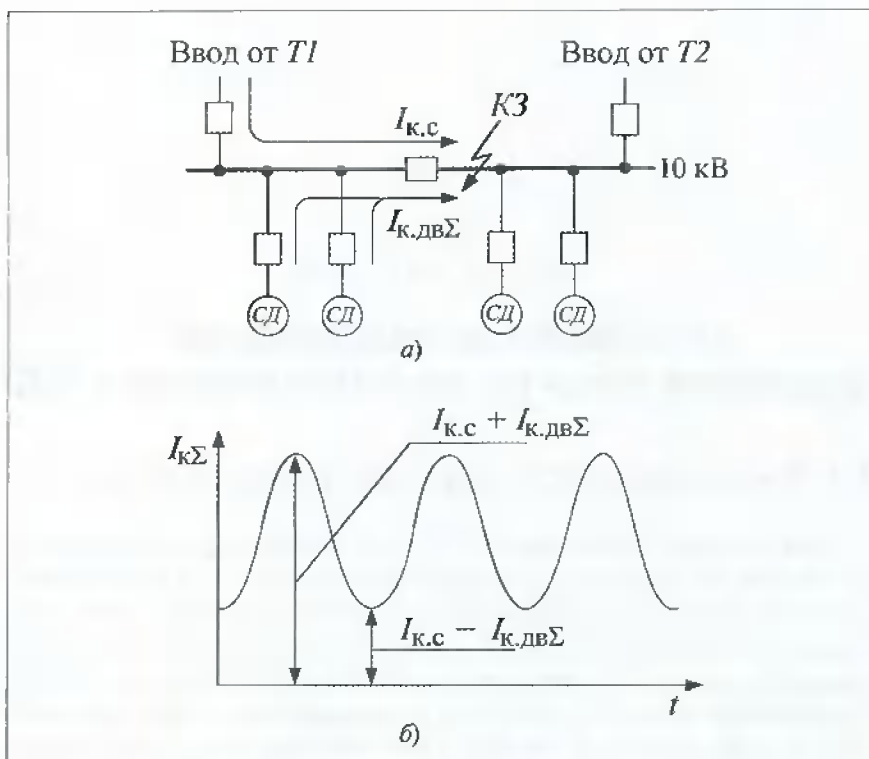


Рис. 2.1. Поясняющая схема (а) и диаграмма пульсации тока через секционный выключатель (б)

При этом ток КЗ от системы $I_{к.с}$ следует вычислить для минимального режима энергосистемы, а ток КЗ от двигателей неповрежденной секции

$$I_{к.дв\Sigma} = I_{к.дв} \cdot n \quad (2.2)$$

— для максимального возможного по режиму числа двигателей n . При отсутствии реактора в цепи КЗ ток подпитки от СД можно определить по выражению

$$I_{к.дв} = I_{сд}'' = \frac{105 I_{ном.дв}}{x_d''}, \quad (2.3)$$

где $I_{ном.дв}$ — номинальный ток СД; x_d'' — его сопротивление, отн. ед., приведенное к номинальным параметрам СД.

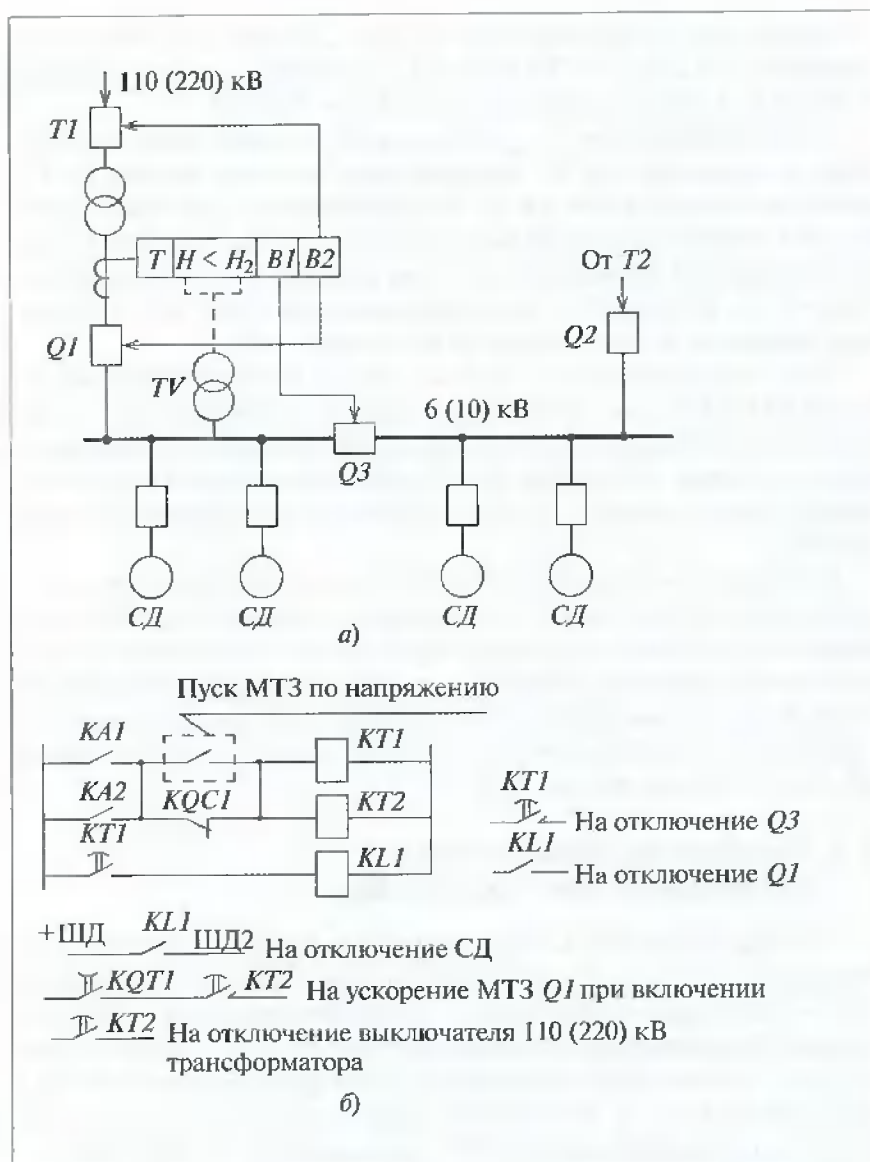


Рис. 2.2. Поясняющая (а) и упрощенная (б) схемы оперативных цепей МТЗ ввода на подстанции с СД:

$T H < H_2 B1 B2$ — максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению с двумя выдержками времени $B1$ и $B2$; $KA1$, $KA2$ — реле тока типа РТ-40; $KT1$ и $KT2$ — реле времени типа РВ-122; $KQC1$ — реле положения «Включено» выключателя ввода типа РП-23; $KT1$ — реле положения «Отключено» выключателя ввода типа РП-252; $KL1$ — промежуточное реле типа РП-23

Например, ток подпитки от одного СД типа СТД-4000-2 составляет 1,93 кА; от СТД-12500-2 с реактором в цепи статора 0,56 Ом — 3,79 кА; с реактором 0,22 Ом — 4,81 кА.

Если разность $I_{к.с} - I_{к.дв\Sigma}$ меньше тока возврата защиты секционного выключателя, то максимальная токовая защита (МТЗ) ввода на секцию 6 (10) кВ от двухобмоточного трансформатора следует выполнить с двумя выдержками времени (рис. 2.2). С первой выдержкой времени она должна отключать секционный выключатель, со второй — выключатель ввода 6 (10) кВ, синхронные двигатели и трансформатор со стороны ВН.

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН защиту ввода 6 (10) кВ выполняют с тремя выдержками времени, с первой выдержкой времени — на отключение секционного выключателя, со второй — на отключение трансформатора и синхронных двигателей, с третьей — на отключение трансформатора со стороны ВН.

Если длительность замкнутого состояния проскальзывающего контакта реле времени KTI оказывается недостаточной для отключения секционного выключателя, то его отключение выполняют через промежуточное реле с серийной удерживающей обмоткой, либо применяют схемы с подхватом и удерживанием отключающего импульса через контакты токовых реле с помощью обычных промежуточных реле.

2.2. Выполнение защит линий, отходящих от шин питания СД

Главное требование к защите отходящих линий — быстрое (без выдержки времени) отключение КЗ в зоне, в которой напряжение на шинах питания СД снижается ниже критического $U_{*кр}$, при котором СД выпадают из синхронизма. Значение $U_{*кр}$ зависит от нагрузки СД, кратности форсировки возбуждения, параметров СД и определяется по [3]. В качестве упрощенного критерия значение этого напряжения согласно ПУЭ принимают $U_{*кр} = 0,5 \div 0,6$.

Быстрое отключение КЗ обеспечивается применением дифференциальных защит, отсечки по напряжению, однако чаще всего отходящие линии оборудуют токовой отсечкой и максимальной токовой защитой.

Требование быстрого отключения КЗ обусловлено не только сохранением устойчивости СД, но и условиями работы самой

максимальной токовой защиты. Действительно, при медленном отключении КЗ в защите поврежденной линии могут возникнуть аналогичные описанным выше пульсации тока из-за выпадения СД из синхронизма. Это приводит либо к отказу защиты линии, либо к ее замедлению, если она имеет зависимую от тока характеристику времени срабатывания. Поэтому при использовании этих защит выполняют следующие правила:

- никогда не применяют защиты с зависимой времятоковой характеристикой;
- защиту выполняют двухступенчатой, т. е. обязательно с токовой отсечкой без выдержки времени, при этом токовая отсечка должна охватывать такую зону отходящей линии, КЗ в которой приводят к снижению напряжения на шинах СД ниже критического $U_{*кр}$.

Значение тока срабатывания отсечки выбирают по общепринятым для расчетов РЗА условиям [4, 8], но с проверкой дополнительного условия, обеспечивающего быстрое отключение КЗ в зоне, где оно снижает напряжение на шинах СД ниже критического:

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}k_n(z_{с.мин} + k_0 z_{с.мин})}, \quad (2.4)$$

где $U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение на шинах, от которых питаются СД, В; $z_{с.мин}$ — сопротивление питающей системы в минимальном режиме ее работы до места установки отсечки, т. е. максимальное значение сопротивления, Ом; k_n — коэффициент надежности, принимается равным 1,1; k_0 — коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки отсечки от удаленности трехфазного КЗ.

Значение k_0 можно определить по выражению

$$k_0 = \frac{U_{*кр}}{1 - U_{*кр}}. \quad (2.5)$$

Для приближенных расчетов принимают указанный в ПУЭ критерий $U_{*кр} = 0,5$ и $k_0 = 1$.

Для понижающих трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ, питающихся от шин СД, это условие обычно выполняется автоматически. Для линий, питающих удаленные потребители, могут возникнуть проблемы, так как такая отсечка может оказаться неселективной с защитами этих потребителей. Поэтому сторонние потребители обычно получают питание либо от специально организованных реактированных секций сторонних потребителей (см. рис. 1.3, ч. 1, секции *с.3а* и *с.4а*), тогда такие проблемы не возникают, либо исправляют неселективные отключения с помощью устройств АПВ линий или АВР, установленных у потребителей.

Чувствительность отсечек, предназначенных для быстрого отключения КЗ по условиям устойчивости СД, следует проверять с учетом подпитки КЗ от одного из СД и при минимальном режиме работы питающей энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,1 – 1,2 при КЗ в конце защищаемой зоны.

2.3. Согласование МТЗ по чувствительности

Одним из условий выбора параметров срабатывания защит является согласование чувствительности последующей (расположенной ближе к источнику питания) и предыдущей защиты [4, 8]. Применительно к МТЗ последующая защита должна иметь больший ток срабатывания, чем предыдущая. Это обеспечивает селективную работу последующей защиты при КЗ в зоне действия предыдущей в условиях, когда токи КЗ близки по значению к токам срабатывания защит (например, при КЗ через переходные сопротивления, при повреждениях в обмотках трансформаторов, реакторов, двигателей).

При согласовании защит по чувствительности обычно учитывают влияние токов нагрузки, поскольку при удаленных КЗ напряжение в месте установки последующей защиты близко к номинальному и через нее проходит сумма токов КЗ и нагрузки, а через предыдущую — только ток КЗ (рис. 2.3).

Обычно в распределительных сетях 6 и 10 кВ соотношения индуктивного и активного сопротивлений таковы, что углы между током и напряжением при КЗ близки к углам при нормальном режиме нагрузки. Поэтому при согласовании защит токи КЗ и токи

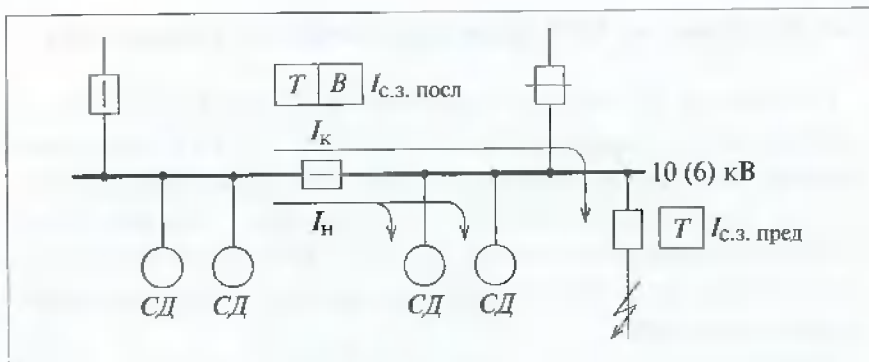


Рис. 2.3. К вопросу согласования МТЗ по чувствительности

нагрузки складывают арифметически, а возможная погрешность лишь ухудшает условия согласования:

$$I_{с.з.посл} \geq k_{н.с} (I_{с.з.пред} + I_n), \quad (2.6)$$

где $k_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования, для реле РТ-40 принимается в диапазоне от 1,2 до 1,25; $I_{с.з.пред}$ — наибольший из токов срабатывания предыдущих защит; I_n — ток нагрузки через последующую защиту за исключением нагрузки фидера, с защитой которого производится согласование.

На подстанциях, основной нагрузкой которых являются мощные СД, работающие с $\cos \varphi \approx 1$, такое согласование приводит к излишнему заглублению защит вводов от главных трансформаторов, секционных выключателей и МТЗ трансформаторов со стороны ВН и снижению чувствительности защиты. Для этих элементов ток нагрузки можно считать активным, а ток КЗ — индуктивным, поэтому сложение следует выполнять геометрически:

$$I_{с.з.посл} = k_{н.с} \sqrt{I_{с.з.пред}^2 + I_n^2}. \quad (2.7)$$

При выборе тока срабатывания МТЗ секционного выключателя в качестве $I_{с.з.пред}$ учитывают наибольший ток срабатывания мгновенных защит отходящих линий (дифференциальных защит, токовых отсеков), если это не приводит к снижению коэффициента чувствительности МТЗ секционного выключателя ниже нормируемого.

2.4. Выполнение МТЗ трансформатора со стороны ВН

Обычно для питания подстанций с мощными СД применяют понижающие трансформаторы 110 (220) / 6 (10) кВ с расщепленными обмотками низшего напряжения (НН). В типовых проектах защиты таких трансформаторов предусмотрено, что комплекты МТЗН, установленные со стороны НН и ВН, имеют пуск по напряжению, причем пусковые органы напряжения устанавливаются со стороны НН.

Применение пуска по напряжению при расчетах уставок МТЗН позволяет не учитывать режимы пуска или самозапуска электродвигателей и, соответственно, повышает чувствительность защиты.

Расчеты показывают, что в ряде случаев на подстанциях, где вместо группового самозапуска применен поочередный, можно для комплекта МТЗ, установленного со стороны ВН, исключить пуск по напряжению без ущерба чувствительности защиты. При этом пуск по напряжению комплектов МТЗН, установленных со стороны НН, должен быть оставлен в работе, иначе не удастся обеспечить необходимую чувствительность МТЗ со стороны ВН после ее согласования с МТЗН со стороны низшего напряжения НН. Разумеется, что при исключении пуска по напряжению со стороны ВН ее согласование с МТЗН НН, имеющей этот пуск, следует выполнять не только по выражению (2.7), но и с учетом несрабатывания при токах, меньших значения тока согласования, который соответствует напряжению срабатывания МТЗН, установленных со стороны НН. Методика такого согласования приведена в [8].

Отказ от пуска по напряжению МТЗ, установленной со стороны ВН трансформатора, повышает надежность работы защиты. С одной стороны, уменьшается вероятность отказа защиты из-за потери оперативного тока при выгорании ячеек со стороны НН, что неоднократно наблюдалось в эксплуатации. С другой стороны, улучшаются условия эксплуатации защиты, поскольку в силу балансовой принадлежности цепи защиты со стороны ВН и НН зачастую обслуживаются персоналом разных организаций.

2.5. Защита СД при неполнофазном режиме

Чаще всего неполнофазный режим возникает при перегорании шлейфов воздушных линий 110 – 220 кВ. Этот режим опасен не только для трансформаторов, но и для синхронных электродвигателей.

При неполнофазном режиме и заземленной нейтрали трансформатора напряжение обратной последовательности на шинах НН находится в пределах 4 – 10 % номинального, а ток обратной последовательности электродвигателей составляет от 20 до 50 % номинального. При неполнофазном режиме и незаземленной нейтрали трансформатора эти значения существенно больше [10].

Данные значения токов обратной последовательности значительно превышают допустимые по ПТЭ, согласно которым для электродвигателей с цилиндрическим ротором допустимая неравномерность фазных токов не должна превышать 10 %, а для явноточечных — 20 %.

Поэтому для защиты СД от неполнофазных режимов предусмотрены следующие мероприятия:

1) дополнительный пуск АВР секционного выключателя по напряжению обратной последовательности (см. §1.9, ч. 1). Рекомендации по выбору уставок срабатывания приведены там же;

2) защита электродвигателей по току обратной последовательности. Она находится в составе блока БСЗД, а также в составе многофункциональных терминалов любых серий, предназначенных для защиты электродвигателей.

Ток срабатывания (первичный) защиты по току обратной последовательности выбирается из условия несрабатывания от токов небаланса в нормальном режиме

$$I_{2с.з} = k_n \epsilon I_{ном} - 1,5 \cdot 0,1 I_{ном} = 0,15 I_{ном}, \quad (2.8)$$

где k_n — коэффициент надежности принимаемый равным 1,5; ϵ — коэффициент несимметрии по току в нормальном режиме, учитывающий несимметрию линейных напряжений, разное сопротивление фаз СД и погрешность трансформаторов тока, принимается равным 0,1; $I_{ном}$ — номинальный ток СД, А.

Чувствительность защиты обычно достаточно высока и может не проверяться. При обрыве фазы двигателя токи прямой и обратной последовательностей

$$I_1 = I_2 = I/\sqrt{3}, \quad (2.9)$$

где I — ток неповрежденной фазы, т. е. защита пускается при токе неповрежденных фаз, равном $\sqrt{3} \cdot 0,15I_{\text{ном}} = 0,26I_{\text{ном}}$.

При внешнем близком двухфазном КЗ значение тока I_2 , проходящего через СД, составляет примерно 0,5 пускового тока, и срабатывание защиты также обеспечивается, если это КЗ не будет отключено «своей» защитой.

Уставка по времени срабатывания защиты выбирается наибольшей из следующих условий:

- несрабатывания при пуске (самозапуске) двигателя, поскольку в этом режиме ток небаланса (обратной последовательности) существенно увеличивается:

$$t_{\text{с.з}} \geq (1,2 \div 1,3)t_{\text{п}}, \quad (2.10)$$

где $t_{\text{п}}$ — длительность пуска (самозапуска) двигателя;

- согласования с временем срабатывания пускового органа АВР по напряжению обратной последовательности (для предотвращения излишнего отключения перед АВР):

$$t_{\text{с.з}} \geq t_{\text{АВРУ2}} + \Delta t, \quad (2.11)$$

где Δt — ступень селективности, принимается равной 1 с.

2.6. Выполнение защиты шин 6 (10) кВ

На подстанциях с мощными СД следует обеспечить быстрое отключение повреждений на шинах КРУ 6 (10) кВ, от которых питаются СД. Это необходимо для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы двигателей «здоровой» секции, а также по условиям минимальных разрушений КРУ, поскольку токи КЗ на шинах с учетом подпитки от СД могут достигать предельных по стойкости КРУ значений.

Известны следующие виды быстродействующих защит шин 6 (10) кВ: дифференциальная, дуговая и логическая.

Дифференциальная защита широко применяется для защиты шин, к которым присоединены синхронные двигатели и генераторы.

При небольшом числе присоединений выполняется полная дифференциальная защита шин (ДЗШ). Для ее выполнения во всех ячейках КРУ устанавливают дополнительные трансформаторы тока с необходимым коэффициентом трансформации. Ячейки, в которых можно установить два комплекта трансформаторов тока с разными коэффициентами трансформации, серийно выпускаются КРУ-строительными заводами.

При большом числе присоединений выполняют неполную ДЗШ. Трансформаторы тока ДЗШ устанавливают только в ячейках вводов и секционных выключателей, а также в ячейках синхронных двигателей (или генераторов). На остальных присоединениях трансформаторы тока не устанавливают. Несрабатывание ДЗШ при КЗ на этих присоединениях обеспечивают либо отстройкой тока срабатывания ДЗШ от значений токов КЗ за реакторами этих присоединений (классическая неполная ДЗШ), либо блокировкой ДЗШ от мгновенных защит этих присоединений, при этом ДЗШ выполняют с задержкой срабатывания примерно 0,1 — 0,15 с. Блокировка выполняется с помощью общего выходного реле *KLZ* (рис. 2.4). Дифференциальная защита шин действует на отключение вводного и секционного выключателей и выключателей всех синхронных электродвигателей секции.

