МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Составители
**М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков,
А.С. Гусев, А.О. Сулайманов**

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 621.311-5(075.8)
ББК 31.27-5я73
А22

А22 **Автоматика энергосистем**: учебное пособие / сост. М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 193 с.

Учебное пособие состоит из девяти глав, предусмотренных программой курса. На базе современных научных данных в адаптированной форме даётся представление об основных устройствах автоматического управления в электроэнергетических системах. Краткие теоретические положения иллюстрируются цитатами из первоисточников и биографическими справками.

Пособие подготовлено на кафедре «Электроэнергетические системы» и предназначено для студентов ИнЭО, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.311-5(075.8)
ББК 31.27-5я73

Рецензенты

Доктор технических наук, профессор кафедры
«Автоматизированные электрические системы» НГТУ
А.Г. Русина

Доктор технических наук,
профессор кафедры «Электрические сети и электротехника» ТПУ
Ю.В. Хрущев

© Составление. ФГАОУВО НИ ТПУ, 2015
© Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., составление, 2015
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **6**

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ТЕОРИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ **9**
1.1. Общие положения 9
1.2. Математическое описание системы автоматического регулирования 11
1.3. Анализ устройств автоматики методом направленных графов 13
1.4. Структурные схемы, графы устройств автоматики и их эквивалентные преобразования 19
1.5. Критерии устойчивости САР 21
1.5.1. Критерий устойчивости Рауса – Гурвица 23
1.5.2. Критерий устойчивости А.В. Михайлова 24
1.5.3. Критерий устойчивости Найквиста – Михайлова 26
1.5.4. Построение амплитудно-фазовой характеристики 33

2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН **34**
2.1. Самосинхронизация генераторов 35
2.2. Точная синхронизация 40
2.3. Синхронизация синхронных двигателей и компенсаторов 52
3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ **55**
3.1. Требования, предъявляемые к устройствам АПВ 55
3.2. Классификация АПВ 56
3.3. Совместная работа АПВ и релейной защиты 57
3.3.1. Ускорение действия защиты при АПВ 57
3.3.2. Поочередное АПВ 59
3.3.3. АПВ с возрастающей кратностью 61
3.3.4. АПВ линий с ответвлениями 62
3.4. Трехфазное АПВ с односторонним питанием 63
3.4.1. Однократное АПВ 63
3.4.2. Двукратное АПВ 65
3.4.3. Особенности АПВ с воздушными выключателями 67
3.4.4. Устройства АПВ с выключателями с пружинными и грузовыми приводами 68
3.4.5. Расчет уставок трехфазного АПВ линий с односторонним питанием 69
3.5. Трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием 70
3.5.1. Несинхронное АПВ 72
3.5.2. Быстродействующее АПВ 75
3.5.3. АПВ с ожиданием синхронизма 77
3.5.4. АПВ с улавливанием синхронизма 81
3.5.5. АПВ с самосинхронизацией синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей 84
3.6. Однофазное автоматическое повторное включение 84

4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ 90
4.1. Принципы выполнения АВР 92
4.2. Схемы устройств АВР 94
4.3. Расчет уставок устройств АВР 98
4.4. Совместная работа устройств АВР с релейной защитой и другими видами автоматики. 99

5. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭНЕРГОСИСТЕМ 104
5.1. Требования к устройствам АЧР 107
5.2. Принципы выполнения АЧР 108
5.2.1. Уставки устройств АЧРI и АЧРII по частоте 109
5.2.2. Уставки устройств АЧРI и АЧРII по времени 109
5.2.3. Мощность нагрузки, отключаемая устройствами АЧРI и АЧРII 110
5.2.4. Совмещенная частотная разгрузка 111
5.2.5. Применение частотной разгрузки для облегчения условий ресинхронизации 112
5.3. Частотное АПВ (ЧАПВ) 113
5.4. Дополнительная разгрузка 116

6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ 118
6.1. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин 118
6.2. Характеристики систем возбуждения 123
6.3. Основные регулируемые параметры режима 126
6.4. Автоматическая форсировка возбуждения и развозбуждения генератора ... 127
6.5. Компаундирование возбуждения генераторов 128
6.6. Электромагнитный корректор напряжения 132
6.7. Фазовое компаундирование 133
6.8. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия 137
6.9. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности на электростанциях 140
6.10. Групповое управление возбуждением генераторов 142
6.11. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях 143

7. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 148
7.1. Автоматические регуляторы частоты вращения турбин 149
7.2. Электрогидравлический регулятор частоты вращения 153
7.3. Распределение нагрузки между агрегатами 156
7.4. Первичное и вторичное регулирование 157
7.5. Методы регулирования частоты в энергосистеме 159
7.5.1. Регулирование по методу ведущего агрегата 160
7.5.2. Метод ведущей станции 160
7.5.3. Метод мнимостатических характеристик 162
7.5.4. Метод интегрального регулирования 163
7.6. Особенности регулирования частоты в объединенных энергосистемах 166
7.7. Схемы регулирования частоты и мощности 169

8. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ 173
8.1. Автоматика прекращения асинхронного режима 175
8.2. Автоматика ограничения отклонений частоты и напряжения 185

9. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ 188

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 190

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 191

ВВЕДЕНИЕ

В силу единства, непрерывности и параллельности процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии всё участвующее в этом процессе многочисленное, сложное и разнообразное оборудование электрических станций, подстанций электрокоммуникаций и электропотреблений постоянно связано и взаимодействует между собой во всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. С физико-математической точки зрения подавляющее большинство этого оборудования (котлоагрегаты с паровыми турбинами, гидротурбины, электрические генераторы с системами возбуждения, трансформаторы, линии электропередачи, электродвигатели и значительная часть остальной электрической нагрузки, а также различного рода и назначения преобразователи и многое другое оборудование) является динамическими элементами с диапазоном постоянных времени, превышающим 10^3.

Поэтому любые современные энергосистемы, а тем более объединенные и единые, обобщенно именуемые в дальнейшем электроэнергетическими системами (ЭЭС), представляют собой большие, многопараметрические, жесткие нелинейные динамические системы, характеризующиеся непрерывностью, взаимосвязанностью и быстротечностью сложных процессов, особенно аварийных, в оборудовании и ЭЭС, расположенных и распределенных на обширных территориях. Управление работой оборудования и ЭЭС в целом в этих условиях должно обеспечивать своевременные и необходимые для достижения максимальной надежности и эффективности функционирования ЭЭС воздействия и регулирование процессов при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. Такое управление возможно только с помощью профессионально и функционально ориентированных специальных средств автоматики ЭЭС.

В зависимости от основного назначения условно выделяют технологическую автоматику, выполняющую функции регулирования параметров нормальных и послеаварийных режимов работы оборудования и ЭЭС, и противоаварийную автоматику (ПА), предназначенную для минимизации последствий возникающих аварий, а также для их предотвращения и прекращения развития аварийных процессов в ЭЭС. Кроме этого, ПА подразделяются на обязательную к применению ПА общего типа и ПА специального назначения, целесообразность применения которой определяется конкретными схемно-режимными условиями.

Средства ПА общего типа составляют различные виды автоматического повторного включения (АПВ) в работу оборудования, главным образом воздушных линий электропередачи, и автоматического включения резервного (АВР) питания и оборудования, а также автоматической частотной разгрузки (АЧР), осуществляющей при аварийном снижении частоты автоматическое отключение части электропотребителей для восстановления баланса генерируемой и потребляемой электроэнергии в ЭЭС.

Функционирование обозначенной ПА, особенно АПВ и АВР, наиболее тесно взаимосвязано с работой релейной защиты (РЗ).

Однако с помощью ПА общего типа далеко не всегда удается предотвратить или прекратить развитие аварий и обеспечить приемлемый послеаварийный режим.

Поэтому для подобных случаев предусматривается еще и ПА специального назначения:

- комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы (АПНУ), реализующей автоматическое управление активной мощностью (АУМСУ) и специальное отключение нагрузки (САОН) для сохранения устойчивости в ЭЭС;
- автоматика предотвращения асинхронного режима (делительная автоматика) или его ликвидации (АЛАР).

Кроме этих основных средств ПА специального назначения, в зависимости от конкретных условий, могут применяться также средства автоматического ограничения частоты, напряжения, перегрузки оборудования активной и реактивной мощностями и другие дополнительные устройства ПА специального назначения. В связи с указанными ранее спецификой и особенностями оборудования и ЭЭС функционирование технологической и ПА взаимосвязано. Однако, в отличие от ПА, основное назначение первой – автоматическое регулирование необходимых уровней и значений главных параметров, нормальных и послеаварийных процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, которыми являются напряжение и реактивная мощность, частота и активная мощность. С учетом этого к данной категории автоматики относится и автоматическая синхронизация.

Поскольку значения напряжений и реактивных мощностей в ЭЭС связаны прежде всего с возбуждением синхронных машин, преимущественно генераторов, одними из наиболее важных средств технологической автоматики являются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Также непосредственно взаимосвязаны частота и активная мощность в ЭЭС со скоростью вращения генераторов, в связи с чем другую основную часть технологической автоматики составляют автоматиче-

ские регуляторы частоты (скорости) вращения (АРЧВ) и автоматические системы регулирования частоты и мощности (АРЧМ) генераторов.

Реализуемые с помощью АРВ форсировки, расфорсировки возбуждения и осуществляемые с участием АРЧМ противоаварийные управления частотой и активной мощностью являются наглядными примерами взаимосвязи и взаимодействия технологической и противоаварийной автоматики.

В совокупности с автоматикой парогенераторов тепловых электрических станций указанная технологическая автоматика аналогичного назначения (сетевая и системная автоматика) образуют средства технологической автоматики ЭЭС.

В данном курсе («Автоматика ЭЭС») рассмотрены методы, способы и принципы реализации, анализа и расчета основных средств технологической и ПА ЭЭС.

Кроме этого, в связи с наличием в настоящее время в ЭЭС средств автоматики, выполненных с преимущественным использованием различной элементной базы: электромагнитной и электромеханической, полупроводниковой, микроэлектронной и микропроцессорной, кратко рассмотрены наиболее значимые особенности этих реализаций.

Так как физико-математической базой значительной части этого материала служит теория автоматического управления и регулирования, а для анализа и расчета систем и устройств автоматики необходимо умение получать и преобразовывать их передаточные функции, изложение профессионально-ориентированного материала непосредственно по автоматике ЭЭС предваряют основные сведения из теории систем автоматического регулирования (САР), а также рассмотрение метода направленных графов применительно к задачам анализа и расчета звеньев, устройств и систем автоматики ЭЭС.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ТЕОРИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Общие положения

Дисциплина «Автоматика энергосистем» вообще и ЭЭС в частности включает в себя методы, способы и принципы построения автоматических систем, а также различные средства их реализации, методы анализа и расчета звеньев, устройств и автоматических систем.

Комплекс этих знаний необходим для изучения и эксплуатации существующих и проектирования новых средств автоматики.

Любая автоматическая система состоит из управляемого ею объекта (УО) и устройства автоматического (без участия человека) управления состоянием или процессами этого объекта. Если формируемое устройством автоматического управления управляющее воздействие (УВ) на УО может принимать только два существенно различных значения и в соответствии с этим состояние или процессы также могут находиться только в одном из двух состояний или уровней, то такого рода автоматическая система представляет собой автоматику релейного типа: РЗ, АПВ, АВР, АЧР и др.

Автоматические системы, в которых управление объектом осуществляется непрерывно или импульсно-постоянно, образуют принципиально другой тип автоматики – системы автоматического регулирования (САР). В электроэнергетике к этому типу автоматики относятся локальные и системные средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, основными среди которых являются АРВ, а также средства автоматического регулирования частоты и мощности – АРЧМ и др.

Причиной формирования УВ в автоматике любого типа служит изменение (возмущение) контролируемых и соответственно измеряемых величин или регистрируемых состояний УО. При этом если изменения, возникающие в УО, не используются для формирования УВ, то такая автоматическая система относится к категории разомкнутых: РЗ, АПВ, АВР, АЧР и другая подобная автоматика. В противном случае автоматическая система является замкнутой – САР с обратной связью. Такого рода САР применяются для стабилизации регулируемой величины на определенном (заданном) уровне, для программного управления регулируемой величиной и для отслеживания (копирования) какой-либо произвольно изменяющейся во времени величины.

Во всех этих применениях регулируемая величина УО прямо или косвенно сравнивается с контролируемой: заданной, программной или отслеживаемой, т.е. выполняется операция вычитания и, с учетом разности (отклонения), формируется УВ.

Следовательно, в замкнутых САР обратная связь, согласно ее функциональному назначению, должна быть всегда отрицательной – ООС. С введением понятия *обратная связь* неизбежным становится и понятие *прямая связь*, определяющее направление передачи управляющего воздействия.

В общем и весьма распространенном случае для достижения нужного качества регулирования САР может быть комбинированной, объединяющей разомкнутую и замкнутую САР, в которой УВ формируется с учетом возмущения и отклонения контролируемых величин: АРВ и большинство АРЧМ. Кроме этого, нередко с той же целью УВ формируется еще и с дополнительным учетом производных контролируемых величин.

Функционал, в соответствии с которым формируется УВ, называется законом регулирования, а реализующее его устройство автоматического управления – автоматическим регулятором. Поскольку используемые в электроэнергетике САР, как правило, содержат канал регулирования по отклонению (рис. 1.1), нормальный диапазон их работы – режим сравнительно малых отклонений, т.е. практически линейный диапазон. Последнее позволяет применять для их анализа методы расчета линейных систем, в том числе и метод наложения. Поэтому анализ всех САР, независимо от числа контролируемых величин, можно рассматривать на примерах комбинированной САР с одной контролируемой величиной $X_{ВХ.1}$ в канале регулирования по отклонению ($\Delta X = X_{ВХ.1} - X_{ВЫХ}$) и с одним контролируемым возмущением ($X_{ВХ.2}$).

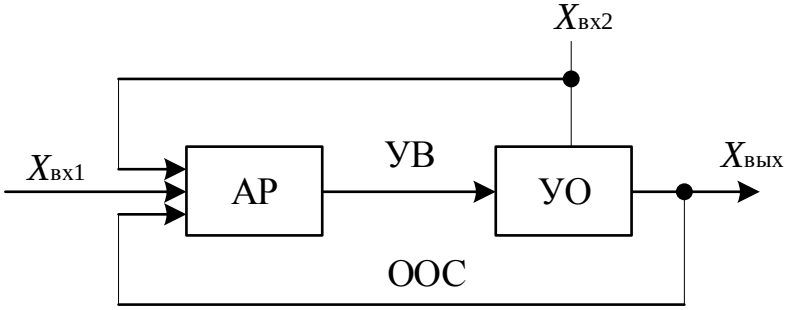


Рис. 1.1. Структура системы автоматического регулирования:
АР – автоматический регулятор; УВ – управляющее воздействие;
УО – управляемый объект; ООС – отрицательная обратная связь

В электроэнергетике УО обычно является электро- и теплооборудование, для управления которым необходима существенная, в зависимости от его вида, механическая или электрическая мощность. Между тем автоматические регуляторы (АР), выполняющие измерительные и преобразовательные функции, оказываются для этих целей недостаточно мощными, в связи с чем большинство САР содержит в прямой связи между АР и УО усилительно-исполнительное устройство, которое при анализе включается в состав УО или чаще АР.

1.2. Математическое описание системы автоматического регулирования

Используемое в теории автоматического управления (ТАУ) математическое описание функционирования САР инвариантно к физической природе УО, АР и составляющих их звеньев и устройств, а также протекающих в них процессах изменения характеризующих их величин, в том числе контролируемых и регулируемых. Уравнения, описывающие функционирование УО, АР и, если нужна детализация, составляющих их звеньев и устройств, а также САР в целом, связывают их входные/выходные величины с параметрами и топологией реализующих элементов безотносительно к физической природе этих элементов и соответственно процессов изменения данных величин.

Обобщенно указанные уравнения могут быть представлены в виде

$$a_0 \frac{d^n X_{\text{ВЫХ}}}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} X_{\text{ВЫХ}}}{dt^{n-1}} + \ldots + a_{n-1} \frac{dX_{\text{ВЫХ}}}{dt} + a_n X_{\text{ВЫХ}} =$$

$$= b_0 \frac{d^n X_{\text{ВХ}}}{dt^n} + b_1 \frac{d^{m-1} X_{\text{ВХ}}}{dt^{m-1}} + \ldots + b_{m-1} \frac{dX_{\text{ВХ}}}{dt} + b_m X_{\text{ВХ}}.$$

Применяя преобразование Лапласа, которое при нулевых начальных условиях заключается в формальной замене символов дифференцирования, с учетом показателя порядка, соответствующими операторами: p^n и p^m, p^{n-1} и p^{m-1}, … , p, а $X_{\text{ВЫХ}}(t)$ и $X_{\text{ВХ}}(t)$ их изображениями $X_{\text{ВЫХ}}(p)$ и $X_{\text{ВХ}}(p)$, можно записать его в операторной форме:

$$(a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \ldots + a_{n-1} p + a_n) X_{\text{ВЫХ}}(p) =$$

$$= (b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \ldots + b_{m-1} p + b_m) X_{\text{ВХ}}(p).$$

Отсюда

$$X_{\text{ВЫХ}}(p) = \frac{b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \ldots + b_{m-1} p + b_m}{a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \ldots + a_{n-1} p + a_n} X_{\text{ВХ}}(p),$$

или, с учетом вводимого обозначения

$$W(p) = \frac{b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \ldots + b_{m-1} p + b_m}{a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \ldots + a_{n-1} p + a_n},$$

которое в ТАУ называется передаточной функцией,

$$X_{\text{ВЫХ}}(p) = W(p) \cdot X_{\text{ВХ}}(p).$$

Таким образом, функциональная взаимосвязь между $X_{\text{ВХ}}$ и $X_{\text{ВЫХ}}$ любого элемента САР в целом может быть представлена дифференциальным уравнением во временной области или передаточной функцией в операторной форме. Если же принять во внимание эквивалентность взаимозамены

$$\frac{d}{dt} = p = j\omega,$$

– то и передаточной функцией в частотной области

$$W(j\omega) = B(\omega) + jM(\omega),$$

которая, при изменении частоты от $\omega = 0$ до $\omega \to \infty$, определяет амплитудно-фазовую частотную характеристику устройства, имеющего данную передаточную функцию. Анализ свойств этой характеристики позволяет решать важные для теории и практики САР задачи, в частности устойчивости замкнутых САР и их коррекции.

Не менее важную роль при разработке, проектировании и эксплуатации средств автоматики вообще и в том числе ЭЭС играют также амплитудно-частотная характеристика

$$A(\omega) = |W(j\omega)| = \sqrt{B^2(\omega) + M^2(\omega)}$$

и фазочастотная характеристика

$$\varphi(\omega) = \arg W(j\omega) = \operatorname{arctg} \frac{M(\omega)}{B(\omega)},$$

определяющие частотозависимые функции преобразования, соответственно величины и фазы $X_{\text{ВХ}}$.

В научно-технической, справочной и учебной литературе эти характеристики (с целью упрощения и удобства их использования) часто приводятся и применяются в логарифмическом масштабе

$$\lg W(j\omega) = \lg A(\omega) \cdot e^{j\varphi(\omega)} = \lg A(\omega) + j\varphi(\omega) \lg e.$$

Обычно данный масштаб используется для логарифмических амплитудно-частотных характеристик (ЛАЧХ) и за единицу измерения принимается децибел:

$$1 \text{ дБ} = 20 \lg A(\omega).$$

При этом единицей измерения частоты служит ее десятикратное изменение – декада.

Нередко для упрощения действительную логарифмическую амплитудно-частотную характеристику (ЛАЧХ) заменяют ее асимптотической кусочно-линейной аппроксимацией – диаграммой Бодэ. Частоты, соответствующие точкам излома диаграммы Бодэ, называются сопрягающими, а частота, при которой $\lg A(\omega) = 0$, – частотой среза.

Поскольку между дифференциальными уравнениями и передаточными функциями существует строгая математическая взаимосвязь, а любой сигнал путем разложения в ряд Фурье может быть представлен соответствующим спектром синусоидальных колебаний, сложный анализ процессов в устройствах автоматики на основе решения дифференциальных уравнений для большинства практических задач может быть заменен несложным анализом установившихся режимов при синусоидальных воздействиях. В связи с этим для изучения, проектирования, исследования и эксплуатации устройств автоматики существенное значение имеет умение определять передаточные функции звеньев и устройств разомкнутых или замкнутых САР в целом.

1.3. Анализ устройств автоматики методом направленных графов

Одним из наиболее универсальных и эффективных методов определения передаточных функций разнообразных звеньев, устройств и систем различной физической природы является метод графов, главным образом направленных. Так как подавляющее большинство звеньев и устройств автоматики ЭЭС в целом являются электрическими (электромагнитными, электромеханическими, полупроводниковыми, микроэлектронными) и при анализе их любыми методами представляются соответствующими схемами замещения, определение передаточных функций методом направленных графов рассматривается для некоторой обобщенной схемы замещения, содержащей все потенциально возможные элементы и топологические особенности этих схем замещения.

В общем случае данные схемы замещения, состоящие из узлов и ветвей, могут содержать идеальные или реальные источники полезных или паразитных сигналов, которые могут представлять собой источники тока (у идеального источника тока внутреннее сопротивление $Z_i \to \infty$ и соответственно проводимость $Y_i \to \infty$) или источники напряжения (у идеального источника напряжения внутреннее сопротивление $Z_u \to \infty$ и соответственно проводимость $Y_u \to \infty$). Кроме того, помимо

пассивных ветвей в виде активных и реактивных сопротивлений Z или соответствующих проводимостей Y, направление передачи сигналов по которым заранее неизвестно и априори может осуществляться в любом из двух взаимообратных направлений, схемы замещения могут содержать также ветви, учитывающие активные элементы устройств автоматики с определенными направлениями и коэффициентами передачи, в том числе комплексными, например усилительные звенья. В зависимости от требований к точности анализа применяются схемы замещения элементов и устройств автоматики в целом соответствующего уровня детализации. Для большинства задач инженерного уровня достаточным является представление источников сигналов идеальными источниками тока и напряжения, а усилителей – звеньями с коэффициентом передачи и бесконечно большим входным и бесконечно малым выходным сопротивлениями.

Подобная указанной иллюстративная схема замещения изображена на рис. 1.2.

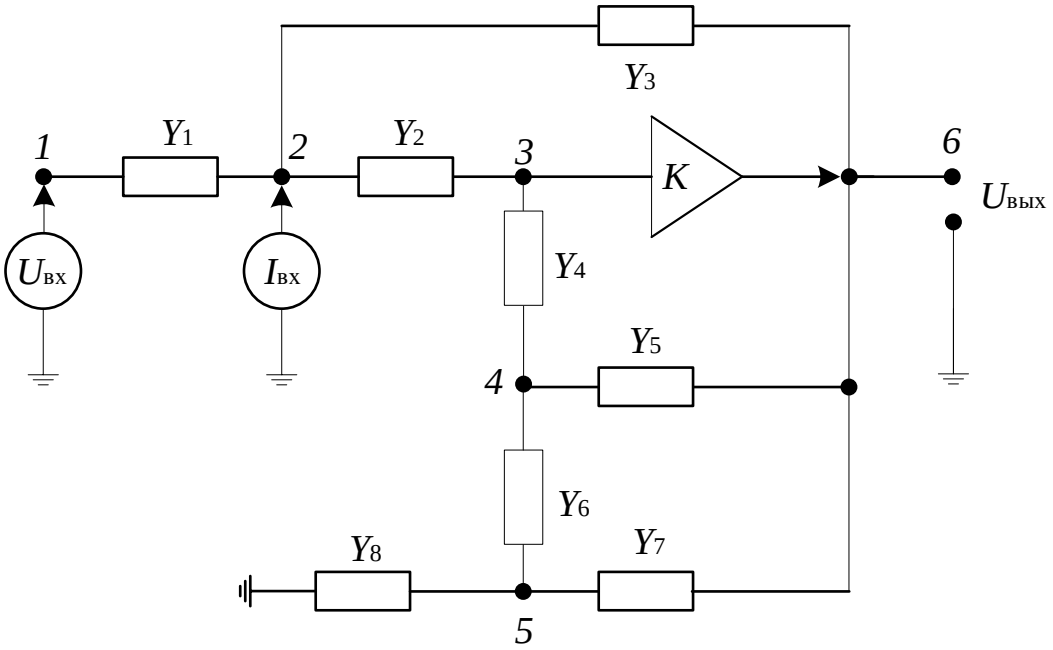


Рис. 1.2. Схема замещения

Теория графов в полном объеме изложена в основах теории электрических цепей и ряде специальных изданий [1, 2]. В данном курсе рассматриваются сугубо прикладные аспекты этой теории, необходимые для ее практического применения, главным образом при анализе устройств автоматики ЭЭС, первоочередной задачей которого является определение их передаточных функций.

Первый этап решения этой задачи состоит в составлении направленного (сигнального) графа, соответствующего схеме замещения анализируемого устройства.

Узлы схемы замещения являются узлами (вершинами) графа. Для наглядности (необязательно) рекомендуется сохранять в графе номера и топологию узлов анализируемой схемы.

Поскольку априори направления передачи сигналов по пассивным ветвям схемы в общем случае неизвестны, все пассивные ветви замещаются в графе двумя взаимообратно направленными линиями. Направление обозначается стрелкой, обычно в ее середине. Линии (ветви-ребра графа) могут быть прямыми и любой кривизны.

Ветви схемы с заданными направлениями и коэффициентами передачи (обычно активные ветви схемы) замещаются одинарными соответствующими ребрами.

Каждому ребру графа на основе анализируемой схемы присваивается *индивидуальный коэффициент передачи*:

– для рёбер, замещающих пассивные ветви – равный отношению собственной проводимости замещаемой ветви к эквивалентной проводимости узла, в который по стрелке входит данное ребро (сумма всех проводимостей, присоединенных к данному узлу ветвей схемы);

– для рёбер, замещающих ветви схемы с заданными коэффициентами передачи – равный заданному коэффициенту замещаемой ветви схемы.

Идеализированные источники напряжения присоединяются к соответствующим узлам (вершинам) графа или непосредственно, или через однонаправленные ребра с единичными коэффициентами передачи.

Поскольку подключаемый к узлу источник тока изменяет напряжение в этом узле за счет падений напряжений от его протекания по присоединенным к данному узлу ветвям с заданными проводимостями, то идеализированные источники тока присоединяются к соответствующим узлам (вершинам) графа через однонаправленные рёбра с коэффициентами передачи, равными отношению единицы к эквивалентной проводимости соответствующего узла.

Эквивалентная проводимость *i*-го узла $Y_{эi}$, к которому присоединен или идеализированный источник напряжения, или ветвь с заданным коэффициентом (например, выход идеализированного усилителя), или идеализированный контур заземления (шина нулевого потенциала), имеющие внутреннее выходное $Z_{ВН} = 0$ и соответственно $Y_{ВН} \to \infty$, всегда оказывается равной $Y_{эi} \to \infty$. Поэтому все входящие в такого ро-

да узлы рёбра графа будут иметь коэффициент передачи $\frac{Y_{ij}}{Y_{эi}} = 0$ и из графа могут быть исключены на этапе его составления.

Ребра графа, выходящие из узлов, присоединенных к имеющему нулевой потенциал идеализированному контуру заземления, несмотря на конечное значение коэффициента передач, всегда передают сигнал нулевого значения. Поэтому такого рода ребра для упрощения графа, также целесообразно исключать на этапе его составления.

Очевидно, что присоединяемые к узлам $Y_i = 0$, соответствующие $Z_i \to \infty$, не изменяют $Y_{эi}$ и на конфигурацию графа, коэффициенты передачи не влияют.

Составленный по рассмотренным правилам граф для иллюстративной схемы замещения изображен на рис. 1.3.

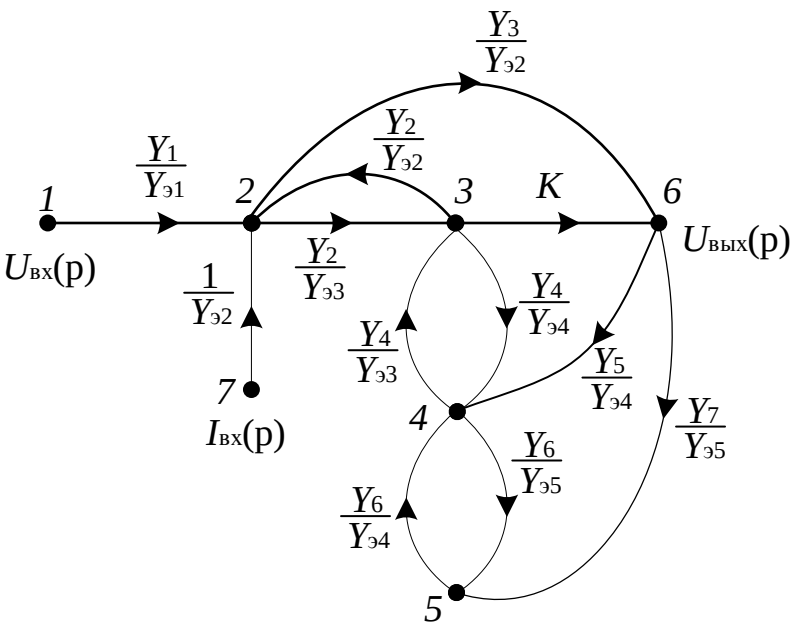


Рис. 1.3. Направленный граф на основе схемы замещения:
$Y_{Э2} = Y_1 + Y_2 + Y_3$, $Y_{Э3} = Y_2 + Y_4$, $Y_{Э4} = Y_4 + Y_5 + Y_6$, $Y_{Э5} = Y_6 + Y_7 + Y_8$

Передаточная функция между любыми двумя узлами (i, j) определяется по правилу Мэзона

$$W_{ij}(p) = \frac{U_j(p)}{U_i(p)} = \frac{\sum_{k=1}^{n} \Pi_k (1 - \Delta_k)}{1 - \Delta}.$$

В формуле Мэзона:

1. Π_k – коэффициент передачи *k*-го прямого пути между узлами графа, для которых определяется передаточная функция, в частности между *i*-м и *j*-м узлами:

1) прямой путь между *i*-м и *j*-м узлами графа – это путь от *i*-го узла к *j*-му, образованный ребрами одного направления, на котором ни один узел не встречается дважды;

2) коэффициент передачи Π_k-го прямого пути равен произведению коэффициентов передач образующих его рёбер;

3) в общем случае между *i*-м и *j*-м узлами графа может быть *N* прямых путей и соответственно *N* коэффициентов передачи этих путей.

2. $$1-\Delta_k = 1-\sum_{\alpha=0}^{m} L_k^{(\alpha)} + \sum_{\beta=0}^{t} L_k^{(\alpha)} \cdot L_k^{(\beta)} - \sum_{\gamma=0}^{s} L_k^{(\alpha)} \cdot L_k^{(\beta)} \cdot L_k^{(\gamma)} + \ldots,$$

где $L_k^{(\alpha)}$ – коэффициент передачи α-го контура графа, не касающегося *k*-го прямого пути, и соответственно $\alpha \sum_{\alpha=0}^{m} L_k^{(\alpha)}$ – сумма коэффициентов передачи контуров графа, не касающихся *k*-го прямого пути; $L_k^{(\alpha)} \cdot L_k^{(\beta)}$ – произведение пары коэффициентов передачи контуров графа, не касающихся *k*-го прямого пути и друг друга, и соответственно $\sum_{\beta=0}^{t} L_k^{(\alpha)} \cdot L_k^{(\beta)}$ – сумма попарных произведений коэффициентов передачи контуров графа, не касающихся *k*-го прямого пути и друг друга; далее по аналогии сумма троек произведений коэффициентов передачи контуров графа, не касающихся *k*-го прямого пути и друг друга, затем четверок, пятерок и т.д., причем суммы произведений четного числа контуров со знаками «+», а нечетного со знаками « – ».

Следует заметить, что:

1) контур графа – это замкнутая часть графа, образованная ребрами одного направления, на котором ни один узел не встречается дважды, за исключением исходного;

2) коэффициент передачи контура равен произведению коэффициентов передачи образующих его ребер графа;

3) контур графа, образованный одним ребром, называется петлей;

4) условие некасания контуров прямого пути и друг друга – отсутствие общих узлов.

3. $$1-\Delta = 1-\sum_{g=0}^{N} L^{(g)} + \sum_{f=0}^{M} L^{(g)}\cdot L^{(f)} - \sum_{h=0}^{D} L^{(g)}\cdot L^{(f)}\cdot L^{(h)} + \dots ,$$

где отличие от $(1-\Delta_k)$ состоит лишь в том, что снимается условие некасания контуров прямых путей, и поэтому знаменатель является общим для передаточных функций между любыми двумя узлами данного графа.

Используя формулу Мэзона, определяем, например, передаточную функцию между узлами *1* и *6* в схеме (см. рис. 1.2) по ее графу (рис. 1.3):

$$W_{1-6}(p) = \frac{\dfrac{Y_1}{Y_{Э2}}\cdot\dfrac{Y_2}{Y_{Э3}}\cdot\dot{K}\left(1-\dfrac{Y_6^{\,2}}{Y_{Э4}\cdot Y_{Э5}}\right)}{1-\left(\dfrac{Y_2^{\,2}}{Y_{Э2}\cdot Y_{Э3}}+\dfrac{Y_2}{Y_{Э3}}\cdot\dot{K}\cdot\dfrac{Y_3}{Y_{Э2}}+\dfrac{Y_4^{\,2}}{Y_{Э3}\cdot Y_{Э4}}+\dot{K}\cdot\dfrac{Y_5}{Y_{Э4}}\cdot\dfrac{Y_4}{Y_{Э3}}+\dfrac{Y_6^{\,2}}{Y_{Э4}\cdot Y_{Э5}}+\cdots\right.}$$

$$\frac{}{\left.\cdots+\dot{K}\cdot\dfrac{Y_7}{Y_{Э5}}\cdot\dfrac{Y_6}{Y_{Э4}}\cdot\dfrac{Y_4}{Y_{Э3}}\right)+\left(\dfrac{Y_2^{\,2}}{Y_{Э2}\cdot Y_{Э3}}\cdot\dfrac{Y_6^{\,2}}{Y_{Э4}\cdot Y_{Э5}}+\dfrac{Y_2}{Y_{Э3}}\cdot\dot{K}\cdot\dfrac{Y_3}{Y_{Э2}}\cdot\dfrac{Y_6^{\,2}}{Y_{Э4}\cdot Y_{Э5}}\right)}.$$

Далее выполняются обычные в математических выражениях преобразования: раскрываются эквивалентные проводимости узлов, группируются одноименные параметры и т.д. В рассматриваемой в качестве примера схеме (см. рис. 1.2), полученная $W_{1-6}(p)$ определяет часть $U_{\text{ВЫХ}}(p)$, формируемую за счет $U_{\text{ВХ}}(p)$:

$$U_{\text{ВЫХ}_{U\text{ВХ}}}(p) = W_{1-6}(p)\cdot U_{\text{ВХ}}(p).$$

Полный сигнал $U_{\text{ВЫХ}}(p)$ в данной схеме, согласно принципу суперпозиции, равен

$$U_{\text{ВЫХ}}(p) = W_{1-6}(p)\cdot U_{\text{ВХ}}(p) + W_{8-6}(p)\cdot i_{\text{ВХ}}(p)$$

и для его определения необходимо, используя граф (рис. 1.3), рассмотренным уже образом получить $W_{8-6}(p)$.

Кроме отмеченного и рассмотренного далее частотного $(p = j\omega)$ анализа устройств автоматики с помощью $W(j\omega)$, не менее важным в теории и практике этих устройств является анализ с помощью передаточных функций их точности и чувствительности, связанный с реальными параметрами применяемых элементов, отклонениями этих параметров от идеальных и номинальных значений в зависимости от различных факторов: технологических, изменений температуры, влажности и др. В соответствии с теорией точности и чувствительности, подробно изложенной, например, в [3], погрешность передаточной функ-

ции, включающей в себя n различных параметров $W(p_1, p_2, .. p_i, .. p_n)$, из-за влияния указанных факторов определяется выражением

$$\Delta W = (W_I - W_R) + \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial W}{\partial p_i} \Delta p_i,$$

где W_I – идеальная передаточная функция, т.е. с идеальными параметрами активных элементов (при их наличии в схеме устройства) и номинальными параметрами пассивных элементов схемы; W_R – реальная передаточная функция, т.е. с реальными параметрами активных элементов (при их наличии в схеме устройства) и номинальными параметрами пассивных элементов схемы; Δp_i – отклонение i-го параметра схемы из-за влияния указанных ранее факторов; $\frac{\partial W}{\partial p_i}$ – частная производная W по i-му параметру, являющаяся коэффициентом чувствительности W к изменению p_i.

1.4. Структурные схемы, графы устройств автоматики и их эквивалентные преобразования

Устройства автоматики, в том числе ЭЭС и особенно САР, как правило, представляют собой функционально взаимосвязанную совокупность звеньев, которая может содержать управляемый объект, усилитель, различные преобразователи и операционные устройства, а также другие (необходимые для достижения цели) устройства, реализующие конкретные частичные функции. Часть этих звеньев может образовывать АР. Каждое из этих звеньев имеет свою передаточную, которая может быть получена рассмотренным методом графов, и соответственно каждое из этих звеньев может быть изображено ребром графа соответствующего направления с коэффициентом передачи, равным передаточной функции изображаемого на графе звена. Таким образом, любое устройство автоматики может быть представлено как отображающей состав и функциональные связи указанной совокупности структурной схемой, так и соответствующим графом.

В зависимости от целей анализа устройств автоматики их структурные схемы и графы могут представляться в нужной мере детализированными или эквивалентированными.

В ТАУ наиболее распространенным уровнем детализации для большинства устройств является уровень типовых звеньев, предназначенных для реализации ряда элементарных функций: заданного вещественного или комплексного коэффициента передачи, различных алгеб-

раических операций, выделения модуля и фазы сигналов, операций интегрирования, дифференцирования и др. Объединение в одном звене одной или нескольких такого рода функций, выполняемых непосредственно связанными между собой звеньями, представляет собой эквивалентирование. Поскольку между структурной схемой и направленным графом существует определенная математическая связь, их эквивалентирование выполняется по определенным правилам. В общем случае уровень и варианты эквивалентирования, также как и детализации, могут быть различными, и поэтому набор правил для их осуществления оказывается разнообразным. Так как эквивалентирование в структурной схеме, графе и математическое преобразование передаточных функций (группирование, вынесение подобных членов, сложение, умножение и т.д.) идентичны, нужный результат может быть получен и путем их комбинаций.

В связи с этим на практике наиболее целесообразным является использование простых правил эквивалентирования структурных схем и графов, сводящих к минимуму вероятность допущения ошибок. Остальные преобразования, в случае их необходимости, выполняются математически в среде полученных передаточных функций. Наиболее распространенными и рекомендуемыми эквивалентными преобразованиями структурных схем и графов можно считать следующие:

1) замена нескольких последовательно соединенных звеньев структурной схемы или ребер графа одним эквивалентным звеном или ребром соответственно с передаточной функцией, равной произведению передаточных функций заменяемых звеньев, или с коэффициентом, равным произведению коэффициентов передачи замещаемых рёбер (рис. 1.4);

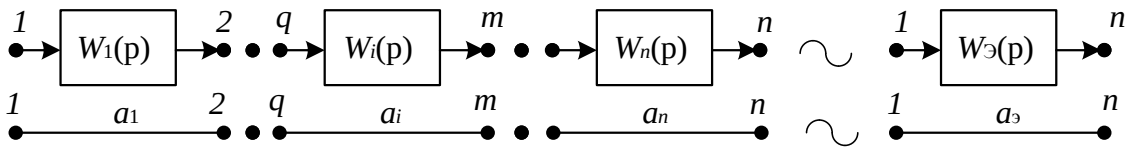


Рис. 1.4. Эквивалентирование нескольких последовательно соединенных звеньев: $a_Э = a_1 \cdots a_i \cdots a_n$; $W_Э(p) = W_1(p) \cdots W_i(p) \cdots W_n(p)$

2) замена нескольких параллельно соединенных звеньев структурной схемы или рёбер графа одним эквивалентным звеном или ребром соответственно с передаточной функцией, равной сумме передаточных функций заменяемых звеньев, или с коэффициентом, равным сумме коэффициентов передачи замещаемых рёбер (рис. 1.5):

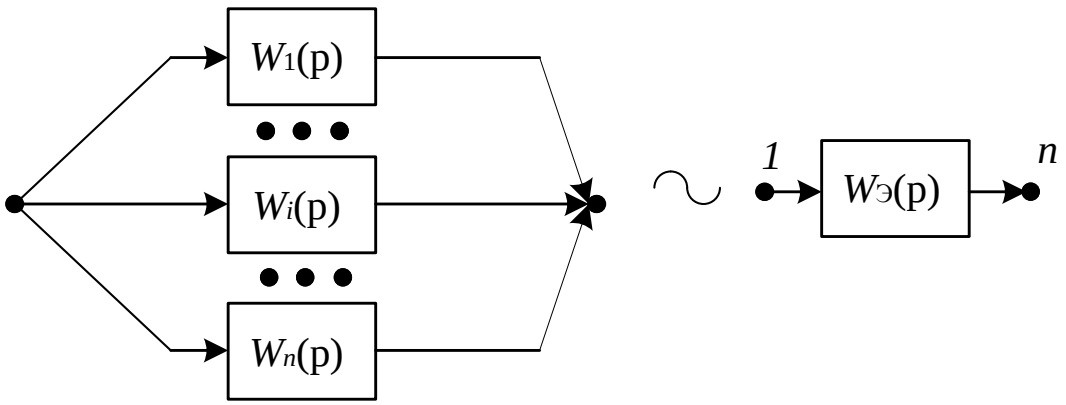


Рис. 1.5. Эквивалентирование нескольких параллельно соединенных звеньев: $W_Э(p) = W_1(p) + \cdots + W_i(p) + \cdots + W_n(p)$

3) замена трех звеньев структурной схемы, соединенных по схеме «звезда», двумя звеньями, соединенными по двухлучевой схеме, или аналогичная замена рёбер в графе, соответственно, с эквивалентными передаточными функциями или эквивалентными коэффициентами передачи согласно нижеприведенной иллюстрации (рис. 1.6):

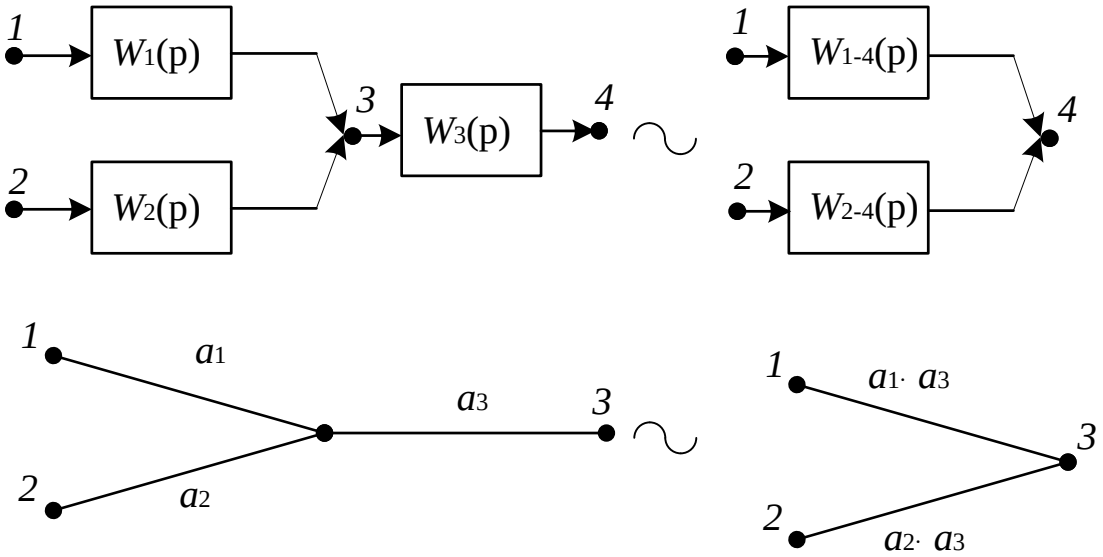


Рис. 1.6. Эквивалентирование звеньев:
$W_{1-4}(p) = W_1(p) \cdot W_3(p)$, $W_{2-4}(p) = W_2(p) \cdot W_3(p)$

1.5. Критерии устойчивости САР

Исследование условий устойчивости САР может быть выполнено путем определения знака корней характеристического уравнения, соответствующего дифференциального уравнения, описывающего данную САР.

Чтобы определить, затухают или не затухают возникшие колебания в САР, т.е. устойчива САР или неустойчива, достаточно определить знаки у всех вещественных корней и у всех вещественных частей сопряженно комплексных корней рассматриваемого характеристического уравнения.

САР будет устойчивой, если все вещественные корни и вещественные части сопряженно комплексных корней будут отрицательными. В противном случае САР неустойчива. В случае сложных систем регулирования характеристические уравнения получаются высоких порядков и их решение затруднительно.

Поэтому в целях облегчения решения практических задач, связанных с определением условий устойчивости САР, в разное время были выявлены признаки, позволяющие судить об устойчивости системы, не прибегая к решению характеристических уравнений. Эти признаки впоследствии получили название критериев устойчивости САР.

Задача об определении устойчивости САР, не прибегая к решению характеристического уравнения, впервые была поставлена в 1868 г. Максвеллом.

В 1876 г. И.А. Вышнеградским был предложен критерий устойчивости применительно к САР, описываемым линейными дифференциальными уравнениями третьего порядка.

Вопросам выявления критериев устойчивости и их обобщениям были посвящены работы Рауса, Гурвица, Найквиста, Михайлова, Соколова, Неймарка и др.

Наиболее распространенные критерии устойчивости могут быть разделены на две основные группы:

а) алгебраические критерии, основанные на изучении знаков коэффициентов характеристического уравнения и знаков комбинации этих коэффициентов, например критерий Рауса – Гурвица;

б) частотные критерии, основанные на изучении расположения частотных характеристик в комплексной плоскости, например частотный критерий А.В. Михайлова, применяемый для изучения сложных многоконтурных систем, рассматриваемых при этом в виде замкнутых систем регулирования, и критерий Найквиста – Михайлова, применяемый для простых одноконтурных систем, рассматриваемых в целях упрощения анализа в виде разомкнутых систем регулирования.

Особенностью всех частотных критериев, применение которых сопровождается графическими построениями на комплексной плоскости, является их наглядность.

Особенностью же всех критериев устойчивости регулирования, в том числе и частотных, является то, что с их помощью можно решить только один вопрос: устойчива система регулирования или неустойчи-

ва? Ответа на вопрос о качестве регулирования, т.е. о величине отклонений регулируемой величины от нормального или заданного значения, о периоде и времени затухания этих отклонений, они не дают. Эти и другие характеристики оцениваются отдельно.

1.5.1. Критерий устойчивости Рауса – Гурвица

В 1877 г. Раус предложил метод исследования условий устойчивости в форме правила, определяющего последовательность операций, необходимых для решения задачи. Эти правила названы условием Рауса, которое применительно к линейным системам может быть сформулировано следующим образом: система регулирования, описываемая линейным дифференциальным уравнением с постоянными коэффициентами, будет устойчивой, если все коэффициенты характеристического уравнения будут положительными. Впоследствии выявилось, что эти условия устойчивости для общего случая оказываются недостаточными.

В 1895 г. Гурвиц показал, что условие устойчивости Рауса справедливо только для тех частных случаев, когда все корни характеристического уравнения вещественные. Для общего же случая, когда корни характеристического уравнения могут быть как вещественными, так и сопряженно комплексными, условие устойчивости Рауса является необходимым, но недостаточным, так как оно не охватывает условие отрицательности вещественной части комплексных корней.

Гурвиц доказал, что система регулирования будет устойчивой, если все коэффициенты $a_0, a_1, a_2, \cdots, a_n$ характеристического уравнения

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \cdots + a_{n-1} p + a_n = 0$$

положительны и если составленный по определенному закону определитель порядка n–1, а также все его главные миноры также положительны. Определитель n–1 порядка должен быть построен следующим образом: по главной диагонали слева направо, вниз выписываются последовательно все коэффициенты характеристического уравнения, исключая первый и последний коэффициенты a_0 и a_n. Вертикальные ряды по обе стороны этой диагонали дополняются коэффициентами этого же уравнения: вверх – по возрастающим индексам, вниз – по убывающим. Коэффициенты, индексы которых получаются больше n или меньше 0, не пишутся, а заменяются нулями. Определитель Гурвица имеет вид

$$\Delta_{n-1} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \cdots & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \cdots & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \cdots & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & \cdots & a_n \\ 0 & 0 & a_1 & \cdots & a_{n-1} \end{vmatrix}.$$

Миноры определителя последовательно уменьшающегося порядка получаются путем вычеркивания последнего столбца (справа) и последней строки (снизу).

Сформулированный Гурвицем критерий устойчивости, состоящий из условия Рауса, дополненного определителем Гурвица с его главными минорами, получил название критерия Рауса – Гурвица.

1.5.2. Критерий устойчивости А.В. Михайлова

Характеристическое уравнение, характеризующее замкнутую САР, можно представить в виде полинома

$$f(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \cdots + a_{n-1} p + a_n .$$

Если применительно к гармоническим колебаниям поставить в него $p = j\omega$ и отделить вещественные величины от мнимых, то данный многочлен может быть представлен в виде

$$f(j\omega) = g(\omega) + jh(\omega),$$

где функция $f(j\omega)$ представляет собой характеристический вектор, модуль и аргумент которого зависят от частоты ω.

В 1938 г. А.В. Михайлов доказал, что САР будет устойчивой, если при изменении ω от 0 до $+\infty$ вектор $f(j\omega)$ повернётся в положительном направлении (рис. 1.7) на угол, равный $n\frac{\pi}{2}$, или, что то же самое, если характеристическая кривая, описанная концом вектора $f(j\omega)$, с ростом ω обходит последовательно в положительном направлении (без пропусков) *n* квадрантов (*n* – степень характеристического уравнения):

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \cdots + a_{n-1} p + a_n = 0 .$$

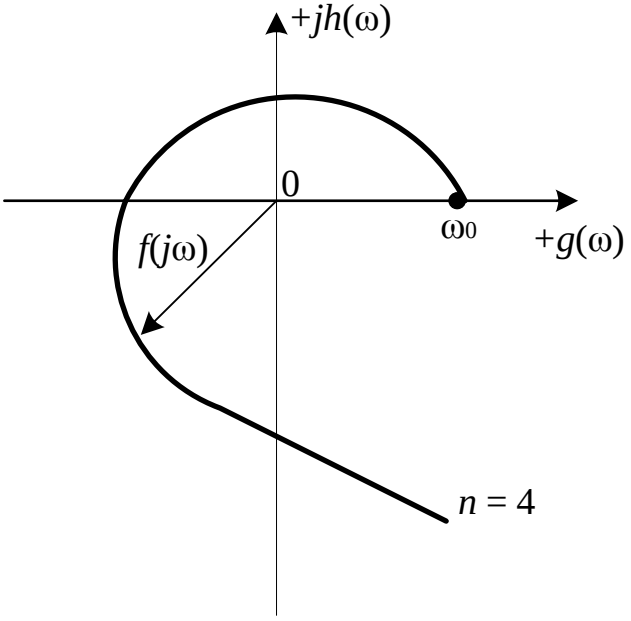


Рис. 1.7. Характеристическая кривая (годограф)
критерия А.В. Михайлова для устойчивой системы регулирования
при степени характеристического уравнения $n = 4$

Для случая неустойчивой САР приведена характеристика на рис. 1.8.

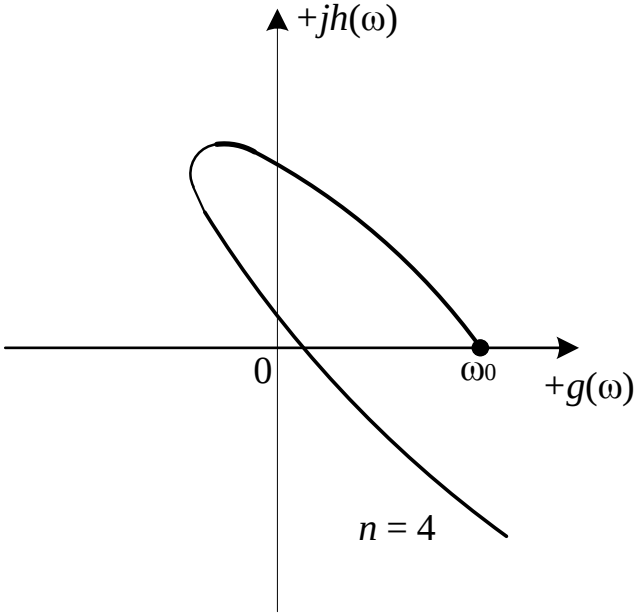


Рис. 1.8. Характеристическая кривая (годограф)
критерия А.В. Михайлова для неустойчивой системы регулирования
при степени характеристического уравнения $n = 4$

1.5.3. Критерий устойчивости Найквиста – Михайлова

Кроме рассмотренных ранее критериев устойчивости Рауса – Гурвица и А.В. Михайлова, разработан и используется частотный критерий устойчивости Найквиста – Михайлова.

Пусть разомкнутая система регулирования описывается некоторым уравнением

$$C(p)\beta_{\text{ВЫХ}} = D(p)\beta_{\text{ВХ}},$$

где $C(p)$ и $D(p)$ – полиномы от p.

В реальных САР степень полинома $C(p)$ выше степени полинома $D(p)$ или в крайнем случае равна ей.

Характеристическое уравнение рассматриваемой разомкнутой системы

$$C(p) = 0.$$

Полагаем также, что разомкнутая система устойчива, т.е. характеристическое уравнение не содержит корней с положительными вещественными частями.

Принимая во внимание, что в замкнутой системе регулирования на входе и выходе регулятора должна учитываться обратимость знака, т.е. $\beta_{\text{ВЫХ}} = -\beta_{\text{ВХ}} = \beta$, дифференциальное уравнение системы в замкнутом состоянии будет иметь вид

$$C(p)\beta_{\text{ВЫХ}} - D(p)\beta_{\text{ВХ}} = [C(p) + D(p)]\beta = 0,$$

а его характеристическое уравнение

$$C(p) + D(p) = 0.$$

Можно составить соотношение

$$\frac{C(p) + D(p)}{C(p)} = 1 + \frac{D(p)}{C(p)},$$

где, как было указано, степень полинома $C(p)$ выше степени полинома $D(p)$.

Пусть в некотором конкретном случае степень полинома $C(p)$ на единицу больше степени полинома $D(p)$, т.е.

$$C(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \cdots + a_{n-1} p + a_n$$

и

$$D(p) = b_0 p^{n-1} + b_1 p^{n-2} + b_2 p^{n-3} + \cdots + b_{n-2} p + b_{n-1}.$$

Тогда составленное соотношение примет вид

$$1+\frac{D(p)}{C(p)}=\frac{a_0p^n+a_1p^{n-1}+a_2p^{n-2}+\cdots}{b_0p^{n-1}+b_1p^{n-2}+b_2p^{n-3}+\cdots}$$

$$\frac{\cdots+a_{n-1}p+a_n+\quad b_0p^{n-1}+b_1p^{n-2}+b_2p^{n-3}+\cdots+b_{n-2}p+b_{n-1}}{+\cdots+b_{n-2}p+b_{n-1}}$$

или, вводя обозначения

$$C_0=a_0;$$
$$C_1=a_1+b_0;$$
$$C_2=a_2+b_1;$$
$$\ldots\ldots;$$
$$C_{n-1}=a_{n-1}+b_{n-2};$$
$$C_n=a_n+b_{n-1},$$

получим

$$1+\frac{D(p)}{C(p)}=\frac{C_0p^n+C_1p^{n-1}+C_2p^{n-2}+\cdots+C_{n-1}p+C_n}{b_0p^{n-1}+b_1p^{n-2}+b_2p^{n-3}+\cdots+b_{n-2}p+b_{n-1}}.$$

Из этого выражения видим, что полином числителя, характеризующий замкнутую систему регулирования, имеет столько же корней, сколько и полином знаменателя, характеризующий систему в замкнутом состоянии.

Считаем, что в числителе выражения будут корни $p_1, p_2, p_3, \cdots, p_n$, а в знаменателе – корни $p_1', p_2', p_3', \cdots, p_n'$. Тогда, разлагая полиномы числителя и знаменателя на множители, получим выражение в виде

$$1+\frac{D(p)}{C(p)}=\frac{C_0(p-p_1)(p-p_2)\cdots(p-p_n)}{b_0(p-p_1')(p-p_2')\cdots(p-p_n')}$$

или, приняв старшие коэффициенты $C_0=1$ и $b_0=1$, получим

$$1+\frac{D(p)}{C(p)}=\frac{(p-p_1)(p-p_2)\cdots(p-p_n)}{(p-p_1')(p-p_2')\cdots(p-p_n')}.$$

Выбирая значение p в какой-либо точке на оси мнимых величин комплексной плоскости, т.е. соответственно подставив $p=j\omega$, будем иметь

$$1+\frac{D(p)}{C(p)}=\frac{(j\omega-p_1)(j\omega-p_2)\cdots(j\omega-p_n)}{(j\omega-p_1')(j\omega-p_2')\cdots(j\omega-p_n')},$$

или, вводя обозначения

$$K(j\omega) = \frac{D(j\omega)}{C(j\omega)}$$

и

$$W(j\omega) = 1 + K(j\omega),$$

получим

$$W(j\omega) = 1 + K(j\omega) = \frac{(j\omega - p_1)(j\omega - p_2)\cdots(j\omega - p_n)}{(j\omega - p_1')(j\omega - p_2')\cdots(j\omega - p_n')}.$$

Каждый из множителей в числителе и знаменателе правой части этого выражения может быть представлен в виде векторов $j\omega - p_i$ или $j\omega - p_i'$ соответственно. Так как в общем случае корни характеристического уравнения могут быть как отрицательными, так и положительными, то и векторы $(j\omega - p_i)$ и $(j\omega - p_i')$ также могут быть расположены не только в отрицательной (слева от мнимой оси) полуплоскости, но и в положительной.

С другой стороны, известно, что система регулирования будет устойчивой, если все вещественные корни и действительные части комплексных сопряженных корней будут отрицательны, т.е. когда все корни будут расположены в левой части комплексной плоскости. Поэтому если рассматриваемая замкнутая САР устойчива, то все векторы-множители в числителе будут располагаться, как это показано на рисунке, в отрицательной полуплоскости. Если, как это было принято в исходных условиях, рассматриваемая система в разомкнутом состоянии также будет устойчива, то и все векторы-множители в знаменателе будут располагаться в отрицательной полуплоскости.