Дуговая защита (ДГЗ) рассматривается как дополнительная к релейной защите, поскольку работает на неэлектрическом принципе. Для ее выполнения в отсеках выключателей и шин устанавливают соответствующие датчики, например клапанного типа, (реагируют на повышение давления в отсеке КРУ при появлении электрической дуги) или светового (реагируют на световой поток электрической дуги).

Клапанные ДГЗ отличаются простотой исполнения и эксплуатации, а также небольшой стоимостью. Их недостаток — возможность отказа при небольших токах КЗ из-за недостаточного давления. Например, в ячейках КРУ типа К37, К59, К104 установленная клапанная защита надежно работает при токах более 3 кА.

Световая ДГЗ с фототиристорными датчиками (фототиристорная ДГЗ) более чувствительна (несколько сотен ампер) и обладает большим быстродействием. Недостатки световой ДГЗ: ограни-

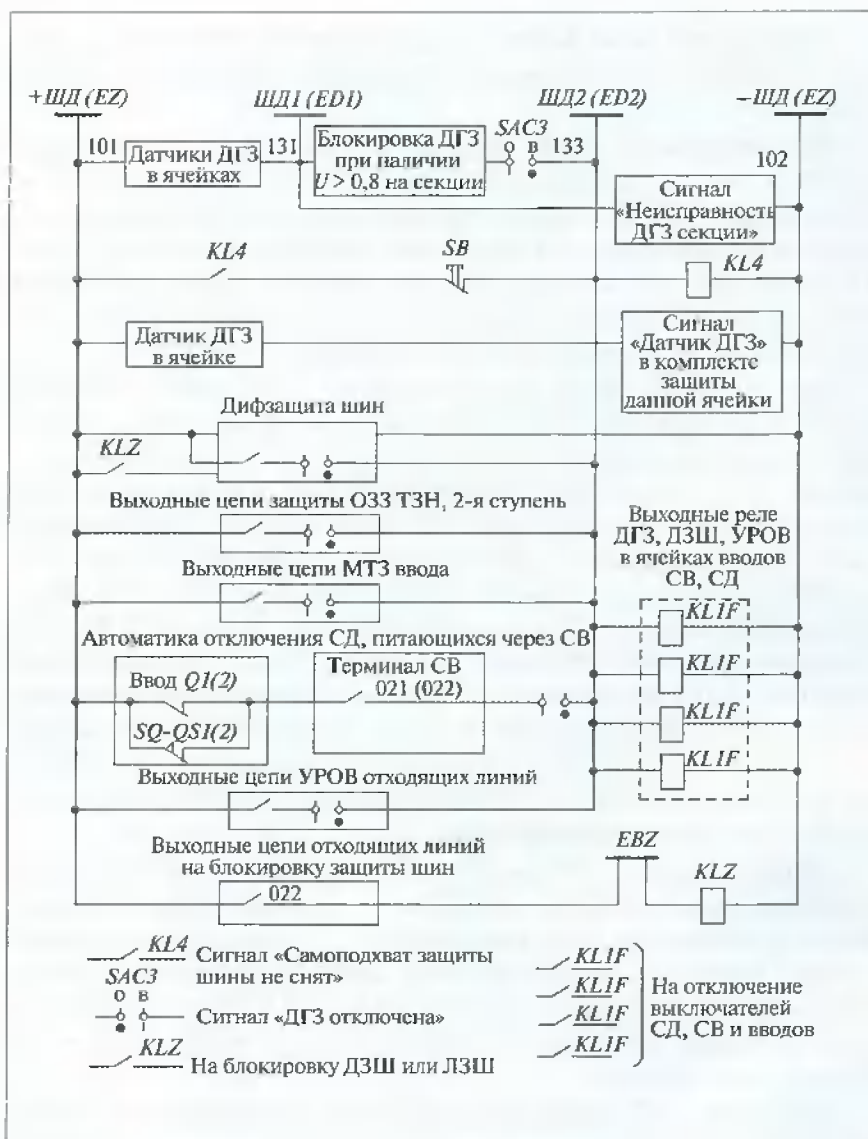


Рис. 2.4. Схема организации цепей защиты шин КРУ

ченный обзор пространства, сложность организации контроля исправности фототиристоров, возможность ложной работы из-за токов утечки при параллельном соединении фототиристоров и от посторонних источников света.

Световая ДГЗ с оптоволоконными датчиками (оптоволоконная ДГЗ) так же эффективна, как и фототиристорная, лишена их недостатков, однако существенно дороже клапанной ДГЗ. В настоящее время многие ведущие мировые производители перешли на выпуск оптоволоконных защит, хотя ряд фирм продолжает выпуск КРУ с клапанными защитами (например, Шнейдер Электрик, КРУ серии MCset).

Из дискуссий по поводу преимуществ и недостатков клапанных, фототиристорных и оптоволоконных ДГЗ можно сделать следующий вывод: дуговую защиту нужно применять обязательно, причем при токах КЗ более 3 кА можно применять ДГЗ любого типа [26].

Для предотвращения ложных срабатываний ДГЗ выполняют с блокировкой по току ввода или по напряжению на секции. Дуговая защита действует на отключение всех источников питания, в том числе СД (или генераторов).

Раньше применяли схемы, в которых при замыканиях в ячейке какого-либо присоединения отключали только выключатель этой ячейки, однако опыт эксплуатации показал неэффективность такого отключения — ионизированные газы, просачиваясь на шины КРУ, вызывают повторные замыкания. Кроме того, дуга может гореть на выводах выключателя со стороны шин и его отключение не локализует КЗ. Поэтому современные ДГЗ действуют, как и ДЗШ, на отключение вводных и секционных выключателей и выключателей СД (генераторов) секции.

Для современных малогабаритных КРУ, стойкость которых к открытой дуге не превышает 1 с, обычно выполняют два вида защиты шин: на подстанциях с СД или генераторами — дифференциальную и дуговую, на подстанциях без СД и генераторов — логическую и дуговую.

Общая схема организации цепей защиты шин на подстанции с СД (генераторами) приведена на рис. 2.4. Защита выполнена на самостоятельном оперативном токе, общем для ДЗШ и ДГЗ. Шинки +ШД, ШД1, ШД2 и —ШД проложены вдоль всей секции. Они служат для питания реле ДЗШ, датчиков дуговой защиты, сбора выходных сигналов и передачи их на выходные реле защиты KLIF, установленные в соответствующих ячейках КРУ. Через эти же шинки выполняется отключение источников питания секции и

СД при срабатывании УРОВ отходящих линий, а также при срабатывании МТЗ ввода.

Импульс, поступающий от датчиков дуговой защиты, может быть кратковременным. Для надежного функционирования защиты шин важно обеспечить удерживание выходных реле *KLIF* до полного отключения выключателя. Для этого применяются специальные выходные реле типа РП 233 или РП 18, имеющие две обмотки: напряжения (рабочую) и тока (удерживающую). Обмотка напряжения включается на шинки *ШД2* и $-ШД$, а токовая — последовательно с контактом реле в цепь отключения выключателя.

Однако для современных приводов с малым потреблением электромагнитов отключения такое решение применить невозможно. Например, электромагнит отключения привода выключателя типа LF потребляет всего 0,23 А, а вакуумного выключателя Саратовского завода 0,45 А (при напряжении постоянного тока 220 В). При пониженном напряжении оперативного тока — соответственно $0,8 \cdot 0,23 = 0,184$ А и $0,8 \cdot 0,45 = 0,36$ А, что существенно меньше минимального тока, при котором обеспечивается удерживание реле РП 233 (0,8 А) и реле РП 18 (0,4 А).

Поэтому в схеме на рис. 2.4 удерживание выходных реле *KLIF* обеспечивается с помощью самоподхвата реле *KL4* через его замыкающий контакт и кнопку *SB*. Эта цепь работает не только при действии ДГЗ, но и при срабатывании ДЗШ, УРОВ и других защит, действующих на отключение источников питания через шинку *ШД2*, что полезно для повышения надежности функционирования контактов выходных реле как самих этих защит, так и контактов выходных реле *KLIF*.

Например, коммутационная способность контактов выходных реле терминалов серии SPAC составляет 0,15 А, а потребление реле РП 23 — 0,024 А. При отсутствии самоподхвата реле *KL4* в схеме можно было бы подключить параллельно всего $0,15 / (1,1 \cdot 0,024) = 5$ выходных реле РП 23 (коэффициент 1,1 учитывает возможность повышения напряжения оперативного тока на 10 %). Самоподхват реле *KL4* снимает эти ограничения.

При срабатывании защиты шин отключившиеся выключатели дают сигнал аварийного отключения через свои терминалы, а реле *KL4* дает сигнал «Самоподхват защиты шин не снят» (например, через терминал трансформатора напряжения). Самоподхват сни-

мается оперативным персоналом нажатием кнопки *SB*, расположенной в ячейке шинного ТН, после осмотра распределительного устройства. Переключатель *SAC3* служит для вывода из работы ДГЗ секции (например, для ремонта или проверки исправности датчиков). Второй контакт этого переключателя используется в схеме сигнализации для напоминания персоналу о необходимости ввести ДГЗ в работу.

Логическая защита шин (ЛЗШ) и ее применение на подстанции с СД. Логическая защита шин широко используется на подстанциях распределительных сетей без синхронной нагрузки и синхронных генераторов. Принцип действия ЛЗШ заключается в следующем. На вводном выключателе секции МТЗ выполняют либо с двумя выдержками времени (при применении электромеханических защит), либо используют два комплекта МТЗ (при применении цифрового терминала).

Первая ступень («быстрый» комплект) имеет выдержку времени 0,15 — 0,2 с и выполняет функции ЛЗШ. Она вводится в работу, если через защиту протекает ток повреждения и нет блокирующего сигнала от пусковых органов защиты отходящих от шин линий. Этот блокирующий сигнал передается от защит отходящих линий к комплекту ЛЗШ с помощью общей шинки блокировки *EBZ* (аналогично показанной на рис. 2.4), проложенной вдоль всех ячеек секции. Блокировка «быстрого» комплекта МТЗ выполняется с помощью общего выходного реле *KLZ* (аналогично показанному на рис. 2.4). Если повреждена отходящая линия, то срабатывают пусковые органы защиты этой линии и ЛЗШ на вводе блокируется (не работает), а МТЗ ввода работает с обычной селективной выдержкой времени, резервируя защиту линии. Если повреждены шины, то блокирующий сигнал со стороны отходящих линий отсутствует и срабатывает ЛЗШ («быстрый» комплект МТЗ), отключая через 0,15 — 0,2 с выключатель ввода.

Для защиты шин, к которым присоединены СД или генераторы, логическая защита не применяется ввиду возможности ложных срабатываний при внешних КЗ в питающей сети и в послеаварийных качаниях, когда через ввод проходит ток подпитки от СД или генераторов или ток качаний, достаточный для пуска защиты, а блокирующий сигнал отсутствует, так как защиты СД или генераторов по принципу действия не работают в этом режиме (например, дифференциальная) или отстроены от него (напри-

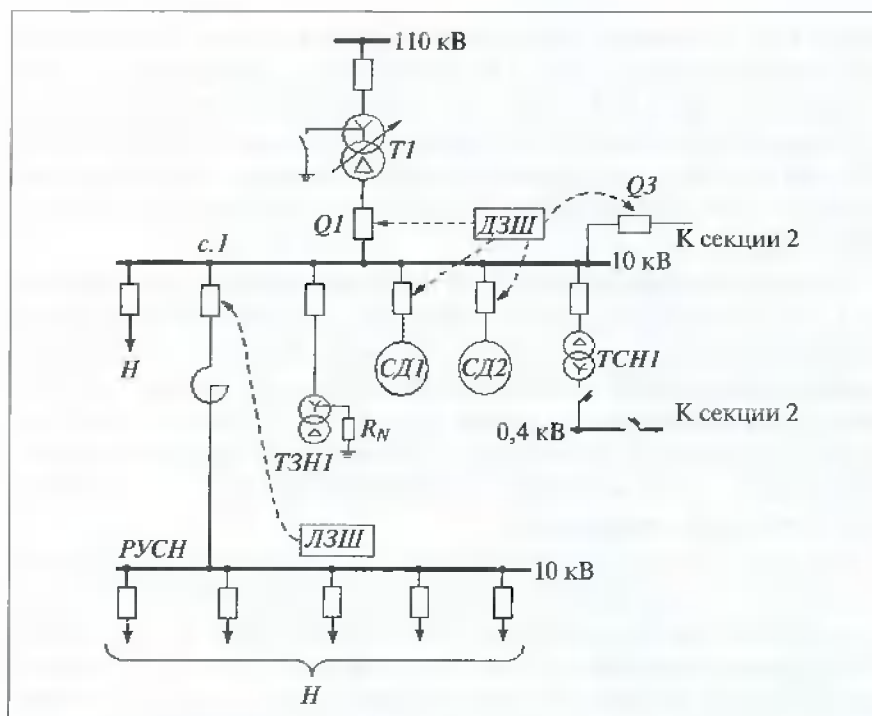


Рис. 2.5. Размещение ДЗШ и ЛЗШ в схеме подстанции с СД

мер, токовая отсечка). Кроме того, ЛЗШ не работает при КЗ в ячейке после трансформаторов тока защиты отходящей линии.

Применение логической защиты шин возможно только для защиты шин распределительных устройств собственных нужд *РУСН* или сторонних потребителей, присоединенных к шинам питания СД через выключатели (рис. 2.5). При этом в составе нагрузки *РУСН* не должно быть крупных синхронных электродвигателей, подпитка от которых может вызывать ложные срабатывания ЛЗШ при внешних КЗ.

2.7. Заземление нейтрали сети питания СД

В настоящее время сети 6 и 10 кВ питания узлов нагрузки с СД работают с изолированной нейтралью. Наиболее распространенный вид повреждений в таких сетях — однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) с перемежающейся дугой. Возникающие при этом

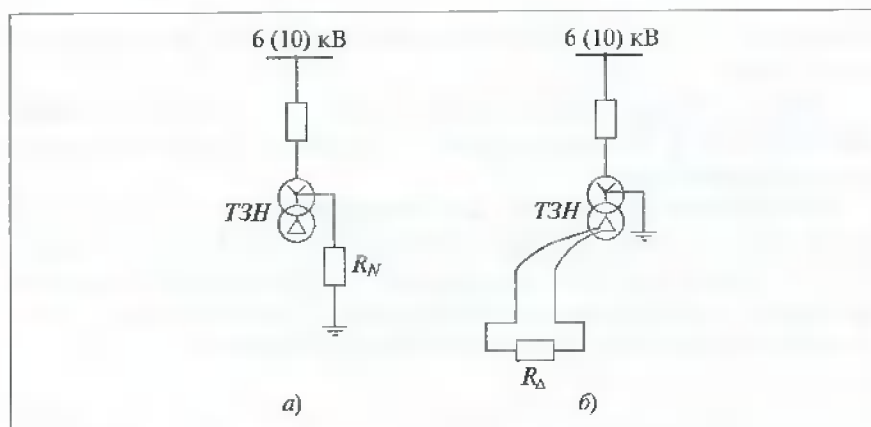


Рис. 2.6. Схема резистивного заземления нейтрали сети 6 (10) кВ через высоковольтный (а) и низковольтный (б) резистор

перенапряжения [до $(3 - 4)U_\phi$] весьма опасны для электрооборудования и в первую очередь для электродвигателей, кабелей и трансформаторов напряжения. Шаговое напряжение и напряжение прикосновения в месте ОЗЗ опасны для людей и животных.

При ОЗЗ в обмотках высоковольтных электродвигателей для предотвращения прожигания стали статора должно быть обеспечено быстрое отключение электродвигателя защитой от замыканий на землю.

Однако во многих случаях релейная защита не способна отключить присоединение с ОЗЗ из-за недостаточной чувствительности и малых значений емкостного тока ОЗЗ, поэтому вся сеть 6 — 10 кВ длительно находится под воздействием указанных перенапряжений.

Для предотвращения перенапряжений и феррорезонансных явлений при ОЗЗ применяют резистивное заземление нейтрали сети 6 (10) кВ. К секции сборных шин 6 (10) кВ через выключатель подключают специальный трансформатор заземления нейтрали ТЗН со схемой соединения Y_0/Δ (рис. 2.6).

Заземление нейтрали выполняется одним из двух способов. Первый способ — между нулевой точкой обмотки ВН и «землей» включается высоковольтный резистор R_N (рис. 2.6, а). Второй способ — нейтраль обмотки ВН соединяется с землей, а во вторичную обмотку ТЗН включается резистор R_Δ , при этом транс-

форматор *ТЗН* должен иметь пятистержневую конструкцию (рис. 2.6, б).

Существуют два способа резистивного заземления нейтрали: высокоомное и низкоомное, они отличаются значением сопротивления резистора.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали выполняется в целях обеспечения длительной работы сети с ОЗЗ без перенапряжений и феррорезонансных явлений. Сопротивление резистора выбирается из условия, чтобы активная составляющая тока замыкания на землю была равна или больше емкостной:

$$I_R \geq I_C \quad (2.12)$$

При этом

$$R_N \leq \frac{U}{\sqrt{3}I_C}, \quad (2.13)$$

или

$$R_\Delta \leq \frac{27U}{\sqrt{3}K^2I_C}, \quad (2.14)$$

где U — линейное напряжение сети; I_C — полный емкостной ток ОЗЗ; K — коэффициент трансформации ТЗН, $K = U_Y/U_\Delta$.

Например, при емкостном токе ОЗЗ, равном 1,5 А, значение R_N должно быть не более 4040 Ом.

Расчетная мощность ТЗН и резистора определяется выражением:

$$S \geq U^2/(3R_N). \quad (2.15)$$

Ток в месте ОЗЗ равен геометрической сумме емкостного тока сети и тока, создаваемого устройством заземления нейтрали. С учетом (2.12) имеем

$$I_3^{(1)} \geq \sqrt{2}I_C. \quad (2.16)$$

Если сопротивление резистора R_N (или R_Δ) больше расчетного, т. е. ток $I_C > I_R$, то при ОЗЗ в сети появляются перенапряжения.

Преимущества высокоомного заземления нейтрали по сравнению с сетью с изолированной нейтралью:

- подавление перенапряжений при ОЗЗ и феррорезонансных явлений;

- возможность сравнительно безопасной длительной работы сети без отключения заземленного присоединения.

Недостатки высокоомного заземления нейтрали:

- необходимо следить за соотношением $I_R > I_C$ при подключении новых сетей требуется менять резистор и проверять достаточность мощности ТЗН;

- большие потери энергии в режиме отыскания присоединения с ОЗЗ или работы с ОЗЗ. Например, при емкостном токе сети 3 А в резисторе рассеивается мощность не менее 18 кВт, при емкостном токе 5 А — 30 кВт, при емкостном токе 7 А — 42,5 кВт. Соответственно резистор имеет большие габариты, вентиляцию и требует соответствующего места для установки и обслуживания;

- в течение работы с ОЗЗ напряжения двух «здоровых» фаз относительно земли повышаются до линейного, как и в сети с изолированной нейтралью;

- сохраняется опасность приближения к месту ОЗЗ для людей и животных.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали выполняется в целях быстрого отключения ОЗЗ и максимального охвата обмоток электрических машин защитой от ОЗЗ. При этом также обеспечивается подавление перенапряжений и феррорезонансных явлений.

Ниже рассмотрен способ низкоомного резистивного заземления нейтрали, рекомендованный институтами «Атомэнергопроект» и «Тяжпромэлектропроект» и широко применяемый на электростанциях ЕЭС России и промышленных предприятиях.

К секции сборных шин через выключатель подключается специальный трансформатор заземления нейтрали мощностью 63 кВ·А со схемой соединения Y_0/Δ . Между нулевой точкой обмотки ВН и «землей» включается резистор с сопротивлением 100 Ом для сетей 6 кВ или 150 Ом для сетей 10 кВ (см. рис. 2.6, а).

В месте ОЗЗ проходит ток, равный геометрической сумме емкостного тока сети I_C и тока I_R , создаваемого устройством заземления нейтрали. При малом емкостном токе I_C им можно пренебречь и считать, что ток ОЗЗ равен току через резистор R_N :

$$I_3^{(1)} = I_R = \frac{U}{\sqrt{3}R_N}. \quad (2.17)$$

Значение тока ОЗЗ при принятых значениях сопротивления R_N по выражению (2.17) составит при напряжении 6,3 кВ — 36 А, при 10,5 кВ — 40 А.

Естественно, что эти значения тока обеспечивают четкую работу токовых защит от ОЗЗ на отключение. Рассмотрим, насколько эффективно работают эти защиты при внутренних ОЗЗ в обмотках электрических машин.

Обмотки статора электродвигателей обычно соединяют в звезду для исключения потерь от циркуляции токов третьей гармоники. Зону защиты такой обмотки при внутренних ОЗЗ можно определить по выражению

$$w = \left(1 - \frac{I_{с.з}}{I_R}\right) 100, \quad (2.18)$$

где w — число витков обмотки, %, считая от зажимов; $I_{с.з}$ — ток срабатывания защиты от ОЗЗ.