Вектор-множитель $(j\omega - p_i)$ замкнутой системы регулирования (рис. 1.9), при изменении ω от $-\infty$ до $+\infty$, повернется в положительном направлении на пол-оборота, т.е. на угол π. Но так как в числителе выражения этих векторов множителей будет не один, а n, то при изменении ω от $-\infty$ до $+\infty$ они повернутся в положительном направлении на суммарный угол $n\pi$, а при изменении ω от 0 до $+\infty$ – повернутся на угол $n\frac{\pi}{2}$.

Аналогично все n векторов-множителей в знаменателе выражения при изменении ω от 0 до $+\infty$ повернутся в положительном направлении на угол $n\frac{\pi}{2}$.

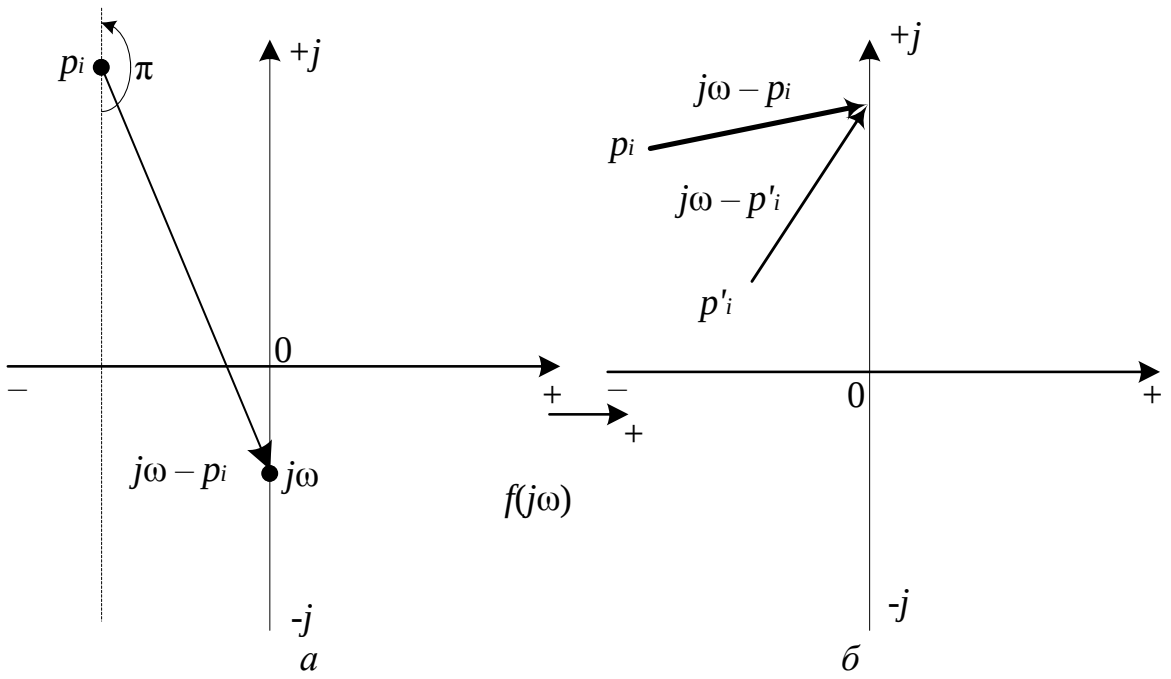


Рис. 1.9. Вектор-множитель $(j\omega - p_i)$ замкнутой системы регулирования: *а* – векторы-множители на комплексной плоскости устойчивой САР; *б* – график изменения вектора $(j\omega - p_i)$ с изменением ω от $-\infty$ до $+\infty$

Выражение $W(j\omega) = 1 + K(j\omega)$ представляет собой вектор, получаемый от деления вектора числителя правой части выражения на вектор знаменателя. Модуль этого вектора равен делению модуля вектора числителя на модуль вектора знаменателя, а аргумент равен разности аргументов этих векторов. Следовательно, при изменении ω от 0 до $+\infty$ вектор $W(j\omega)$ повернется на суммарный угол

$$n\frac{\pi}{2} - n\frac{\pi}{2} = 0 .$$

Одним из двух членов функции $W(j\omega)$ является функция $K(j\omega)$, называемая амплитудно-фазовой характеристикой разомкнутой системы регулирования. Согласно принятому обозначению эта функция равна отношению полинома $D(p)$ к полиному $C(p)$. После подстановки $p = j\omega$ функция $K(j\omega)$ может быть представлена в виде

$$K(j\omega) = \frac{D(j\omega)}{C(j\omega)} = \frac{b_0(j\omega)^{n-1} + b_1(j\omega)^{n-2} + \cdots + b_{n-2}(j\omega) + b_{n-1}}{a_0(j\omega)^{n} + a_1(j\omega)^{n-1} + \cdots + a_{n-1}(j\omega) + a_n},$$

или, разделив все члены числителя и знаменателя на $j\omega^n$, получим

$$K(j\omega) = \frac{b_0 \dfrac{1}{(j\omega)} + b_1 \dfrac{1}{(j\omega)^2} + \cdots + b_{n-2} \dfrac{1}{(j\omega)^{n-1}} + b_{n-1} \dfrac{1}{(j\omega)^n}}{a_0 + a_1 \dfrac{1}{(j\omega)} + a_2 \dfrac{1}{(j\omega)^2} + \cdots + a_{n-1} \dfrac{1}{(j\omega)^{n-1}} + a_n \dfrac{1}{(j\omega)^n}}.$$

Одно крайнее значение рассматриваемой амплитудно-фазовой характеристики найдем при угловой частоте $\omega = 0$:

$$K(j\omega) = \frac{b_{n-1}}{a_n}.$$

Это будет действительная величина, расположенная на положительной оси комплексной плоскости.

Другое крайнее значение этой характеристики найдем по равенству $K(j\omega) = 0$ при $\omega = \infty$.

Это будет точка в начале координат комплексной плоскости.

Если вычислить значение $K(j\omega)$ при других значениях ω, т.е. при $0 < \omega < +\infty$, то построенная по найденным точкам амплитудно-фазовая характеристика разомкнутой системы регулирования изобразится кривой, представленной, например, на нижеприведенных рис. 1.10.

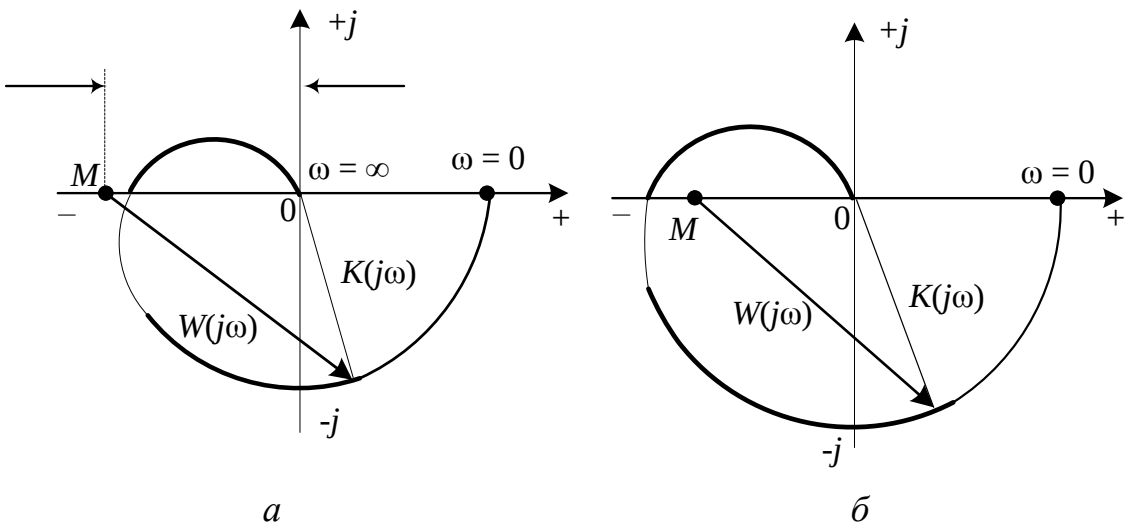


Рис. 1.10. Характеристические кривые:
а – устойчивой САР; *б* – неустойчивой САР

Из характеристик на рис. 1.10 видно, что началом вектора $K(j\omega)$ является точка 0, т.е. начало координат. Начало же вектора $W(j\omega) = 1 + K(j\omega)$ найдем, приняв угловую частоту $\omega = 0$, при которой вектор $K(j\omega) = \frac{b_{n-1}}{a_n}$ и, следовательно, расположен на оси действительных положительных значений. При этом легко установить, что начало вектора $W(j\omega)$ должно находиться в точке М, координаты которой (–1, *j*0), а конец его совпадает с концом вектора $K(j\omega)$. При любом другом значении угловой частоты ω конец вектора $W(j\omega)$ также будет совпадать с концом вектора $K(j\omega)$ и при изменении угловой частоты от $\omega = 0$ до $\omega = +\infty$ он опишет ту же кривую, что и вектор $K(j\omega)$.

В первом случае САР в замкнутом состоянии будет устойчивой, а во втором – неустойчивой (в первом случае все корни характеристического уравнения замкнутой системы находятся в левой комплексной полуплоскости, а во втором случае часть их должна быть в правой полуплоскости).

Исходя из вышеизложенного, можно сформулировать критерий устойчивости Найквиста – Михайлова в следующем виде: ***если степень полинома*** $C(p)$ ***в равенстве выше степени полинома*** $D(p)$ ***и соответствующая разомкнутая*** **САР** ***устойчива, то для ее устойчивости в замкнутом состоянии необходимо и достаточно, чтобы амплитудно-фазовая характеристика, описанная концом вектора*** $K(j\omega)$ ***при изменении угловой частоты от*** $\omega = 0$ ***до*** $\omega = +\infty$***, не охватывала точки М с координатами*** (–1, *j*0) ***на комплексной плоскости***.

Этому критерию удовлетворяют системы, амплитудно-фазовые характеристики которых представлены, например, на рис. 1.11, *а* и *б*, и не удовлетворяют САР, характеристики которых имеют вид, приведенный на рис. 1.11, *в*.

Условие устойчивости разомкнутой системы в общем случае можно определить по знакам корней полинома $C(p)$. При этом система будет устойчивой, если характеристическое уравнение не содержит корней с положительной вещественной частью.

Для часто встречающихся одноконтурных систем условие устойчивости в разомкнутом состоянии видно сразу из уравнения звеньев. Если для некоторых звеньев их характеристика снимается экспериментально, то устойчивость этих звеньев видна из опыта.

а

б

в

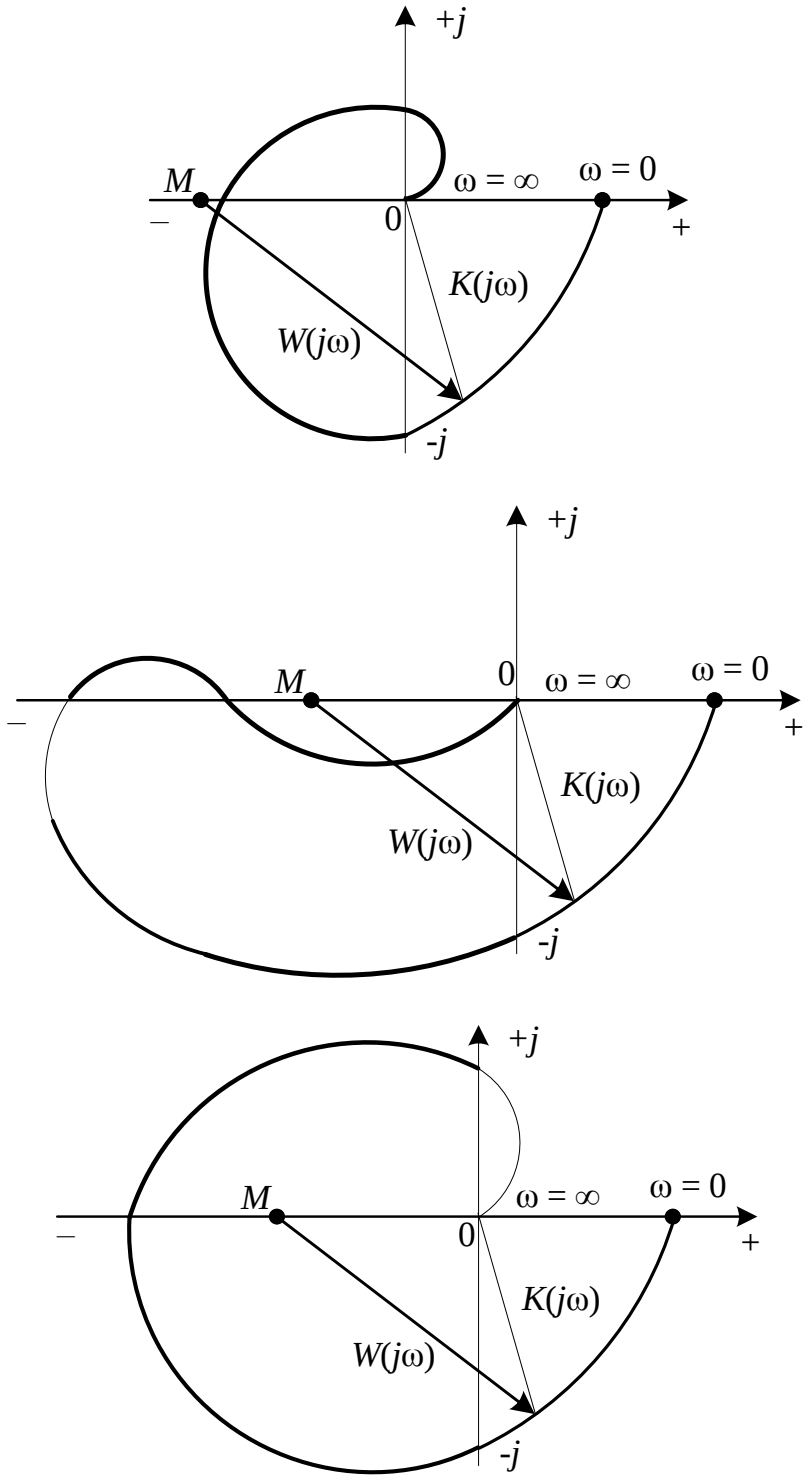


Рис. 1.11. Амплитудно-фазовые характеристики: *а* – устойчивой САР четвертого порядка; *б* – разновидность амплитудно-фазовой характеристики устойчивой САР; *в* – неустойчивой САР четвертого порядка

1.5.4. Построение амплитудно-фазовой характеристики

Разделив уравнение разомкнутой САР на полином $C(p)$, получим это уравнение в виде

$$\beta_{\text{вых}} = \frac{D(p)}{C(p)}\beta_{\text{вх}},$$

где отношение

$$\frac{D(p)}{C(p)} = K(p)$$

представляет собой комплексный коэффициент усиления разомкнутой САР, который при подстановке $p = j\omega$ принимает вид

$$K(j\omega) = \frac{D(j\omega)}{C(j\omega)}.$$

Легко видеть, что этот комплексный коэффициент усиления представляет собой вектор $K(j\omega)$, который при изменении угловой частоты ω описывает амплитудно-фазовую характеристику разомкнутой САР.

Отделив действительную часть комплекса от мнимой, получим

$$K(j\omega) = g(\omega) \pm jh(\omega).$$

Задавая различные значения угловой частоты от $\omega = 0$ до $\omega = +\infty$, получим координаты точек, лежащих на искомой амплитудно-фазовой характеристике разомкнутой САР.

По расположению этой характеристики в отношении точки (–1, j0) можно судить об устойчивости САР в замкнутом состоянии, пользуясь критерием Найквиста – Михайлова.

2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН

Процесс включения синхронной машины на параллельную работу с энергосистемой называется синхронизацией.

Различают синхронизацию автоматическую, при которой все операции производятся без вмешательства персонала специальными автоматическими устройствами, и полуавтоматическую, при которой действия персонала сведены к минимуму и ограничиваются только выполнением части операций (например, регулирование скорости вращения синхронизируемого генератора), в то время как другие операции производятся автоматически.

Автоматизация всех операций при синхронизации, и в особенности наиболее ответственной – включения синхронной машины, позволяет исключить тяжелые последствия ошибочных действий персонала.

Для включения синхронных генераторов на параллельную работу в настоящее время применяются два способа: самосинхронизация и точная синхронизация.

При самосинхронизации невозбужденный генератор разворачивается турбиной до скорости, близкой к синхронной, и, при определенном скольжении и ускорении его ротора по отношению к ротору эквивалентного генератора энергосистемы, включается в сеть, после чего сразу же подается возбуждение и происходит втягивание ротора в синхронизм.

При точной синхронизации генератор разворачивается до подсинхронных оборотов и возбуждается. В момент его включения в сеть необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

- примерное равенство частот синхронизируемого генератора и сети;
- примерное равенство напряжений генератора и сети;
- отсутствие существенного сдвига фаз синхронизируемых напряжений.

Для выполнения указанных условий точной синхронизации даже в нормальных режимах требуется продолжительное время. В аварийных ситуациях, когда необходим быстрый ввод дополнительной мощности и возможны значительные изменения величины и частоты напряжения энергосистемы, включение генератора способом точной синхронизации может затянуться или же произойти в недопустимых условиях.

Возможность быстрого включения генераторов в аварийных условиях, а также значительное упрощение устройств автоматики, обусловленное отсутствием необходимости соблюдения условий точной синхронизации, являются главными преимуществами способа самосинхронизации по сравнению с точной синхронизацией. Недостаток самосинхронизации состоит в возникновении значительных толчков уравнительного тока, мощности и электромагнитного момента.

2.1. Самосинхронизация генераторов

Включение невозбужденного генератора в сеть эквивалентно для энергосистемы внезапному трехфазному короткому замыканию за сопротивлением генератора. Величину периодической составляющей уравнительного тока в первый момент включения можно определить, пользуясь изображенной на рис. 2.1 схемой замещения и поясняющей векторной диаграммой, при $E''_{qr} = 0$.

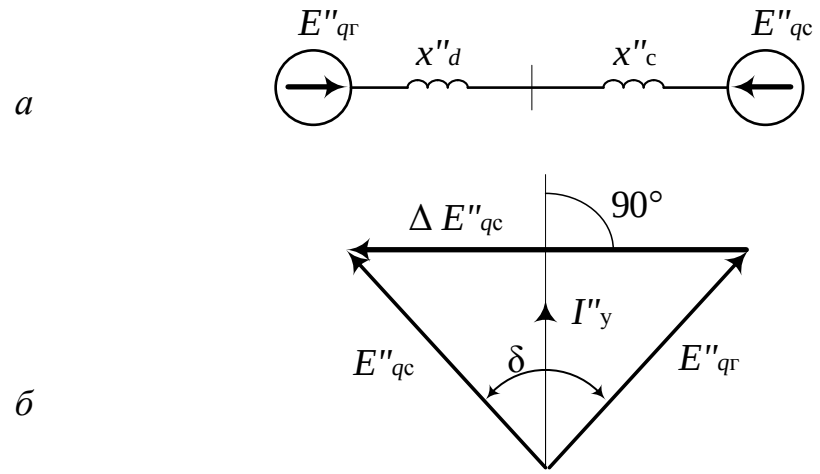


Рис. 2.1. Упрощенная схема энергосистемы (*а*) и векторная диаграмма (*б*)

Векторная диаграмма

$$I''_{\text{у}} = \frac{E''}{x''_d + x''_{\text{c}}},$$

где $E''_{q\text{c}}$ – эквивалентная сверхпереходная ЭДС энергосистемы, равная напряжению сети в точке подключения генератора до его включения $U_{\text{c}0}$; x''_d, x''_{c} – сверхпереходные сопротивления синхронизируемого генератора и энергосистемы.

Если $x''_{\text{с}} = 0$, что имеет место при включении генератора на шины энергосистемы бесконечной мощности, уравнительный ток имеет наибольшее значение, которое равно

$$I''_{\text{у}} = \frac{E''_{q\text{с}}}{x''_d} \approx I'',$$

где I'' – действующее значение сверхпереходного тока трехфазного короткого замыкания (КЗ) на выводах генератора.

Поскольку в действительности $x''_{\text{с}} > 0$, то значения уравнительного тока и электромагнитного момента на валу генератора при самосинхронизации не превышают соответствующих значений при КЗ на выводах генератора, на которые он рассчитан.

Включение генераторов способом самосинхронизации сопровождается также снижением напряжения на шинах электростанции и в энергосистеме. Остаточное напряжение на зажимах генератора в первый момент времени

$$U_{\text{Г}} = \frac{E''_{q\text{с}} x''_d}{x''_d + x''_{\text{с}}}.$$

По мере удаления от генератора снижение напряжения в энергосистеме становится меньше. Кратковременное снижение напряжения, как правило, не влияет на работу потребителей и в большинстве случаев допустимо.

В настоящее время включение генераторов на параллельную работу способом самосинхронизации допускается применять:

- на синхронных компенсаторах любой мощности;
- на турбогенераторах мощностью до 3000 кВт;
- на всех генераторах в аварийных режимах без ограничений по току включения, а также во всех остальных случаях, когда действующее значение периодической составляющей уравнительного тока

$$I_{\text{У}} = \frac{U_{\text{с}0}}{x'_d + x_{\text{с}}} \le 3{,}5\, I_{\text{г.ном}},$$

где $U_{\text{с}0}$ – напряжение сети до включения, приведенное к ступени генератора, принимаемое равным $\frac{1{,}05\, U_{\text{г.ном}}}{\sqrt{3}}$; $x_{\text{с}}$ – сопротивление сети, приведенное к напряжению генератора; x'_d – переходное сопротивление генератора по продольной оси. По заводским рекомендациям для турбо-

генераторов с непосредственным охлаждением обмоток вместо значения $I_{г.ном}$, кратного 3,5, следует брать кратность 2,8.

Данное условие допускает самосинхронизацию турбогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами, а также гидрогенераторов любой мощности. Однако в нормальных условиях эксплуатации для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток и для гидрогенераторов большой мощности (более 100 МВт) применяется, как правило, способ точной синхронизации, а включение генераторов способом самосинхронизации осуществляется в аварийных ситуациях.

Изменение частоты вращения агрегата в процессе самосинхронизации происходит под действием моментов, действующих на его ротор:

$$J\frac{d\omega}{dt} = M_{рез} = M_{мех} + M_{ас} + M_{р} + M_{с},$$

где J – момент инерции вращающихся частей агрегата; $M_{рез}$ – результирующий момент; $M_{мех}$ – механический момент, $M_{мех} = M_{т} - M_{сопр}$; $M_{т}$ – движущий момент турбины; $M_{сопр}$ – момент сопротивления; $M_{ас}$, $M_{р}$, $M_{с}$ – асинхронный, реактивный, синхронный моменты генератора.

Асинхронный момент $M_{ас}$ обусловлен взаимодействием магнитного поля статора с токами, наведенными в бочке ротора, успокоительных (демпферных) обмотках и в обмотке возбуждения.

Знак асинхронного момента совпадает со знаком скольжения $s = \frac{\omega_{с} - \omega_{г}}{\omega_{с}} = 1 - \omega_{г*}$, $M_{ас} = 0$ при $s = 0$. Асинхронный момент подтягивает ротор к синхронной скорости тем ближе, чем больше отношение его максимального значения M_{max} к $M_{мех}$. Значение $M_{ас.max}$ наибольшее у турбогенераторов, а наименьшее – у гидрогенераторов без успокоительных обмоток.

Чтобы ротор в процессе самосинхронизации не «проскакивал» синхронную скорость и знак скольжения не изменялся, необходимо изменить знак при подсинхронных оборотах. Тогда $M_{мех} + M_{ас} < 0$ при $s > 0$. Это достигается, если пуск агрегата осуществляется по сниженной пусковой характеристике [при сниженной уставке механизма управления турбиной (МУТ) $\omega_0 = (0,8 \div 0,9)\omega_{ном}$] с воздействием на МУТ в сторону «прибавить» после достижения ω_0. По сниженной характеристике рекомендуется пускать гидрогенераторы без успокоительных обмоток. Гидрогенераторы с успокоительными обмотками, у кото-

рых асинхронный момент значителен, пускаются по нормальной пусковой характеристике (уставка МУТ $\omega_0 \approx \omega_{ном}$), что упрощает схему автоматики.

Реактивный момент $M_р$ (момент явнополюсности) обусловлен взаимодействием поля статора с явно выраженными полюсами ротора. Под действием реактивного момента гидрогенератор может втянуться в синхронизм при условиях малого скольжения и $M_р > M_{мех}$ даже при отсутствии тока возбуждения. При этом угол смещения оси полюсов ротора относительно оси поля статора может быть равен δ и $180°+\delta$. В последнем случае после включения тока возбуждения произойдет проворот ротора, возникнут качания и процесс синхронизации затянется. Во избежание этого ток возбуждения должен подаваться сразу же после включения генератора в сеть, а вхождение в синхронизм происходить под действием синхронного момента $M_с$, обусловленного взаимодействием поля статора и тока возбуждения.

Включение генераторов способом самосинхронизации в нормальных условиях производят при скольжении около $\pm(2 \div 3)\%$. При этом для гидрогенераторов без успокоительных обмоток значение максимально допустимого ускорения не должно превышать 0,5–1 Гц/с. Для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками значение ускорения в момент включения практически не ограничивается.

На гидроэлектростанциях процессы пуска и остановки агрегатов полностью автоматизированы. Самосинхронизация при этом входит в цикл пуска как завершающая операция и осуществляется без вмешательства персонала.

На тепловых электростанциях, с учетом специфики пуска турбогенераторов, операция самосинхронизации осуществляется, как правило, полуавтоматически. Регулирование возбуждения при форсировке частоты вращения генератора и ее подгонка к подсинхронной возлагаются на персонал, а включение генератора в сеть производится автоматически устройством самосинхронизации при заданном значении скольжения. Поэтому устройства полуавтоматической самосинхронизации на тепловой электростанции (ТЭС) наиболее простые и выполняются общими для нескольких генераторов, а в системе предусматриваются специальные ключи самосинхронизации, с помощью которых персонал подключает устройство к включаемому генератору.

В устройствах самосинхронизации может осуществляться либо контроль частоты остаточного напряжения синхронизируемого генератора, либо контроль разности частот генератора и сети (контроль скольжения).

Применение устройств, основанных на контроле частоты генератора, может привести к включению генератора в сеть при недопустимом скольжении, если частота сети будет отличаться от номинальной, что может иметь место в аварийных режимах. В связи с этим преимущественное распространение получили устройства самосинхронизации, основанные на контроле скольжения генератора относительно сети. Для контроля скольжения применяются реле разности частот.

Схема устройства автоматической самосинхронизации гидрогенератора с использованием индукционного реле разности частот KF, производящая пуск агрегата по нормальной пусковой характеристике, изображена на нижеприведенном рис. 2.2.

Одна из обмоток реле KF включается на остаточное напряжение генератора $U_{ВС_Г}$, а вторая – на напряжение сети $U_{ВС_Г}$.

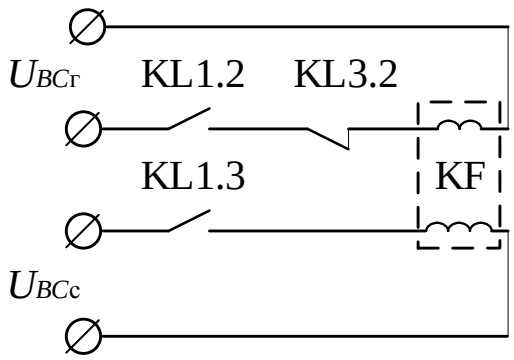


Рис. 2.2. Схема устройства автоматической самосинхронизации гидрогенератора с использованием индукционного реле разности частот

Пуск гидрогенератора разрешается, если замкнуты контакты реле остановки KS, датчика давления масла BP (тормозная система агрегата в исправности), автомата гашения поля АГП (АГП отключен), ключа самосинхронизации SA1 и блок-контакта X.1 генераторного выключателя (выключатель отключен), рис. 2.3.

При включении ключа управления SA последовательно срабатывают реле РПА (реле автоматического пуска), KL1, KL2 и KT, KF1 (реле «прибавить» частоту вращения). Обмотки реле KF подключаются к напряжению генератора и сети. МУТ действует в течение выдержки времени реле KT, необходимой для вывода МУТ на уставку ω_0. Под действием регулятора частоты вращения увеличивается открытие направляющего аппарата и турбина разгоняется. При заданном скольжении срабатывает реле KF и по цепи KL1.4 – KF.1 срабатывает реле KL3, которое подает сигнал на включение выключателя и АГП, а также отключает обмотку реле KF, включенную на остаточное напряжение генера-

тора, во избежание ее повреждения. После включения выключателя схема возвращается в исходное состояние. В схеме предусмотрена возможность ручного управления двигателем МУТ с помощью ключей ПЧ («прибавить») и УЧ («убавить»), включенных в цепи соответствующих реле KF1 и KF2.

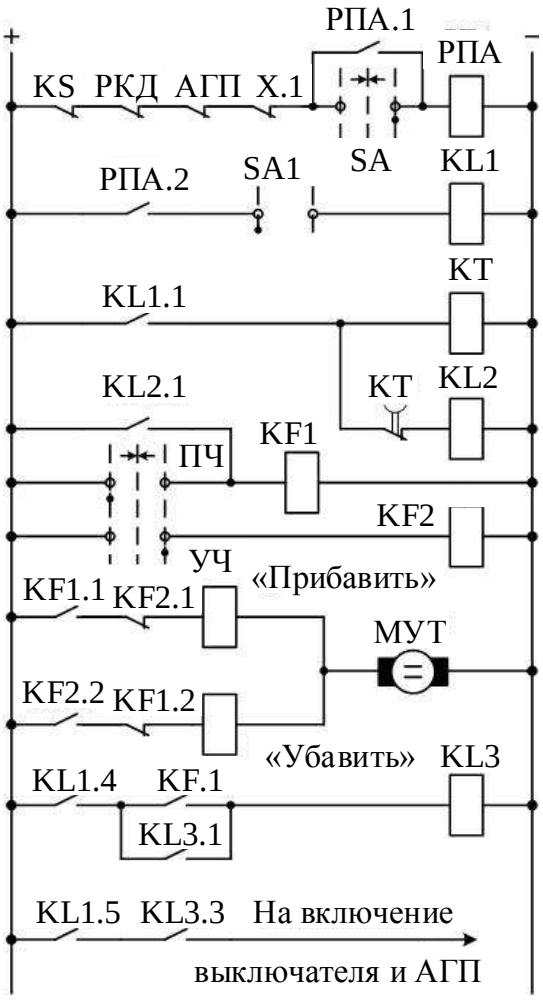


Рис. 2.3. Схема устройства автоматической самосинхронизации гидрогенератора с использованием индукционного реле разности частот (оперативные цепи)

2.2. Точная синхронизация

Точная синхронизация при включении генератора на параллельную работу с энергосистемой применяется, когда не допускается или не рекомендуется применение самосинхронизации.

Ранее были приведены условия точной синхронизации, соблюдение которых обеспечивает включение генератора без толчка уравнительного тока и мощности. Ввиду того, что трудно добиться равенства частот

синхронизируемого генератора и системы, включение производится при небольшом скольжении (не более 0,2–0,4 %). Значение уравнительного тока в этом случае зависит от угла сдвига фаз δ между ЭДС генератора и энергосистемы, иллюстрируемых ранее приведенной векторной диаграммой, и равно в первый момент включения (при условии $E''_{q\text{г}} = E''_{q\text{с}} = E''_q$)

$$I''_{\text{у}} = \frac{2E''_q}{x''_d + x''_{\text{с}}} \sin\frac{\delta}{2}.$$

Наибольшее значение этого тока имеет место при включении генератора на шины энергосистемы бесконечной мощности, когда векторы ЭДС находятся в противофазе ($\delta = 180°$). В этом случае

$$I''_{\text{у}} = \frac{2E''_q}{x''_d} \approx 2I''.$$

Таким образом, уравнительный ток при несинхронном включении возбужденного генератора может превышать в 2 раза ток трехфазного КЗ на выводах генератора. Прохождение таких токов сопровождается возникновением значительных электромагнитных моментов и электродинамических сил в обмотках, способных вызвать повреждение генератора. В связи с этим при точной синхронизации предъявляются повышенные требования к выбору времени подачи сигнала на включение генератора. Значение уравнительного тока при точной синхронизации не нормируется, однако обычно допускается в пределах

$$I''_{\text{у}} = (1 \div 2) I_{\text{г.ном}},$$

что обеспечивает допустимые значения электромагнитных моментов на валу генератора.

Поскольку в реальных условиях имеется некоторая разница частот генератора и сети, то разность мгновенных значений синхронизируемых напряжений определяется выражением

$$u_s = \sqrt{2}\, E''_{q\text{с}} \sin\omega_{\text{с}} t - \sqrt{2}\, E''_{q\text{г}} \sin\omega_{\text{г}} t;$$

при условии $\sqrt{2}\, E''_{q\text{с}} = \sqrt{2}\, E''_{q\text{г}} = U_m$

$$u_s = 2U_m \cos\frac{\omega_{\text{с}} + \omega_{\text{г}}}{2} t \sin\frac{\omega_{\text{с}} - \omega_{\text{г}}}{2} t,$$

где $\omega_{\text{г}}$, $\omega_{(\text{с})}$ – угловые скорости вращения синхронизируемого генератора и эквивалентного генератора энергосистемы.

Напряжение u_s принято называть напряжением биений, график изменения которого показан на рис. 2.4.

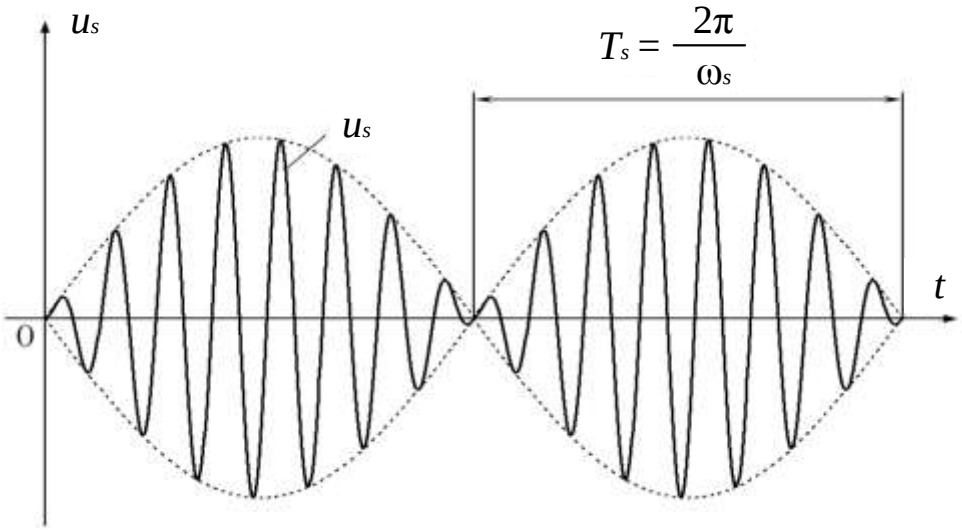


Рис. 2.4. График изменения напряжения биения

Огибающая действующих значений напряжения биений, называемая напряжением скольжения, изменяется по закону

$$U_s = 2U \sin \frac{\omega_c - \omega_г}{2} t = 2U \sin \frac{\omega_s}{2} t ,$$

где $\omega_s = \omega_c - \omega_г$ – угловая скорость скольжения.

Поскольку $\omega_s t = \delta$, то

$$U_s = 2U \sin \frac{\delta}{2}.$$

Значение напряжения скольжения U_s определяет значение уравнительного тока в момент включения. Оптимальное включение генератора происходит при прохождении угла δ через ноль, когда $U_s = 0$. Следовательно, правильный выбор момента включения выключателя обеспечивает отсутствие толчка уравнительного тока, что является главным преимуществом способа точной синхронизации по сравнению с самосинхронизацией.

Основным элементом автоматических устройств для точной синхронизации, получивших название синхронизаторов, является орган выбора момента подачи сигнала на включение выключателя – узел опережения.

Ввиду того, что каждый выключатель обладает собственным временем включения $t_{в.в}$, для обеспечения замыкания его контактов в мо-

мент совпадения по фазе векторов синхронизируемых напряжений необходимо подавать сигнал на включение выключателя с определенным опережением по времени $t_{оп}$. Если $t_{оп} = t_{в.в}$, то включение генератора произойдет в момент оптимума и не будет сопровождаться толчком уравнительного тока.

Времени опережения $t_{оп}$ соответствует уменьшающийся угол опережения $\delta_{оп}$ – угол между векторами напряжений генератора и энергосистемы в момент замыкания цепи на включение выключателя;

$$\delta_{оп} = \omega_s t_{оп}.$$

Принцип действия автоматического синхронизатора с $\delta_{оп} = \text{const}$ иллюстрирует нижеприведенный рис. 2.5.

Получение заданного постоянного угла опережения $\delta_{оп.расч}$ реализуется с помощью минимального реле напряжения KV2, напряжение срабатывания которого U_{KV2} равно заданному значению напряжения скольжения U_s:

$$\delta_{оп.расч} = 2\arcsin\frac{U_{KV2}}{2U}.$$

Контроль ω_s производится по скорости изменения напряжения скольжения и осуществляется взаимодействием минимальных реле напряжения KV1, KV2 и реле времени KT, питаемого через контакт KV1.1.

При снижении напряжения скольжения U_s до величины напряжения срабатывания реле KV1 (точка *а* на рис. 2.5, *в*) последнее своим контактом KV1.1 пускает реле времени KT. Далее происходит сравнение интервала времени $t_{аб}$ с выдержкой времени реле времени KT.

В случае большого скольжения ($\omega_s > \omega_{расч}$) реле KV2 разомкнет свой контакт раньше, чем реле времени замкнет свой KT.2. Поэтому по истечении выдержки времени реле KT срабатывания реле KL2 не произойдет, так как контакт KL1.1 в его цепи разомкнут, и выключатель не включится.

Когда скольжение станет меньше скольжения «точного включения» ($\omega_s < \omega_{расч}$), реле времени срабатывает раньше, чем реле KV2. При этом срабатывает реле KL2, самоудерживается и подготавливает цепь на включение выключателя. В точке б″ в момент срабатывания реле KV2 возвращается в исходное состояние реле KL1 и замыкается цепь на включение выключателя.

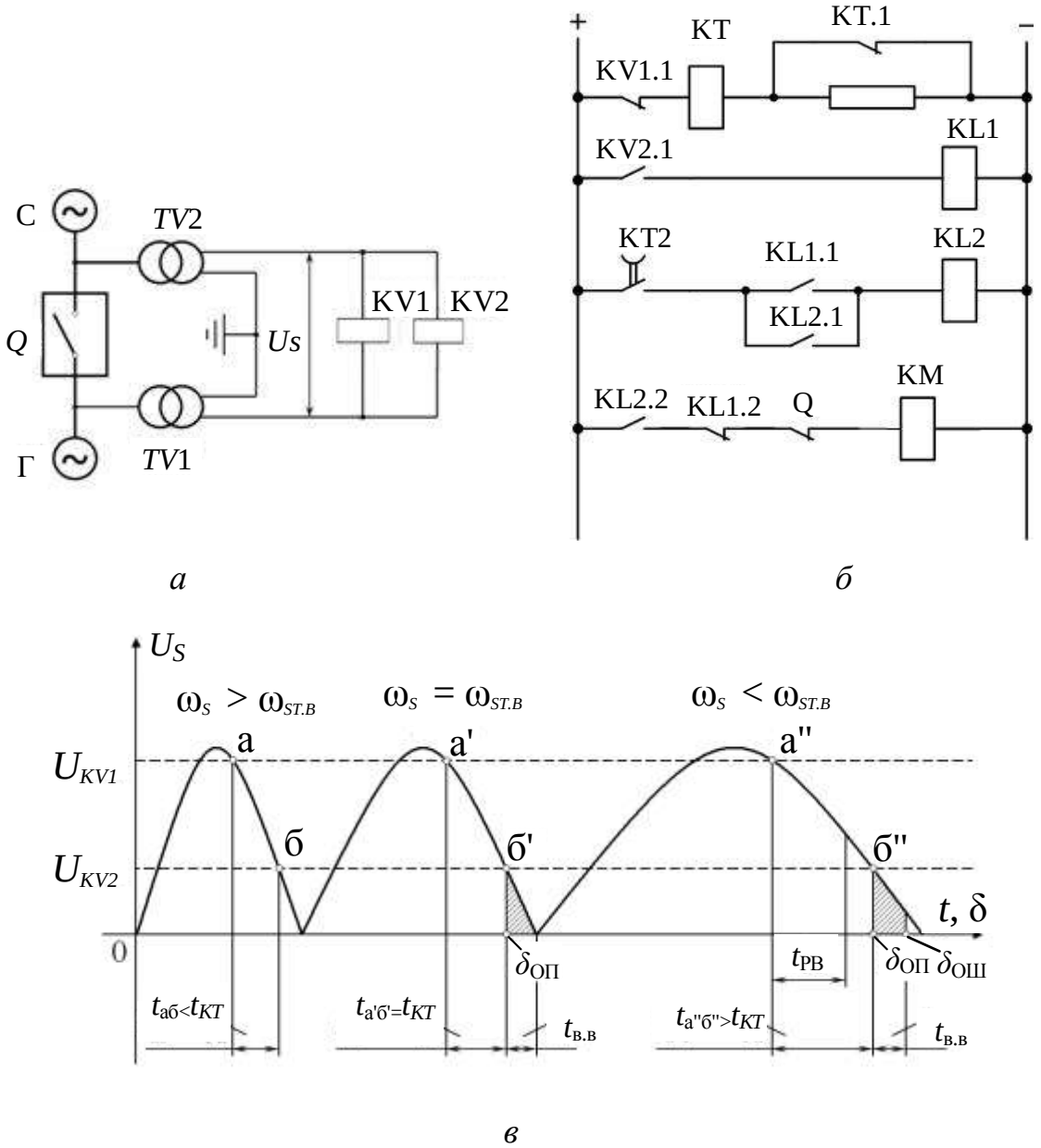


Рис. 2.5. Принцип действия автоматического синхронизатора:
а – схема электрическая; *б* – схема оперативных цепей;
в – график изменения напряжения скольжения

Очевидно, если $\omega_S = \omega_{расч}$, то время $t_{а'б'} = t_{КТ}$ и замыкание контакта КТ.2 реле времени КТ происходит в самый последний момент нахождения реле KV2 и KL1 в подтянутом состоянии, что также вызывает срабатывание реле KL2.

Таким образом, подача импульса на включение выключателя с постоянным углом опережения обеспечивается только тогда, когда скольжение $\omega_S \le \omega_{расч}$.

К принципиальному недостатку синхронизатора с постоянным углом опережения относится наличие $\delta_{ош}$.

Уравнение для U_s устанавливает однозначную взаимосвязь между δ и U_s, которая может использоваться для определения момента включения выключателя.

Так как время опережения зависит от скольжения, то опережение по углу неравнозначно опережению по времени. Синхронизатор с постоянным углом опережения в этих условиях будет производить включение не в момент оптимума, а с ошибкой по углу

$$\delta_{ош} = \delta_{оп.расч} - \delta_{оп.факт} = (\omega_{s\,расч} - \omega_s)t_{в.в},$$

где $\delta_{оп.факт}$ – фактическое изменение угла за время включения выключателя.

Наличие угла ошибки, а следовательно и толчка уравнительного тока при скольжениях, отличных от скольжения «точного включения», является главным недостатком рассмотренного принципа.

В связи с этим для получения постоянного времени опережения, не зависящего от скольжения, необходимо, чтобы угол опережения изменялся пропорционально угловой скорости скольжения

$$\delta_{оп}(\delta') = k\omega_s = k\frac{d\delta}{dt},$$

где k – коэффициент пропорциональности.

В этом случае

$$t_{оп} = \frac{\delta_{оп}(\delta')}{\omega_s} = \frac{k\omega_s}{\omega_s} = k,$$

и если $k = t_{в.в}$, то включение генератора будет обеспечено в момент оптимума.

Таким образом, для получения постоянного времени опережения следует ввести контроль производной угла δ. Этот принцип реализуется в синхронизаторах с постоянным временем опережения, момент срабатывания которых определяется непосредственно заданным временем опережения.

Контроль производной угла можно также довольно просто осуществить косвенным методом при помощи производной напряжения скольжения для малых углов

$$U_s = U\delta,$$

откуда

$$U_s' = \frac{U d\delta}{dt} = U\omega_s.$$

Однако синхронизаторы, построенные на основе косвенного контроля величин угла между векторами синхронизируемых напряжений и скорости скольжения, имеют недостатки. Их время опережения постоянно только для углов опережения, синусы половин которых могут быть заменены аргументами. Неравенство напряжений также вызывает заметные погрешности в работе вследствие искажения формы напряжения скольжения. По принципу действия эти синхронизаторы не работают при равенстве частот генератора и сети.

Автосинхронизатор с постоянным временем опережения АСТ-4, схема которого приведена на рис. 2.6, состоит из пяти основных частей:

- узла опережения, создающего условия для прохождения импульса на включение выключателя с постоянным временем опережения для момента оптимума;
- узла контроля разности напряжений, разрешающего включение выключателя при разности синхронизируемых напряжений в допустимых пределах;
- узла контроля разности частот, разрешающего включение выключателя только при допустимых значениях скольжения;
- узла выравнивания частот, осуществляющего выравнивание частоты вращения генератора с эквивалентным генератором энергосистемы;
- исполнительного органа.

Узел опережения состоит из трансреактора ТР и реле опережения KAZ. Первичная обмотка трансреактора включается на выпрямленное напряжение скольжения, ко вторичной подключается обмотка II поляризованного реле опережения KAZ. Ток, проходящий в течение одного периода скольжения по обмотке I реле KAZ, если пренебречь сопротивлением, равен

$$i_1 = \frac{U_s}{R_3} = \frac{2U}{R_3}\sin\frac{\omega_s}{2}t = k_1 2U \sin\frac{\omega_s}{2}t .$$

По обмотке II реле KAZ проходит вторичный ток трансреактора, пропорциональный производной выпрямленного напряжения скольжения,

$$i_2 = k_2 2U \frac{\omega_s}{2}\cos\frac{\omega_s}{2}t ,$$

где k_2 – коэффициент пропорциональности.

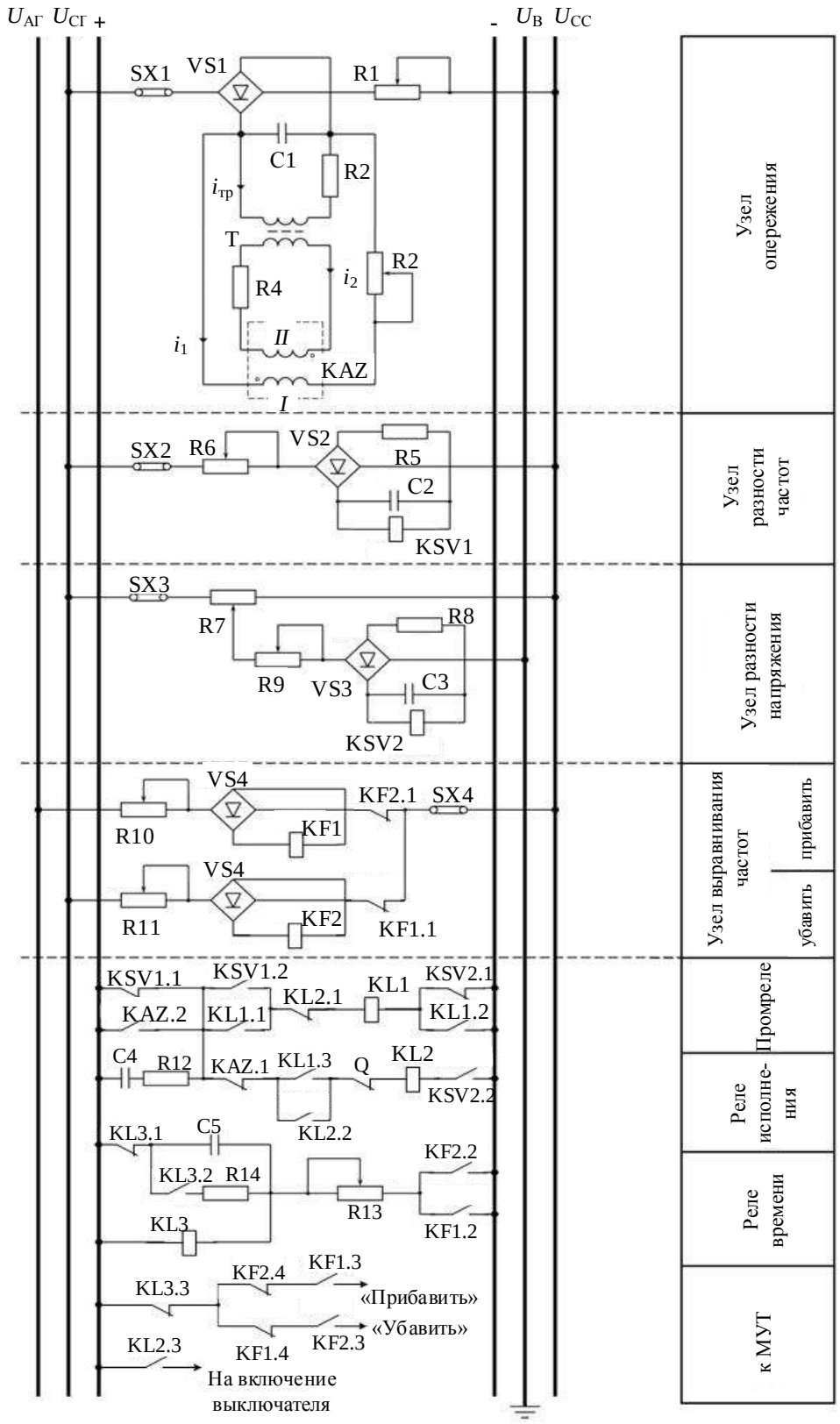


Рис. 2.6. Автосинхронизатор с постоянным временем опережения АСТ-4

Реле KAZ находится в сработавшем состоянии при $i_1 + i_2 > 0$. Условие возврата KAZ, с учетом вышеприведенных формул, можно записать как

$$k_1 2U \sin\frac{\omega_s}{2}t + k_2 2U \frac{\omega_s}{2}\cos\frac{\omega_s}{2}t = 0,$$

откуда

$$\mathrm{tg}\frac{\omega_s}{2}t = -\mathrm{tg}\frac{\omega_s}{2}t_{\text{оп}} = -\frac{k_2}{k_1}\frac{\omega_s}{2}.$$

При малых углах $\delta_{\text{оп}} = \omega_s t_{\text{оп}}$ имеем

$$\mathrm{tg}\frac{\omega_s}{2}t_{\text{оп}} \approx -\frac{\omega_s}{2}t_{\text{оп}},$$

следовательно,

$$t_{\text{оп}} \approx \frac{k_2}{k_1} = k.$$

Таким образом, реле KAZ будет возвращаться на время $t_{\text{оп}}$ раньше прохождения U_s через ноль.

Если $k = t_{\text{в.в}}$, синхронизатор обеспечивает включение генератора в момент оптимума независимо от значения скольжения. Значение времени опережения можно регулировать с помощью резистора R3. При увеличении его сопротивления уменьшается ток i_1 в обмотке I реле KAZ, следовательно, увеличивается время опережения (штриховая кривая на рис. 2.7).

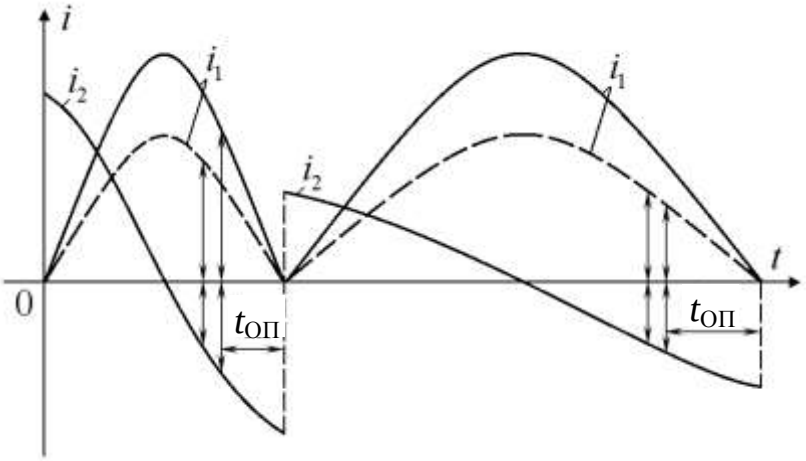


Рис. 2.7. График, иллюстрирующий работу синхронизатора

Узел контроля разности напряжений состоит из реле KSV2, включенного между фазой B, общей для сети и генератора, и средней точкой потенциометра R7, включенного между одноименными фазами сети и генератора. Изменение напряжения на KSV2 иллюстрируется приведенным рис. 2.8.

Если напряжения генератора и энергосистемы равны, то напряжение на реле KSV2 будет изменяться от максимального значения при $\delta = 0$ до нуля при $\delta = 180°$, а когда напряжения не равны между собой, реле будет находиться под напряжением при всех значениях угла и его якорь будет подтянут. Следовательно, если разность напряжений находится в допустимых пределах, то реле KSV2 будет возвращаться при прохождении напряжения скольжения вблизи максимума и тем самым подготавливать цепи выходных промежуточных реле. Установка реле KSV2 регулируется резистором R9.

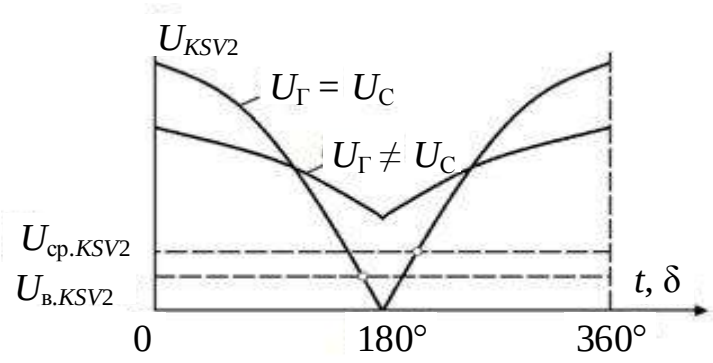


Рис. 2.8. Изменение напряжения на KSV2

Узел контроля разности частот состоит из реле контроля скольжения KSV1, включенного на напряжение скольжения. В том случае, когда напряжение U_s максимально, якорь реле подтянут. Значение расчетного напряжения возврата реле KSV1 $U_{в.KSV1}$ зависит от максимально допустимого значения скольжения ω_s и заданного времени опережения:

$$U_{в.KSV1} = 2U \sin \frac{\omega_{s\,М.Д}}{2} t_{оп}$$

и регулируется резистором R6.

Скольжение определяется очередностью возврата реле KSV1 и KAZ в исходное состояние согласно рис. 2.9. При скольжениях, меньших максимально допустимого, сначала возвращается реле KSV1, а затем реле опережения KAZ.

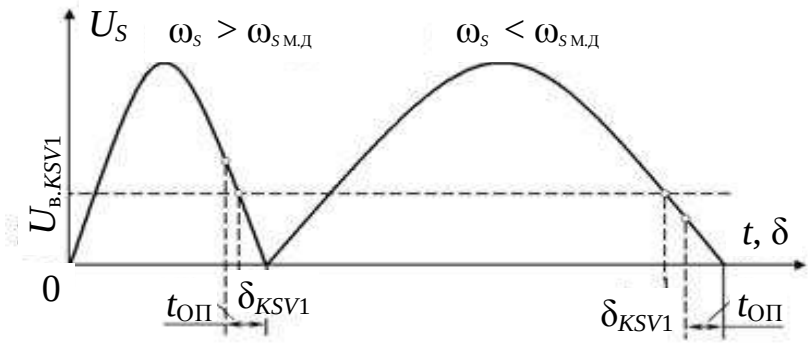


Рис. 2.9. График изменения напряжения скольжения

Для предотвращения ложной работы синхронизатора при большом скольжении параллельно реле KSV1 включается конденсатор C2. Емкость его выбирается с таким расчетом, чтобы при разности частот, большей 0,5–1 Гц, реле KSV1 не возвращалось и блокировало работу синхронизатора.

Работа синхронизатора происходит следующим образом. Когда угол $\delta = 180°$, контакты KAZ.2, KSV1.2 и KSV2.1 замкнуты. Последнее имеет место при условии $U_Г \approx U_С$. Реле KL1 находится в сработавшем состоянии и самоудерживается с помощью контактов KL1.1 и KL1.2, а контактом KL1.3 подготавливает цепь реле KL2. С увеличением угла δ реле KSV2 замыкает свой контакт KSV2.2 и размыкает KSV2.1.

При допустимом скольжении $\omega_s < \omega_{s\,М.Д}$ первым отпускает якорь реле KSV1 и замыкает контакт KSV1.1. Реле KL1 остается подтянутым. Выходное реле KL2 срабатывает, когда вернется в исходное состояние реле опережения и замкнет контакт KAZ.1. Контактом KL2.3 оно подает сигнал на включение выключателя, а контактом KL2.1 разрывает цепь обмотки реле KL1, которое возвращается в исходное состояние.

В том случае, когда скольжение велико, сначала возвращается реле KAZ, размыкая контактом KAZ.2 цепь обмотки реле KL1. Последнее размыкает свой контакт KL1.3 в цепи реле KL2, поэтому импульс на включение выключателя не проходит. Конденсатор C4 и резистор R12 предусмотрены в схеме для облегчения условий работы контактов.

Узел выравнивания частот включает в себя реле «прибавить» и «убавить» (KF1 и KF2) и реле времени. Реле KF2 включено на разность напряжений фазы С генератора ($U_{СГ}$) и сети ($U_{СС}$); реле KF1 – на разность напряжений фазы А генератора ($U_{АГ}$) и фазы С сети ($U_{СС}$). Благодаря такому включению напряжения скольжения на обмотках двух реле сдвинуты относительно друг друга на угол 60°.

Изменение напряжений на обмотках реле в зависимости от абсолютного значения и знака угла δ показано на рис. 2.10. При угле $\delta = 0°$ напряжение на реле KF2 равно нулю, а при угле $\delta = -60°$ – на реле KF1.