Отсюда видно, что при $I_{с.з} = 4$ А и токе ОЗЗ 40 А защита охватывает 90 % витков. Увеличить зону защиты обмотки статора при ОЗЗ можно, снижая ток срабатывания защиты или сопротивление заземляющего резистора.

При этом ток ОЗЗ составит

$$I_3^{(1)} = \left(1 - \frac{w}{100}\right) \frac{U}{\sqrt{3}R_N}, \quad (2.19)$$

где w — число витков от зажимов до точки замыкания, % общего числа витков поврежденной фазы.

Для обмотки, соединенной треугольником, наименьший ток замыкания на корпус (в средней точке обмотки) составит

$$I_3^{(1)} = 0,5 \frac{U}{\sqrt{3}R_N}. \quad (2.20)$$

Трансформатор и резистор устанавливают в отдельном шкафу заземления нейтрали. Например, АО Московский завод «Электрощит» серийно выпускает шкаф заземления нейтрали ШЗН серии К-118УЗ. В нем установлены трансформатор типа ТСНЗ-63/10 мощностью 63 кВ·А на напряжение 6 или 10 кВ и

включенные в нейтраль резистор и трансформатор тока типа ТЛК10-0,5/10Р-50/5. Термическая стойкость резистора составляет 1,5 с при токе 40 А и 1 ч при токе 5 А. Трансформатор ТСНЗ-63/10 на напряжение 10 кВ имеет облегченную изоляцию.

Аналогичный шкаф типа КУН-70УЗ для сетей напряжением 10 кВ выпускает ООО «НИИЭФА-Энерго» (Санкт-Петербург, промзона Металлострой). В нем применен трансформатор ТС-70/10 с нормальной изоляцией, резистор 150 Ом, стойкость резистора 3 с при токе 40 А и 1 ч при токе 5 А.

Преимущества низкоомного резистивного заземления нейтрали:

- подавление перенапряжений при ОЗЗ и феррорезонансных явлений;
- четкая работа релейной защиты от ОЗЗ на отключение поврежденного присоединения;
- максимальный охват обмоток электрических машин защитой от ОЗЗ;
- снижение броска емкостного тока присоединения при внешних ОЗЗ примерно в 2,5 раза по сравнению с режимом изолированной нейтрали. Поэтому ток срабатывания защиты присоединения от замыканий на землю может быть существенно снижен.

Недостатки низкоомного резистивного заземления нейтрали:

- нетермостойкий резистор, поэтому на случай редких, но возможных отказов защиты или выключателя присоединения с ОЗЗ на ТЗН предусматривается защита нулевой последовательности, которая либо отключает ТЗН, переводя сеть в режим с изолированной нейтралью, либо отключает питание секции (второй вариант в настоящее время не применяется).

Шкафы заземления нейтрали устанавливают в помещении ЗРУ 6 (10) кВ по одному на секцию, предпочтительно не в ряд с ячейками КРУ, а отдельно у стены (на всякий случай, из-за нетермостойкого резистора).

Защита от ОЗЗ в сети организуется, как показано на рис. 2.7. На всех линиях питания одиночных электроприемников, в том числе электродвигателей, устанавливается релейная защита нулевой последовательности с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности и цифровых терминалов или реле РТЗ-51 (РТ-40/0,2) с действием на отключение этих присоеди-

ний без выдержки времени. Если кабельная линия состоит из нескольких кабелей (от двух до пяти), то трансформаторы тока нулевой последовательности устанавливаются на каждом кабеле, а их вторичные обмотки, соединенные параллельно, подключают к одному терминалу или к реле РТЗ-51.

Уставки защиты от замыканий на землю этих присоединений выбирают по выражению

$$I_{с.з} \geq k_n k_6 I_C, \quad (2.21)$$

где I_C — первичный емкостной ток нулевой последовательности, протекающий по защищаемому присоединению при ОЗЗ на секции ЗРУ 6 (10) кВ; k_6 — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, принимается для реле РТЗ-51 равным 2–3, для реле РТЗ-50 равным 3–4, для цифровых терминалов равным 1,2; k_n — коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

Если в сети имеются секции питания групп электроприемников (*РУСН* на рис. 2.7), то на линиях питания этих секций устанавливают такую же защиту нулевой последовательности, но с действием на отключение с выдержкой времени для отстройки от работы мгновенных защит от ОЗЗ линий, отходящих от *РУСН*. Ток срабатывания этой защиты принимают из условия согласования с защитами отходящих от *РУСН* линий:

$$I_{с.з} = 1,4 I_{с.з \max \text{РУСН}}, \quad (2.22)$$

где $I_{с.з \max \text{РУСН}}$ — максимальный из токов срабатывания защит нулевой последовательности линий, отходящих от *РУСН*.

Время срабатывания защиты от ОЗЗ *РУСН* принимают 0,4–0,5 с при применении электромеханических реле и 0,3 с — при применении цифровых терминалов.

На линиях питания ТЗН защита от ОЗЗ служит для резервирования защит от замыканий на землю отходящих линий, а также предотвращения длительного обтекания током ОЗЗ нетермостойкого резистора. Она может выполняться в двух вариантах.

Первый вариант. Защита нулевой последовательности ТЗН выполняется с двумя выдержками времени. С первой выдержкой времени она действует на отключение выключателя ТЗН, переводя тем самым сеть в режим работы с изолированной нейтралью. Со второй выдержкой времени эта защита действует на отключение ввода и секционного выключателя (на случай, если выключа-

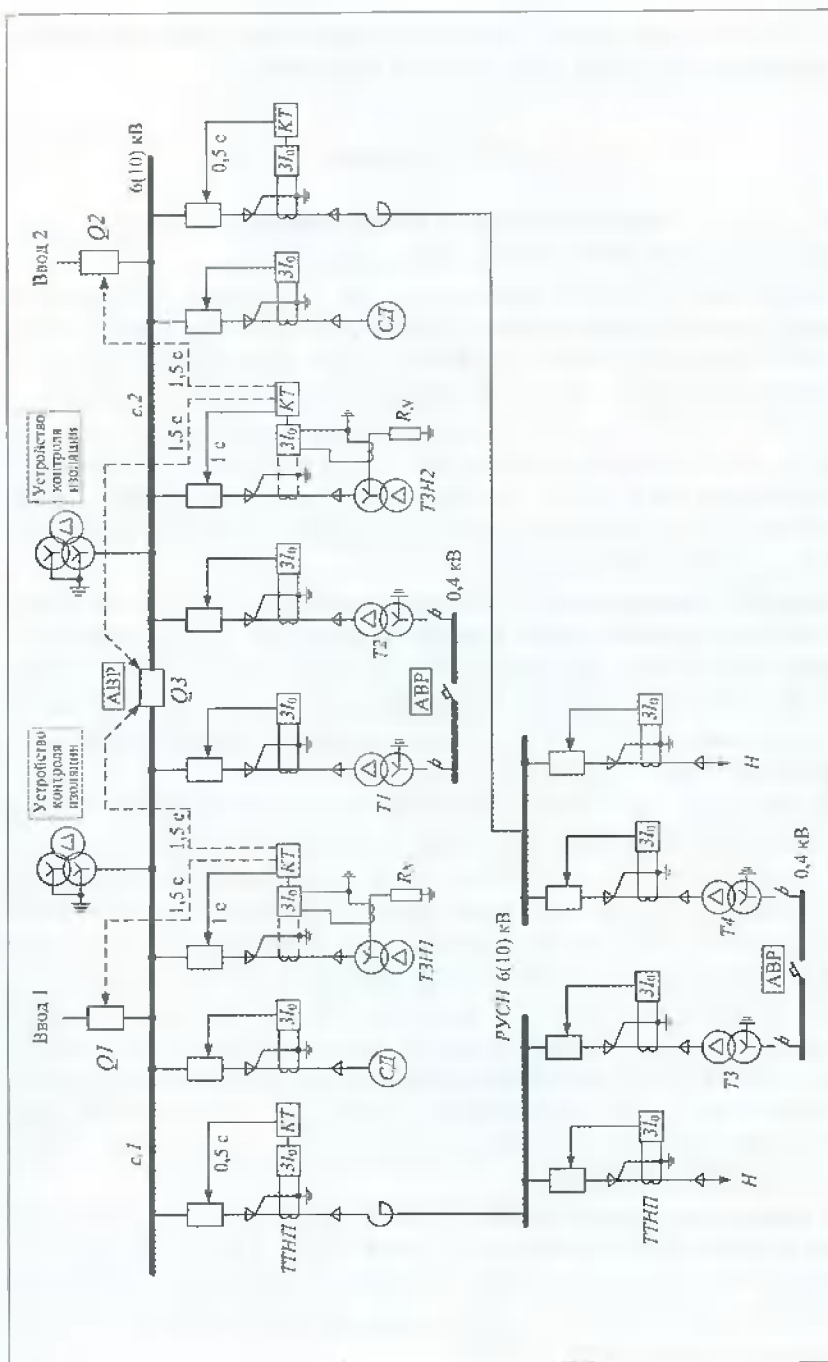


Рис. 2.7. Схема размещения защит от ОЗЗ в сети 6 (10) кВ подстанции с СД и низкоомным резистивным заземлением нейтрали

тель ТЗН не отключился). Ток срабатывания защиты нулевой последовательности ТЗН выбирают по выражению

$$I_{с.з} = 1,4 I_{с.з \max 3PY}, \quad (2.23)$$

где $I_{с.з \max 3PY}$ — максимальный из токов срабатывания защит нулевой последовательности линий, отходящих от ЗРУ.

Время срабатывания принимают на ступень селективности больше времени срабатывания защит от ОЗЗ отходящих от шин линий. Например, в схеме без РУСН и при применении электро-механических защит время срабатывания составит: на отключение ТЗН — 0,5 с; на отключение секционного выключателя и «своего» вводного выключателя ЗРУ — 1,0 с, в схеме с РУСН — соответственно 1,0 и 1,5 с. При применении цифровых терминалов эти времена составят соответственно в схеме без РУСН 0,3 и 0,6 с, в схеме с РУСН — 0,6 и 0,9 с.

При действии защиты ТЗН от замыкания на землю на отключение вводного выключателя секции необходимо предусматривать запрет АВР секционного выключателя. Для этого в схему запрета АВР вводится замыкающий контакт реле $KL1$, которое срабатывает и самоудерживается при отсчете первой выдержки времени защиты (рис. 2.8).

Второй вариант. Защита нулевой последовательности ТЗН с первой выдержкой времени действует на отключение секционного выключателя $Q3$, со второй — на отключение выключателя «своего» ввода 6 (10) кВ секции (но не действует на отключение выключателя ТЗН). Выбор уставок тока срабатывания выполняется аналогично рассмотренному выше. Однако опыт эксплуатации выявил недостатки этого варианта. При отказе защиты от ОЗЗ отходящей линии, ложном или неселективном срабатывании защиты от ОЗЗ ТЗН происходит отключение вводных и секционных выключателей с погашением всей подстанции, что сопровождается большим ущербом. Поэтому первый вариант оказывается наиболее предпочтительным.

В качестве основной защиты ТЗН устанавливают токовую отсечку с первичным током срабатывания 100 — 150 А (см. рис. 2.8). Атомэнергопроект рекомендует также применять максимальную токовую защиту ТЗН с первичным током срабатывания 12 — 15 А и выдержкой времени 1 с [27].

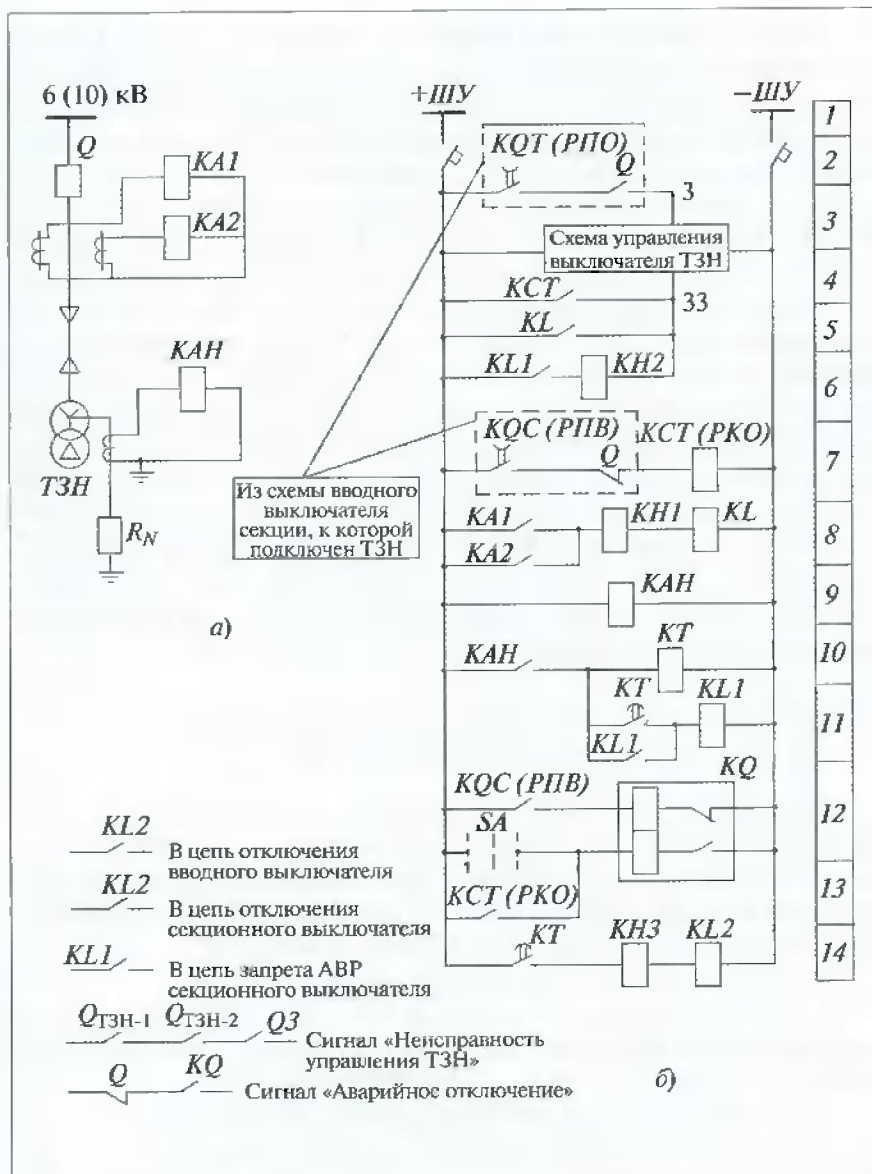


Рис. 2.8. Защита и автоматика выключателя ТЗН:

а — поясняющая схема; б — цепи защиты и автоматики; 1 — шинки управления; 2 — автоматический выключатель; 3 — цепь автоматического включения; 4 и 7 — цепи автоматического отключения; 5 и 8 — токовая отсечка; 6, 9 — 11, 14 — защита от замыканий на землю; 12 — реле фиксации положения выключателя; 13 — цепь возврата реле KQ при автоматическом отключении

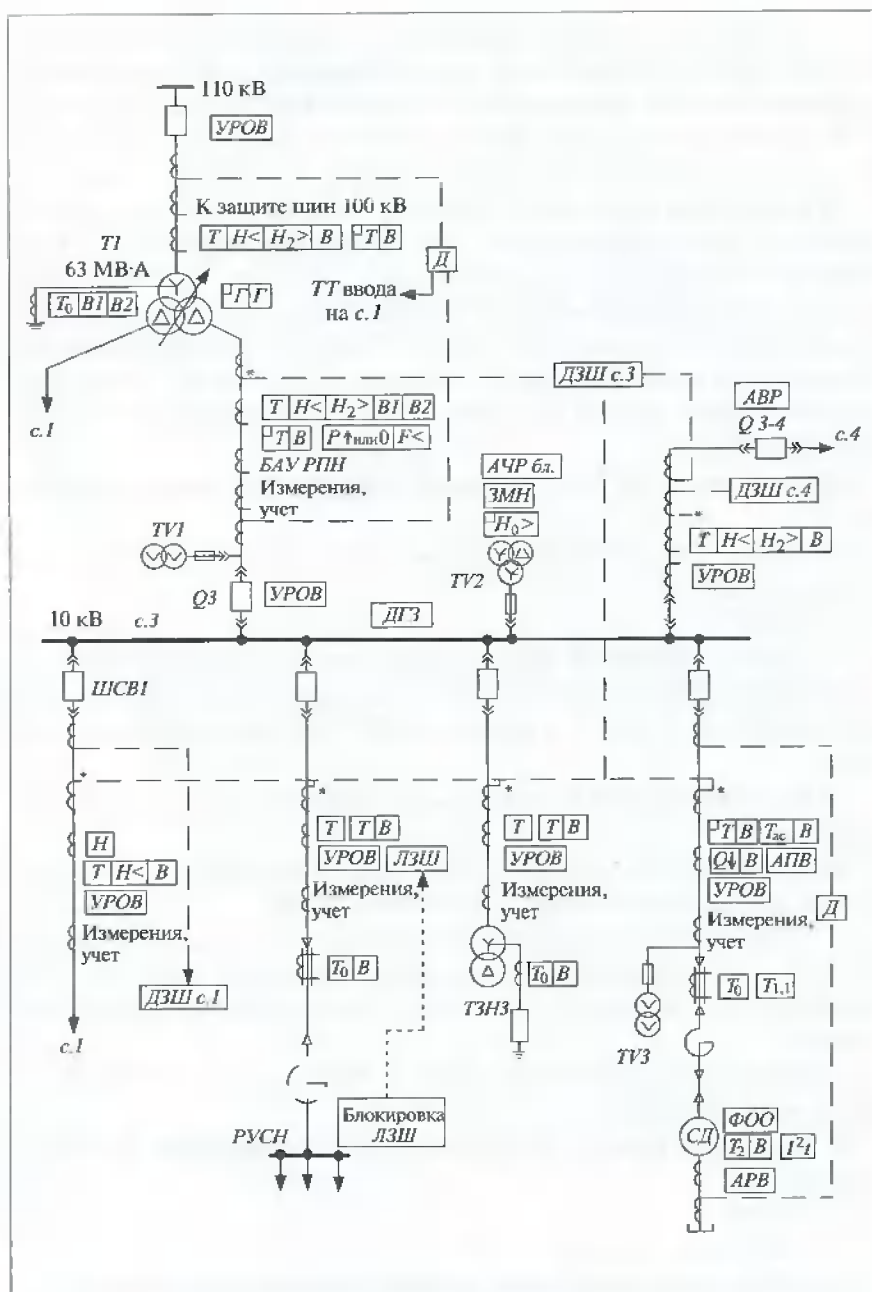
Обычно ТЗН оснащают автоматикой, обеспечивающей такой режим работы, при котором сеть 6 (10) кВ была бы заземлена не более чем в одной точке, через один трансформатор *ТЗН*, и ток замыкания на землю не превышал бы 40 А. Один из вариантов такой автоматики показан на рис. 2.8. Выключатель *ТЗН* включается по цепи 3 автоматически при включении «своего» ввода ЗРУ 6 (10) кВ и отключается по цепям 7 и 4 при его отключении. При работе секций ЗРУ раздельно (оба ввода включены, секционный выключатель отключен) будут автоматически включены и оба трансформатора *ТЗН*. При работе ЗРУ через один из вводов с включенным секционным выключателем будет автоматически включен тот из трансформаторов *ТЗН*, который подключен к секции ЗРУ с включенным вводным выключателем. В целях исключения ложной работы аварийной сигнализации при автоматическом отключении выключателя *ТЗН* в цепь 7 автоматического отключения введено реле *КСТ*, один из замыкающих контактов которого отключает выключатель *ТЗН* (цепь 4), а другой переключает реле положения выключателя *КQ* (цепь 13), чем блокируется сигнал аварийного отключения.

2.8. Размещение устройств релейной защиты и автоматики на подстанции с СД

Состав защит по присоединениям и их размещение по трансформаторам тока и напряжения рассмотрим на примере подстанции с СД типа СТД-12500 (рис. 2.9), имея в виду, что все присоединения оборудованы цифровыми терминалами РЗА, адаптированными к российским и отраслевым условиям [28].

В терминале ЦРЗА ввода 10 кВ предусматривают:

- МТЗ с пуском по напряжению $TН < H_2 >$ с действием с первой выдержкой времени *B1* на отключение секционного выключателя, со второй *B2* — на отключение ввода 10 кВ;
- защиту от перегрузки $\square T В$ с действием на сигнал;
- устройство резервирования отказов выключателя *УРОВ* с действием на отключение выключателя трансформатора со стороны ВН;
- защиту от потери питания, срабатывающую при понижении частоты $F <$ и изменении направления (или исчезновении) активной мощности через ввод ($P \uparrow$ или 0) с действием на отключение синхронных двигателей и гашение их поля;



- запрет ошибочного оперативного включения выключателя ввода после его отключения до срабатывания АВР секционного выключателя или отключения синхронных электродвигателей;
- необходимые дискретные выходы для выдачи команд и информации в схему ПС 110 (220) кВ (РПВ, РПО, УРОВ и т. д.).

В первичной схеме ввода 10 кВ со стороны энергосистемы до выключателя устанавливают трансформатор напряжения T_{VI} и несколько трансформаторов тока (ТТ). Цепи T_{VI} используются для защиты трансформатора 110 (220)/10 (6) кВ и для защит и автоматики со стороны 10 кВ. Цепи ТТ используются для подключения защит трансформатора, терминала ЦРЗА ввода, дифференциальной защиты шин 10 (6) кВ, счетчиков коммерческого учета электроэнергии.

В терминале ЦРЗА секционного выключателя предусматривают:

- МТЗ с пуском по напряжению $T H < H_2 > B$ с действием на отключение;
- УРОВ.

К трансформаторам тока секционного выключателя подключают цепи дифференциальной защиты шин первой и второй секций (ДЗШ с.1, ДЗШ с.2) и терминал ЦРЗА секционного выключателя.

В терминалах ЦРЗА синхронного электродвигателя предусматривают:

- дифференциальную защиту D электродвигателя с действием на отключение выключателя и гашение поля;
- защиту от однофазных замыканий на землю в обмотке статора T_0 и двойных замыканий $T_{1,1}$, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе — во внешней сети, с действием на отключение;
- защиту от асинхронного хода T_{ac} B и перегрузки $\square T B$ с действием на отключение;
- защиту от потери возбуждения $Q \downarrow B$ с действием на отключение;
- УРОВ;
- учет числа пусков;
- АПВ электродвигателя, обеспечивающее поочередный самозапуск. При срабатывании защиты от потери питания секции, ЗМН 1-й ступени, функции опережающего отключения СД при

потере устойчивости, пуске АВР секционного выключателя, срабатывании защит главного трансформатора отключается выключатель электродвигателя, блокируется сигнал аварийного останова агрегата и запускается схема АПВ электродвигателя. При восстановлении напряжения на шинах 10 кВ и снижении напряжения на зажимах двигателя до заданного значения включается выключатель электродвигателя. Очередность включения электродвигателей обеспечивается разбежкой временных уставок устройств АПВ. Запрет АПВ осуществляется при срабатывании защит секции 10 кВ, защиты минимального напряжения 2-й ступени, действии *УРОВ*, срабатывании защит от внутренних повреждений электродвигателя, а также в случае, если в течение заданного времени выключатель не включился схемой АПВ. Ввод – вывод АПВ осуществляется как по каналам связи от АСУ электропитания, так и кнопками с ячейки выключателя электродвигателя;

- запись пускового тока;
- защиту от пуска перегретого двигателя I^2t ;
- защиту от несимметричных режимов $T_2 B$;
- защиту от колебаний нагрузки (помпажа);
- функцию опережающего отключения *ФОО* СД при потере устойчивости.

Для реализации последних четырех функций дополнительно к основному терминалу ЦРЗА устанавливают блок БСЗД (см. § 1.5, ч. 1). В терминале ЦРЗА предусматривают необходимые дискретные выходы для связи с САУ агрегата и системой возбуждения.

В цепях выключателя электродвигателя устанавливают трансформатор напряжения и трансформаторы тока, которые используют для подключения терминалов защиты электродвигателя и дифференциальной защиты шин.

В терминале ЦРЗА выключателя трансформатора резистивно-го заземления нейтрали сети 10 кВ предусматривают:

- токовую отсечку T ;
- МТЗ TB ;
- резервную защиту от ОЗЗ $T_0 B$ с действием на отключение выключателя трансформатора заземления нейтрали;
- *УРОВ*.

В цепях выключателя трансформатора устанавливают ТТ, которые используют для подключения терминала защиты $T3N$ и

дифференциальной защиты шин, а в цепи резистора $TЗН$ — ТТ для подключения резервной защиты от ОЗЗ.

Кроме того, предусматривают специальную автоматику включения — отключения выключателей трансформаторов резистивного заземления нейтрали, предотвращающую параллельную работу трансформаторов при включении секционного выключателя и исключающую заземление нейтрали более чем в одной точке сети 10 (6) кВ.

В терминале ЦРЗА шиносоединительного выключателя предусматривают:

- отсечку по напряжению H ;
- МТЗ с пуском по напряжению $TН < В$;
- УРОВ.

В цепях выключателя $ШСВ$ устанавливают ТТ, которые используют для подключения терминала ШСВ и дифференциальной защиты шин.

В терминале ЦРЗА трансформатора напряжения секции предусматривают:

- двухступенчатую $ЗМН$ с блокировкой при отключении автоматического выключателя цепей напряжения и выкатывании тележки трансформатора напряжения. Первая ступень резервирует защиту от потери питания и действует на отключение СД и гашение их поля с запуском АПВ электродвигателей. Вторая ступень обеспечивает безопасность персонала и сохранность оборудования и действует на отключение СД и запрет их самозапуска;

- АЧР с блокировкой при изменении направления мощности через ввод ($АЧР бл.$) с действием на отключение СД и отходящих линий (выбор действия АЧР производится на месте эксплуатации по заданию энергосистемы);

- сигнализацию замыканий на землю $\square H_0 (3U_0 >);$
- контроль исправности цепей напряжения.

В терминале ЦРЗА выключателя реактированной линии питания РУСН предусматривают:

- токовую отсечку;
- МТЗ;
- УРОВ;
- защиту от ОЗЗ с выдержкой времени для согласования с защитами от ОЗЗ отходящих от шин РУСН линий (см. § 2.7);

- логическую защиту шин *ЛЗШ* секций собственных нужд с действием на отключение выключателя линии питания *РУСН*.

В цепях выключателя токоограничивающего реактора устанавливают ТТ, которые используют для подключения терминала этого присоединения и дифференциальной защиты шин, к которым подключены СД.

Общесекционные защиты и автоматика:

- полная дифференциальная защита шин *Д*, действующая на отключение ввода, секционного выключателя, ШСВ, двигателей. Вместо полной дифференциальной защиты можно было бы применить неполную с блокировкой от защит присоединений *РУСН* и *ТЗН1*, при этом ТТ дифференциальной защиты на этих присоединениях не устанавливают. Однако это приведет к замедлению в срабатывании дифференциальной защиты шин, что при токах КЗ, близких к стойкости КРУ, приведет к увеличению размеров повреждений. Поэтому вариант неполной дифференциальной защиты шин в данном случае не рекомендуется, тем более, что при небольшом числе присоединений полную дифференциальную защиту выполнить несложно;

- дуговая защита секции *ДГЗ* с блокировкой по напряжению секции с аналогичным действием;

- устройство АВР с секционного выключателя с автоматическим возвратом, с пуском от защиты от потери питания секции, по снижению напряжения или при появлении напряжения обратной последовательности, а также при снижении частоты, с ожиданием снижения напряжения на потерявшей питание секции, с контролем наличия напряжения нормальной частоты и отсутствия напряжения обратной последовательности другой секции, со специальным органом обеспечения однократности действия; с запретом при КЗ на шинах 10 кВ, срабатывании *УРОВ*. Ввод — вывод АВР осуществляется как по каналам связи от АСУ, так и кнопками с ячейки СБ. Автоматический возврат срабатывает при восстановлении нормального напряжения на отключенном источнике питания;

- устройство АВР может быть дополнено устройством БАВР с обеспечением однократности действия, с запретом при КЗ на шинах или в сети 10 кВ, срабатывании *УРОВ*. Ввод — вывод БАВР должен осуществляться как по каналам последовательной связи от АСУ ЭС, так и кнопками с ячейки СБ;

- электромагнитная оперативная блокировка выключателей, разъединителей, заземляющих ножей.

Отключение синхронных электродвигателей и гашение их поля должно выполняться:

- при пуске АВР, срабатывании защиты от потери питания или защиты минимального напряжения 1-й ступени, срабатывании защиты главных трансформаторов, а также при самопроизвольном или ошибочном отключении выключателя ввода — через шинку защиты минимального напряжения 1-й ступени *EVM1* (при этом пускается АПВ выключателя двигателя и блокируется сигнал аварийного останова агрегата);

- при срабатывании защиты минимального напряжения 2-й ступени — через шинку защиты минимального напряжения 2-й ступени *EVM2* (при этом АПВ двигателей не пускается или запрещается и выдается сигнал на аварийный останов агрегата);

- при срабатывании защиты ввода, дуговой защиты секции, дифференциальной защиты шин, *УРОВ* присоединений и резервной защиты от ОЗЗ — через шинку дуговой защиты *ED2* (при этом АПВ двигателей не пускается или запрещается и выдается сигнал на аварийный останов агрегата);

- от защит от внутренних повреждений СД, от защит возбудителя и от *САУ* агрегата (при этом АПВ двигателей не пускается).

Функции устройств ЦРЗА всех присоединений:

- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- резервирование отказов выключателей, ввод — вывод *УРОВ* должен осуществляться переключателем, установленным в ячейке на дверце релейного шкафа;

- запрет включения при снижении давления элегаза в выключателе или неисправности цепей управления и привода выключателя;

- измерение режимных параметров;
- местная или дистанционная смена уставок;
- контроль цепей включения и отключения;
- фиксация команд управления;
- самоконтроль исправности и передача информации на верхний уровень;

- управление выключателем присоединения (включить — отключить) по командам от АСУ и местное (из ячейки), выбор способа управления должен выполняться переключателем «мест-

ное — дистанционное», установленным в ячейке на дверце релейного шкафа. Однако включение синхронных двигателей из АСУ электроснабжения должно быть запрещено, поскольку они включаются только через системы автоматического управления агрегатов;

- сигнализация положения выключателя и аварийного отключения;

- предупредительная сигнализация;

- сигнализация действия защит и автоматики, а также неисправностей на местном уровне и через АСУ;

- отключение выключателей от общесекционных защит;

- запись осциллограмм аварийных процессов.

В ЗРУ 10 кВ должно быть предусмотрено устройство центральной сигнализации (блок БМЦС или аналогичный) для приема дискретных предупредительных и аварийных сигналов от ЦРЗА и нецифровых устройств РЗА (например дуговой защиты), их индикации и образования световых и звуковых сигналов. Устройство центральной сигнализации должно иметь дискретные выходы для передачи обобщенных предупредительных и аварийных сигналов на дистанцию, а также цифровой канал связи с АСУ электроснабжения. Это устройство резервирует АСУ и облегчает поиск и устранение неисправностей в ЗРУ 10 кВ.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

Автоматика и защита на подстанциях с синхронными электродвигателями, оборудованными устройствами плавного пуска

3.1. Устройства плавного пуска на подстанциях с СД

Прямой пуск высоковольтного электродвигателя сопровождается шести-семикратным броском пускового тока по отношению к номинальному, создающим ударный электромагнитный момент, передающийся через вал двигателя на приводимый в движение механизм. Это негативно влияет на сам двигатель, приводной механизм и сеть.

В начальной стадии разгона электродвигателя электромагнитный момент содержит вынужденную и свободную составляющие в виде знакопеременного момента с амплитудой до четырех номинальных моментов. Возникающие большие знакопеременные электродинамические усилия в обмотке статора приводят к изгибу лобовых частей обмотки вследствие смещения проводников друг относительно друга. Это приводит к ухудшению изоляции и может вызвать ее пробой, перегорание межкатушечных соединений, обгорание выводных концов.

Знакопеременный момент вызывает вибрации электродвигателя и приводимого в движение механизма и приводят к постепенному увеличению зазоров в механических соединениях между двигателем и механизмом. Ударные нагрузки могут приводить к поломкам валопровода.

Большие пусковые токи приводит к посадке напряжения в сети, что отрицательно сказывается на работе другого подключенного к ней оборудования.

Чем больше мощность электродвигателя, тем существеннее проявляются эти негативные процессы. Поэтому для двигателей большой мощности (особенно для электродвигателей СТД-12500-2 мощностью 12,5 МВт) начали применять устройства плавного пуска [29 – 31].

Существуют разные типы устройств плавного пуска, здесь рассматривается устройство ТПУЦ разработки ОАО «Электровыпрямитель», работающее совместно с системой возбуждения двигателя ВТЦ разработки ОАО «НИПОМ». Устройство ТПУЦ позволяет запускать синхронный двигатель с постоянным моментом на валу двигателя в течение всего времени разгона и обеспечивает плавное синхронное с частотой вращения вала нарастание пускового тока, но не более двукратного номинального тока двигателя.

Схема подстанции с такими устройствами и СД типа СТД-12500 приведена на рис. 3.1. В этой схеме становятся излишними шиносоединительные выключатели (ШСВ), которые применялись в схеме без ТПУ (см. рис. 1.3, см. ч. 1).

С применением ТПУ можно было бы исключить реактор из цепи двигателя СТД-12500. Однако при поочередном самозапуске СД после кратковременных перерывов питания напряжение на статоре может оказаться больше $0,8U_{\text{ном}}$ (особенно при самозапуске третьего двигателя), и реактор потребуется для ограничения этого напряжения. Поэтому вопрос о возможности исключения реакторов (на рис. 3.1 они показаны штриховыми линиями) должен решаться после проведения соответствующих расчетов для каждой конкретной подстанции с обязательным учетом сопротивления питающей сети [2].

Таким образом, применение ТПУ в схеме с СТД-12500 позволяет обеспечить целый ряд очевидных преимуществ по сравнению со схемой на рис. 1.3 (см. ч. 1) и повысить ее эксплуатационную надежность за счет:

- облегчения пусковых режимов двигателя;
- упрощения схемы из-за ликвидации ШСВ, при этом исключены опасные режимы с включенным ШСВ, при которых не обеспечивалась стойкость оборудования в режиме КЗ;

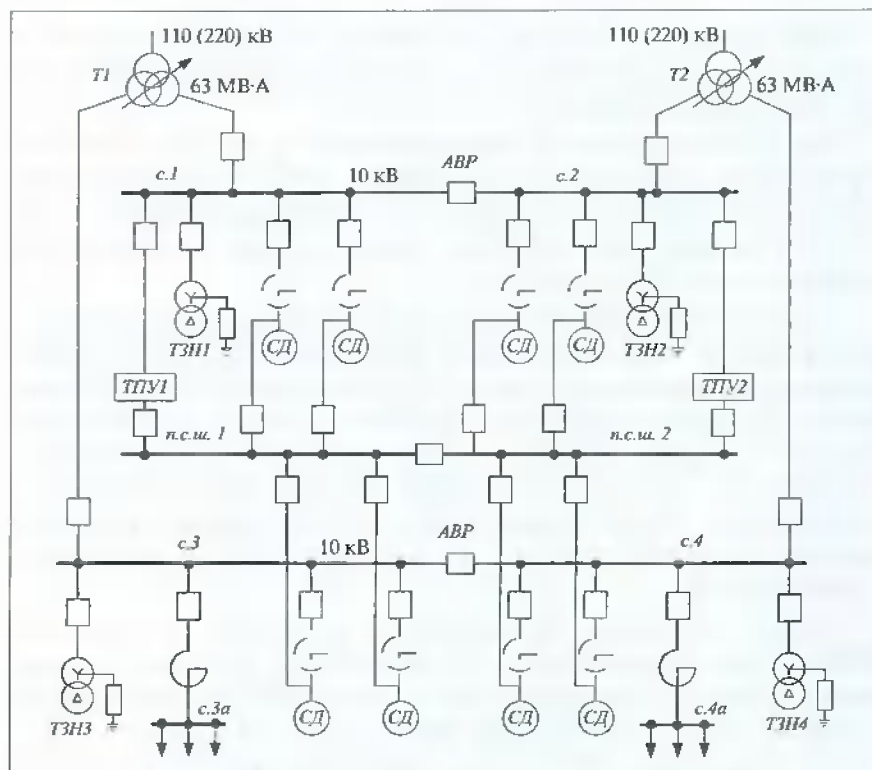


Рис. 3.1. Схема подстанции с синхронными двигателями типа СТД-12500-2 и устройствами плавного пуска

- улучшения режима работы главных трансформаторов из-за отсутствия толковых токов пуска двигателей;
- увеличения устойчивости работы СД при внешних возмущениях, поскольку уменьшилось эквивалентное сопротивление между двигателем и энергосистемой (при исключении реакторов из цепей СД).

В целях резервирования в схеме на рис. 3.1 предусмотрены два тиристорных пусковых устройства *ТПУ1* и *ТПУ2*, работающие на отдельные пусковые секции шин *п.с.ш.1* и *п.с.ш.2*, от которых можно запустить любой из двигателей через отдельные выключатели. В нормальном состоянии все выключатели ТПУ, *п.с.ш.1* и *п.с.ш.2* отключены.

Перед пуском с помощью специальных переключателей режима выбирается двигатель, который необходимо запустить.

После получения команды на пуск автомата $ТПУ(2)$ выполняет следующие операции:

- включает выключатели питания ТПУ от шин соответствующей секции (с. 1 или с. 2), питания пусковой секции шин (п.с.ш. 1 или п.с.ш. 2) от ТПУ и питания электродвигателя от пусковой секции шин;
- включает возбуждение, начинается разгон двигателя с плавным увеличением напряжения, частоты и тока возбуждения;
- синхронизирует двигатель с сетью, включает выключатель питания двигателя от сети, отключает выключатель питания двигателя от пусковой секции шин;
- отключает все выключатели ТПУ.

Устройство ТПУЦ имеет следующие виды защит:

- от повышения напряжения на выходе устройства выше $1,2U_{ном}$;
- от повышения пускового тока более 900 А;
- от «опрокидывания» инвертора пускового устройства;
- от пробоя более одного тиристора в одном плече инвертора или выпрямителя;
- от снижения напряжения питания собственных нужд ниже $0,8U_{ном}$.

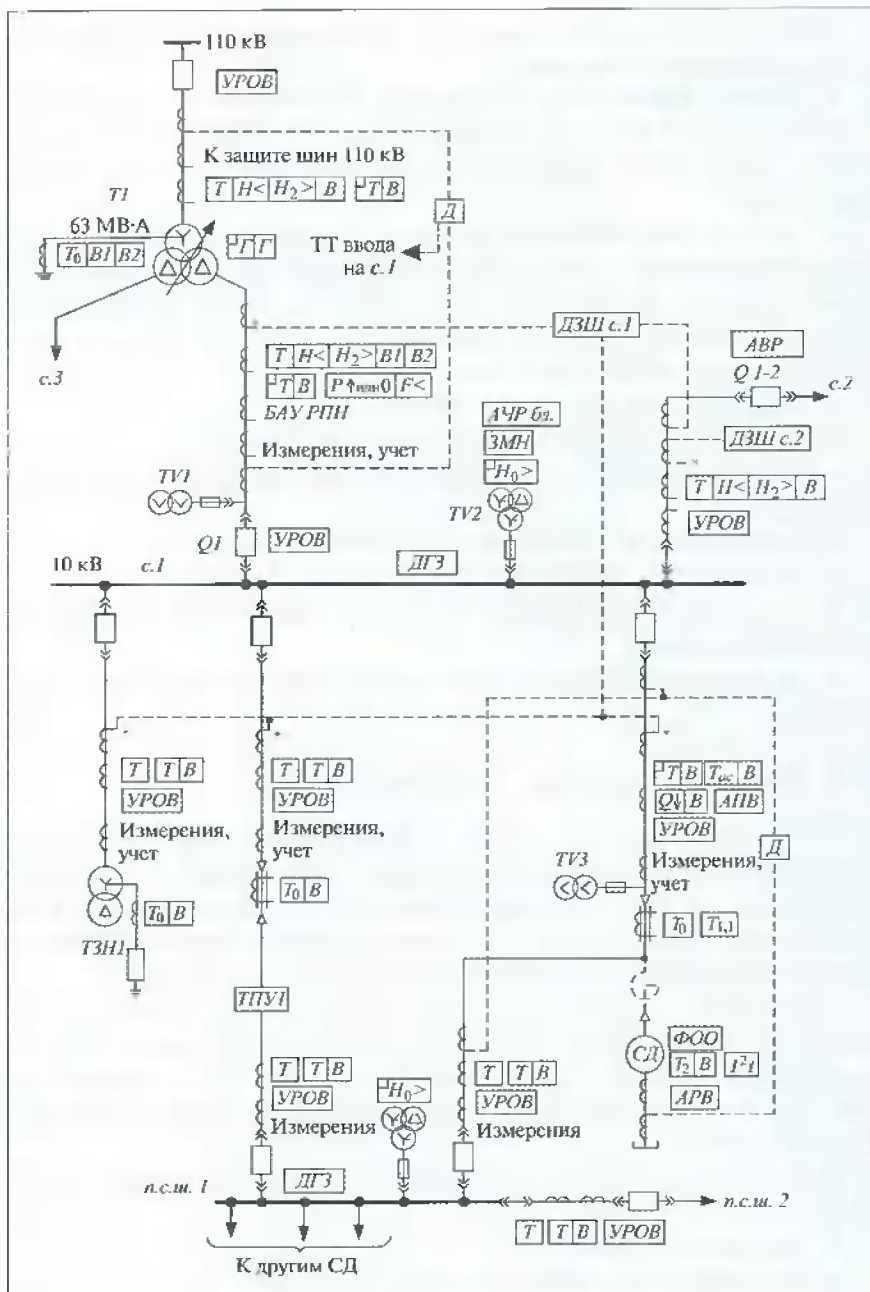
3.2. Размещение защит и автоматики

После включения синхронных двигателей в сеть с помощью устройств плавного пуска все процессы, вызванные возмущениями в этой сети, будут такими же, как описано в предыдущих главах. Соответственно подстанция должна быть оборудована всеми рассмотренными ранее комплектами защит и автоматики.

Состав РЗА по присоединениям и их размещение по трансформаторам тока и напряжения для рассмотренной выше схемы с электродвигателями СТД-12500-2 (см. рис. 3.1) показан на рис. 3.2. Здесь все присоединения оборудованы цифровыми терминалами РЗА.

В терминале ЦРЗА выключателя линии к ТПУ предусматривают:

- токовую отсечку T ;
- максимальную токовую защиту TB ;
- УРОВ;
- защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) $T_0 B$.