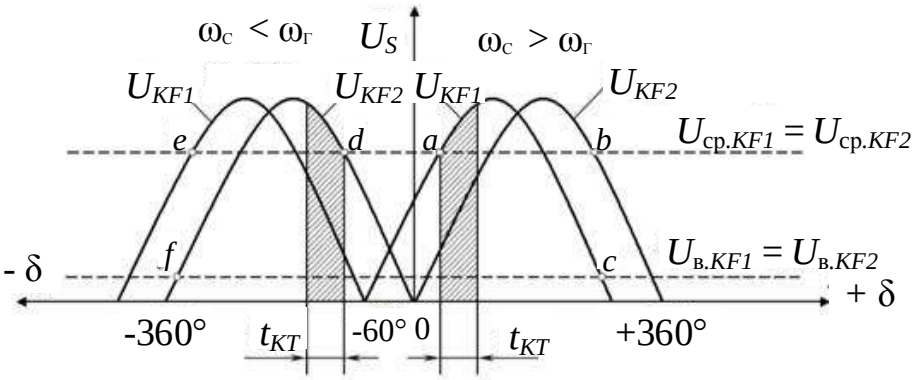


Рис. 2.10. Изменение напряжений на обмотках реле
в зависимости от абсолютного значения и знака угла

Уставки срабатывания реле KF1 и KF2 выбираются одинаковыми и регулируются резисторами R10 и R11.

Если частота вращения синхронизируемого генератора меньше частоты вращения эквивалентного генератора сети, т.е. вектор напряжения генератора отстает от вектора напряжения сети, угол δ изменяется в положительной полуплоскости. В течение каждого периода напряжения скольжения первым срабатывает реле KF1 (точка *a*), подавая сигнал на «прибавить» частоту.

В том случае, когда частота вращения синхронизируемого генератора больше частоты вращения эквивалентного генератора сети, угол δ изменяется в отрицательной полуплоскости. Первым срабатывает реле KF2 (точка *d*) и подает сигнал на «убавить» частоту.

Схема построена так, что при срабатывании одного реле другое блокируется контактами KF1.1 и KF2.1. Возврат KF1 и KF2 происходит после снижения напряжения на другом реле меньше напряжения его срабатывания (точки *c*, *b*, *f* и *e* соответственно).

Таким образом, в течение скольжения одного периода напряжения подается один командный импульс двигателю МУТ. Для ограничения длительности импульсов на «прибавить» и «убавить» служит реле времени, которое состоит из реле KL3, конденсатора C5 и резистора R13.

При срабатывании реле KF1 (или KF2) контактом KF1.2 (KF2.2) пускается реле времени, а контактом KF1.3 (KF2.3) подается сигнал на МУТ. После замыкания контакта KF1.2 (KF2.2) напряжение на конденсаторе C5, а следовательно и на обмотке реле KL3 нарастает с постоянной времени цепи заряда конденсатора.

При увеличении напряжения до уставки реле KL3 оно срабатывает. Выдержка времени на срабатывание реле KL3 принимается обычно в пределах 0,2–0,3 с и регулируется резистором R13. Контактом KL3.3 реле KL3 разрывает цепь питания МУТ, контактом KL3.1 размыкает цепь заряда конденсатора C5, а контактом KL3.2 подключает его к разрядному резистору R14. После разряда конденсатора C5 и возврата реле KF1 (KF2) реле времени вновь готово к повторному действию.

Разработаны также синхронизаторы с постоянным временем опережения, основанные на непосредственном измерении угла δ. Кроме того, для улучшения процесса синхронизации разработаны синхронизаторы, позволяющие учитывать еще и угловое ускорение скольжения ε_s, определяемое второй производной угла δ, так как $\varepsilon_s = \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2}$.

2.3. Синхронизация синхронных двигателей и компенсаторов

Автоматическая синхронизация синхронных двигателей (СД) и компенсаторов (СК) осуществляется в целом одинаково. Различие состоит лишь в параметрах процессов, так как СК не несут активной нагрузки.

Поскольку для точной синхронизации этих электрических машин необходим дополнительный двигатель, этот метод используется весьма редко.

Основным способом синхронизации СД и СК служит метод самосинхронизации, но, в отличие от генераторов, разворот и достижение подсинхронной частоты вращения ротора производится в режиме асинхронного двигателя за счет наличия в этих электрических машинах специальной пусковой обмотки. С учетом этого невозбужденная электрическая машина подключается к электрической сети или непосредственно (если пусковой ток и связанное с ним снижение напряжения – в пределах допустимых значений), или через реактор, включаемый на время набора подсинхронной скорости вращения, согласно нижеприведенным схемам (рис. 2.11).

Во избежание пробоя изоляции обмотки возбуждения последняя должна быть всегда замкнута или цепью возбудителя, или специально вводимым до подачи возбуждения активным сопротивлением. В остальном самосинхронизация СД и СК принципиально не отличается от самосинхронизации синхронного генератора.

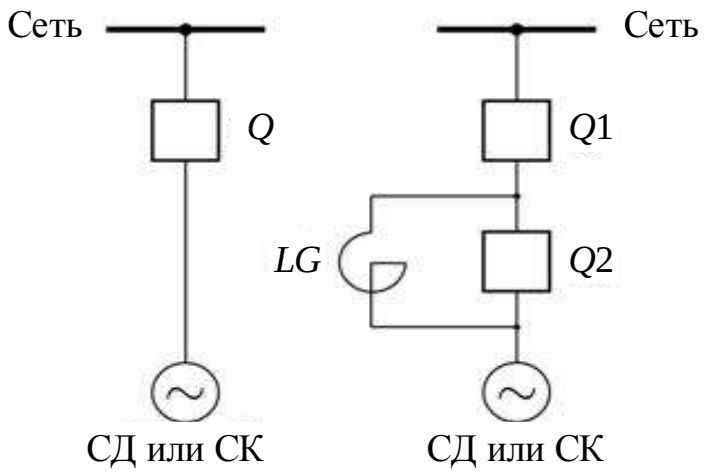


Рис. 2.11. Схемы подключения электрической машины к сети

В различных устройствах автоматической самосинхронизации СД и СК контроль частоты вращения осуществляется или по величине тока статора, или по времени набора подсинхронной частоты вращения, а также по частоте скольжения, определяемой частотой тока ротора, наводимого полем статора. Пример распространенной схемы автоматической самосинхронизации (пуска) СД с тиристорной системой возбуждения показан на рис. 2.12.

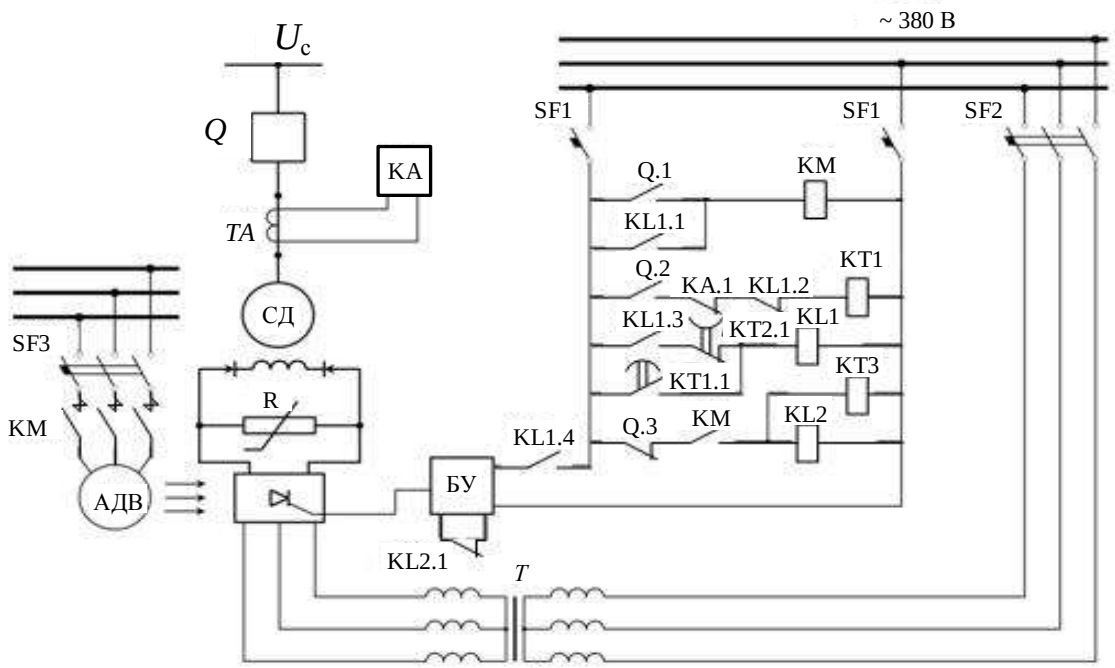


Рис. 2.12. Схема автоматической самосинхронизации (пуска) синхронного двигателя с тиристорной системой возбуждения

Обмотка возбуждения замкнута на резистор с нелинейным сопротивлением *R*, которое изменяется от $(1 \div 2) R_f$ в начале пуска и до $(30 \div 50) R_f$ в нормальном режиме. Резистор *R* обеспечивает также защиту тиристорного преобразователя от перенапряжений. Вместо такого резистора может использоваться обычный резистор с тиристорным ключом, включающим его на время пуска.

Перед пуском двигателя включаются автоматические выключатели SF1, SF2, SF3. После включения выключателя Q подтягивается якорь реле тока KA, затем срабатывает контактор KM, подключающий к сети асинхронный двигатель вентилятора АДВ воздушного охлаждения тиристорного преобразователя.

При достижении двигателем подсинхронной скорости минимальное реле KA срабатывает и замыкает контакт KA1. Срабатывает реле времени KT1, которое с заданной выдержкой времени замыкает цепь реле KL1. Последнее срабатывает и самоудерживается, шунтирует блок-контакт Q.1 выключателя в цепи обмотки контактора, размыкает цепь реле времени KT1 и подает питание в блок управления БУ тиристорами. Блок управления открывает тиристоры, и в обмотку возбуждения подается ток.

При отключении выключателя срабатывают реле инвертирования KL2 и реле времени KT2. Реле инвертирования воздействует контактом KL2.1 на блок управления, и тиристорный преобразователь переводится в инверторный режим, чем обеспечивается гашение поля двигателя. Реле времени KT2 с выдержкой времени, необходимой для гашения поля, разрывает цепь обмотки реле KL1, которое отключает контактор KM и питание блока управления. Схема возвращается в исходное состояние.

3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Преобладающая часть аварийных отключений воздушных линий электропередачи является следствием неустойчивых повреждений, самоустраняющихся после снятия напряжения, т.е. после отключения линии. Подобные нарушения возникают при перекрытиях изоляции из-за атмосферных перенапряжений, схлестывании и по другим причинам. После обратного включения под напряжение линии, на которой произошло неустойчивое повреждение, восстанавливается нормальный режим ее работы. Такое включение называется повторным включением, а специальные автоматические устройства, выполняющие данную операцию, – устройствами автоматического повторного включения (АПВ). АПВ, после которого восстанавливается нормальный режим работы, называется успешным.

Устойчивые повреждения происходят на воздушных линиях значительно реже и не устраняются после ее отключения. В таких случаях АПВ оказывается неуспешным и линия вновь отключается.

АПВ позволяет быстро ликвидировать аварию и восстановить нормальную схему сети не только при самоустраняющихся повреждениях, но и после ложного действия релейных защит, самопроизвольного отключения выключателей или ошибочных действий персонала.

Согласно ПУЭ применение АПВ является обязательным для линий всех напряжений выше 1000 В.

Наибольшее распространение получило однократное АПВ. Двукратное АПВ применяется значительно реже, обычно на тупиковых линиях, когда его применение диктуется требованиями повышенной надежности электроснабжения потребителей.

Самоустраняющиеся повреждения, помимо линий электропередачи, зачастую имеют место на сборных шинах электростанций и подстанций, на трансформаторах и электрических аппаратах. В связи с этим применяется АПВ шин и трансформаторов.

3.1. Требования, предъявляемые к устройствам АПВ

Все устройства АПВ, независимо от места их установки, в соответствии с ПУЭ, должны удовлетворять следующим требованиям:

1. АПВ должно производиться при всех возможных аварийных отключениях выключателя. Исключение составляет включение выключателя на КЗ с последующим отключением его релейной защитой.

Пуск АПВ осуществляется одним из двух способов:

- от релейной защиты, выполняющей отключение выключателя: ограниченность применения этого метода состоит в том, что он обеспечивает АПВ только при отключениях от релейной защиты;
- от несоответствия положения выключателя («отключен») предшествующей оперативной команде («включить»): этот способ наиболее прост и универсален, поскольку обеспечивает работу АПВ при любом отключении выключателя, кроме оперативного.

2. АПВ не должно работать при оперативных отключениях выключателя персоналом как вручную, так и дистанционно.

3. АПВ должно допускать возможность блокировки или «запрета» действия, например запрет АПВ при действии дифференциальной или газовой защиты трансформатора, когда необходимо быстрое отключение трансформатора во избежание развития повреждения.

4. АПВ должно обеспечивать заданную кратность действия, т.е. количество повторных включений (циклов).

5. АПВ должно обеспечивать необходимое время бестоковой паузы между моментом погасания дуги в отключившемся выключателе и моментом замыкания его контактов.

С целью повышения надежности работы энергосистемы и потребителей желательно уменьшать время бестоковой паузы, которое ограничивается необходимостью: деионизации среды в месте повреждения; восстановления готовности привода выключателя к работе; восстановления отключающей способности выключателя.

6. Минимальная длительность сигнала на включение должна быть достаточной для надежного включения выключателя.

7. АПВ должно выполняться с автоматическим возвратом в исходное состояние по истечении определенной выдержки времени. Временем автоматического возврата устройства АПВ называется интервал времени от момента его пуска до возвращения в исходное состояние.

8. При неисправностях в устройствах АПВ последние не должны допускать многократные включения на КЗ, представляющие опасность для выключателей.

3.2. Классификация АПВ

АПВ классифицируются по основным признакам:

- по количеству циклов – АПВ однократного и многократного действия;
- по числу фаз, включаемых при АПВ, – трехфазные (ТАПВ) и однофазные (ОАПВ);

- по виду включаемого оборудования – АПВ линий, шин, трансформаторов, двигателей;
- по способу воздействия на привод выключателя – механические, встраиваемые в пружинный или грузовой привод, и электрические релейные.

Трехфазные АПВ линий с двухсторонним питанием выполняются в виде:

- несинхронного АПВ (НАПВ);
- быстродействующего АПВ (БАПВ);
- АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС);
- АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС);
- АПВ с самосинхронизацией синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей (АПВС).

Отдельную группу составляют АПВ, действующие после отключения выключателей устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР) и восстановления частоты – частотные АПВ (ЧАПВ).

3.3. Совместная работа АПВ и релейной защиты

3.3.1. Ускорение действия защиты при АПВ

Совместное использование устройств АПВ и релейной защиты позволяет сократить время отключения КЗ и тем самым повысить надежность работы энергосистемы и потребителей. Достигается это путем автоматического ускорения действия релейной защиты, т.е. путем уменьшения или же полного исключения выдержки времени защиты.

Применяются два способа ускорения действия релейной защиты: до АПВ и после АПВ.

1. Ускорение до АПВ применяется для изображенной на рис. 3.1 сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков и при наличии одностороннего питания. Каждый участок сети имеет селективную защиту (СЗ), например максимальную токовую. Неселективная токовая защита (НЗ) дополнительно установлена на главном участке, выключатель которого оборудован устройством АПВ однократного действия. Уставка срабатывания неселективной защиты выбирается из условия надежного охвата всех участков сети и надежной отстройки от КЗ за трансформаторами подстанций (точки К1, К2, К3).

При повреждении на любом участке действует быстродействующая неселективная защита и через размыкающий контакт промежуточного реле ускорения защиты KL1 производит отключение выключателя Q

головного участка. Затем при срабатывании АПВ подаются сигналы на повторное включение выключателя и на срабатывание реле KL1, которое переключает свои контакты, блокируя действия неселективной защиты.

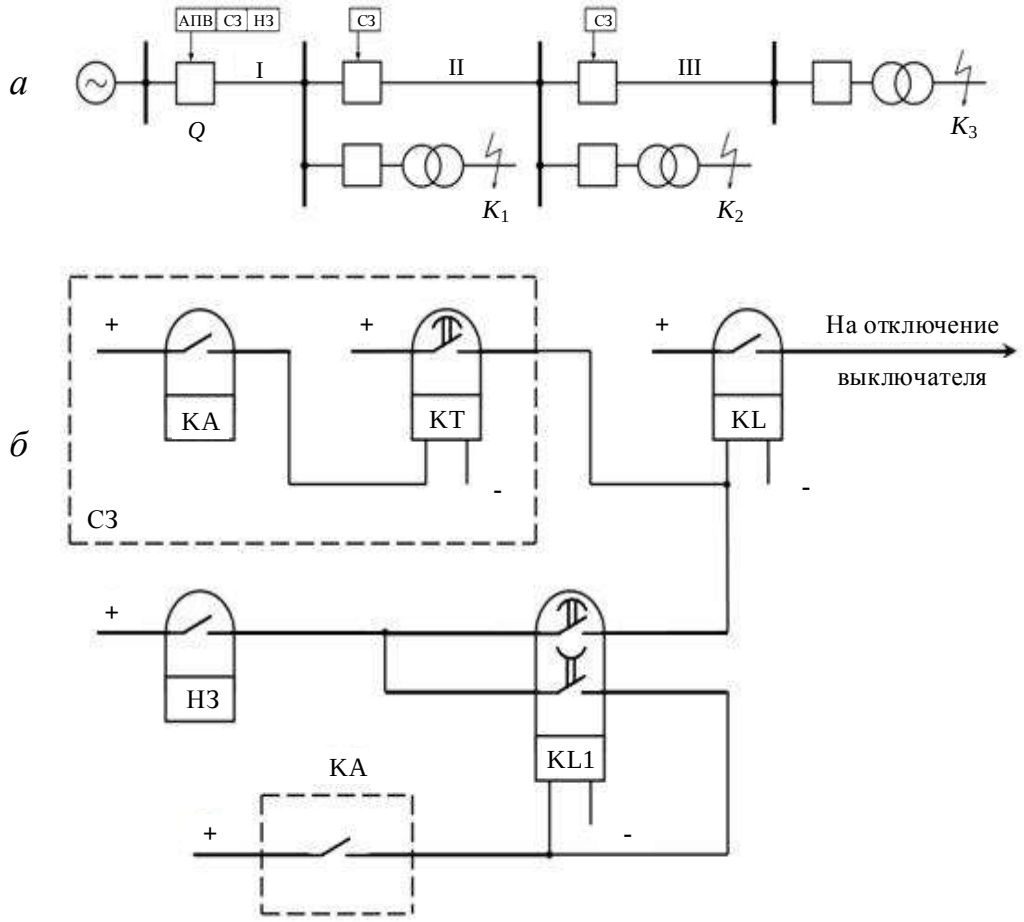


Рис. 3.1. Ускорение до АПВ:
а – схема сети; *б* – схема работы «ускорения до АПВ»

Таким образом, повреждения, возникающие на любом участке, отключаются без выдержки времени, а неселективное действие защиты «исправляется» с помощью устройства АПВ.

После включения выключателя питание обмотки реле KL1 от устройства АПВ прекращается. Если повреждение устойчивое, то благодаря задержке на возврат импульс от неселективной защиты подается через замыкающий контакт только на самоудерживание реле KL1 до отключения поврежденного участка селективной защитой. В случае успешного АПВ через время возврата реле KL1 отсечка вновь вводится в работу.

Недостатком рассмотренного способа является то, что отказ устройства АПВ головного выключателя приводит к потере всей линии.

2. Ускорение после АПВ заключается в том, что вначале (перед АПВ) действует селективная защита и производит отключение поврежденного участка сети, а к моменту повторного включения выключателя ее выдержка времени автоматически устраняется на некоторое время или же вводится в работу быстродействующая защита, например токовая отсечка. В случае неуспешного АПВ защита действует без выдержки времени, сохраняя при этом свою селективность. Если АПВ успешное, то через определенное время ускорение автоматически выводится и новое повреждение будет отключаться селективно.

Ускорение действия защиты после АПВ целесообразно применять во всех случаях, особенно когда на линии отсутствует быстродействующая защита или когда она защищает только часть линии.

3.3.2. Поочередное АПВ

Поочередное АПВ позволяет осуществить быстродействующую селективную защиту сети с использованием неселективных защит. Это достигается совместным поочередным действием устройств АПВ смежных участков сети и действием неселективных защит, имеющих ускорение как до АПВ, так и после АПВ.

Принцип поочередного АПВ иллюстрирует рис. 3.2. На каждом участке сети устанавливаются: АПВ однократного действия, быстродействующая неселективная (основная) защита, в зону действия которой входит защищаемый участок и часть смежного, а также селективная (резервная) защита, обеспечивающая избирательное отключение повреждения.

В качестве неселективной защиты используется обычно либо токовая отсечка, либо одноступенчатая дистанционная защита.

Выдержки времени устройств АПВ выбираются возрастающими на ступень селективности Δt по мере удаления от источника питания:

$$t_{\text{IIIАПВ}} = t_{\text{IIАПВ}} + \Delta t = t_{\text{IАПВ}} + 2\Delta t\ .$$

Ступень селективности Δt должна быть достаточной для отключения выключателя неселективной защитой при неуспешном АПВ.

При КЗ в зоне действия неселективных защит смежных участков (например, в точке К1), кроме поврежденного участка II, неселективно отключается участок I. Первым срабатывает устройство АПВ участка I, имеющее меньшую выдержку времени, и повторно включает выключатель Q1. В рассматриваемом случае участок I исправен, поэтому несе-

лективная защита не действует, а спустя время, достаточное для отключения выключателя Q1 (в случае КЗ на участке I), автоматически выводится из работы. После этого срабатывает устройство АПВ участка II.

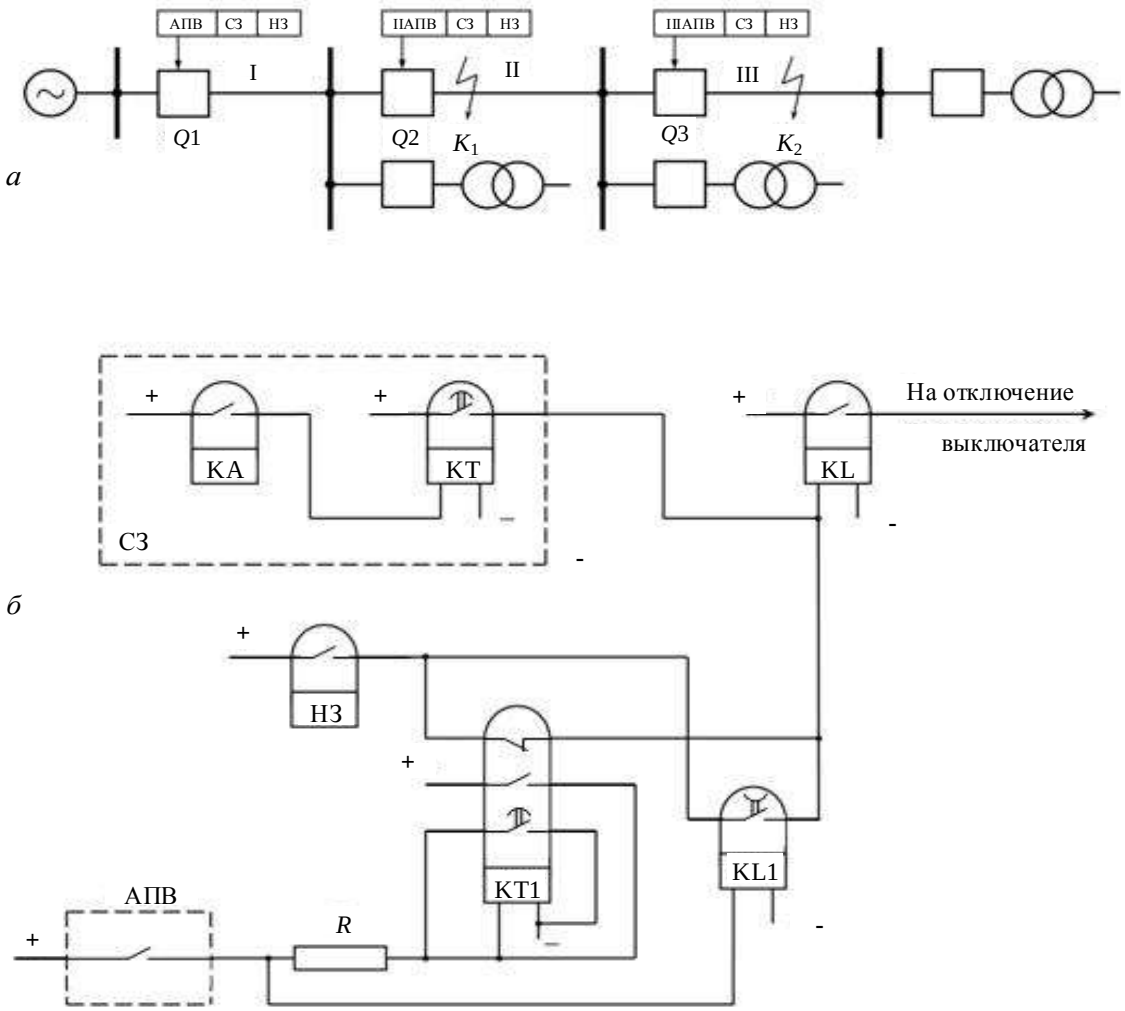


Рис. 3.2. Поочередное АПВ:
а – схема сети; *б* – схема работы поочередного АПВ

Обратный ввод неселективной защиты участка I осуществляется через время, достаточное для АПВ и последующего отключения участка II собственной неселективной защитой в случае устойчивого повреждения.

Таким образом, если к моменту включения выключателя Q2 устройством II АПВ повреждение не устранилось, то оно будет отключено селективно и без выдержки времени.

Необходимая последовательность срабатывания устройств АПВ может быть обеспечена без введения дополнительных выдержек време-

ни по факту появления напряжения на шинах подстанции, что свидетельствует об исправности включенного участка. Благодаря этому обеспечивается сокращение длительности перерыва питания потребителей.

На рис. 3.2 приведена схема управления неселективными защитами с использованием одного реле ускорения KL1 и одного реле времени KT1.

В этой схеме для ускорения защиты после АПВ служит реле KL1, а для ускорения до АПВ – реле времени KT1, возврат которого в исходное положение при замыкании упорного контакта определяет момент ввода в работу неселективной защиты.

3.3.3. АПВ с возрастающей кратностью

Совместное использование неселективных защит в сочетании с устройствами АПВ различной кратности позволяет так же, как и при поочередном АПВ, осуществить быстрое селективное отключение повреждения. С этой целью наиболее удаленный от источника питания участок III оборудуется устройством АПВ однократного действия, участок II – двукратного и участок I – трехкратного действия.

Выбор защит производится так же, как и для поочередного АПВ. Выдержки времени одноименных циклов устройств АПВ разных участков принимаются одинаковыми.

При повреждении в зоне действия неселективных защит двух смежных участков (точка К2) происходит их отключение и одновременное повторное включение от устройств АПВ. Если повреждение устранилось, то питание участков II и III восстанавливается. Если же повреждение устойчивое, то оба участка отключаются вторично действием неселективных защит, после чего питание неповрежденного участка II восстанавливается за счет того, что кратность действия АПВ этого участка больше, чем АПВ участка III.

Таким образом, по сравнению с поочередным АПВ, рассмотренный способ позволяет сократить длительность перерывов питания потребителей в случае неустойчивых повреждений, но они существенно увеличиваются при устойчивых повреждениях, так как длительность второго и особенно третьего циклов АПВ значительна. Это является существенным недостатком данного способа. Кроме того, к недостаткам следует отнести также большое число операций включения выключателей на КЗ, в результате чего увеличивается вероятность развития аварий при отказе какого-либо выключателя или устройства АПВ.

В связи с этим в эксплуатации рассмотренный способ применяется, как правило, с устройствами АПВ одно- и двукратного действия для защиты электропередачи из двух последовательных участков.

3.3.4. АПВ линий с ответвлениями

В энергосистемах используются понижающие подстанции с автоматическими отделителями (QR) и короткозамыкателями (QK) на стороне высшего напряжения вместо высоковольтных выключателей. Схема сети с подстанциями на ответвлениях изображена на нижеприведенном рис. 3.3.

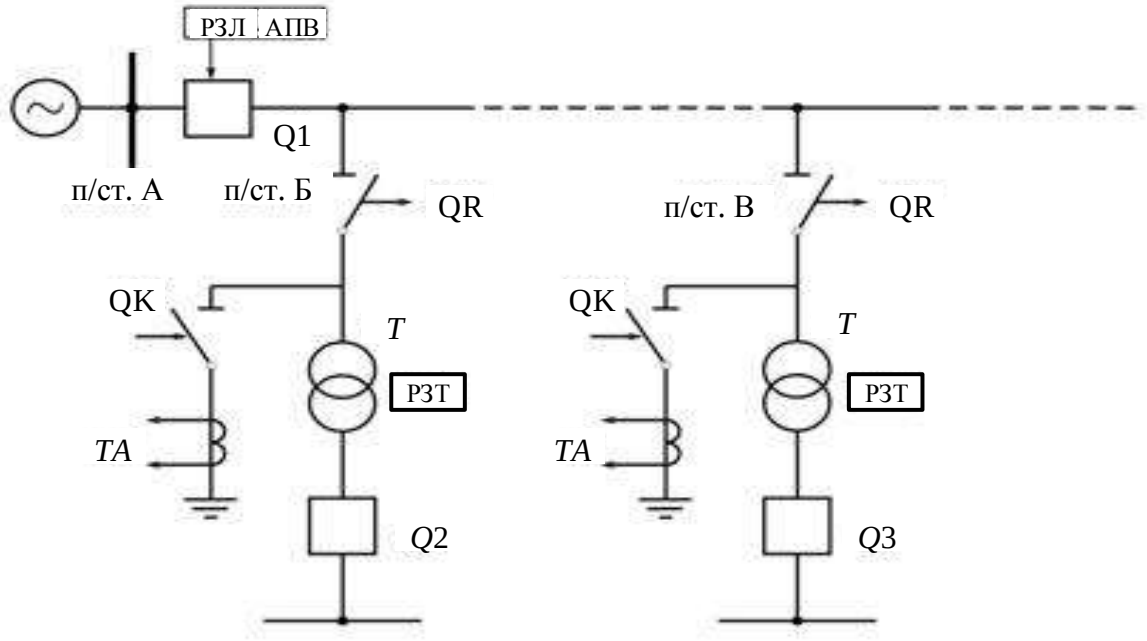


Рис. 3.3. Схема сети с подстанциями на ответвлениях

Для ликвидации повреждений трансформаторов целесообразно использовать релейную защиту в сочетании с АПВ при определенной последовательности в работе отделителей и короткозамыкателей.