В цепях выключателя линии устанавливают ТТ, которые используют для подключения терминала этого присоединения и дифференциальной защиты шин.

Функции устройств ЦРЗА пусковой секции шин:

- токовые защиты присоединений, *УРОВ*, ДГЗ;
- контроль изоляции и исправности цепей ТН.

В условиях сниженной частоты функции защит в терминалах не работают и защита осуществляется самим ТПУ. Но при частотах более 40 — 45 Гц эти защиты могут быть полезны.

Функции остальных терминалов РЗА аналогичны рассмотренным в § 2.8.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Автоматика и защита на подстанциях с частотно-регулируемыми электродвигателями

4.1. Частотно-регулируемый привод на подстанциях с мощными электродвигателями

Частотно-регулируемый привод (ЧРП) предназначен для плавного пуска электродвигателя (пусковой ток не более номинального) и регулирования частоты вращения (производительности) приводного механизма.

Схема подстанции с частотно-регулируемыми электродвигателями большой мощности приведена на рис. 4.1. Здесь применены агрегаты с ЧРП производства ЗАО «РЭП Холдинг» [32, 33]. Каждый из них состоит из трехобмоточного согласующего трансформатора (*ТС1–ТС6*), преобразователя частоты (*ПЧ1–ПЧ6*) и асинхронного электродвигателя (*АД1–АД6*).

В согласующем трансформаторе типа ТМП-9000/10 номинальной мощностью 9 МВ·А и номинальным напряжением 10/1,85/1,85 кВ применены различные специальные группы соединений обмоток, например $\Delta/\Delta-6,25/Y-5,25$; $\Delta/\Delta-11,75/Y-0,75$ (схема соединений обмоток трансформатора со стороны ВН называется «треугольник с продолженными сторонами»). Они подобраны таким образом, чтобы на шинах 10 кВ максимально подавить помехи, генерируемые частотным преобразователем в питающую сеть.

Преобразователь частоты типа ПЧТ 10 8000 3 Ж 01 состоит из выпрямителя, преобразующего переменный ток промышленной частоты в постоянный, и инвертора, преобразующего с помощью тириستоров постоянный ток в переменный с требуемой частотой и амплитудой.

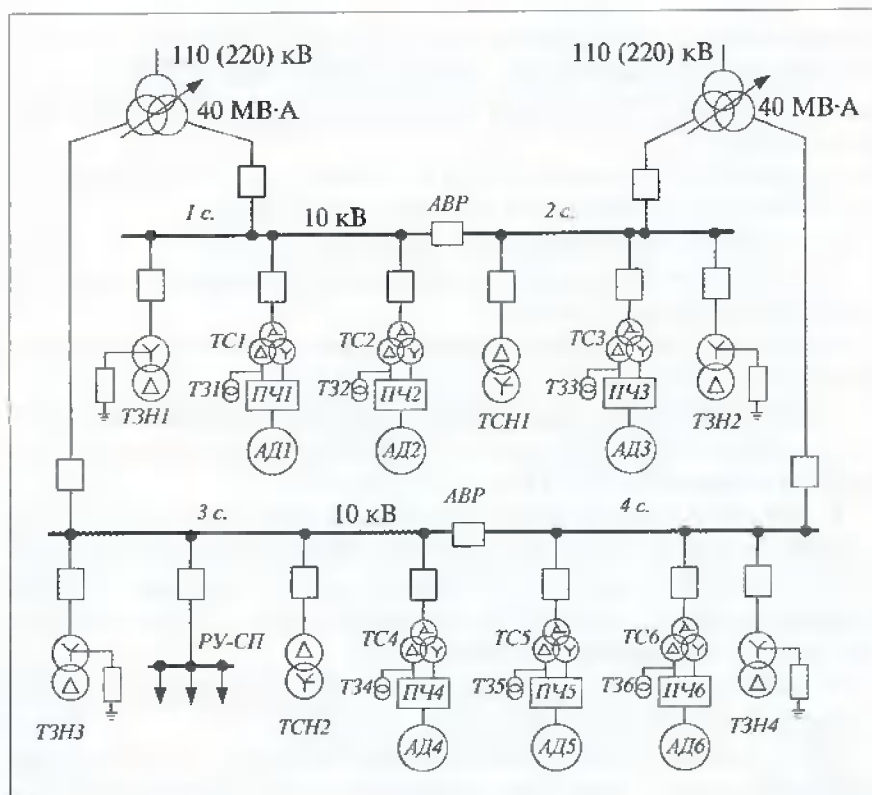


Рис. 4.1. Схема подстанции с частотно-регулируемыми электродвигателями

Электродвигатель типа 1ТА2832-6АТ01-З — трехфазный асинхронный. Номинальная мощность 6,3 МВт, номинальная частота вращения 8200 мин^{-1} , номинальный ток 1450 А, напряжение питания при максимальной мощности 6,6 МВт равно 3,3 кВ, диапазон регулирования частоты вращения от 4100 до 8610 мин^{-1} . Двигатель имеет подшипники на магнитном подвесе и систему воздушного охлаждения.

Каждый ЧРП снабжен зарядным трансформатором (ТЗ1–ТЗ6), который предназначен для предварительного заряда сборки конденсаторов звена постоянного тока и предварительного намагничивания согласующего трансформатора для снижения броска тока намагничивания при включении выключателя 10 кВ. Зарядный трансформатор получает питание на напряжении 400 В от

трансформатора собственных нужд $TCH1(2)$. Он расположен в надстройке кабельного ввода согласующего трансформатора.

В составе преобразователя частоты предусмотрены следующие виды защит:

- защита электродвигателя от междуфазных, однофазных КЗ и от обрыва фазы с действием на отключение ЧРП;
- защита от заклинивания двигателя;
- защита от перегрузки с действием на снижение момента (частоты вращения) двигателя;
- защита от перегрева и пробоя силовых приборов с действием на отключение ЧРП;
- двухступенчатая защита от повышения напряжения в звене постоянного тока с действием на ограничение тока (первая ступень) и отключение ЧРП (вторая ступень);
- защита от понижения напряжения в звене постоянного тока с действием на отключение с выдержкой времени и возможным использованием запаса кинетической энергии ротора электродвигателя для восстановления нормального режима после кратковременных перерывов питания от сети;
- защита от отказов внутренней системы охлаждения силовых тиристоров с действием на отключение ЧРП.

В САУ агрегата предусмотрены также защиты от превышения вибрации ротора, перегрева и выхода из строя магнитных подшипников и защита по превышению температуры обмоток электродвигателя (сигнал, отключение).

4.2. Особенности выполнения защит и автоматики

С точки зрения выполнения защит и автоматики подстанции устройства ЧРП имеют три важные особенности:

- небольшое значение пускового тока;
- отсутствие подпитки со стороны электродвигателя при внешнем КЗ;
- после кратковременных перерывов питания подстанции, ликвидируемых устройствами АВР секционного выключателя или АПВ питающей линии, системы автоматического управления агрегатов плавно выводят их на нормальный режим работы.

Соответственно в схеме подстанций с ЧРП можно применять ячейки с меньшей термической и динамической стойкостью по сравнению со схемами подстанций с СД. Значительно упрощает-

ся релейная защита и автоматика, ее состав будет такой же, как на обычных распределительных подстанциях без СД или генераторов.

4.3. Размещение защит и автоматики

Состав РЗА по присоединениям и их размещение по трансформаторам тока и напряжения для рассмотренной выше схемы на рис. 4.1 показан на рис. 4.2. Здесь имеется в виду, что все присоединения оборудованы цифровыми терминалами РЗА.

В терминале ЦРЗА ввода 10 кВ предусматривают:

- МТЗ с пуском или без пуска по напряжению;
- защиту от перегрузки с действием на сигнал;
- логическую защиту шин (ЛЗШ) с блокировкой от пусковых органов защит отходящих линий и секционного выключателя;
- УРОВ.

Должны быть предусмотрены необходимые дискретные выходы для выдачи сигналов в схему ПС 110 (220) кВ (РПВ, РПО, УРОВ и т. д.). В первичной схеме ввода 10 (6) кВ со стороны энергосистемы до выключателя должны быть установлены трансформатор напряжения и два ТТ в каждой фазе (каждый с двумя вторичными обмотками). Цепи трансформатора напряжения используются для контроля наличия напряжения до ввода, защит ввода, а также отправляются на ПС 110 (220) кВ. Цепи ТТ используются для подключения защит трансформатора, терминала ЦРЗА ячейки ввода, счетчиков коммерческого учета электроэнергии.

В терминале ЦРЗА секционного выключателя предусматривают:

- МТЗ с пуском или без пуска по напряжению;
- ЛЗШ с блокировкой от пусковых органов защит отходящих линий;
- УРОВ.

В терминале ЦРЗА выключателя линии к трансформатору 6(10)/0,4 кВ предусматривают:

- токовую отсечку T ;
- максимальную токовую защиту $T В$;
- блокировку ЛЗШ от пусковых органов МТЗ и токовой отсечки;
- защиту от перегрузки с действием на сигнал;

В терминале ЦРЗА выключателя трансформатора резистивно-го заземления нейтрали сети 10 кВ предусматривают:

- токовую отсечку T ;
- максимальную токовую защиту $T B$;
- резервную защиту от ОЗЗ $T_0 B$ с действием на отключение выключателя трансформатора заземления нейтрали;
- блокировку ЛЗШ от пусковых органов $T B$ и T ;
- УРОВ;
- специальную автоматику включения — отключения выключателей трансформаторов заземления нейтрали, предотвращающую параллельную работу двух трансформаторов при включении секционного выключателя и исключающую заземление нейтрали более чем в одной точке сети 10 кВ.

В терминалах ЦРЗА выключателя ЧНР предусматривают:

- дифференциальную защиту D трехобмоточного трансформатора. Для ее выполнения должны предусматриваться отдельные трансформаторы тока со стороны ВН и НН трансформатора;
- максимальную токовую защиту $T B$;
- блокировку ЛЗШ от пусковых органов МТЗ и дифференциальной защиты трансформатора;
- МТЗ от токов обратной последовательности $T_2 B$;
- защиту от перегрузки $\square T B$;
- защиту от ОЗЗ T_0 с действием на отключение;
- УРОВ;
- газовую защиту трансформатора (сигнал, отключение);
- тепловую защиту трансформатора (сигнал, отключение);
- сигнализацию уровня масла.

Должны быть предусмотрены необходимые дискретные входы и выходы для связи с АУС агрегата и преобразователем частоты. Обмен сигналами между ячейкой 10 кВ и САУ агрегата и преобразователя частоты должен выполняться с применением контрольных кабелей на напряжении 220 В постоянного тока с применением помехоустойчивых преобразователей дискретных входов (см. гл. 5).

В терминале ЦРЗА трансформатора напряжения секции предусматривают:

- сигнализацию замыканий на землю $\square H_0 (3U_0 >);$
- контроль исправности цепей напряжения;

- двухступенчатую ЗМН с блокировкой при отключении автоматического выключателя цепей напряжения и выкатывании тележки ТН с действием на отключение отходящих линий (по выбору);

- АЧР (рекомендуется две очереди) с действием на отключение отходящих линий (ЧАПВ предусматривается в терминалах линий, имеющих АПВ. Выбор действия АЧР и ЧАПВ производится на месте эксплуатации по заданию энергосистемы).

Общесекционные защиты и автоматика предусматривают:

- дуговую защиту;
- устройство АВР с автоматическим возвратом к нормальному режиму секционного выключателя с пуском по снижению напряжения или при появлении напряжения обратной последовательности, с контролем наличия напряжения и отсутствия напряжения обратной последовательности другой секции, с запретом при срабатывании МТЗ ввода, УРОВ, защиты шин, с блокировкой действия при неисправностях в цепях ТН, с ускорением при отключении выключателя ВН питающего трансформатора. Ввод — вывод АВР должен осуществляться как по каналам последовательной связи от АСУЭ, так и кнопками с ячейки СВ. Возврат к нормальному режиму происходит при восстановлении нормального напряжения на отключенном источнике питания;
- оперативную блокировку выключателей, разъединителей и заземляющих ножей.

Функции устройств ЦРЗА всех присоединений и центральной сигнализации в ЗРУ 10 кВ рассмотрены в § 2.8.

ГЛАВА ПЯТАЯ

Учет трансформации симметричных составляющих при расчетах защит

В расчетах защит необходимо учитывать, что при несимметричных КЗ и переходе через силовой трансформатор токи могут изменять фазу и значение в зависимости от схемы, группы соединений и коэффициента трансформации обмоток трансформатора. Это объясняется различной трансформацией симметричных составляющих [8].

Например, при двухфазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток $\Upsilon/\Delta-11$ ($\Upsilon/\Delta-11$) и $\Delta/\Upsilon-11$, в одной из фаз со стороны ВН протекает ток, численно равный току трехфазного КЗ на стороне НН $I_k^{(3)}$, а в двух других — противоположно направленные и численно равные половине тока трехфазного КЗ на стороне НН. Соответствующие векторные диаграммы приведены на рис. 5.1, а и б. Поэтому для повышения чувствительности максимальной токовой защиты этих трансформаторов ее выполняют по трехрелейной схеме или по схеме «треугольник с двумя реле» [8].

При двухфазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток $\Upsilon/\Upsilon-12$ векторные диаграммы токов со стороны НН и ВН идентичны (рис. 5.1, в).

При однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Upsilon/\Upsilon-12$ в одной из фаз со стороны ВН протекает ток, численно равный $2/3$ тока однофазного КЗ на стороне НН $I_k^{(1)}$, а в двух других — противоположно направленные и численно равные $1/3$ тока однофазного КЗ на стороне НН (рис. 5.2, а). При однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\Upsilon-11$ в двух фазах со стороны ВН протекает ток, численно рав-

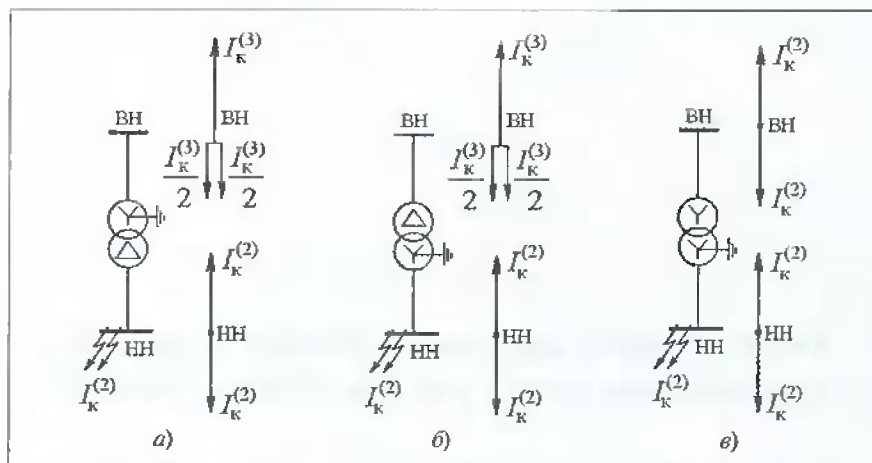


Рис. 5.1. Векторные диаграммы токов на стороне НН и ВН при двухфазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ -11 (а), Δ/Y -11 (б) и Y/Y -12 (в) при коэффициенте трансформации, равном единице

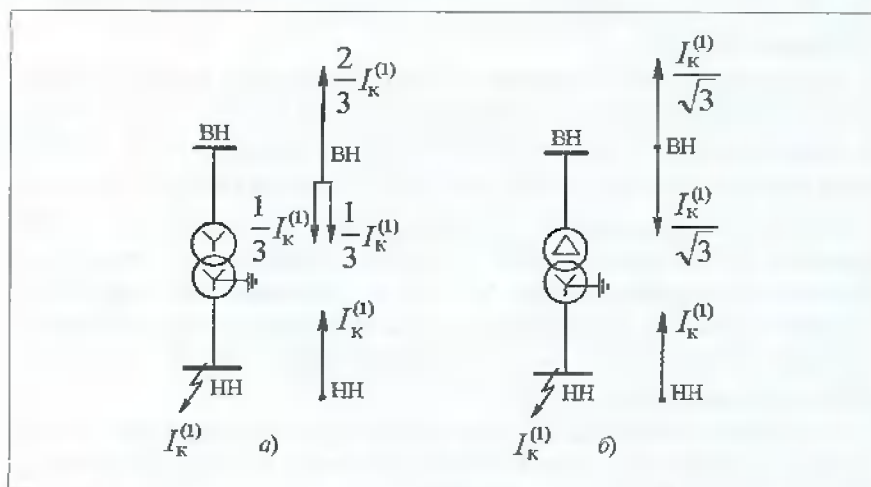


Рис. 5.2. Векторные диаграммы токов на стороне НН и ВН при однофазном КЗ на стороне НН трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y -12 (а) и Δ/Y -11 (б) при коэффициенте трансформации, равном единице

ный $1/\sqrt{3}$ тока однофазного КЗ на стороне НН $I_K^{(1)}$ (рис. 5.2, б). Поэтому защита, установленная в нейтрали трансформатора, всегда имеет больший коэффициент чувствительности при однофазных КЗ, чем максимальная токовая защита трансформатора.

Рассмотрим несколько примеров трансформации токов несимметричных КЗ для трансформаторов с другими схемами и группами соединений их обмоток.

При этом будем иметь в виду, что по абсолютному значению между токами двухфазного $I_{\kappa}^{(2)}$ и трехфазного $I_{\kappa}^{(3)}$ КЗ в данной точке существуют соотношения

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} I_{\kappa 1}^{(2)} = \sqrt{3} I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa}^{(3)}; \quad (5.1)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{2}, \quad (5.2)$$

где $I_{\kappa 1}^{(2)}$ и $I_{\kappa 2}^{(2)}$ — токи прямой и обратной последовательностей при двухфазном КЗ.

Пример 5.1. Рассчитать соотношения токов в фазах на стороне ВН при двухфазном КЗ на стороне НН в точках $K1$ и $K2$ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\Delta-6,25/\Upsilon-5,25$ (рис. 5.3, а). Коэффициент трансформации силового трансформатора принять равным единице.

Решение. Рассматриваем КЗ между фазами B и C на стороне НН. При этом ток в фазе A отсутствует $\dot{I}_{\kappa A}^{(2)} = 0$, токи в фазах B и C равны между собой и направлены в разные стороны $\dot{I}_{\kappa B}^{(2)} = -\dot{I}_{\kappa C}^{(2)}$. Соответствующие векторные диаграммы токов прямой и обратной последовательностей на стороне НН показаны на рис. 5.3, б.

Рассматриваем случай, когда КЗ возникло на стороне обмотки, соединенной в треугольник. При трансформации симметричных составляющих со стороны НН на сторону ВН система векторов токов прямой последовательности поворачивается на угол $\frac{360^\circ}{12} 6,25 = 187,5^\circ$ против часовой стрелки, что учитывается множителем $e^{j187,5^\circ}$, а система векторов токов обратной последовательности поворачивается на тот же угол, но по часовой стрелке, что учитывается множителем $e^{-j187,5^\circ}$.

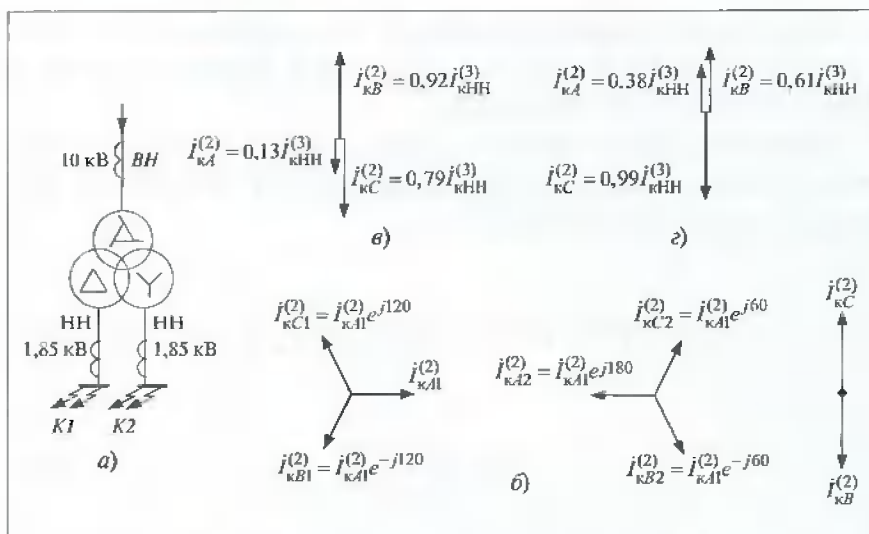


Рис. 5.3. Схема трансформатора с соединением обмоток $\Delta/\Delta-6,25/Y-5,25$ (а), векторные диаграммы токов прямой и обратной последовательностей и полных токов на стороне НН (б), полных токов на стороне ВН при двухфазном КЗ со стороны НН в точках К1 (в) и К2 (г) и коэффициенты трансформации, равном единице

Ток в фазе А со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{кА}^{(2)} &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} e^{j187,5^\circ} + \dot{I}_{кА1}^{(2)} e^{j180^\circ} e^{-j187,5^\circ} = \dot{I}_{кА1}^{(2)} (e^{j187,5^\circ} + e^{-j7,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} (\cos 187,5^\circ + j \sin 187,5^\circ + \cos 7,5^\circ - j \sin 7,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} (-0,99 - j0,13 + 0,99 - j0,13) = -j0,26 \dot{I}_{кА1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе А со стороны ВН

$$I_{кА}^{(2)} = 0,26 I_{кА1}^{(2)} = 0,26 I_{кНН}^{(3)} / 2 = 0,13 I_{кНН}^{(3)}.$$

Ток в фазе В со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{кВ}^{(2)} &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} e^{-j120^\circ} e^{j187,5^\circ} + \dot{I}_{кА1}^{(2)} e^{-j60^\circ} e^{-j187,5^\circ} = \dot{I}_{кА1}^{(2)} (e^{j67,5^\circ} + e^{j247,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} (\cos 67,5^\circ + j \sin 67,5^\circ + \cos 247,5^\circ - j \sin 247,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{кА1}^{(2)} (0,38 + j0,92 - 0,38 + j0,92) = j1,84 \dot{I}_{кА1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *B* со стороны ВН

$$I_{KB}^{(2)} = 1,84 I_{KA1}^{(2)} = 1,84 I_{KHH}^{(3)} / 2 = 0,92 I_{KHH}^{(3)}.$$

Ток в фазе C со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{KC}^{(2)} &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j120^\circ} e^{j187,5^\circ} + \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j60^\circ} e^{-j187,5^\circ} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} (e^{j307,5^\circ} + e^{-j127,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (\cos 307,5^\circ + j \sin 307,5^\circ + \cos 127,5^\circ - j \sin 127,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (0,61 - j0,79 - 0,61 - j0,79) = -j1,58 \dot{I}_{KA1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *C* со стороны ВН

$$I_{KC}^{(2)} = 1,58 I_{KA1}^{(2)} = 1,58 I_{KHH}^{(3)} / 2 = 0,79 I_{KHH}^{(3)}.$$

Рассматриваем случай, когда КЗ возникло на стороне обмотки, соединенной в звезду. При трансформации симметричных составляющих со стороны НН на сторону ВН система векторов токов прямой последовательности поворачивается на угол $\frac{360^\circ}{12} \cdot 5,25 = 157,5^\circ$ против часовой стрелки, что учитывается множителем $e^{j157,5^\circ}$, а система векторов токов обратной последовательности поворачивается на тот же угол, но по часовой стрелке, что учитывается множителем $e^{-j157,5^\circ}$.

Ток в фазе A со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{KA}^{(2)} &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j157,5^\circ} + \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j180^\circ} e^{-j157,5^\circ} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} (e^{j157,5^\circ} + e^{j22,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (\cos 157,5^\circ + j \sin 157,5^\circ + \cos 22,5^\circ + j \sin 22,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (-0,92 + j0,38 + 0,92 + j0,38) = j0,76 \dot{I}_{KA1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *A* со стороны ВН

$$I_{KA}^{(2)} = 0,38 I_{KA1}^{(2)} = 0,38 I_{KHH}^{(3)} / 2 = 0,19 I_{KHH}^{(3)}.$$

Ток в фазе В со стороны ВН

$$\begin{aligned}\dot{I}_{KB}^{(2)} &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{-j120^\circ} e^{j157,5^\circ} + \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{-j60^\circ} e^{-j157,5^\circ} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} (e^{j37,5^\circ} + e^{-j217,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (\cos 37,5^\circ + j \sin 37,5^\circ + \cos 217,5^\circ - j \sin 217,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (0,79 + j0,61 - 0,79 + j0,61) = j1,22 \dot{I}_{KA1}^{(2)}.\end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе В со стороны ВН

$$I_{KB}^{(2)} = 1,22 I_{KA1}^{(2)} = 1,22 I_{KHH}^{(3)} / 2 = 0,61 I_{KHH}^{(3)}.$$

Ток в фазе С со стороны ВН:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{KC}^{(2)} &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j120^\circ} e^{j157,5^\circ} + \dot{I}_{KA1}^{(2)} e^{j60^\circ} e^{-j157,5^\circ} = \dot{I}_{KA1}^{(2)} (e^{j277,5^\circ} + e^{-j97,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (\cos 277,5^\circ + j \sin 277,5^\circ + \cos 97,5^\circ - j \sin 97,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{KA1}^{(2)} (0,13 - j0,99 - 0,13 - j0,99) = -j1,98 \dot{I}_{KA1}^{(2)}.\end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе С со стороны ВН

$$I_{KC}^{(2)} = 1,98 I_{KA1}^{(2)} = 1,98 I_{KHH}^{(3)} / 2 = 0,99 I_{KHH}^{(3)}.$$

Аналогичные соотношения имеют место и при КЗ между фазами А – В и А – С.

В соответствии с изложенным чувствительность МТЗ данного трансформатора, установленной со стороны ВН, а также дифференциальной защиты, выполненных по трехрелейной трехтрансформаторной схеме, следует проверять при токе, равном 0,92 тока трехфазного КЗ со стороны НН.

Пример 5.2. Рассчитать соотношения токов в фазах на стороне ВН при двухфазном КЗ на стороне НН в точках К1 и К2 за трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/Δ-11,75/Υ-0,75 (рис. 5.4, а). Коэффициент трансформации силового трансформатора принять равным единице.

Решение. Рассматриваем КЗ между фазами В и С на стороне НН. При этом ток в фазе А отсутствует ($\dot{I}_{KA}^{(2)} = 0$), токи в фазах В и С

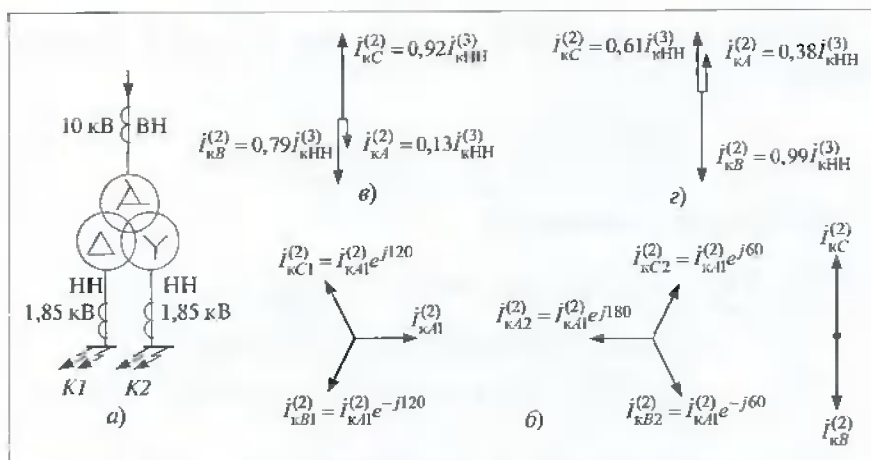


Рис. 5.4. Схема трансформатора с соединением обмоток $\Delta/\Delta-11,75/\text{Y}-0,75$ (а), векторные диаграммы токов прямой и обратной последовательностей и полных токов на стороне НН (б), полных токов на стороне ВН при двухфазном КЗ со стороны НН в точках К1(в) и К2 (г) и коэффициенты трансформации, равном единице

равны между собой и направлены в разные стороны ($\dot{i}_{кВ}^{(2)} = -\dot{i}_{кС}^{(2)}$).

Соответствующие векторные диаграммы токов прямой и обратной последовательностей на стороне НН показаны на рис. 5.4, б.

Рассматриваем случай, когда КЗ возникло на стороне обмотки, соединенной в треугольник. При трансформации симметричных составляющих со стороны НН на сторону ВН система векторов токов прямой последовательности поворачивается на угол $\frac{360^\circ}{12} 11,75 = 352,5^\circ$ против часовой стрелки, или на угол $360^\circ - 352,5^\circ = 7,5^\circ$ по часовой стрелке, что учитывается множителем $e^{-j7,5^\circ}$; а система векторов токов обратной последовательности поворачивается на угол $352,5^\circ$ по часовой стрелке, или на угол $7,5^\circ$ против часовой стрелки, что учитывается множителем $e^{j7,5^\circ}$.

Ток в фазе А со стороны ВН

$$\begin{aligned}
 \dot{i}_{кА}^{(2)} &= \dot{i}_{кА1}^{(2)} e^{-j7,5^\circ} + \dot{i}_{кА1}^{(2)} e^{j180^\circ} e^{j7,5^\circ} = \dot{i}_{кА1}^{(2)} (e^{-j7,5^\circ} + e^{j187,5^\circ}) = \\
 &= \dot{i}_{кА1}^{(2)} (\cos 7,5^\circ - j \sin 7,5^\circ + \cos 187,5^\circ + j \sin 187,5^\circ) = \\
 &= \dot{i}_{кА1}^{(2)} (0,99 - j0,13 - 0,99 - j0,13) = -j0,26 \dot{i}_{кА1}^{(2)}.
 \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *A* со стороны ВН

$$I_{\kappa A}^{(2)} = 0,26 I_{\kappa A1}^{(2)} = 0,26 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,13 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Ток в фазе В со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\kappa B}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{-j120^\circ} e^{-j7,5^\circ} + \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{-j60^\circ} e^{j7,5^\circ} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (e^{-j127,5^\circ} + e^{-j52,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (\cos 127,5^\circ - j \sin 127,5^\circ + \cos 52,5^\circ - j \sin 52,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (-0,61 - j0,79 + 0,61 - j0,79) = -j1,58 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *B* со стороны ВН

$$I_{\kappa B}^{(2)} = 1,58 I_{\kappa A1}^{(2)} = 1,58 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,79 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Ток в фазе С со стороны ВН

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\kappa C}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j120^\circ} e^{-j7,5^\circ} + \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j60^\circ} e^{j7,5^\circ} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (e^{j112,5^\circ} + e^{j67,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (\cos 112,5^\circ + j \sin 112,5^\circ + \cos 67,5^\circ + j \sin 67,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (-0,38 + j0,92 + 0,38 + j0,92) = j1,84 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}. \end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе *C* со стороны ВН

$$I_{\kappa C}^{(2)} = 1,84 I_{\kappa A1}^{(2)} = 1,84 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,92 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Рассматриваем случай, когда КЗ возникло на стороне обмотки, соединенной в звезду. При трансформации симметричных составляющих со стороны НН на сторону ВН система векторов токов прямой последовательности поворачивается на угол $\frac{360^\circ}{12} 0,75 = 22,5^\circ$ против часовой стрелки, что учитывается множителем $e^{j22,5^\circ}$, а система векторов токов обратной последовательности поворачивается на тот же угол, но по часовой стрелке, что учитывается множителем $e^{-j22,5^\circ}$.

Ток в фазе А со стороны ВН

$$\begin{aligned}\dot{I}_{\kappa A}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j22,5^\circ} + \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j180^\circ} e^{-j22,5^\circ} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (e^{j22,5^\circ} + e^{j157,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (\cos 22,5^\circ + j \sin 22,5^\circ + \cos 157,5^\circ + j \sin 157,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (0,92 + j0,38 - 0,92 + j0,38) = j0,76 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}.\end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе А со стороны ВН

$$I_{\kappa A}^{(2)} = 0,76 I_{\kappa A1}^{(2)} = 0,76 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,38 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Ток в фазе В со стороны ВН

$$\begin{aligned}\dot{I}_{\kappa B}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{-j120^\circ} e^{j22,5^\circ} + \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{-j60^\circ} e^{-j22,5^\circ} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (e^{-j97,5^\circ} + e^{-j82,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (\cos 97,5^\circ - j \sin 97,5^\circ + \cos 82,5^\circ - j \sin 82,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (-0,13 - j0,99 + 0,13 - j0,99) = -j1,98 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}.\end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе В со стороны ВН

$$I_{\kappa B}^{(2)} = 1,98 I_{\kappa A1}^{(2)} = 1,98 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,99 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Ток в фазе С со стороны ВН

$$\begin{aligned}\dot{I}_{\kappa C}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j120^\circ} e^{j22,5^\circ} + \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} e^{j60^\circ} e^{-j22,5^\circ} = \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (e^{j142,5^\circ} + e^{j37,5^\circ}) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (\cos 142,5^\circ + j \sin 142,5^\circ + \cos 37,5^\circ + j \sin 37,5^\circ) = \\ &= \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)} (-0,79 + j0,61 + 0,79 + j0,61) = j1,22 \dot{I}_{\kappa A1}^{(2)}.\end{aligned}$$

С учетом выражения (5.2) значение тока КЗ фазе С со стороны ВН

$$I_{\kappa C}^{(2)} = 1,22 I_{\kappa A1}^{(2)} = 1,22 I_{\kappa HH}^{(3)} / 2 = 0,61 I_{\kappa HH}^{(3)}.$$

Аналогичные соотношения имеют место и при КЗ между фазами А – В и А – С.

В соответствии с изложенным чувствительность МТЗ данного трансформатора, установленной со стороны ВН, а также дифференциальной защиты, выполненных по трехрелейной трехтрансформаторной схеме, следует проверять при токе, равном 0,92 тока трехфазного КЗ со стороны НН.

Пример 5.3. Рассчитать уставки защит трансформатора ЧРП (см. рис. 4.2), выполненных с применением терминалов серий SEPAM 2000 (максимальная токовая защита, защита от токов обратной последовательности, от замыканий на землю, от перегрузки) и SEPAM D32 (дифференциальная защита трансформатора). Характеристики ЧРП приведены в § 4.1. В максимальном режиме работы питающей энергосистемы токи КЗ на шинах 10 кВ $I_{к. \max}^{(3)} = 16180$ А, в минимальном — $I_{к. \min}^{(3)} = 6850$ А.

Решение. Определяем значения токов КЗ за трансформатором ТМП-9000/10 напряжением $10 \pm 2 \times 2,5 \% / 1,85 - 1,85$ кВ, ПБВ, с группой соединений обмоток $\Delta / \Delta - 6,25 / Y - 5,25$ и номинальными параметрами $S_{\text{ном}} = 9$ МВ·А, $U_{\text{ВН}} = 10$ кВ, $U_{\text{ННУ}} = 1,85$ кВ, $U_{\text{ННД}} = 1,85$ кВ, $u_{\text{к.скв}} = 10,4 \%$, $u_{\text{кВН-ННУ}} = 16,56 \%$, $u_{\text{кВН-ННД}} = 16,57 \%$.

По данным завода-изготовителя, значения напряжений короткого замыкания отнесены к полной мощности трансформатора. Сопротивление трансформатора

$$x_{\text{TY}} = \frac{u_{\text{кВН-ННУ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{16,56}{100} \cdot \frac{10^2}{9} = 1,84 \text{ Ом (приведено к 10 кВ)}.$$

Сопротивление системы до шин 10 кВ в максимальном режиме

$$x_{\text{с. max}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} I_{\text{к. max}}^{(3)}} = \frac{10500}{1,73 \cdot 16180} = 0,375 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток КЗ на стороне НН трансформатора

$$I_{\text{к. max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(x_{\text{с. max}} + x_{\text{TY}})} = \frac{10500}{1,73 \cdot (0,375 + 1,84)} = 2740 \text{ А (10 кВ)},$$

$$\text{или } 2740 \cdot \frac{10}{1,85} = 14810 \text{ А (1,85 кВ)}.$$

Сопротивление системы до шин 10 кВ в минимальном режиме

$$x_{c.\min} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} I_{\text{к.}\min}^{(3)}} = \frac{10500}{1,73 \cdot 6850} = 0,886 \text{ Ом (10 кВ)}.$$

Минимальный ток КЗ на стороне НН трансформатора

$$I_{\text{к.}\min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.\min} + x_{\text{TV}})} = \frac{10500}{1,73 \cdot (0,886 + 1,84)} = 2230 \text{ А (10 кВ)},$$

или $2230 \frac{10}{1,85} = 12100 \text{ А (1,85 кВ)}.$

Расчет уставок защит для терминала SEPAM 2000. Терминал подключен к трансформаторам тока ТЛО-10, 10 В·А, 10Р20 с коэффициентом трансформации $K_I = 600/5$.

Максимальный рабочий ток ЧРП с учетом допустимой перегрузки электродвигателя составляет 520 А, что соответствует номинальному току трансформатора.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты выбираем по условию несрабатывания при максимальном рабочем токе, который в нашем случае равен номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.т}} = \frac{1,4}{0,95} \cdot 520 = 770 \text{ А, время срабатывания на}$$

отключение 0,5 с.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (действует на сигнал) выбираем по условию

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.т}} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 520 = 600 \text{ А.}$$

Время срабатывания принимаем 10 с.

Чувствительность МТЗ проверяется при минимальном токе двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора. При этом виде КЗ в одной из фаз со стороны ВН трансформатора протекает ток,

численно равный $0,92I_{\text{к. min}}^{(3)}$ (см. пример 5.1). Поскольку МТЗ выполнена по трехфазной трехрелейной схеме, то

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,92I_{\text{к. min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,92 \cdot 2230}{770} = 2,66 > 1,5,$$

что соответствует требованиям ПУЭ.

Ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю выбираем по выражению (2.21):

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{от}} k_{\text{б}} I_{\text{С}} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 0,1 = 0,144 \text{ А},$$

где $I_{\text{С}}$ — емкостной ток кабеля к трансформатору и самого трансформатора.

Такой небольшой ток срабатывания принимать опасно из-за возможности ложного действия защиты и нет практической необходимости, поскольку сеть 10 кВ заземлена через низкоомный резистор. Принимаем $I_{\text{с.з}} = 1,5 \text{ А}$, время срабатывания 0,05 с. Эта уставка защиты по току соответствует минимальной возможной при подключении цепей ТТНП к входу терминала с номинальным током 30 А. Коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ с учетом создаваемого низкоомным заземлением нейтрали сети тока, равного 40 А, $k_{\text{ч}} = 40/1,5 = 26,7$ что значительно больше нормируемого значения, равного 1,5.

Ток срабатывания обратной последовательности выбираем из условия несрабатывания при токах небаланса в нормальном режиме по выражению (2.8):

$$I_{2\text{с.з}} = 0,15I_{\text{ном}} = 0,15 \cdot 520 = 80 \text{ А},$$

время срабатывания на отключение 10 с.

Проверим работу трансформаторов тока максимальной токовой защиты по их погрешностям. Трансформаторы тока должны обеспечивать:

- точную работу измерительных органов защиты при расчетном токе;
- надежную работу защиты при максимальном токе КЗ.

Для максимальной токовой защиты точная работа должна обеспечиваться при расчетном токе, равном $I_{\text{I расч}} = I_{\text{I с.з}}$, в нашем

случае при токе $1,1770 = 847 \text{ А}$, а надежная работа при максимальном токе КЗ $I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 16180 \text{ А}$.

Проверим работу ТТ при максимальном токе КЗ. Установленные ТТ могут работать с точностью 10 % при кратности тока КЗ, равной 20, т. е. при токе $20 \cdot 600 = 12000 \text{ А}$, если мощность нагрузки не превышает 10 В·А, что соответствует нагрузке $z_{\text{н}} = S_{\text{ном.т}} / I_{2\text{ном}}^2 = 10 / 5^2 = 0,4 \text{ Ом}$.

В нашем случае, при $z_{\text{н}} = 0,1 \text{ Ом}$, допустимое значение кратности можно определить по кривым предельной кратности или по выражению

$$k_{\text{доп}} = k_{\text{ном}} \frac{z_2 + z_{\text{ном}}}{z_2 + z_{\text{н.факт}}} = 20 \frac{0,2 + 0,4}{0,2 + 0,1} = 40.$$

В этом выражении сопротивление вторичной обмотки ТТ $z_{2\text{т}} = 0,2 \text{ Ом}$; сопротивление нагрузки $z_{\text{н}} = r_{\text{пр}} + z_{\text{р}} + r_{\text{пер}} = 0,049 + 0,01 + 0,05 = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление проводов $r_{\text{пр}} = l / (\gamma s) = 7 / (57 \cdot 2,5) = 0,049 \text{ Ом}$, где l — длина фазного провода между ТТ и терминалом, м; γ — удельная проводимость провода, для меди равна $57 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; s — сечение провода, мм^2 .

Сопротивление реле (терминала) $z_{\text{р}} = S_{\text{р}} / I_{2\text{ном}}^2 = 0,25 / 5^2 = 0,01 \text{ Ом}$, где $S_{\text{р}}$ — потребляемая токовым входом терминала мощность, В·А; $I_{2\text{ном}}$ — номинальный вторичный ток.

Переходные сопротивления контактов в токовых цепях $r_{\text{пер}}$ принимаются равными 0,05 Ом.

Соответственно работа ТТ с погрешностью 10 % обеспечивается при токе КЗ, равном $40 \cdot 600 = 24000 \text{ А}$, что значительно больше максимального тока КЗ. Таким образом, ТТ при максимальном токе КЗ, а следовательно, и при расчетном токе работают достаточно точно.