При возникновении повреждения в силовом трансформаторе его релейная защита РЗТ действует на отключение выключателя на стороне низшего напряжения и на включение короткозамыкателя QK. Последняя операция необходима, потому что защита линии РЗЛ может оказаться нечувствительной к повреждениям в силовом трансформаторе. Включение короткозамыкателя приводит к созданию искусственного КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора и вызывает срабатывание защиты линии, если ток повреждения был недостаточен для ее срабатывания до включения короткозамыкателя.

Для передачи отключающего импульса от защиты трансформатора на питающую подстанцию могут использоваться специальные каналы связи, например контрольные или телефонные кабели, а также высокочастотные каналы устройств телеотключения (ВЧТО).

После отключения выключателя Q1 на питающей подстанции А запускается установленное на нем АПВ однократного действия. В период бестоковой паузы до АПВ производится отключение отделителя поврежденного присоединения с контролем отсутствия тока в цепи включенного короткозамыкателя. С этой целью обычно используется минимальное реле тока, подключенное к трансформатору тока ТА в цепи короткозамыкателя. После отключения отделителя устройство АПВ восстанавливает питание других потребителей.

Дополнительно повысить надежность электроснабжения потребителей можно, применяя секционирование линии, которое осуществляется либо выключателем, либо отделителем. Секционирование линии позволяет сохранить питание части подстанций при устойчивых повреждениях на линии.

3.4. Трехфазное АПВ с односторонним питанием

Преимущественно применяется АПВ с пуском от несоответствия положения выключателя («отключен») предшествующей оперативной команде («включить»).

3.4.1. Однократное АПВ

Пример схемы устройства АПВ и цепей управления масляным выключателем приведен на рис. 3.4.

Дистанционное управление выключателем осуществляется ключом управления SA с фиксацией положения. Положения ключа управления обозначаются: $В_2$ – включить, В – включено, $О_2$ – отключить, О – отключено. В схему управления выключателем входят также: реле положения «отключено» KQT, реле положения «включено» KQC и реле блокировки от многократных включений («прыгания») KBS. Реле KBS срабатывает при действии релейной защиты, размыкает контактом KBS.2 цепь включения выключателя и самоудерживается через замкнувшийся контакт KBS.1 до снятия сигнала «включить» независимо от того, действует он от ключа управления (контакт SA.2) или от устройства АПВ (через накладку SX).

Комплектное реле РПВ-58 состоит из следующих элементов: реле времени KT1 для создания необходимой выдержки времени; RC-контура, обеспечивающего однократность действия и необходимое время автоматического возврата в исходное состояние, выходного промежуточного реле KL1 с двумя обмотками (параллельной и последовательной). Последовательная обмотка реле KL1 необходима для его са-

моудерживания при срабатывании устройства АПВ, чем достигается необходимая длительность включающего импульса. Добавочный резистор R1 в цепи обмотки реле времени служит для обеспечения его термической стойкости.

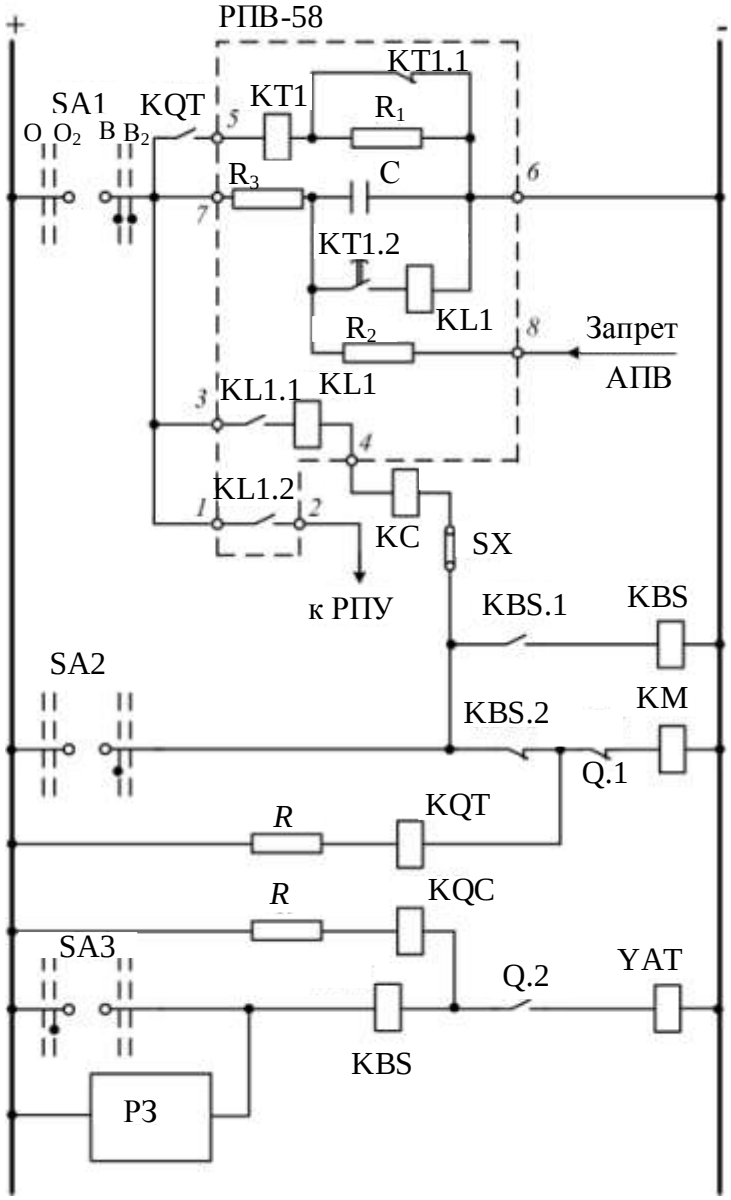


Рис. 3.4. Схема устройства АПВ и цепей управления масляным выключателем

Подготовка АПВ к действию осуществляется после подачи команды на включение выключателя. При этом конденсатор С заряжается через контакт ключа SA.1 до напряжения, необходимого для срабатывания выходного реле KL1.

Цепь пуска АПВ (цепь «несоответствия») в рассматриваемой схеме образована контактами ключа управления SA.1 и реле положения выключателя «отключено» KQT.

При замыкании контакта KQT срабатывает реле времени KT1, подключающее контактом KT1.2 конденсатор C к обмотке промежуточного реле KL1. Последнее, сработав, замыкает цепь обмотки контактора KM, включающего выключатель Q. В случае успешного АПВ работа схемы прекращается и схема подготавливается к новому действию.

Если АПВ неуспешно, то выключатель вновь отключается релейной защитой и последующего его включения не происходит ввиду того, что к моменту вторичного отключения Q конденсатор не успевает зарядиться до напряжения срабатывания реле KL1. Этим обеспечивается однократность действия АПВ. Время автоматического возврата устройства АПВ определяется временем заряда конденсатора

$$t_{\text{зар}} = R_{\text{з}} C \ln \frac{U}{U - U_{\text{ср}}},$$

где U – напряжение питания; $U_{\text{ср}}$ – напряжение срабатывания реле KL1.

При оперативном отключении АПВ не работает, так как не образуется цепи «несоответствия» вследствие размыкания контакта SA.1 ключа управления. Конденсатора разряжается постепенно через резистор $R_{\text{з}}$, контакт KQT и обмотку реле времени KT1. Поэтому во время последующего включения выключателя на КЗ АПВ не происходит.

Кроме того, с целью быстрого разряда конденсатора при оперативном отключении выключателя контакты ключа управления, замкнутые в положении «отключить» и «отключено», могут быть включены в цепь его разряда (между зажимом 8 реле РПВ-58 и минусом источника оперативного тока). Аналогично осуществляется запрет действия АПВ в необходимых случаях.

3.4.2. Двукратное АПВ

Схема устройства двукратного АПВ и цепей управления масляным выключателем, для которого предусмотрено телеуправление, изображена на нижеприведенном рис. 3.5.

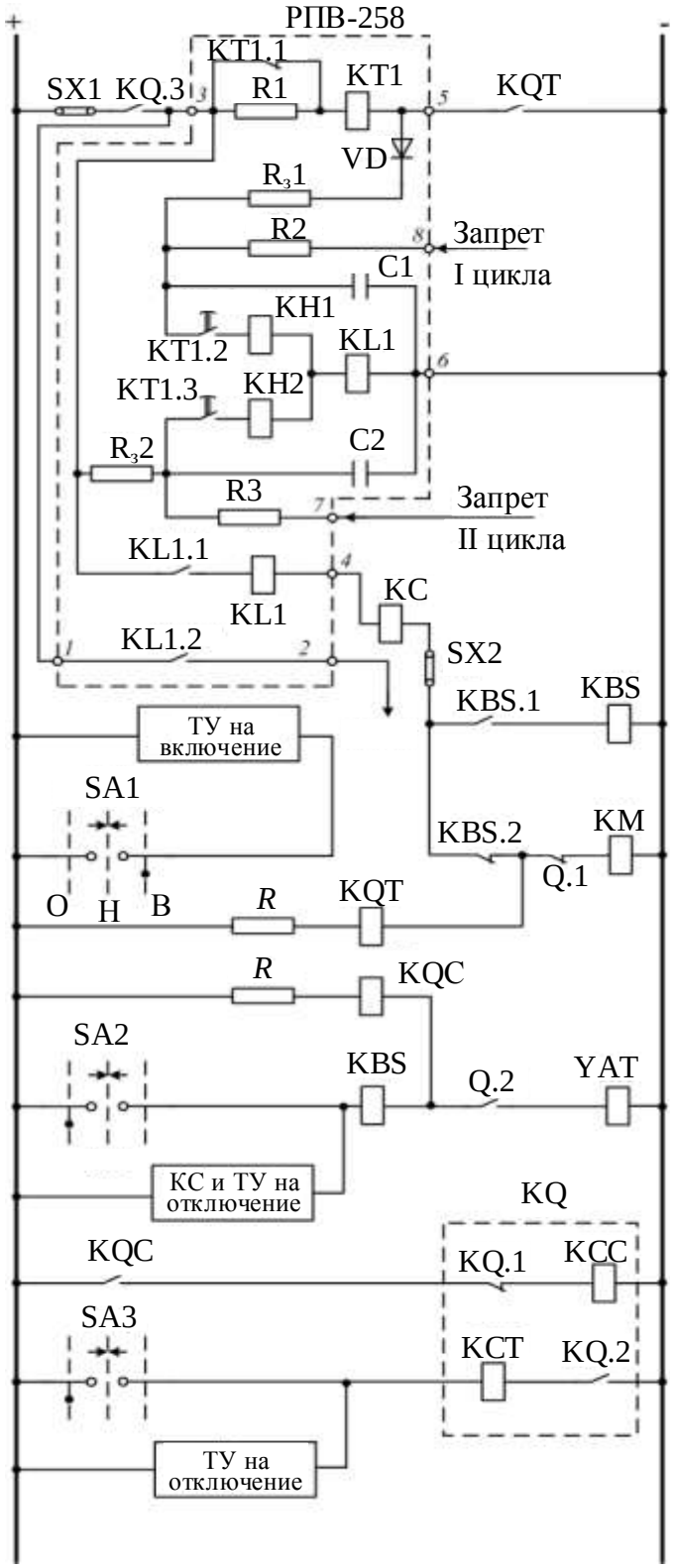


Рис. 3.5. Схема устройства двукратного АПВ и цепей управления масляным выключателем, для которого предусмотрено телеуправление

На подстанциях с телеуправлением применяются ключи управления без фиксации положения и имеющие автоматический возврат в нейтральное положение после подачи команды «включить» и «отключить». При этом в цепи пуска устройства АПВ предусматривается специальное двухпозиционное реле фиксации команд KQ. Контакт этого реле KQ.3, включенный в цепь «несоответствия», замыкается после включения выключателя и срабатывания реле положения «включено» KQC, а размыкается при отключении выключателя от ключа управления или от устройства телеуправления.

Отличие реле РПВ-258 от ранее рассмотренного реле РПВ-58 состоит в том, что оно содержит два RC-контура, обеспечивающих двукратность действия, и дополнительный проскальзывающий контакт у реле времени.

Повторное включение в первом цикле происходит при замыкании временно замыкающего контакта KT1.2 реле времени. Реле KL1 в этом случае срабатывает за счет разряда конденсатора C1. Автоматическое повторное включение во втором цикле (при неуспешном первом) происходит лишь при замыкании упорного контакта KT1.3 реле времени и разряде конденсатора C2 на обмотку реле KL1.

3.4.3. Особенности АПВ с воздушными выключателями

Нормальная работа воздушного выключателя обеспечивается при определенном давлении сжатого воздуха в его резервуарах. Поэтому в устройстве АПВ дополнительно вводится контроль давления, осуществляемый с помощью электроконтактных манометров. При давлении, недостаточном для выполнения операции наиболее тяжелого случая – неуспешного АПВ, производится запрет на действия устройства АПВ.

Воздушные выключатели нормального исполнения снабжаются резервуарами, емкость которых достаточна для работы в цикле неуспешного однократного АПВ. При осуществлении двукратного АПВ необходимо увеличивать запас воздуха путем установки дополнительных резервуаров. Если дополнительные резервуары отсутствуют, то двукратное АПВ выполняется с ожиданием восстановления давления до необходимого значения после неуспешного повторного включения в первом цикле.

На рис. 3.6 представлены варианты схем пуска устройства АПВ воздушных выключателей с контролем давления.

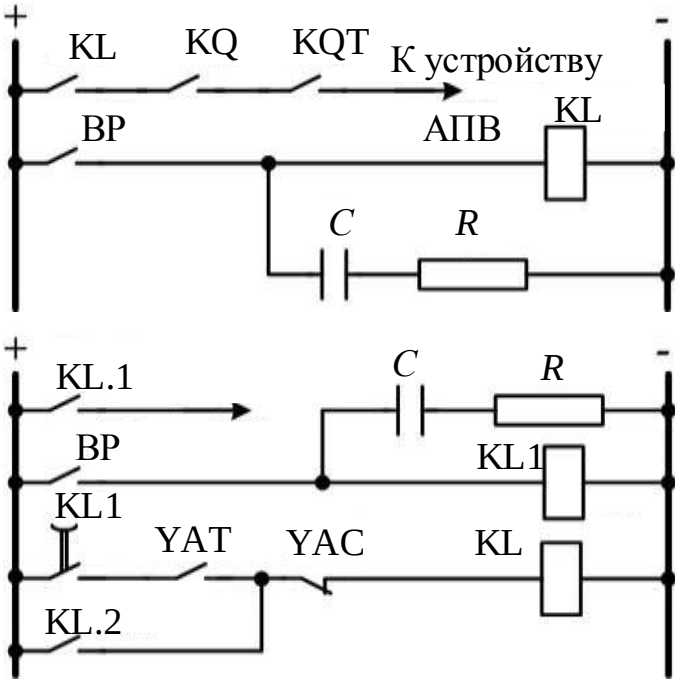


Рис. 3.6. Схемы пуска устройства АПВ
воздушных выключателей с контролем давления

В схеме, выполненной по первому варианту, пуск устройства АПВ обеспечивается в том случае, если при первом отключении выключателя (перед АПВ) давление было выше уставки электроконтактного манометра ВР. При замыкании блок-контакта электромагнита отключения YAT срабатывает промежуточное реле KL, самоудерживается через блок-контакт электромагнита включения YAC и разрешает устройству АПВ произвести одно включение выключателя. При включении выключателя реле KL возвращается в исходное состояние, так как размыкается блок-контакт электромагнита включения YAC.

Во второй схеме пуск устройства АПВ обеспечивается не только при наличии в данный момент необходимого давления, но и после восстановления давления, что является основным преимуществом рассматриваемой схемы по сравнению с предыдущей.

3.4.4. Устройства АПВ с выключателями с пружинными и грузовыми приводами

Повторное включение выключателей с пружинными и грузовыми приводами производится за счет использования механической энергии предварительно взведенной пружины или поднятого груза. Взвод пружины или подъем груза осуществляется вручную при включении выключателя или же автоматически с помощью специального электродви-

гателя с редуктором (автоматическим моторным редуктором – АМР). В первом случае для возврата устройства АПВ в исходное состояние необходимо после включения выключателя вновь вручную взвести пружину или поднять груз. Готовность к действию устройства АПВ во втором случае определяется временем автоматического взвода пружины или подъема груза.

3.4.5. Расчет уставок трехфазного АПВ линий с односторонним питанием

Ниже приведен порядок расчета уставок трехфазного АПВ линий с односторонним питанием.

1. Расчет времени срабатывания устройств однократного АПВ. Ввиду того, что современные выключатели допускают в первом цикле АПВ немедленное включение на КЗ, время срабатывания устройств однократного АПВ определяется, как правило, только по двум ранее рассмотренным условиям.

Требуется согласование со временем, необходимым для деионизации среды в месте повреждения,

$$t_{\text{АПВ}} \geq k_{\text{н}}(t_{\text{д.с}} - t_{\text{в.в}}),$$

где $t_{\text{в.в}}$ – время включения выключателя; $k_{\text{н}} = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент надежности.

Время деионизации среды $t_{\text{д.с}}$ зависит от рабочего напряжения, абсолютного значения и длительности протекания тока КЗ, а также от метеорологических условий и составляет ориентировочно: 0,07–0,08 с для линий с напряжением до 35 кВ; 0,15–0,3 с для линий 110–220 кВ и 0,35–0,4 с для линий 330–500 кВ.

Необходимо согласование со временем готовности привода к включению выключателя

$$t_{\text{АПВ}} \geq k_{\text{н}} t_{\text{г.п}}.$$

Время готовности привода к включению выключателя $t_{\text{г.п}}$ зависит от конструкции привода и изменяется в пределах 0,2–1,0 с для разных типов. Коэффициент надежности $k_{\text{н}}$ принимается также равным 1,2–1,3.

Из двух полученных значений $t_{\text{АПВ}}$ для установки принимается наибольшее. В отдельных случаях, например на линиях распределительной сети, время срабатывания устройств АПВ может быть увеличено до 2–3 с, а иногда до 5 с, что повышает успешность действия АПВ.

2. Расчет времени срабатывания устройств двукратного АПВ. Время срабатывания устройства АПВ в первом цикле $t_{1АПВ}$ определяется по уже рассмотренным условиям.

Поскольку условия работы выключателей при многократных отключениях токов КЗ утяжеляются, сохранение их отключающей способности гарантируется в тех случаях, когда продолжительность интервалов между отключениями КЗ больше допустимых для данного выключателя. Поэтому выдержка времени второго цикла АПВ согласуется с временем восстановления отключающей способности выключателя $t_{в.о.с}$ после отключения КЗ в предшествующем первом цикле $t_{2АПВ} \geq t_{в.о.с}$.

3. Расчет времени возврата АПВ. Выдержка на возврат устройства АПВ $t_{в}$ также выбирается с учетом восстановления отключающей способности выключателя и определяется допустимостью работы выключателя в последующих циклах после успешного АПВ. Так, для однократного АПВ $t_{в} \geq t_{в.о.с}$.

3.5. Трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием

Трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием имеет ряд особенностей, обусловленных наличием двух источников питания по концам линии и возможностью нарушения их синхронной параллельной работы после отключения линии.

Для ликвидации неустойчивого повреждения и деионизации среды в месте повреждения на линии с двусторонним питанием необходимо отключать ее с обеих сторон. Следовательно, устройства АПВ должны устанавливаться по обоим концам линии.

Считается, что синхронизм не нарушается при наличии между рассматриваемыми источниками питания трех и более связей, имеющих достаточную пропускную способность, одновременное отключение которых маловероятно. Отключение одной линии связи не вызывает существенного нарушения режима работы энергосистемы, а повторное включение сопровождается незначительными толчками уравнительного тока и мощности. Поэтому в таких случаях допускается применение устройств АПВ тех же типов, что и для линий с односторонним питанием.

При этом время срабатывания устройств АПВ выбирается дополнительно с учетом времени отключения КЗ с противоположного конца линии:

$$t_{АПВ1} = t_{Р.З2} + t_{О.В2} - t_{Р.З1} - t_{О.В1} - t_{В.В1} + t_{Д.С} + t_{зап},$$

где $t_{Р.32}$, $t_{Р.31}$ – соответственно минимальное и максимальное время действия защит на рассматриваемом и противоположном концах линии; $t_{О.В1}$, $t_{О.В2}$ – время отключения выключателей на обоих концах линии; $t_{В.В1}$ – время включения выключателя на рассматриваемом конце линии; $t_{Д.С}$ – время деионизации среды; $t_{зап}$ – время запаса.

Обычно во избежание двукратного включения на устойчивое КЗ от двух устройств АПВ, расположенных по концам линии, производится сначала ее опробование путем включения с одной стороны (АПВ с контролем отсутствия напряжения). Если напряжение на линии восстановилось, т.е. повреждение устранилось, действует второй комплект АПВ (АПВ с контролем наличия напряжения). С этой целью в цепи пуска устройств АПВ дополнительно вводятся контакты соответствующих реле напряжения, уставки которых выбираются по условиям:

- для минимального реле напряжения, контролирующего отсутствие напряжения на линии,

$$U_{ср} \le (0,4 \div 0,5)U_{ном};$$

- для максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на линии,

$$U_{ср} \ge (0,7 \div 0,8)U_{ном}.$$

Для устройств АПВ, использующих контроль наличия напряжения на линии,

$$t_{АПВ1} = t_{Р.32} + t_{О.В2} - t_{Р.31} - t_{О.В1} + t_{зап}.$$

Если синхронизм нарушается, например при отключении одиночных транзитных линий либо при отключении транзитных линий, имеющих параллельные связи, но недостаточной пропускной способности, АПВ происходит несинхронно, а в генераторах возникают значительные токи и электромагнитные моменты, представляющие опасность для их механической прочности. Кроме того, после несинхронного включения может возникнуть, в зависимости от скольжения, более или менее длительный асинхронный режим, сопровождающийся резким снижением напряжения (особенно вблизи электрического центра качаний), что может привести к серьезному расстройству в работе отдельных потребителей и энергосистемы в целом.

В зависимости от конкретных условий на таких линиях применяются следующие типы АПВ: несинхронное (НАПВ), быстродействующее (БАПВ), с ожиданием синхронизма (АПВОС), с улавливанием синхронизма (АПВУС), с самосинхронизацией синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей (АПВС). Возможность применения устройства того или иного типа проверяется в каждом конкретном случае.

3.5.1. Несинхронное АПВ

Повторное включение линии электропередачи при НАПВ осуществляется без предварительной проверки синхронизма и происходит с произвольными углами между ЭДС разделившихся источников питания. В таких условиях в синхронных машинах и трансформаторах могут возникать значительные электродинамические усилия, превышающие предельно допустимые.

В соответствии с ГОСТ конструкции всех синхронных машин должны выдерживать трехфазные КЗ на выводах при номинальной частоте вращения и напряжении, равном 1,05 номинального. Исходя из этого, допустимость применения НАПВ для синхронных машин определяется условиями:

$$\frac{I_{\text{НС}}}{I_{\text{КЗ}}} \le 1; \quad \frac{M_{\text{НС}}}{M_{\text{КЗ}}} \le 1,$$

где $I_{\text{НС}}$, $I_{\text{КЗ}}$, $M_{\text{НС}}$, $M_{\text{КЗ}}$ – максимальные значения токов и электромагнитных моментов при несинхронном включении в наиболее неблагоприятный момент времени и при КЗ в указанных выше условиях соответственно.

Максимальный ток несинхронного включения имеет место при угле между ЭДС генератора и напряжением системы $\delta = 180°$ и равен

$$I_{\text{нс}} = \frac{E''_q + U_{\text{с}}}{x''_d + x_{\text{вн}}},$$

где $x_{\text{вн}} = x_{\text{л}} + x_{\text{с}}$.

Значение тока трехфазного КЗ на выводах генератора $I_{\text{КЗ}} = \dfrac{E''_q}{x''_d}$.

Расчет токов и моментов при несинхронном включении проводится для наиболее тяжелого случая, имеющего место при НАПВ, а именно: значение E''_q, приведенное к номинальной частоте, принимается равным 1,5 для гидрогенераторов и 1,2 для турбогенераторов. Это обусловлено тем, что при отключении линии происходит сброс нагрузки генератора и, как следствие, увеличение частоты вращения ротора. Значение напряжения на шинах энергосистемы принимается равным $U_{\text{с}} = 1$.

В связи с вышеизложенным условие допустимости НАПВ по току:

- для турбогенераторов $\dfrac{x_{\text{вн}}}{x''_d} \ge 1{,}1$;
- для гидрогенераторов $\dfrac{x_{\text{вн}}}{x''_d} \ge 1{,}38$.

Расчеты показывают, что максимум электромагнитного момента имеет место при несинхронном включении с углом $\delta \approx 120°$ для турбогенераторов и $\delta \approx 135°$ – для гидрогенераторов. При указанных значениях углов δ условие допустимости применения НАПВ по моменту на валу можно записать в следующем виде:

- для турбогенераторов $\frac{x_{вн}}{x''_d} \geq 1,6$;
- для гидрогенераторов $\frac{x_{вн}}{x''_d} \geq 2,4$.

Сопоставление двух условий допустимости НАПВ показывает, что определяющим является ограничение по моменту.

Поскольку существует однозначная зависимость между током несинхронного включения с углом $\delta = 180°$ и значением максимального электромагнитного момента, а также ввиду сложности расчета моментов при разветвленной сети его заменяют расчетами по току несинхронного включения.

Приняты следующие предельные кратности тока несинхронного включения:

- для турбогенераторов с косвенным охлаждением и гидрогенераторов с успокоительными контурами

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{x''_d};$$

- для турбогенераторов с непосредственным охлаждением и гидрогенераторов без успокоительных контуров

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{x''_d};$$

- для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{x''_d},$$

где периодическая составляющая тока несинхронного включения $I_{нс}$ определяется для всех генераторов и компенсаторов при $E''_q = 1,05$.

Если отклонения напряжения и частоты от номинального значения заведомо не превышают ±5 %, то значения допустимых токов при НАПВ могут быть увеличены на 35 % для гидрогенераторов с успокоительными контурами и на 13 % для турбогенераторов с косвенным охлаждением.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы рассчитываются на ток трехфазного КЗ на выводах с учетом реактивного сопротивления питающей сети, заданного согласно ГОСТ 11667–75 мощностями КЗ $S_{КЗ}$ этой сети, приведенными в табл. 3.1

Таблица 3.1

Мощности КЗ согласно ГОСТ 11667–75

U, кВ	6-10	35	110	150	220	330	500	750
$S_{КЗ}$, МВ·А	500	2500	15 000	20 000	25 000	35 000	50 000	75 000

При этом допустимый ток несинхронного включения для трансформаторов определяется по условию

$$I_{нс} \le k_т I_{КЗ} = k_т \frac{I_{ном}}{u_к + \dfrac{S_{ном}}{S_{КЗ}}} \frac{U_{ном}}{U_{ном.отв}},$$

где $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, отн. ед.; $S_{ном}$, $I_{ном}$, $U_{ном}$ – номинальные мощность трансформатора, МВ·А, ток, кА, напряжение, кВ; $U_{ном.отв}$ – номинальное напряжение установленного ответвления обмотки, кВ; $S_{КЗ}$ – мощность КЗ питающей сети, МВ·А; $k_т$ – коэффициент, учитывающий возможность повышения ЭДС в условиях НАПВ:

E''_q..... 1,05; 1,2; 1,5; $k_т$ ..... 1; 0,95; 0,85.

На значения токов, проходящих при НАПВ в генераторах отделившейся электростанции или части энергосистемы, оказывает влияние местная нагрузка.

Другим важным вопросом, определяющим целесообразность применения НАПВ, является обеспечение результирующей динамической устойчивости. Возникающий в результате большого возмущения в энергосистеме асинхронный режим должен завершиться быстрой ресинхронизацией. При этом предполагается, что сохраняется также устойчивость основных нагрузок.

Если после НАПВ ресинхронизация не может быть обеспечена или недопустимо затягивается, необходимо предусматривать специальные мероприятия.

Поскольку повторное включение при НАПВ производится без проверки синхронизма, выполняются они аналогично устройствам АПВ линий с односторонним питанием.

Применение НАПВ требует принятия специальных мер для предотвращения неправильной работы устройств релейной зашиты под влиянием толчка тока несинхронного включения и в процессе асинхронного хода.

3.5.2. Быстродействующее АПВ

При осуществлении БАПВ используется принцип предотвращения расхождения векторов ЭДС по концам линии на значительные углы за счет сокращения времени бестоковой паузы. Повторное включение линии в отличие от НАПВ происходит с минимальной выдержкой времени, необходимой только для деионизации среды в месте повреждения. Обычно полное время цикла БАПВ не превышает 0,3–0,5 с и угол включения ограничен относительно небольшим значением $[\delta_{вкл} < (70 \div 90°)]$.

В таких условиях не возникает значительных толчков уравнительного тока и обеспечиваются более легкие условия восстановления установившегося режима. При этом определяющим ограничением, как и при НАПВ, является значение электромагнитного момента на валу генератора.

Угол включения при БАПВ определяется выражением

$$\delta_{вкл} = \delta_{нач} + 9000 t_{БАПВ}^2 \left(\frac{P_л}{P_{Г\Sigma 1} T_{J1} + P_{Г\Sigma 2} T_{J2}}\right),$$

где $\delta_{нач}$ – начальный угол, обусловленный нагрузкой, эл. град.; $t_{БАПВ}$ – время цикла БАПВ, с; $P_{Г\Sigma 1}$, $P_{Г\Sigma 2}$ – суммарные номинальные мощности генераторов в разделившихся частях энергосистемы, МВт; T_{J1}, T_{J2} – суммарные постоянные инерции разделившихся частей, с; $P_л$ – мощность, передаваемая по линии до ее отключения, МВт.

Время полного цикла БАПВ определяется выражением

$$t_{БАПВ} = t_{р.з} + t_{о.в} + t_{б.п},$$

где $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты; $t_{о.в}$ – время отключения выключателя; $t_{б.п}$ – время бестоковой паузы, которое, как уже отмечалось, согласуется только с временем деионизации среды.

Допустимость применения БАПВ определяется по двум условиям:

1. Условие сохранения динамической устойчивости:

$$\delta_{вкл} \le \delta_{доп.д},$$

где $\delta_{доп.д}$ – допустимое значение угла по условию сохранения динамической устойчивости.

Успешное БАПВ в этом случае будет сопровождаться только затухающими синхронными качаниями.

2. Условие допустимости БАПВ по моменту на валу генератора:

$$\delta_{вкл} \leq \delta_{доп.м},$$

где $\delta_{доп.м}$ – предельно допустимый угол, при котором электромагнитный момент, возникающий в генераторе, не превышает значения, соответствующего КЗ на его выводах.

Получение в цикле БАПВ малой выдержки времени становится возможным при использовании быстродействующих защит (как правило, высокочастотных) и быстродействующих воздушных выключателей на обоих концах линии. Последние благодаря особенностям своей конструкции позволяют производить быстрое отключение и повторное включение поврежденной линии либо только с помощью контактов гасительных камер (выключатели с наружным ножевым отделителем), либо с помощью быстродействия воздухонаполненных отделителей в цикле «отключение-включение».

Время срабатывания устройств БАПВ обоих концов линии принимается одинаковым.

Ввиду малой продолжительности цикла БАПВ оно наиболее эффективно только в случае быстропроходящих неустойчивых повреждений, таких как грозовые перекрытия изоляции и т.п. Вследствие этого целесообразно использовать устройства БАПВ в сочетании с другими видами устройств АПВ.

Так, на параллельных линиях может применяться сочетание БАПВ с другим видом трехфазного АПВ. При возникновении аварии в ремонтном режиме, когда отключена одна и аварийно отключается оставшаяся в работе вторая линия, происходит полное нарушение транзитной связи и действует устройство БАПВ. Если в работе находятся обе линии, то при повреждении на одной из них действует другое устройство трехфазного АПВ.

Кроме того, применение БАПВ целесообразно на одиночных транзитных линиях, например в сочетании с однофазным АПВ, а также на сильно загруженных транзитных линиях, имеющих слабые параллельные связи. Отключение таких линий сопровождается нарушением устойчивости и возникновением асинхронного хода по оставшимся в работе слабым связям вследствие их перегрузки. Быстрое повторное включение в этом случае предотвратит нарушение устойчивости и обеспечит восстановление параллельной работы.

3.5.3. АПВ с ожиданием синхронизма

АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) осуществляет повторное включение линии либо при условии синхронности встречных напряжений и допустимых углах сдвига между ними, либо в условиях, близких к синхронизму. При этом устройство АПВОС дополнительно контролирует скольжение и допускает включение линии лишь при незначительной разности частот (обычно 0,1–0,2 Гц). Вследствие этого повторное включение при АПВОС не сопровождается большими возмущениями в энергосистеме.

Устройства АПВОС применяются в тех случаях, когда необходима автоматическая проверка допустимости повторного включения по условию сохранения синхронизма. Обычно данный тип устройств устанавливается на линиях, имеющих параллельные связи достаточной пропускной способности. В этих случаях АПВОС обеспечивает повторное включение отключившейся линии лишь при включенных других связях, когда возможно сохранение синхронной работы источников питания, и запрещает АПВ при возникновении аварий в ремонтном режиме (отключены параллельные связи), когда происходит нарушение синхронизма.

Обычно устройства АПВОС обоих концов линии имеют одинаковые схемы, а необходимая последовательность в работе устройств обеспечивается соответствующим переключением накладок, показанных в нижеприведенной схеме (рис. 3.7).

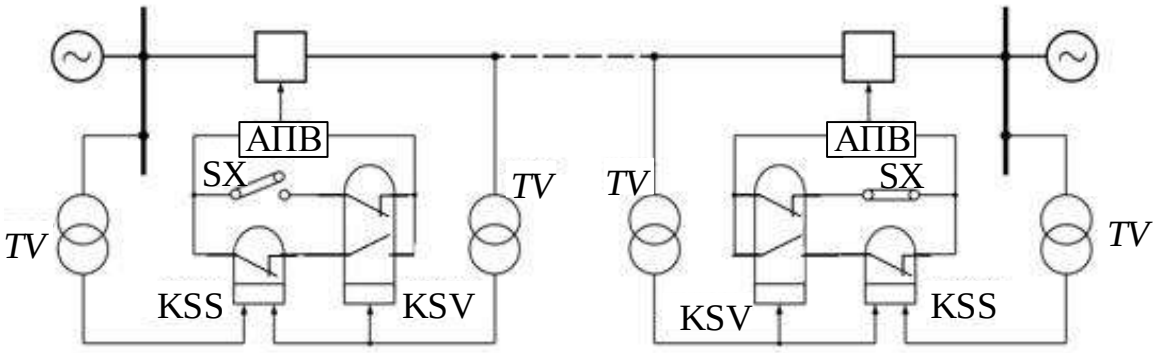


Рис. 3.7. Схемы подключения АПВОС

Включение линии с одного конца производится сначала устройством АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии (накладка SX установлена). При исчезновении напряжения размыкающий контакт ре-

ле контроля напряжения на линии KSV замыкает цепь «несоответствия» и разрешает действие АПВ (рис. 3.8).

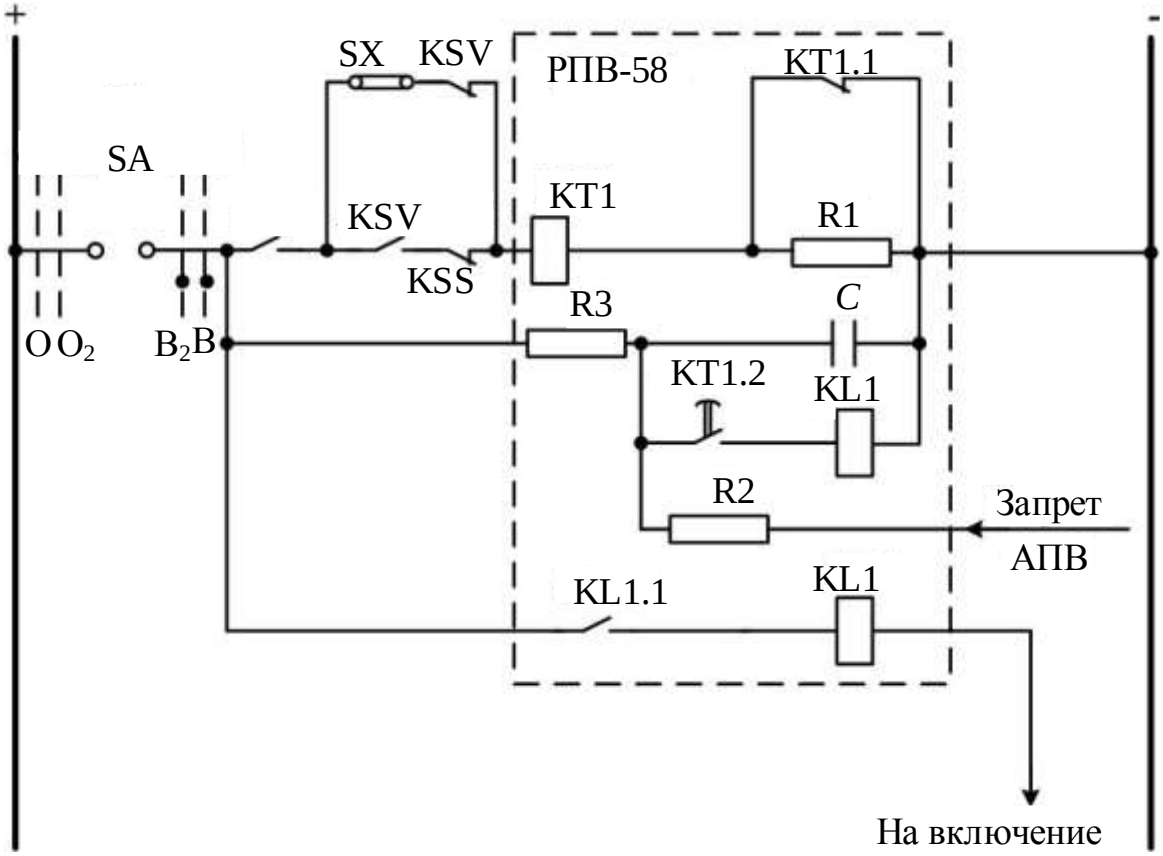


Рис. 3.8. Схема работы АПВОС

Устройство АПВ противоположного конца линии выполняется с контролем наличия напряжения на линии и его синхронности по отношению к напряжению шин (накладка SX должна быть снята). Контроль синхронизма встречных напряжений осуществляется с помощью специального реле контроля синхронизма KSS, реагирующего на геометрическую разность напряжений линии и шин, т.е. на угол δ между ними.

В случае синхронных напряжений действие этого устройства оказывается возможным при наличии напряжения на линии (повреждение устранилось) и если угол между напряжениями на линии и шинах не превышает уставки срабатывания реле KSS. При этом замыкаются контакты KSS и KSV в цепи несоответствия и разрешают повторное включение выключателя.

Работа устройства при наличии скольжения поясняется приведенной диаграммой. Реле KSS, реагируя на угол δ между напряжениями,

будет попеременно возвращаться в исходное состояние и срабатывать в точках *а* и *б* соответственно. Поэтому контакт KSS замкнут на протяжении времени $t_{аб}$, когда угол δ изменяется от $\delta_в$ до $\delta_{ср}$ (рис. 3.9).

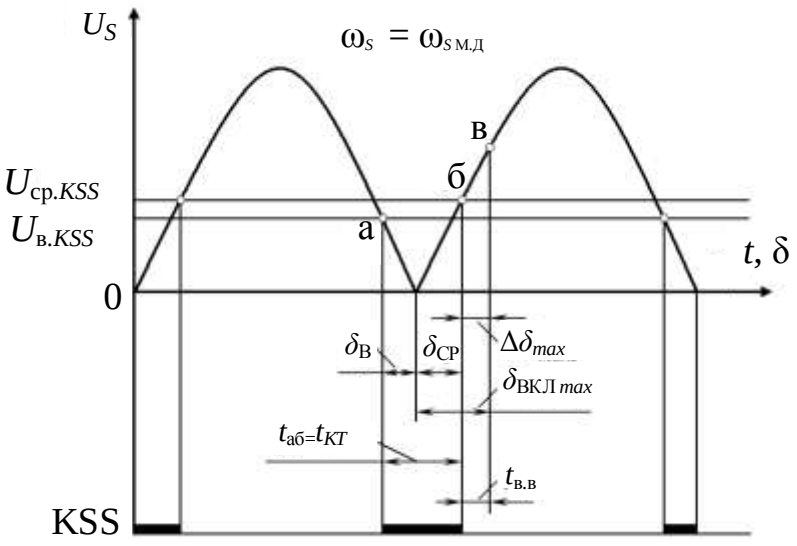


Рис. 3.9. Работа устройства АПВОС

Контроль скольжения осуществляется сравнением времени $t_{аб}$ с уставкой реле времени $t_{КТ1}$. При больших скольжениях контакт KSS будет замкнут непродолжительное время, и реле времени не успеет набрать заданную выдержку времени. В отдельных случаях во избежание многократных пусков и возвратов реле времени при длительном отсутствии синхронизма может предусматриваться вывод из работы устройства АПВОС по истечении определенной выдержки времени.

Команда на включение выключателя подается тогда, когда угловая скорость скольжения не превышает максимально допустимого значения $\omega_{S\,м.д}$, при котором становится возможным срабатывание реле времени.

Если $\omega_S = \omega_{S\,м.д}$, то импульс на включение выключателя будет подан в самый последний момент нахождения контакта KSS в замкнутом состоянии, т.е. при угле $\delta_{ср}$. За время включения выключателя $t_{в.в}$ угол δ изменится дополнительно на величину $\Delta\delta_{max} = \omega_{S\,м.д} t_{в.в}$, в результате чего включение произойдет при наибольшем угле

$$\delta_{вкл.max} = \delta_{ср} + \Delta\delta_{max} = \delta_{ср} + \omega_{S\,м.д} t_{в.в}.$$

Если $\omega_s < \omega_{s\,м.д}$, включение выключателя будет производиться с меньшими углами. В связи с этим расчет параметров схемы необходимо производить таким образом, чтобы максимальный угол включения $\delta_{вкл.max}$ не превышал допустимого значения. Очевидно, что при угловой скорости скольжения «точного включения», равной

$$\omega_{s\,т.в} = \frac{\delta_в}{t_{КТ1} + t_{в.в}},$$

включение происходит при отсутствии ускорения скольжения в тот момент, когда векторы напряжений по концам линии совпадают по фазе. Проверка допустимости применения АПВОС проводится, как и для БАПВ. Максимально допустимый угол включения принимают обычно равным $\delta_{м.д} \le (70 \div 75°)$ без предварительной проверки. Учитывая, что $\delta_{м.д} = \delta_{вкл.max}$, определяют значение максимально допустимой угловой скорости скольжения:

$$\omega_{s\,м.д} = \frac{\delta_{вкл.max} - \delta_{ср}}{t_{в.в}},$$

где $\delta_{ср}$ – угол срабатывания реле KSS.

Значение угла срабатывания $\delta_{ср}$ реле KSS должно быть больше максимального угла сдвига фаз, обусловленного нагрузкой по параллельным связям, после отключения рассматриваемой линии

$$\delta_{ср} = k_н \delta_{нагр.max},$$

где $k_н$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2–1,3.

Время срабатывания устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения выбирается так же, как и $t_{АПВ1}$. Уставка срабатывания реле времени в устройстве АПВОС, обеспечивающая запрет его действия при $\omega_s > \omega_{s\,м.д}$, определяется выражением

$$t_{КТ1} = \frac{\delta_в + \delta_{ср}}{\omega_{s\,м.д}} = \frac{\delta_в + \delta_{ср}}{\delta_{вкл.max} - \delta_{ср}} t_{в.в},$$

где $\delta_в$ – угол возврата реле KSS; $\delta_в = k_в \delta_{ср}$ ($k_в$ – коэффициент возврата реле KSS, равный 0,8–0,85).

Напряжения срабатывания реле, контролирующие отсутствие или наличие напряжения на линии, выбираются по ранее рассмотренным условиям для минимального и максимального реле напряжений.

3.5.4. АПВ с улавливанием синхронизма

Принцип действия устройства АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) заключается в том, что импульс на повторное включение линии подается в определенном диапазоне разности частот с опережением момента совпадения напряжений по фазе, как в автоматических синхронизаторах. Благодаря этому при АПВУС осуществляется выбор или «улавливание» благоприятного момента для включения выключателя при несинхронных напряжениях по концам линии.

В отличие от АПВОС применение устройства АПВУС позволяет существенно увеличить значение допустимого скольжения и производить повторное включение при разности частот до 1,5–2,0 Гц. При этом АПВУС не сопровождается значительными толчками уравнительного тока и происходит без последующего асинхронного режима.

Устройства АПВУС предназначены для повторного включения одиночных транзитных линий, а также линий, имеющих параллельные связи недостаточной пропускной способности.

Наибольшее распространение получили устройства АПВУС, действующие по принципу синхронизатора с постоянным углом опережения, с двумя и тремя углами опережения, у которых в зависимости от скольжения изменяется уставка по углу опережения. Благодаря этому возрастает эффективность применения АПВУС.

На приведенной схеме (рис. 3.10) устройства АПВУС с постоянным углом опережения в качестве синхронизатора с постоянным углом опережения используются минимальные реле напряжения KV1 и KV2, включенные на напряжение скольжения, и реле времени KT1.

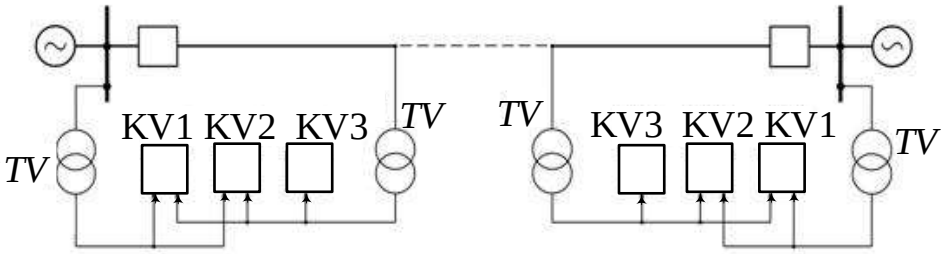


Рис. 3.10. Схемы подключения АПВУС

Включение линии производится сначала с одного конца устройством АПВ с контролем отсутствия напряжения. Работа АПВ в этом случае осуществляется с помощью реле напряжения KV3 (рис. 3.11), контролирующего отсутствие напряжения на линии, и дополнительного реле времени KT2 (накладка SX при этом установлена). После образования цепи «несоответствия» (замкнуты контакты KQT и KV3) пускается

реле времени KT2, и через установленную выдержку времени замыкает свой контакт KT2 в цепи разряда конденсатора C на обмотку выходного промежуточного реле KL1.

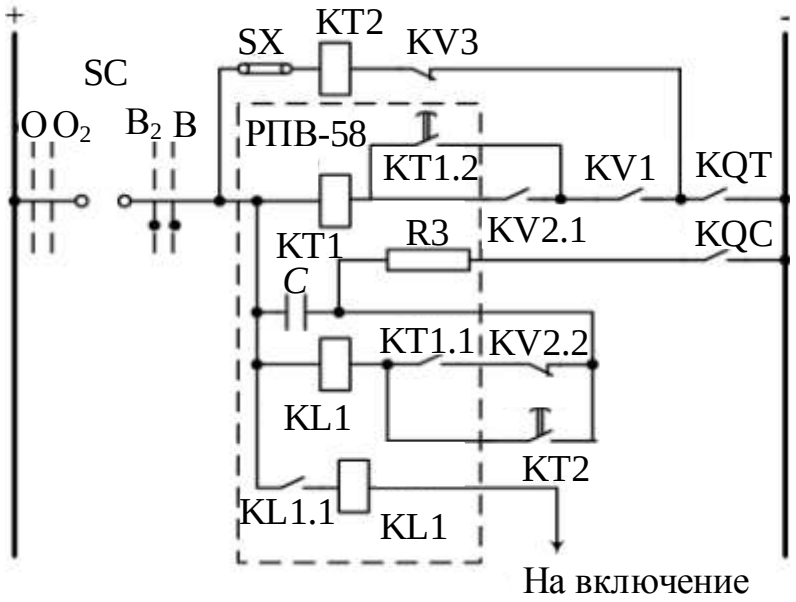


Рис. 3.11. Схема работы АПВУС

Повторное включение выключателя на другом конце линии (накладка SX снята) разрешается органами улавливания синхронизма, которые производят контроль скольжения и выбор момента для посылки импульса на включение.

Сигнал на включение выключателя подается в точке *б* (рис 3.9), а его включение происходит через время $t_{в.в}$ при угле $\delta_{вкл}$ (точка *в*, рис. 3.9). Очевидно, что угол $\delta_{вкл}$ максимален при максимально допустимом скольжении, т.е. когда $\omega_s = \omega_{s\,м.д}$ (рис. 3.12). В этом случае

$$\delta_{вкл.max} = \omega_{s\,м.д} t_{в.в} - \delta_{KV2}.$$

Поэтому аналогично устройству АПВОС расчет параметров схемы АПВУС производится таким образом, чтобы максимальное значение угла включения $\delta_{вкл.max}$ не превышало максимально допустимого значения $\delta_{м.д}$.

Угловая скорость скольжения «точного включения», при котором обеспечивается включение выключателя при угле $\delta = 0$ (в случае отсутствия ускорения скольжения), равна для рассматриваемой схемы

$$\omega_{s\,т.в} = \frac{\delta_{KV2}}{t_{в.в}}.$$

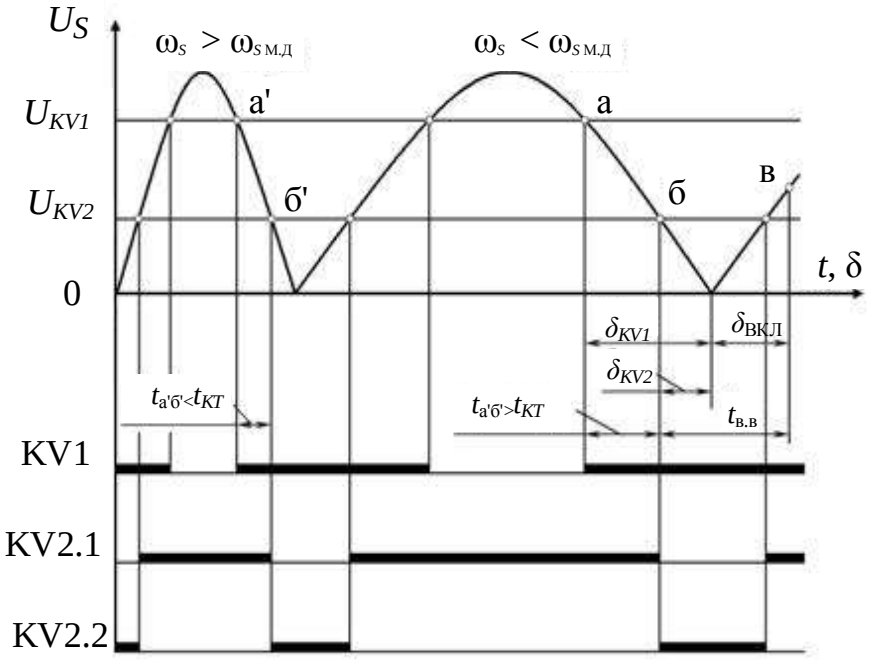


Рис. 3.12. Работа устройства АПВУС

Расчетная проверка допустимости применения АПВУС производится, как и для БАПВ. При этом принимается, что $\delta_{вкл.max} = \delta_{м.д}$.

Значение максимально допустимой угловой скорости скольжения определяется, исходя из диаграммы, по выражению

$$\omega_{S\,м.д} = \frac{\delta_{м.д} + \delta_{KV2}}{t_{в.в}}.$$

Выдержка времени реле времени КТ2 в устройстве АПВ с контролем отсутствия напряжения выбирается по условию, уже рассмотренному ранее.

Выдержка времени реле КТ1 в устройстве АПВУС, обеспечивающая запрет его действия при $\omega_S > \omega_{S\,м.д}$, определяется выражением

$$t_{KT1} = \frac{\delta_{KV1} - \delta_{KV2}}{\delta_{м.д} + \delta_{KV2}} t_{в.в},$$

где δ_{KV1} – угол срабатывания реле KV1, принимаемый в пределах 60–90°.

Напряжение срабатывания реле, контролирующего отсутствие напряжения на линии, выбирается по условию $U_{ср} \le (0,4 \div 0,5)\,U_{ном}$.

3.5.5. АПВ с самосинхронизацией синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей

При повреждении на линии связи между энергосистемой и электростанцией действием релейной защиты отключаются:

- линия со стороны энергосистемы;
- генераторы на электростанции с одновременным гашением их поля [в некоторых случаях гидрогенераторы остаются включенными, а отключаются только автоматы гашения поля (АГП)].

По истечении заданной выдержки времени устройство АПВ с контролем отсутствия напряжения выполняет повторное включение линии со стороны энергосистемы.

Если АПВ линии успешное и на шинах станции восстанавливается напряжение, производится поочередное повторное включение генераторов по способу самосинхронизация. С этой целью включаются генераторные выключатели (если они были отключены) и после снижения частоты вращения генераторов до значения, при котором скольжение не превышает 3–5 %, включаются АГП.

Устройства АПВС применяются на одиночных линиях связи с гидроэлектростанциями, не имеющими значительной местной нагрузки. Однако, ввиду достаточной сложности этих устройств и большой продолжительности процесса восстановления нормального режима, АПВС применяются довольно редко и в тех случаях, когда не допускается применение более простого НАПВ.

Кроме того, рассматриваемый тип АПВ может применяться также на одиночных линиях, питающих подстанции с синхронными компенсаторами или двигателями, если для них не допускается несинхронное включение либо не обеспечивается ресинхронизация. В этих случаях гашение поля синхронных компенсаторов или двигателей после отключения линии со стороны питающей подстанции осуществляется обычно по факту снижения частоты напряжения, поддерживаемого синхронными компенсаторами или двигателями на шинах приемной подстанции при их выбеге, или по факту исчезновения активной мощности в линии.

3.6. Однофазное автоматическое повторное включение

В сетях высокого напряжения, работающих с глухозаземленной нейтралью, помимо трехфазного применяется также однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). Применение ОАПВ в таких сетях обусловлено тем, что доля однофазных КЗ значительно выше, чем других видов повреждений (в среднем 70–90 % общего числа КЗ), по-

этому для ликвидации неустойчивого повреждения на линии достаточно отключить с обеих сторон только одну поврежденную фазу с последующим ее автоматическим повторным включением. При этом две другие неповрежденные фазы в цикле ОАПВ остаются в работе.

При отключении одной фазы в цикле ОАПВ электрическая связь между энергосистемами полностью не нарушается, а сохраняется по двум оставшимся неповрежденными фазам, что позволяет сохранить устойчивость электропередачи. Благодаря этому ОАПВ особенно эффективно на дальних и одиночных транзитных линиях. Кроме того, поскольку в цикле ОАПВ синхронизм не нарушается, то повторное включение отключившейся фазы происходит с меньшим возмущением в энергосистеме, т.е. практически без значительных толчков уравнительного тока и длительных качаний.

В случае применения ОАПВ на линиях с односторонним питанием обеспечивается непрерывное электроснабжение ответственных потребителей в цикле ОАПВ. При допустимости длительного неполнофазного режима ОАПВ позволяет сохранить линию в работе, когда имеет место устойчивое КЗ, путем перевода ее в режим работы по схеме *две фазы – земля*.

К достоинствам ОАПВ следует отнести также меньшее количество операций, осуществляемых каждым выключателем.

К основным недостаткам однофазного АПВ следует отнести:

- сложность устройств ОАПВ, вызванную наличием избирательных органов поврежденной фазы и пофазным управлением выключателями;
- перевод линии на длительную работу по схеме *две фазы – земля* требует решения комплекса весьма сложных вопросов, связанных с возникающим неполнофазным режимом, приводит к дополнительному усложнению релейной защиты и автоматики сети;
- влияние несимметрии на работу генераторов, двигателей и линий связи, а также необходимость установки дополнительного трехфазного АПВ или же выполнения комбинированного АПВ, поскольку устройства ОАПВ по принципу действия не работают при междуфазных повреждениях.

Кроме выявления, отключения и последующего повторного включения поврежденной фазы при однофазных КЗ, на устройства ОАПВ возлагаются следующие функции:

– в случае неуспешного однократного ОАПВ производить либо отключение всех трех фаз без последующего повторного включения, либо перевод линии в режим длительной работы двумя фазами, если такой режим допускается;

– производить отключение трех фаз и запрещать повторное включение при междуфазных КЗ при возникновении повреждения в неполнофазном режиме, а также в случае отказа в работе избирательных органов поврежденной фазы;

– осуществлять вывод из работы релейных защит не отстроенных от неполнофазных режимов, которые могут ложно сработать в цикле ОАПВ из-за возникающей при отключении одной фазы несимметрии токов и напряжений.

Следует отметить, что условия деионизации среды в месте повреждения при ОАПВ существенно ухудшаются за счет емкостной связи отключившейся фазы с оставшимися в работе. Это приводит к увеличению времени деионизации среды по сравнению с трехфазным АПВ, что учитывается при определении времени действия устройств ОАПВ.

Избирательные органы устройств ОАПВ

Выбор поврежденной фазы при однофазных КЗ осуществляется в устройствах ОАПВ с помощью специальных избирательных органов реле-избирателей поврежденной фазы. Отключение поврежденной фазы может производиться либо непосредственно избирательным органом данной фазы, либо релейной защитой, действие которой избирательным органом переводится на отключение только поврежденной фазы.