Рассчитаем уставки дифференциальной защиты для терминала SEPAM D32. Терминал

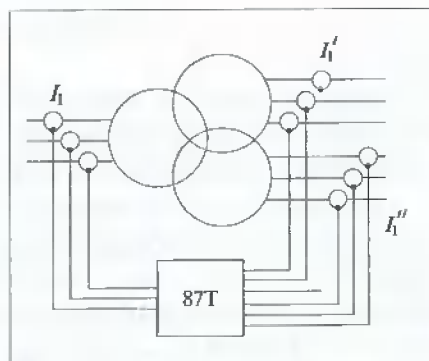


Рис. 5.5. Схема подключения терминала SEPAM D32

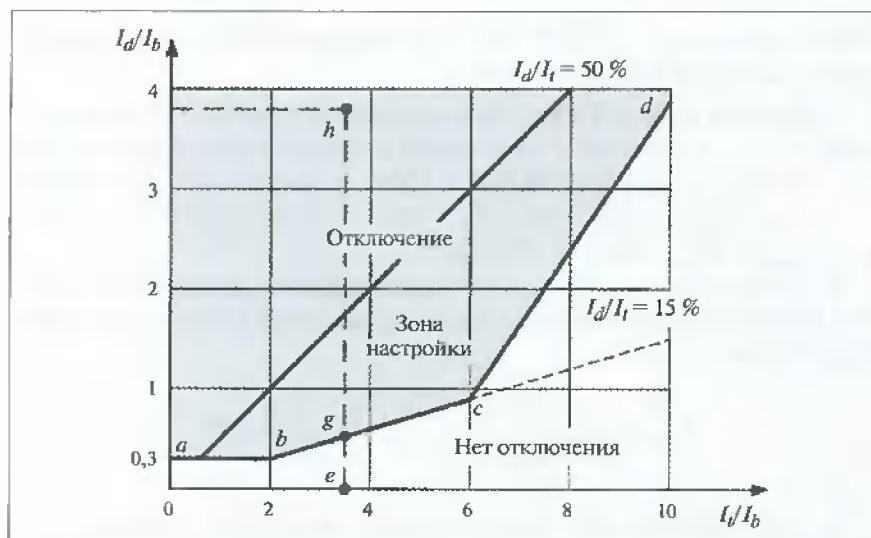


Рис. 5.6. Заводская тормозная характеристика терминала SEPAM D32

подключен со стороны ВН к ТТ типа ТЛО-10, 600/5, 10 В·А, 10Р20. Со стороны НН терминал подключен к ТТ типа ТЛО-10 1500/5, 10 В·А, 10Р20. Схема подключения и тормозная характеристика приведены на рис. 5.5 и рис. 5.6.

Дифференциальный I_d и тормозной I_f токи вычисляются в терминале по выражениям

$$I_d = |\bar{I}_{\text{сскор}} - \bar{I}'_{\text{сскор}} - \bar{I}''_{\text{сскор}}|; \quad (5.3)$$

$$I_f = \max(|\bar{I}_{\text{сскор}}|, |\bar{I}'_{\text{сскор}}|, |\bar{I}''_{\text{сскор}}|). \quad (5.4)$$

Значение базовой мощности, выставляемое в разделе меню «Status» терминала, принимаем $S_b = S_{\text{ном.т}} = 9 \text{ МВ·А}$, соответственно базовый ток равен $I_b = 9 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 520 \text{ А}$.

Обратим внимание, что в терминал вводятся вторичные токи каждого плеча дифференциальной защиты трансформатора от трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Поэтому в терминале предусмотрена корректировка значений вторичных токов $I_{\text{сскор}}$, $I'_{\text{сскор}}$, $I''_{\text{сскор}}$, а дифференциальный и тормозной токи вычисляются по этим откорректированным значениям.

Корректировка осуществляется следующим образом.

1. Выравнивание вторичных токов по значению выполняется вводом в терминал номинальной мощности трансформатора, номинальных напряжений его обмоток и первичного тока ТТ каждого плеча (т. е. коэффициентов трансформации). При этом номинальные токи ТТ должны быть совместимы с диапазоном регулирования SEPAM, для этого необходимо выполнение условия

$$0,1 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.Т}}} < I_{\text{НОМ.Т}} < 2,5 \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ — для трехобмоточного трансформатора мощность наиболее мощной обмотки; $U_{\text{НОМ.Т}}$ и $I_{\text{НОМ.Т}}$ — соответственно номинальное напряжение обмотки и номинальный ток трансформатора той стороны трансформатора, для которой проверяется выполнение условия (5.5).

Проверим выполнение этого условия.

Для обмотки ВН $0,1 \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 52 < 600 < 2,5 \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1300$, следова-

тельно условие выполняется.

Для обмотки НН $0,1 \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 1,85} = 281 < 1500 < 2,5 \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 1,85} = 7030$, сле-

довательно условие выполняется.

2. Компенсация углового сдвига первичных токов трансформатора выполняется цифровым способом путем ввода в терминал соответствующей группы соединений обмоток трансформатора при наладке. Дробную группу (Δ/Δ -6,25/ Y -5,25), как в нашем случае, ввести невозможно, придется ввести ближайшие часовые индексы 6 и 5. Из-за неточной компенсации углового сдвига первичных токов трансформатора появляется дополнительная составляющая тока небаланса, которую необходимо учесть при выборе уставок защиты.

3. Исключение токов нулевой последовательности для предотвращения излишних отключений при внешних однофазных КЗ выполняется математикой терминала расчетным путем. В электромеханических дифференциальных защитах этого не требовалось, поскольку вторичные обмотки трансформаторов тока соединялись в треугольник со стороны обмотки трансформатора, соединенной по схеме звезды, и в звезду со стороны обмотки трансформатора, соединенной по схеме треугольника, при этом

тока нулевой последовательности в дифференциальное реле не попадали.

Торможение дифференциальной защиты применяется для предотвращения ложного срабатывания при внешних КЗ, когда баланс токов может нарушиться из-за неодинакового насыщения трансформаторов тока [34]. На рис. 5.6 ломаная линия $a - b - c - d$ (тормозная характеристика) отделяет зону срабатывания защиты (затемненная область) от зоны несрабатывания (светлая область).

Чувствительность дифференциальной защиты к внутренним КЗ и степень отстройки от внешних КЗ можно оценить по положению рабочей точки с координатами I_d / I_b и I_t / I_b по отношению к тормозной характеристике (точка h на рис. 5.6). Чем выше находится эта точка по отношению к тормозной характеристике, тем больше чувствительность защиты при внутреннем КЗ. При внешнем КЗ эта рабочая точка должна находиться как можно ниже тормозной характеристики. Поэтому показатели чувствительности дифференциальной защиты при разных токах КЗ можно улучшить изменением наклона тормозной характеристики в зависимости от диапазона, в котором находится тормозной ток.

При малых токах насыщение ТТ отсутствует, уставку срабатывания дифференциальной защиты определяется только небалансом токов в нагрузочном режиме. Поэтому начальная часть характеристики ($a - b$) выполнена параллельной оси абсцисс с уставкой срабатывания, равной $0,3(I_d / I_b)$, т. е. меньшей номинального тока трансформатора.

Участок характеристики $b - c$ определяется небольшими токами КЗ и сравнительно небольшим насыщением ТТ, и поэтому имеет небольшой наклон.

Участок характеристики $c - d$ соответствует значительному насыщению ТТ при больших токах КЗ, поэтому характеристика имеет большой наклон.

Ток срабатывания дифференциальной защиты при отсутствии торможения фактически задан производителем и составляет $0,3I_b = 0,3 \cdot 520 = 156$ А. Его можно изменить только вводом другого значения базовой мощности S_b , и в ряде случаев, например при применении данного терминала для неполной дифференциаль-

ной защиты шин электростанций с блокировкой от защит отходящих линий, приходится прибегать к этому способу.

В нашем случае, когда базовая мощность соответствует мощности трансформатора и ток срабатывания защиты задан, расчет дифференциальной защиты сводится к определению наклона тормозной характеристики на участке $b - c$ (см. рис. 5.6), проверке чувствительности защиты и пригодности трансформаторов тока.

Выбираем наклон тормозной характеристики на участке $b - c$. Учитывая, что наклон тормозной характеристики равен отношению тока срабатывания дифференциальной защиты при данном тормозном токе, имеем

$$\begin{aligned} I_d / I_t &= k_n [k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + 2 \sin 7,5^\circ / 2) + f] I_t / I_t = \\ &= k_n [k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + 2 \sin(7,5^\circ / 2) + f], \end{aligned} \quad (5.6)$$

где $k_n = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент надежности; $k_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий переходный режим ТТ; $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности ТТ, образующих дифференциальную схему, принимается равным 0,5, если ТТ имеют одинаковую конструкцию и коэффициенты трансформации и примерно одинаковые условия работы и вторичную нагрузку, и равным 1 в остальных случаях; $\varepsilon = 0,1$ — погрешность ТТ при наибольшем токе внешнего КЗ; $\Delta U_{\text{рег}}$ — максимальное относительное изменение напряжения на стороне регулирования по отношению к номинальному; $f = 0,02$ — аппаратная погрешность терминала; $2 \sin(7,5^\circ / 2)$ — дополнительная составляющая тока небаланса, обусловленная неточной компенсацией углового сдвига первичных токов трансформатора [часовой сдвиг $0,25$ соответствует $7,5^\circ$, погрешность в относительных единицах составит $2 \sin(7,5^\circ / 2)$].

Значение $k_{\text{пер}}$ принимают равным 2,0 для трансформаторов с двигательной нагрузкой, составляющей менее 50 % номинальной мощности трансформатора, и равным 2,5 для трансформаторов с двигательной нагрузкой, составляющей более 50 % номинальной мощности трансформатора. Это объясняется тем, что после отключения проходящих КЗ за трансформатором, начинается процесс самозапуска оставшихся подключенных двигателей, а в токе самозапуска электродвигателей содержится большая апериодиче-

ская составляющая и токи низкой частоты, особенно при восстанавливаемом напряжении, находящимся в противофазе с еще не успевшей затухнуть ЭДС двигателей. При этом ТТ могут насыщаться и их погрешность возрастает.

В нашем случае такой нагрузки нет, поэтому в выражении (5.6) можно принять $k_{\text{пер}} = 1$. Погрешность ТТ при внешнем КЗ невелика и не превышает 0,05 % (см. далее). Чтобы учесть неточности измерений при снятии характеристик ТТ в области малых токов намагничивания, по которым определена эта погрешность, условно примем ее значение равным 1 %, тогда $\epsilon = 0,01$. Можно также не учитывать составляющую тока небаланса, вызываемую регулированием напряжения ПБВ, поскольку переключатель напряжения находится в среднем положении, а регулирование напряжения осуществляется устройством РПН главного трансформатора подстанции.

Значение k_n примем равным 1,2, чтобы учесть возможное отличие характеристик ТТ на других аналогичных агрегатах в худшую сторону.

С учетом этого имеем

$$I_d / I_t = 1,2[1 \cdot 1 \cdot 0,01 + 0 + 2\sin(7,5^\circ/2) + 0,02] = 0,192.$$

Принимаем коэффициент торможения защиты (отношение дифференциального к тормозному току I_d/I_t) равным 20 %, соответствующая тормозная характеристика показана на рис. 5.7.

Отстройка от бросков тока намагничивания осуществляется по второй гармонической составляющей тока и поэтому не влияет на выбор тока срабатывания.

Коэффициент чувствительности определяем по выражению

$$k_q^{(2)} = \frac{I_{d*}}{I_{сз*}}. \quad (5.7)$$

где $I_{d*} = I_d / I_b$ — относительный минимальный дифференциальный ток, протекающий при двухфазном КЗ на стороне НН трансформатора; $I_{сз*}$ — относительный ток срабатывания защиты с учетом торможения (находится по тормозной характеристике терминала).

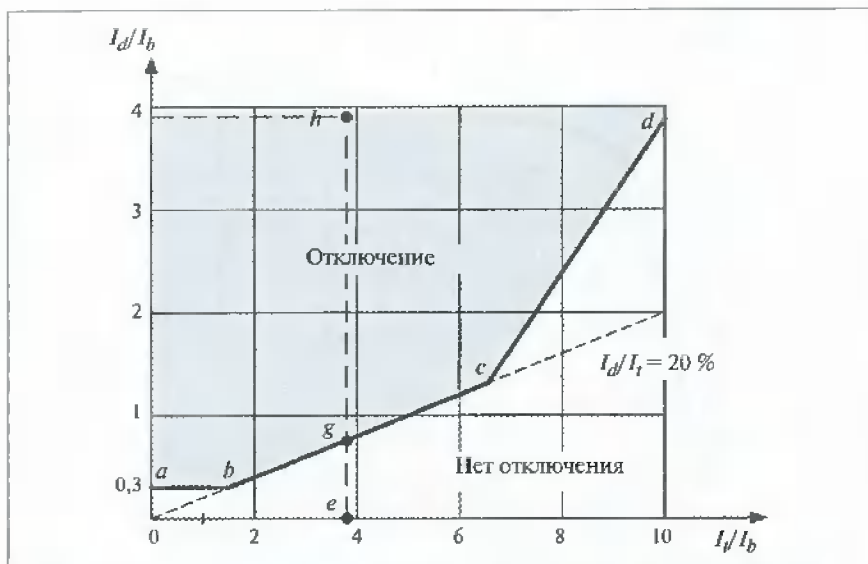


Рис. 5.7. Расчетная тормозная характеристика терминала SEPAM D32, установленного для защиты трансформатора ЧРП

При минимальном двухфазном КЗ на выводах НН трансформатора в одной из фаз со стороны ВН протекает ток, численно равный $0,92 I_{\text{к. min НН}}^{(3)}$ (см. пример 5.1). Соответственно дифференциальный ток по выражению (5.3) $I_{d*} = 0,92 I_{\text{к. min}}^{(3)} / 520 = 0,92 \cdot 2230 / 520 = 3,94$; тормозной ток по выражению (5.4) $I_{f*} = 2230 \cdot 0,92 / 520 = 3,94$; ток срабатывания защиты (точка g на рис. 5.7) $I_{\text{с.з}*} = 0,76$; коэффициент чувствительности защиты по рис. 5.7 $k_{\text{ч}}^{(2)} = h e / g e$ или $k_{\text{ч}}^{(2)} = 3,94 / 0,76 = 5,2 > 2$.

Проверим точность работы ТТ при внешнем КЗ.

Для дифференциальной защиты трансформатора точная работа должна обеспечиваться при расчетном токе, равном наибольшему значению тока внешнего КЗ, т.е. при КЗ вне зоны действия защиты.

Для этой проверки используем кривые намагничивания, снятые при наладке (вольт-амперные характеристики – ВАХ), приведенные на рис. 5.8 и 5.9.

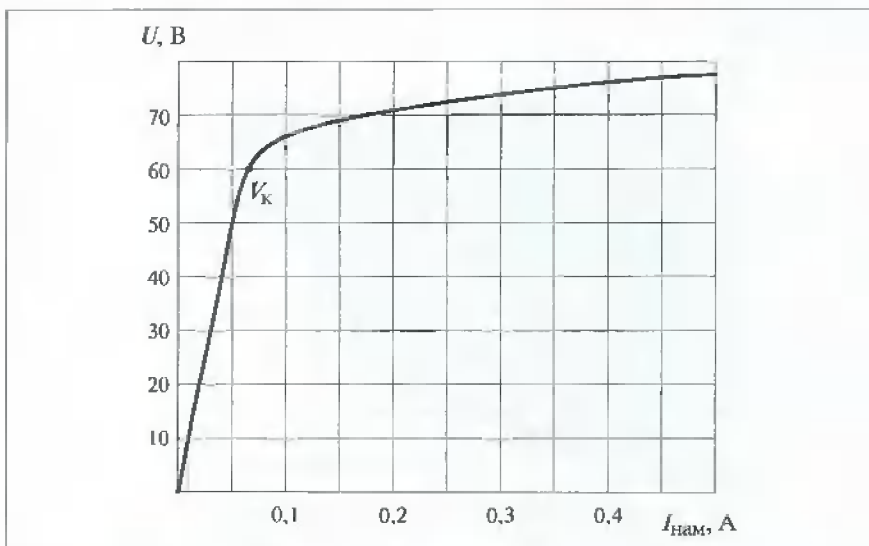


Рис. 5.8. Характеристика намагничивания ТТ, к которому подключен терминал SEPAM D32 со стороны ВН (V_K — напряжение точки перегиба)

Проверим работу ТТ типа ТЛО-10, 600/5, 10P20, установленных со стороны ВН трансформатора. Напряжение на вторичной обмотке ТТ при расчетном токе:

$$U_{2\text{расч}} = \frac{I_{\text{к. max}}^{(3)}}{K_I} (z_{2\text{т}} + z_{\text{н}}) = \frac{2740}{600/5} \cdot (0,2 + 0,16) = 8,2 \text{ В},$$

где $z_{2\text{т}} = 0,2 \text{ Ом}$; $z_{\text{н}} = r_{\text{пр}} + z_{\text{р}} + r_{\text{пер}} = 0,1 + 0,01 + 0,05 = 0,16 \text{ Ом}$.

В этом выражении $z_{\text{р}} = S_{\text{р}} / I_{2\text{ном}}^2 = 0,25 / 5^2 = 0,01 \text{ Ом}$, сопротивление медного фазного провода между ТТ и терминалом сечением $2,5 \text{ мм}^2$, длиной 15 м $r_{\text{пр}} = l / (\gamma s) = 15 / (57 \cdot 2,5) = 0,1 \text{ Ом}$, переходные сопротивления контактов в токовых цепях $r_{\text{пер}}$ принимаются равными $0,05 \text{ Ом}$.

Из характеристики намагничивания ТТ (рис. 5.8) получаем, что при $U_{2\text{расч}} = 8,2 \text{ В}$, ток намагничивания $I_{\text{нама}} = 0,01 \text{ А}$.

При этом токовая погрешность небольшая: $\varepsilon = (I_{2\text{нама}} / I_{2\text{расч}}) \cdot 100 = 0,01 \cdot 100 \cdot 600 / (2740 \cdot 5) = 0,044 \% \ll 10 \%$.

Проверим работу ТТ, установленных со стороны ВН, при максимальном токе КЗ $I_{\text{к. max}}^{(3)} = 16180 \text{ А}$. Установленные ТТ могут работать с точностью 10% при кратности тока КЗ, равной 20, т. е.

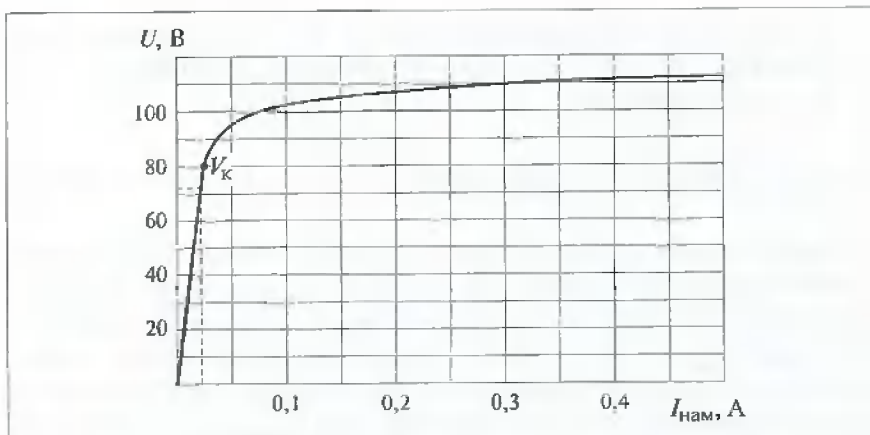


Рис. 5.9. Характеристика намагничивания ТТ, к которому подключен терминал SEPAM D32 со стороны НН

при токе до $20 \cdot 600 = 12000$ А, если мощность нагрузки равна $10 \text{ В} \cdot \text{А}$, что соответствует нагрузке $z_{\text{н. ном}} = S_{\text{ном.т}} / I_{2\text{ном}}^2 = 10 / 5^2 = 0,4 \text{ Ом}$. В нашем случае, при $z_{\text{н. факт}} = 0,16 \text{ Ом}$, допустимое значение кратности можно определить по выражению

$$k_{\text{доп}} = k_{\text{ном}} \frac{z_{2\tau} + z_{\text{н. ном}}}{z_{2\tau} + z_{\text{н. факт}}} = 20 \frac{0,2 + 0,4}{0,2 + 0,16} = 33,3.$$

Соответственно надежность работы защиты обеспечивается при токе КЗ, равном $33,3 \cdot 600 = 19980$ А, что больше максимального тока КЗ, т. е. надежность работы обеспечивается.

Проверим работу ТТ типа ТЛЮ-10, 1500/5, 10Р20, $10 \text{ В} \cdot \text{А}$, установленных со стороны НН трансформатора. Напряжение на вторичной обмотке ТТ при расчетном токе

$$U_{2\text{расч}} = \frac{I_{\text{к. макс}}^{(3)}}{K_I} \cdot (z_{2\tau} + z_{\text{н}}) = \frac{14810}{1500/5} \cdot (0,41 + 1,04) = 71,6 \text{ В},$$

где $z_{2\tau} = 0,41 \text{ Ом}$; $z_{\text{н}} = r_{\text{пр}} + z_{\text{р}} + r_{\text{пер}} = 0,98 + 0,01 + 0,05 = 1,04 \text{ Ом}$;
 $r_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma S} = \frac{280}{57 \cdot 2 \cdot 2,5} = 0,98 \text{ Ом}$ — сопротивление медных проводов от

ТТ до терминала сечением $2 \times 2,5 \text{ мм}^2$ на фазу и длиной 280 м.

Из характеристики намагничивания ТТ (рис. 5.9) получаем, что при $U_{2\text{расч}} = 71,6$ В ток намагничивания $I_{\text{нам}} = 0,025$ А.

Токовая погрешность

$$\varepsilon = (I_{2\text{нам}} / I_{2\text{расч}}) \cdot 100 = 0,025 \cdot 1500 \cdot 100 / (14810 \cdot 5) = 0,05 \% \ll 10 \%.$$

Аналогичную проверку можно сделать, если использовать кривые предельной кратности (здесь не приводятся). Для этого вычисляем мощность фактической вторичной нагрузки $S_{\text{н}} = z_{\text{н.факт}} I_{2\text{ном}}^2 = 1,04 \cdot 5^2 = 26$ В·А, по кривым предельной кратности (здесь не приводятся) находим, что этой нагрузке соответствует допустимая кратность первичного тока $k_{10\text{доп}} = 12$. Соответственно значение первичного тока, при котором ТТ с фактической нагрузкой 26 В·А будет работать с необходимой точностью, составляет $12 \cdot 1500 = 18000$ А, что больше максимального тока КЗ, т. е. надежность работы обеспечивается.

Однако проверка по кривым намагничивания предпочтительнее, поскольку она дает точное значение погрешности ТТ, которое можно использовать при выборе наклона тормозной характеристики.

Таким образом, при внешнем КЗ погрешность ТТ, установленных со стороны ВН и НН, составляет соответственно 0,044 и 0,05 %, т. е. значительно меньше 10 %, и точность работы защиты обеспечивается.

Для того чтобы дифференциальная защита не работала излишне при включении трансформатора под напряжение из-за насыщения ТТ броском тока намагничивания, фирма-изготовитель рекомендует проверить, что предельная кратность тока, при которой обеспечивается погрешность ТТ не более 10 %, была в 3 раза больше отношения амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока ТТ. Амплитуда броска тока намагничивания по снятой осциллограмме составляет 2600 А, амплитуда номинального тока ТТ составляет $\sqrt{2} \cdot 600 = 846$ А, их отношение $2600/846 = 3,07$. Отношение допустимого значения предельной кратности ТТ к полученному значению составляет $33,3/3,07 = 10,8 > 3$, условие выдерживается.

При отсутствии данных о предельной кратности ТТ аналогичное условие можно проверить по вольт-амперной характеристике ТТ. Напряжение точки перегиба вольт-амперной характеристики

ТТ должно быть в 3 раза больше ЭДС вторичной обмотки ТТ, вычисленной при токе броска намагничивания. В нашем случае ЭДС ТТ при токе броска намагничивания

$$E_{26p} = (z_{2T} + z_H) \frac{I_{бр}}{K_I \sqrt{2}} = (0,2 + 0,16) \frac{2600}{\sqrt{2} \cdot 600 / 5} = 5,53 \text{ В.}$$

Напряжение точки перегиба V_K вольт-амперной характеристики ТТ по рис. 5.8 составляет 60 В. Заметим, что напряжение точки перегиба можно определить расчетом. Ток насыщения для ТТ 600/5, 10Р20 $I_{нас} = 600 \cdot 20 = 12000 \text{ А}$, или во вторичном токе $12000/120 = 100 \text{ А}$, напряжение точки перегиба $V_K = I_{нас}(z_T + z_{H.ном}) = 100(0,2 + 0,4) = 60 \text{ В}$. Запас по напряжению составляет $60/5,53 = 10,8 > 3$, т. е. условие несрабатывания защиты при броске тока намагничивания также выдерживается.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

О недостатках передачи управляющих сигналов на напряжении 24 В

Известно, что чувствительность цифровой техники к помехам на несколько порядков выше, чем электромеханической, причем чем ниже напряжение оперативного тока, тем больше влияние помех. Наряду с этим, чем ниже напряжение оперативного тока, тем больше вероятность отказов из-за несоответствия минимальной коммутируемой мощности управляющих контактов входному току дискретных модулей цифровых устройств. В практике релейной защиты уже давно разработаны способы предотвращения отказов и неправильных действий по этим причинам [28, 35, 36]. Однако в схемах технологической автоматики это часто не учитывают. Например, применяют передачу дискретных сигналов на напряжении 24 В на значительные расстояния.

Рассмотрим на конкретном примере, к чему это приводит. Выключатель 10 кВ ЧРП (см. рис. 4.2) связан с системой автоматики преобразователя частоты контрольными кабелями, по которым передаются сигналы управления. При этом сигналы из ячейки ЗРУ 10 кВ в преобразователь частоты передаются на напряжении 24 В постоянного тока. Такое решение снижает надежность работы ЧРП по следующим причинам.

1. Контрольный кабель имеет длину порядка 300 м и проложен в едином кабельном канале с силовыми кабелями 10 кВ. Возмущения в сети 10 кВ (короткое замыкание, грозовые и коммутационные перенапряжения) могут создавать индуцированные помехи и, как следствие, возможен выход из строя контроллера преоб-

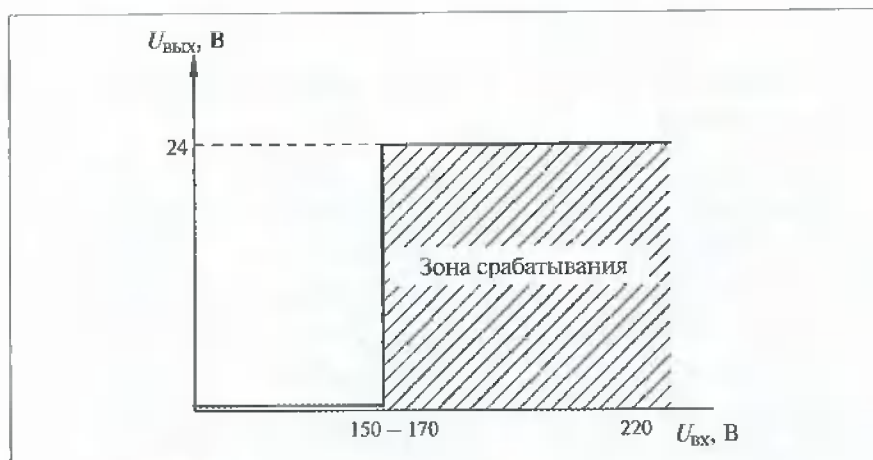


Рис. 6.1. Характеристика срабатывания ППДВ-8

разователя частоты или излишнее срабатывание технологической автоматики агрегата.

2. Информационные сигналы, передаваемые из ЗРУ 10 кВ в преобразователь частоты, формируются контактами реле Relpol R15 2013 ячейки. Минимальная коммутируемая мощность контактов этих реле 0,3 Вт, соответственно при напряжении 24 В ток должен быть не менее $0,3/24 = 0,0125$ А, или 12,5 мА. Поскольку входной ток дискретных входов контроллера преобразователя частоты составляет всего 4,5 мА, надежность контактирования не гарантируется, т. е. несмотря на замкнутый контакт реле сигнал может отсутствовать.

Для повышения надежности работы контактов, а также предотвращения прохождения ложных сигналов в преобразователь частоты, целесообразно передачу сигналов из ЗРУ 10 кВ в преобразователь частоты выполнить на постоянном оперативном напряжении 220 В. Для преобразования напряжения сигналов 220 В в сигналы 24 В можно в составе преобразователя частоты установить помехоустойчивые преобразователи дискретных входов ППДВ-8 (каждый на восемь входов) [17].

Они устанавливаются на рейку вместо клеммных зажимов (зажимы расположены внутри ППДВ-8), обеспечивают необходимые для отстройки от помех (в том числе вызываемых замыканиями на землю в цепях постоянного оперативного тока) пороги сра-

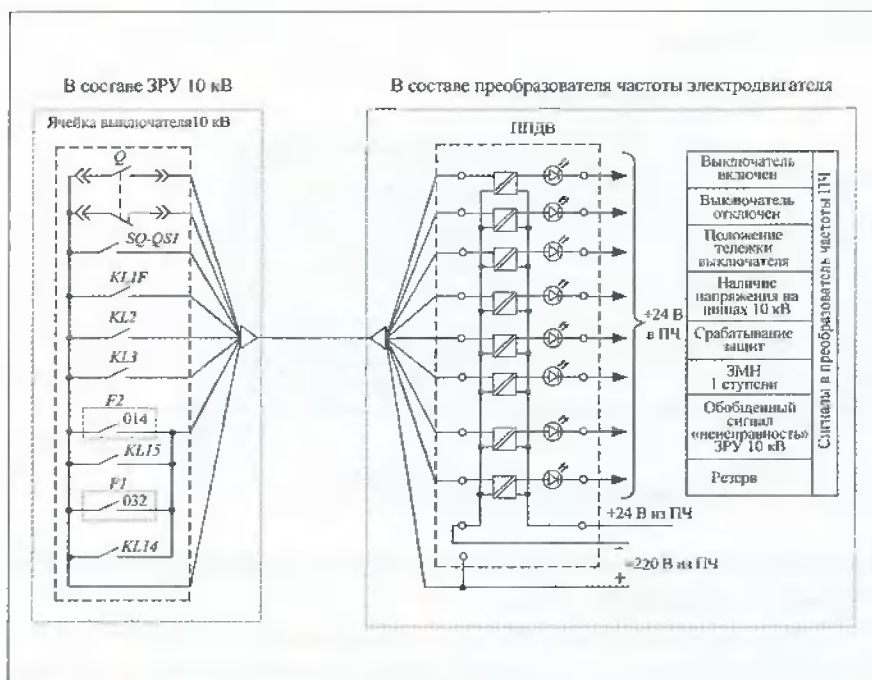


Рис. 6.2. Схема защищенной от помех передачи сигналов из ячейки ЗРУ 10 кВ в преобразователь частоты

батывания и преобразование напряжения 220 В до допустимого для ввода дискретных сигналов в контроллер (рис. 6.1).

При применении постоянного напряжения 220 В и установке во входных цепях контроллера преобразователя частоты устройства ППДВ-8 ток, протекающий через контакты реле, равен 5 мА, коммутируемая контактами мощность даже при пониженном оперативном напряжении $P = 0,8 \cdot 220 \cdot 5 = 880$ мВт, что больше минимальной коммутируемой мощности контактов этих реле, составляющей 300 мВт. Следовательно, надежность контактирования будет обеспечена.

Устройство имеет две дополнительные функции. Первая из них — кратковременное повышение входного тока до 12 мА (вместо обычного 4 — 5 мА) при появлении входного сигнала, это способствует уверенному пробиванию оксидной пленки на контактах сигнального реле и четкому приему сигнала. Вторая — при отсутствии входного сигнала обеспечивается пониженное сопро-

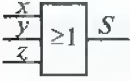
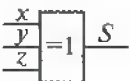
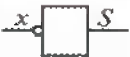
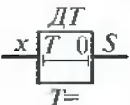
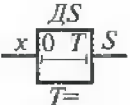
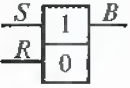
тивление между входом и минусом оперативного тока, при котором штатное устройство контроля изоляции в сети постоянного тока может зарегистрировать появление «земли» со стороны этого входа.

Схема передачи сигналов с применением ППДВ-8 приведена на рис. 6.2.

Разумеется, что кроме этого необходимы и другие меры борьбы с помехами, такие как применение экранированных контрольных кабелей, их прокладка отдельно от силовых и т.п.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Условные обозначения логических схем

Условное обозначение	Формула алгебры логики	Реализуемая функция	Прохождение сигналов
	$S = x + y + z$	ИЛИ	На выходе 1, если на одном или нескольких входах 1. На выходе 0, если на всех входах 0
	$S = x \cdot y \cdot z$	И	На выходе 1, если на всех входах 1. На выходе 0, если хотя бы на одном входе 0
	$S = x \cdot \bar{y} \cdot \bar{z} + \bar{x} \cdot y \cdot \bar{z} + \bar{x} \cdot \bar{y} \cdot z$	Только один	На выходе 1, если только на одном из входов 1. На выходе 0, если на всех входах 0 или на нескольких входах 1
	$S = \bar{x}$ ($S = 1$, если $x = 0$; $S = 0$, если $x = 1$)	Инверсия (НЕ)	Сигнал меняется на противоположный, 1 — на 0, 0 — на 1
	—	Выдержка времени на прохождение сигнала (на срабатывание)	При появлении $X = 1$ сигнал $S = 1$ появится через время T .
	—	Выдержка времени на исчезновение сигнала (на возврат)	При появлении $X = 1$ на выходе сразу же $S = 1$. При исчезновении сигнала на входе ($X = 0$) сигнал на выходе S исчезнет через время T
	$B = S + \bar{R} \cdot B$	Память (триггер)	При появлении на входе $S = 1$ на выходе сразу же $B = 1$. При исчезновении сигнала на входе на выходе остается $B = 1$. Сигнал на выходе снимается, если поступает сигнал $R = 1$

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд., перераб. и доп. с изм. — М.: Главэнергонадзор России, 1988.
2. Беляев А. В., Жданов Д. В. Расчеты токов коротких замыканий для выбора защит и оборудования на подстанциях с мощными синхронными электродвигателями. — СПб.: ПЭИПК, 2011.
3. Слодарж М. И. Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. — М.: Энергия, 1977.
4. Шабад М. А. Релейная защита и автоматика на электроподстанциях, питающих синхронные двигатели. — Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1984.
5. Корогодский В. И., Кужеков С. Л., Паперно Л. Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1000 В. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. — 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1981.
7. Беляев А. В. Автоматизация компрессорных подстанций с синхронными двигателями // Электрические станции. 1983. № 6.
8. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985.
9. Слодарж М. И. Избирательный запуск устройств АВР и АПВ // Электрические станции. 1981. № 5.
10. Слодарж М. И. Технические решения по выполнению релейной защиты и автоматики на подстанциях ММ СССР. Министерство металлургии СССР. Отдел энергетических служб. — Москва — Свердловск: 1990.
11. Слизский Э. П., Шкута А. Ф., Бруев И. В. Самозапуск электроприводных компрессорных станций магистральных газопроводов. — М.: Недра, 1991.
12. Система каскадного самозапуска синхронных турбодвигателей СТД-12500 на магистральных газопроводах / В. Ф. Сивокобыленко, М. И. Филь, В. А. Павловский, А. В. Левшов // Промышленная энергетика. 1989. № 4.
13. Результаты экспериментальных исследований и рекомендации по выбору схем электроснабжения и устройств автоматики синхронных турбодвигателей СТД-12500 компрессорных станций: Технический отчет / Донецкий политехнический институт. — Донецк: 1982.
14. Галицын А. А., Задернюк А. Ф. Опережающее АВР на подстанциях магистральных нефтепроводов // Промышленная энергетика. 1986. № 8.

15. Сивокобыленко В. Ф., Гребченко Н. В. Пусковой орган быстродействующего АВР // Промышленная энергетика. 1982. № 10.
16. Гамазин С. И., Цырук С. А., Понаровкин Д. Б. Быстродействующее АВР для промышленных подстанций с синхронной двигательной нагрузкой // Промышленная энергетика. 1990. № 10.
17. Гамазин С. И., Цырук С. А., Понаровкин Д. Б. Повышение эффективности пускового органа быстродействующего устройства АВР // Промышленная энергетика. 1992. № 4.
18. Сивокобыленко В. Ф., Гребченко Н. В. Быстродействующее устройство ввода резерва для ответственных потребителей с двигательной нагрузкой // Электричество. 1981. № 1.
19. Современные устройства быстродействующего АВР / С. И. Гамазин и др. // Энергетик. 2009. № 2.
20. Беляев А. В. Недостатки схем автоматики и защиты комплектных трансформаторных подстанций // Промышленная энергетика. 1979. № 2.
21. Возбудители серии ТЕ8-320-5: Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — Харьков: 1977.
22. Возбудители тиристорные серии ВТЕ-320-6: Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ИТЛ.579.059.ТО. — Л.: 1980.
23. Техническое описание и инструкция по эксплуатации бесщеточных возбудительных устройств серии БВУ. ИВЖ.579.047.ТО. — Лысьва: 1982.
24. Совершенствование автоматики гашения поля в схемах возбудителей серий ТЕ8-320, ВТЕ-320-6, БВУ / А. В. Беляев и др. // Промышленная энергетика. 1985. № 5.
25. А. с. 1032587 (СССР). Система возбуждения синхронной машины с форсированным гашением поля / Ф. Д. Дубинин, Л. П. Каплун, В. Б. Коваленко, Б. В. Яковчук — Оpubл. в Б. И. 1983. № 28.
26. Правила технической эксплуатации предписали установку дуговой защиты // Новости электротехники. 2001. № 4(10). С. 18 — 20.
27. Методические указания по повышению надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков. — М.: Атомэнергопроект, 1997.
28. Беляев А. В. Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА: в 2-х ч. — М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2009 («Библиотека электроэнергетики». Приложение к журналу «Энергетик». Вып. 9(129) и 10(130)).
29. Вивицкий Ю. Д., Гельфанд Я. С., Сытин А. П. Тиристорные пусковые устройства в электроэнергетике. — М.: Энергоатомиздат, 1992.
30. Поздеев Д. А., Нудельман Г. С., Ерезеев А. Н. Высоковольтные устройства плавного пуска синхронных и асинхронных электродвигателей. — <http://www.energosp.ru>.

31. Матисон А. Г. Системы безударного пуска высоковольтных электродвигателей // Электротехнический рынок. 2008. № 1(19).
32. Агрегат электроприводной газоперекачивающий ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р. Руководство по эксплуатации, Ч. 1: Техническое описание ИЯТЛ.064415.001 РЭ. Ч. 2: Инструкция по эксплуатации ИЯТЛ.064415.001 РЭ1. — С.-Пб.: ЗАО «РЭП Холдинг», 2007.
33. Преобразователь частоты ПЧТ 10 8000 3 Ж 01. Руководство по эксплуатации ИЯТЛ.435522.001 РЭ. ЗАО «РЭП Холдинг», СПб., 2007.
34. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 2007.
35. Савицкий В. А., Рояк М. Ш. Предотвращение неправильных срабатываний цифровых технологических систем на КС при воздействии электромагнитных помех // Газовая промышленность. 2011. № 1.
36. Экспериментальное определение характеристик дискретных входов микропроцессорных терминалов релейной защиты / Я. Л. Арцишевский и др. // Энергоэксперт. 2011. № 2.

Содержание

Часть 1

Аварийные режимы и противоаварийная автоматика на подстанциях с СД

Предисловие	3
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. Аварийные режимы и противоаварийная автоматика на подстанциях с СД	5
1.1. Краткая характеристика узлов нагрузок с СД.	5
1.2. Режим потери питания	10
1.3. Защита от потери питания	12
1.4. Режим потери устойчивости	18
1.5. Опережающее отключение СД при потере устойчивости.	27
1.6. Защита минимального напряжения.	33
1.7. Выбор автоматики восстановления питания	35
1.8. АПВ питающих линий	37
1.9. Автоматическое включение резервного питания	40
1.10. АПВ синхронных электродвигателей	53
1.11. Применение БАВР на подстанциях с СД	65
1.12. Блокировка АЧР при потере питания	68
1.13. Предотвращение некоторых неправильных действий автоматики	70
Список литературы.	76

Часть 2

Особенности выполнения релейной защиты на подстанциях с СД

Предисловие	3
ГЛАВА ВТОРАЯ. Особенности выполнения релейной защиты на подстанциях с СД	5
2.1. Выполнение МТЗ вводов от трансформатора	5

2.2. Выполнение защит отходящих от шин питания СД линий.	8
2.3. Согласование МТЗ по чувствительности.	9
2.4. Выполнение МТЗ трансформатора со стороны ВН	12
2.5. Защита СД при неполнофазном режиме	13
2.6. Выполнение защиты шин 6(10) кВ.	14
2.7. Заземление нейтрали сети питания СД	20
2.8. Размещение устройств релейной защиты и автоматики на подстанции с СД 29	30
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Автоматика и защита на подстанциях с синхронными электродвигателями, оборудованными устройствами плавного пуска	
3.1. Устройства плавного пуска на подстанциях с СД	38
3.2. Размещение защит и автоматики.	41
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Автоматика и защита на подстанциях с частотно-регулируемыми электродвигателями	
4.1. Частотно-регулируемый привод на подстанциях с мощными электродвигателями	44
4.2. Особенности выполнения защит и автоматики	46
4.3. Размещение защит и автоматики.	47
ГЛАВА ПЯТАЯ. Учет трансформации симметричных составляющих при расчетах защит.	
51	
ГЛАВА ШЕСТАЯ. О недостатках передачи управляющих сигналов на напряжении 24 В	
74	
ПРИЛОЖЕНИЕ. Условные обозначения логических схем	
78	
Список литературы.	
79	

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу «Энергетик»

БЕЛЯЕВ АНАТОЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**Автоматика и защита на подстанциях с синхронным
и частотно-регулируемыми электродвигателями
большой мощности
Часть 2**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14
Тел. (495) 675-19-06, тел./факс 234-74-21

Редакторы: Л. Л. Жданова, Н. В. Олшанская

Сдано в набор 15.01.14. Подписано в печать 17.02.14.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 5,0. Заказ БЭТ/02(182)-2014.

Макет выполнен издательством «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 157.

Отпечатано типографией издательства «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 157.

Журнал «Энергетика за рубежом»

Приложение к журналу «Энергетик»

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу «Энергетик» — **«Энергетика за рубежом»**. Это приложение выходит **один раз в два месяца**.

Журнал «Энергетика за рубежом» знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ»**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Подписной индекс журнала «Энергетика за рубежом» — приложения к журналу «Энергетик»

87261

Об авторе



Беляев Анатолий Владимирович —

кандидат технических наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Петербургского энергетического института повышения квалификации (ПЭИПК). Работает в ОАО «Оргэнергогаз» (Санкт-Петербург) в должности начальника инженерно-технического управления РЗА и АСУ-Э. Автор более 70 печатных изданий по вопросам РЗА и АСУ-Э, в том числе книг «Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА», «Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ», «Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики».

Надежное функционирование узлов нагрузки с синхронными электродвигателями обеспечивается применением противоаварийной автоматики