В качестве избирательных органов устройства ОАПВ со стороны питающей подстанции для линий с односторонним питанием, как правило, применяются токовые реле, включенные на фазные токи (рис. 3.13).

Уставка срабатывания токовых реле-избирателей выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{н}} I_{\text{н.max}} ,$$

где $k_{\text{н}} = 1,3 \div 1,4$ – коэффициент надежности.

Для устройства ОАПВ со стороны приемной подстанции избирательные органы при наличии трансформаторов напряжения или устройств емкостного отбора на шинах высшего напряжения выполняются с помощью минимальных реле напряжения, включенных на фазные напряжения (рис. 3.13).

Уставка срабатывания реле напряжения принимается равной

$$U_{\text{ср}} = (0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}} .$$

При однофазном КЗ на линии напряжение поврежденной фазы уменьшается, что приводит к срабатыванию соответствующего реле напряжения и одного из отключающих промежуточных реле.

С целью исключения ложной работы избирательного органа при КЗ на линиях, отходящих от шин питающей подстанции, в схему вводятся реле тока, включенное на ток нулевой последовательности, и реле времени. Ток срабатывания реле выбирается из условия обеспечения надежной его работы при повреждениях на защищаемой линии. Реле времени служит для отстройки по времени от быстродействующих защит других линий, отходящих от шин питающей подстанции.

Блок-контакты выключателя в схеме ОАПВ используются для вывода из работы избирательного органа после неуспешного цикла ОАПВ в том случае, если допускается работа линии в режиме *две фазы – земля*.

Если отсутствуют трансформаторы напряжения или устройства емкостного отбора на шинах высшего напряжения, то в качестве реле-избирателей применяются реле направления мощности косинусного типа. Применение последних позволяет обеспечить требуемую чувствительность и избирательность при их питании от трансформаторов напряжения, установленных на стороне низшего напряжения приемной подстанции.

Для предотвращения неправильной работы устройства контакты реле направления мощности включаются попарно. Вызвано это тем, что при КЗ на землю, например фазы *А*, реле мощности этой фазы срабатывает, реле мощности фазы *С* надежно тормозится (вращающий момент действует на заклинивание), а реле мощности фазы *В* работает нечетко и возможна его ложная работа.

Данный избирательный орган может применяться и при наличии трансформаторов напряжения на шинах высшего напряжения приемной подстанции. В этом случае обмотки напряжения реле мощности необходимо включать на фазные напряжения.

Для осуществления ОАПВ на линиях с двусторонним питанием применяются дистанционные избирательные органы, в качестве которых, как правило, используются направленные реле сопротивления.

Реле сопротивления включаются на фазное напряжение и фазный ток, компенсированный током нулевой последовательности:

$$\dot{I}_{\text{р}} = \dot{I}_{\text{ф}} + k3\dot{I}_0,$$

где k – коэффициент компенсации, выражающий зависимость между сопротивлениями прямой и нулевой последовательностей линии;

$$k = \frac{z_{0\text{Л}} - z_{1\text{Л}}}{3z_{1\text{Л}}}.$$

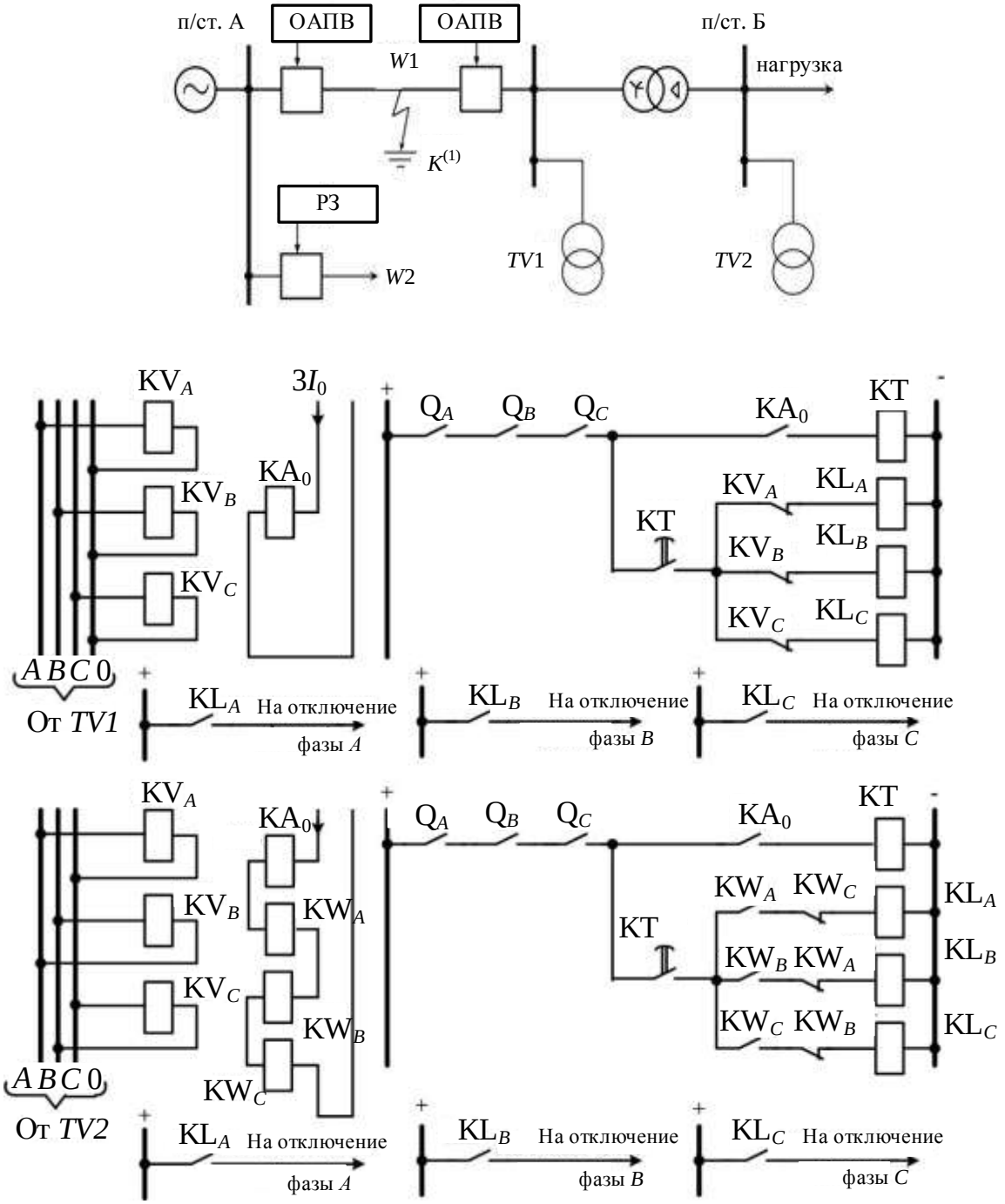
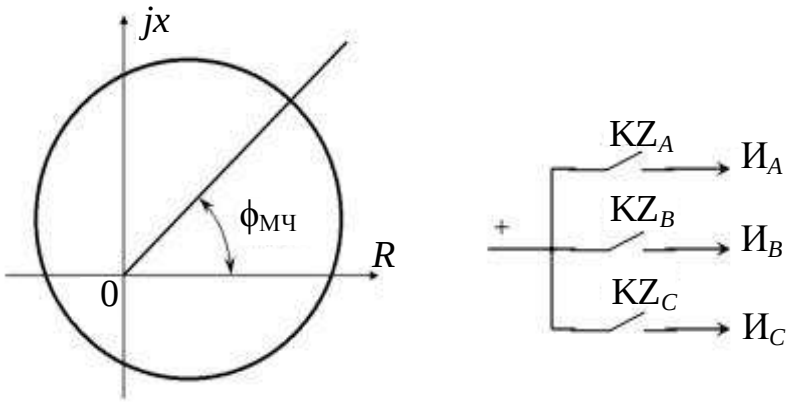


Рис. 3.13. Работа ОАПВ

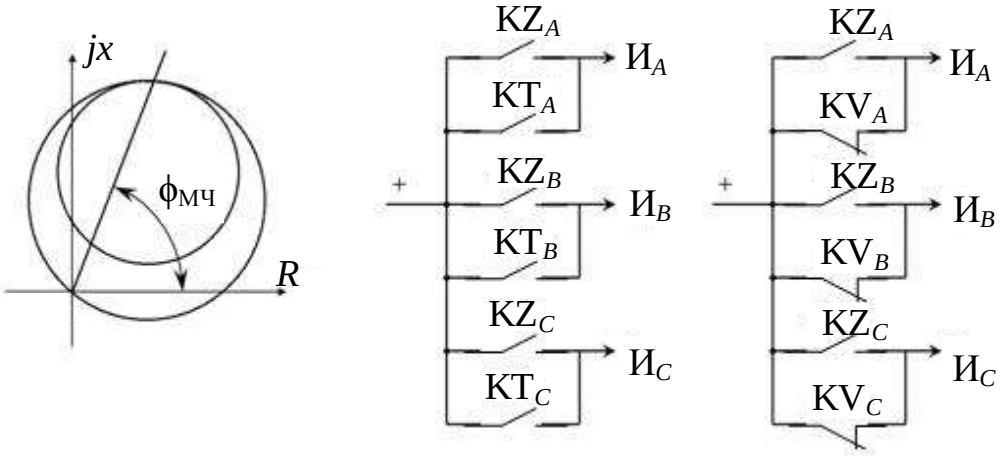
Если характеристика реле сопротивления охватывает всю защищаемую линию и шины подстанции с необходимым запасом, то в качестве избирательного органа достаточно использовать только три реле сопротивления, согласно приведенному рис. 3.14.



а *б*

Рис. 3.14. Реле сопротивления: *а* – характеристика реле;
б – подключение контактов реле

Если же характеристика с целью обеспечения селективности действия реле вынесена за начало линии (смещена полностью в I квадрант) или проходит через него, то необходимо дополнительно устанавливать либо три токовых реле (КА$_A$, КА$_B$ и КА$_C$), включенных на фазные токи линии, либо три минимальных реле напряжения (КV$_A$, КV$_B$, КV$_C$), включенных на фазные напряжения, которые обеспечивают охват повреждения в начале линии и на ее незащищенном участке. Контакты избирательного органа в этом случае включаются по одной из приведенных на рис. 3.15 схем.



а *б*

Рис. 3.15. Реле сопротивления: *а* – характеристика реле;
б – подключение контактов реле

4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ

Для электроснабжения потребителей, при наличии нескольких источников, может применяться многостороннее и одностороннее питание.

Одностороннее питание (при наличии нескольких источников) выполняется по радиально-секционированному принципу. Электроснабжение потребителей осуществляется по рабочей цепи (одиночный трансформатор, одиночная линия или секция шин), а при ее отключении – по резервной. Преимущество одностороннего питания заключается в снижении токов КЗ, удешевлении схем электроснабжения и оборудования, упрощении релейной защиты.

Применение автоматического включения резервного питания (АВР), в случае аварийного или ошибочного отключения рабочего, устраняет основной недостаток одностороннего питания – меньшую надежность электроснабжения потребителей.

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) АВР необходимо предусматривать во всех случаях, когда отключение рабочего источника приводит к полному прекращению электроснабжения или ограничению мощности потребителей. В связи с этим устройства АВР широко применяются на подстанциях основных и распределительных сетей. АВР является обязательным также для собственных нужд электростанций.

Требования, предъявляемые к устройствам АВР:

1. Устройства АВР должны приходить в действие при потере питания от рабочего источника по любой причине, включая КЗ на шинах потребителя. Исключение составляет тот случай, когда нагрузка отключается действием устройств автоматической частотной разгрузки и необходим запрет действия устройств АВР.

2. Включение резервного источника питания должно осуществляться только после отключения выключателя на вводе от рабочего источника питания.

Выполнение этого требования позволяет исключить:

- неуспешное включение резервного источника на повреждение, самоустраняющееся после снятия напряжения;
- включение резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике;
- возможное несинхронное включение двух источников питания.

3. С целью уменьшения длительности перерыва питания потребителей устройства АВР должны производить включение резервного источника сразу же вслед за отключением рабочего.

4. Во избежание многократного включения резервного источника на неустранившееся КЗ действие устройств АВР должно быть однократным.

5. При осуществлении АВР необходимо предусматривать ускорение действия релейной защиты резервного источника при его включении на неустранившееся КЗ, что особенно важно в том случае, когда имеется неявный резерв.

6. При выполнении АВР должны обеспечиваться нормальные условия самозапуска электродвигателей. Если же самозапуск не обеспечивается или недопустимо затягивается, то необходимо предусматривать автоматическую разгрузку за счет отключения неответственных потребителей с последующим их АПВ.

Классификация устройств АВР:

- по типу оборудования, на которое осуществляется воздействие, – АВР трансформаторов, линий, секций шин, агрегатов собственных нужд электростанций и подстанций;
- по направленности действия – АВР одностороннего и двустороннего действия.

Если устройство АВР одностороннего действия, то один из источников электроснабжения всегда рабочий и его выключатель нормально включен, а второй источник – резервный и его выключатель нормально отключен. При потере питания нагрузки устройство АВР действует на включение выключателя резервного источника. Возврат к нормальной схеме может осуществляться как автоматически, так и неавтоматически оперативным персоналом.

Если АВР двустороннего действия, то любой из источников может быть как рабочим, так и резервным.

Устройства АВР классифицируются также:

- по виду источника питания устройств – АВР на постоянном или переменном оперативном токе;
- по виду резерва, включаемого действием АВР, – АВР при наличии явного и неявного резерва.

При наличии явного резерва резервный источник может находиться либо в отключенном состоянии, либо под напряжением, но без нагрузки. В случае неявного резерва нагрузка распределена между всеми источниками, которые осуществляют взаимное резервирование при отключении одного из них. При этом мощность каждого из источников должна быть достаточной для покрытия собственной нагрузки, а также всей или части нагрузки резервируемого источника.

4.1. Принципы выполнения АВР

Пуск АВР. В соответствии с ранее рассмотренными требованиями, пуск устройств АВР и подача команды на включение резервного источника производятся от блок-контактов выключателя рабочей цепи или соответственно от контактов реле положения «отключено» этого выключателя.

Однако питание потребителей может исчезнуть и при включенном выключателе на вводе от рабочего источника. Это происходит при повреждениях в питающей сети за пределами резервируемого объекта. Для того чтобы обеспечить действие устройства АВР в этих случаях предусматривается специальный пусковой орган (обычно минимальный пусковой орган напряжения – ПОН). В задачу пускового органа входит отключение выключателя рабочего источника при исчезновении напряжения на шинах потребителей. После отключения выключателя происходит включение резервного источника.

При наличии на резервируемом объекте двух выключателей в цепи рабочего источника, например на стороне высшего и низшего напряжения силового трансформатора, с целью ускорения действия АВР предусматривается блокировка между ними (рис. 4.1).

Если устройства АВР используются для включения резервных агрегатов, например электродвигателей ответственных механизмов собственных нужд электростанции, то их пуск должен обеспечиваться не только при выходе из работы основного агрегата и его отключении, но и при недопустимом устойчивом понижении контролируемого технологического параметра.

Пусковые органы устройств АВР не должны отключать выключатель рабочего источника:

– при повреждениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения;

– при внешних КЗ, не приводящих к потере рабочего источника питания, но вызывающих его отключение, ликвидируемое путем АПВ. Для этого пусковые органы отстраиваются по времени от действия устройств АПВ рабочего источника питания;

– при отсутствии напряжения на резервном источнике либо при его снижении до недопустимой величины. Этим исключается ненужное действие АВР. Обычно блокирование пускового органа осуществляется с помощью реле напряжения, подключаемого через трансформатор напряжения к источнику резервного питания.

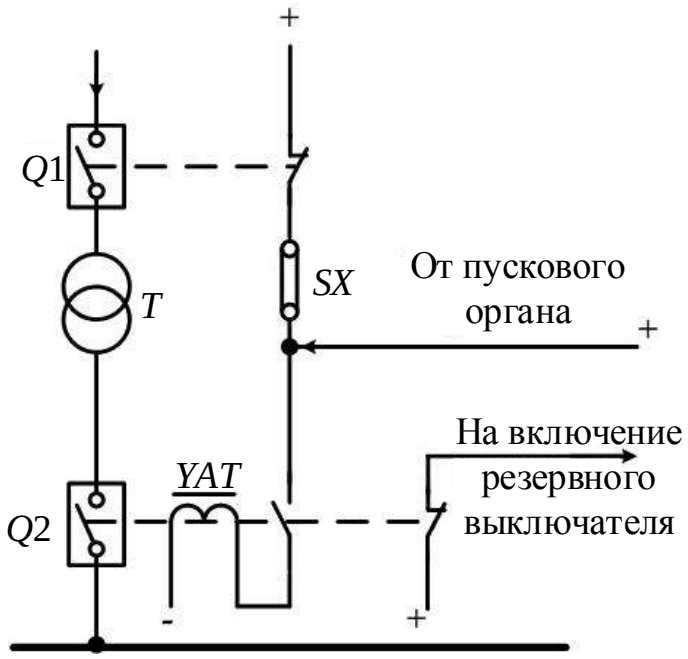


Рис. 4.1. Схема работы АВР

Кроме минимальных пусковых органов напряжения, в устройствах АВР применяются также комбинированные пусковые органы с минимальным реле напряжения и минимальным реле тока. Наличие реле тока предотвращает ложную работу устройства при перегорании предохранителя в цепях трансформатора напряжения. Пусковой орган срабатывает лишь тогда, когда одновременно исчезает ток в цепи рабочего источника и напряжение на шинах потребителей.

Наряду с реле тока пусковой орган иногда дополняется реле понижения частоты. При отключении питания синхронные и асинхронные электродвигатели некоторое время могут поддерживать остаточное напряжение, что задерживает работу минимального пускового органа напряжения, особенно при наличии крупных синхронных двигателей и компенсаторов. Снижение частоты остаточного напряжения происходит быстрее, поэтому установка реле частоты позволяет ускорить действие устройства АВР.

Для предотвращения ложной работы пускового органа при общесистемных снижениях частоты и срабатывании реле частоты контакт последнего включается последовательно с контактом реле тока.

Однократность действия АВР обеспечивается способами построения схем, исходя из конкретных условий работы, вида оперативного тока и конструкции привода выключателя.

При наличии постоянного оперативного тока для обеспечения однократности АВР применяется реле «однократности включения», в ка-

честве которого используется промежуточное реле с задержкой на возврат. При отключении выключателя рабочего источника обмотка этого реле теряет питание, но через замкнувшийся блок-контакт выключателя и временно замкнутый контакт самого реле подается сигнал на включение выключателя резервного источника. Выдержка времени на возврат реле должна быть достаточной для надежного включения выключателя резервной цепи, но, в то же время, обеспечивать однократность его включения.

4.2. Схемы устройств АВР

Схема устройства АВР одностороннего действия на постоянном оперативном токе для радиальной линии изображена на рис. 4.2.

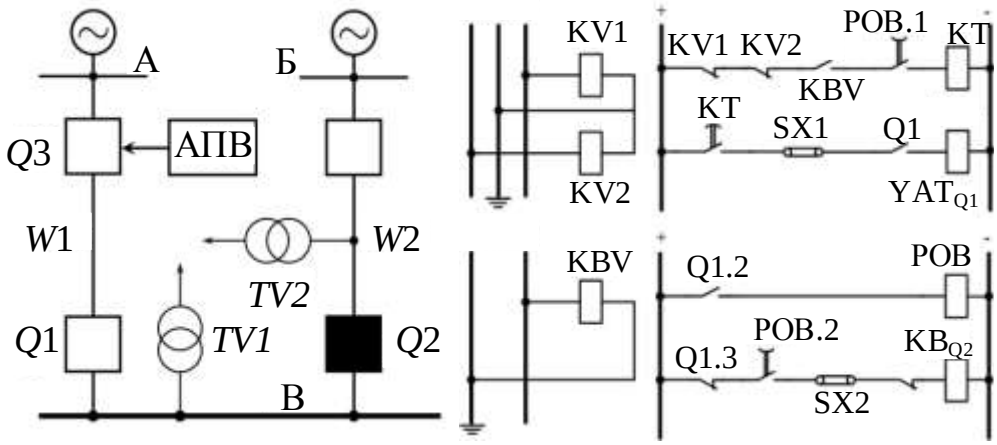


Рис. 4.2. Схемы устройств АВР одностороннего действия на постоянном оперативном токе для радиальной линии

В нормальном режиме подстанция В питается по одной рабочей линии W1 от подстанции А. Резервная линия W2 нормально отключена выключателем Q2. Со стороны подстанции Б линия W2 должна быть постоянно включена и находиться под напряжением.

Устройство АВР выполнено с использованием в качестве реле однократности включения KL промежуточного реле с задержкой на возврат. При отключении выключателя В1 по любой причине происходит включение выключателя Q2 резервной линии по цепи Q1.3 – KL.2, так как контакт KL.2 остается еще некоторое время замкнут.

Для обеспечения работы устройства АВР при потере питания шин потребителей, не сопровождающейся отключением выключателя Q1 (например, при отключении выключателя Q3), установлен минимальный пусковой орган напряжения с блокировкой по напряжению на резервной линии W2. Вместо трансформатора напряжения TV2 для целей

контроля напряжения на резервной линии часто применяются устройства емкостного отбора напряжения (например, от вводов выключателей, конденсаторов связи).

При исчезновении напряжения на шинах подстанции *В* срабатывают минимальные реле напряжения KV1 и KV2, и при наличии напряжения на линии W2 (контакт реле KBV замкнут) пускают реле времени KT, которое через заданную выдержку времени производит отключение выключателя Q1. Далее схема работает, как рассмотрено выше. При наличии на питающей линии устройств АПВ выдержку времени ПОН следует согласовывать с временем действия АПВ, т.е. необходимо, чтобы устройство АВР действовало только после неуспешного АПВ.

На подстанциях с выключателями, имеющими пружинные или грузовые приводы, устройства АВР выполняются на переменном оперативном токе. На рис. 4.3 приведена схема устройства АВР трансформатора, характерная для установок собственных нужд электростанций. Два рабочих трансформатора (T1 и T2) нормально включены на соответствующие секции шин собственных нужд. Резервный трансформатор T3 нормально отключен. Питание трансформаторов осуществляется от разных источников. В случае отключения любого из рабочих трансформаторов устройство АВР обеспечивает включение резервного трансформатора. При этом включается выключатель Q5 и один из выключателей – Q6 или Q7, в зависимости от того, какой трансформатор отключился. Функцию реле однократности включения в рассматриваемой схеме выполняют реле положения «включено» выключателей Q1 и Q3 (KQC1 и KQC3), имеющие замедление на возврат. Пуск устройства АВР осуществляется от реле положения «отключено» указанных выключателей (KQT1 и KQT3).

Для сокращения времени перерыва питания при отключении выключателей на стороне высшего напряжения рабочих трансформаторов, блок-контакты выключателей Q2 и Q4 включены в цепи отключения выключателей Q1 и Q3 соответственно. На каждой из секций шин низшего напряжения установлен минимальный пусковой орган напряжения (ПОН1 и ПОН2). Каждый ПОН состоит из двух реле времени KT переменного напряжения, подключенных к трансформатору напряжения соответствующей секции. Кроме того, ПОН включает в себя промежуточное реле блокировки KBL, работающее от реле напряжения KBV, подключенного к трансформатору напряжения TV3 шин резервного источника. Накладки SX1 – SX6 служат для вывода устройства АВР из работы. В частности, когда рабочий трансформатор Тр1 выводится из работы, необходимо снять накладки SX1, SX3 и SX5. При этом устройство АВР будет обеспечивать резервирование оставшегося в работе трансформатора T2.

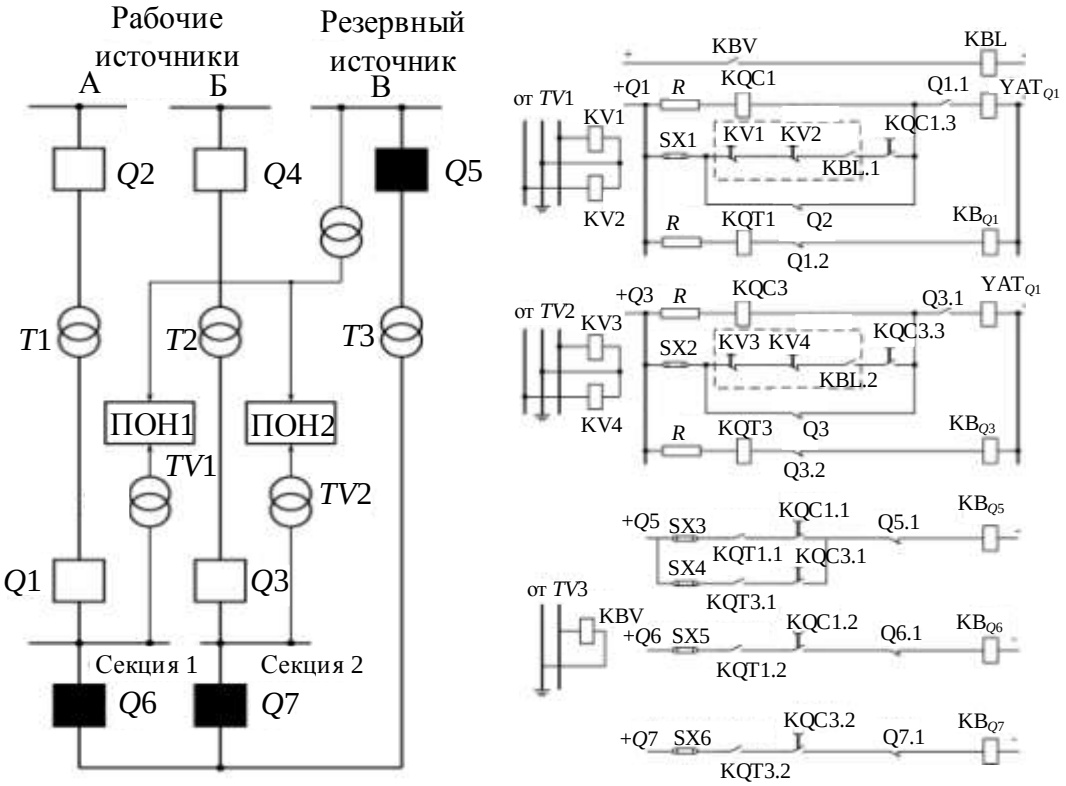


Рис. 4.3. Схема устройства АВР трансформатора, характерная для установок собственных нужд электростанций

На рис. 4.4 приведена схема устройства АВР секции шин секционным выключателем с пружинным или грузовым приводом для подстанций с переменным оперативным током.

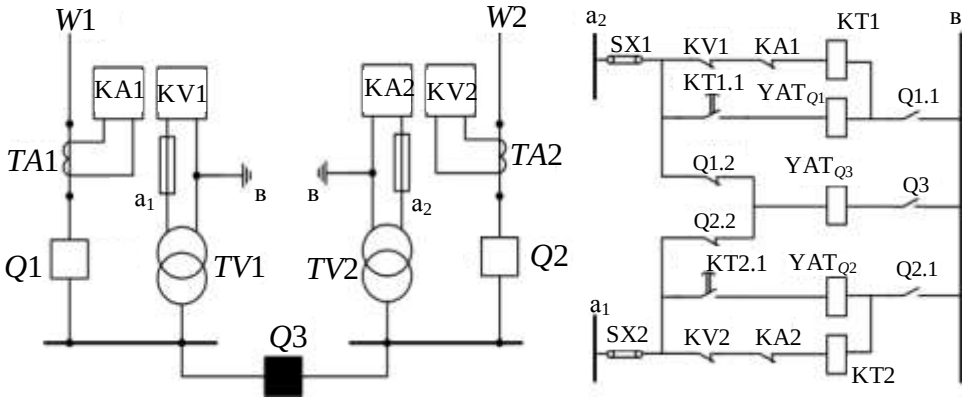


Рис. 4.4. Схема устройства АВР секции шин с секционным выключателем, с пружинным или грузовым приводом для подстанций с переменным оперативным током

Пуск схемы происходит как при отключении одного из выключателей – Q1 или Q2, так и от одного из пусковых органов, представляющих собой комбинированные минимальные пусковые органы тока и напря-

жения. Для согласования с действием устройств АПВ питающих линий в пусковых органах имеются реле времени КТ1 и КТ2, выдержка времени которых выбирается такой, чтобы АВР действовало только в случае неуспешного АПВ. Нормальное исходное состояние: выключатели Q1 и Q2 включены, а секционный выключатель Q3 отключен, его груз или пружины взведены (блок-контакт Q3 замкнут).

При исчезновении тока в линии W1 и напряжения на I секции шин срабатывает комбинированный пусковой орган (реле КА1 и KV1) и пускает реле времени КТ1, которое с установленной выдержкой времени производит отключение выключателя Q1. Замыкается его блок-контакт Q1.2 в цепи включающей катушки выключателя Q3; последняя освобождает механизм зацепления, и за счет энергии груза или пружины происходит включение выключателя. Контроль напряжения на II секции осуществляется автоматически, так как оперативные цепи питаются от трансформатора напряжения TV2.

Устройство работает аналогично и при срабатывании пускового органа II секции шин. Однократность действия АВР достигается тем, что для повторного включения выключателя Q3 необходимо вновь взвести пружину или груз.

Для обеспечения надежной работы собственных нужд электростанций широко применяются АВР электродвигателей ответственных механизмов, например: АВР питательных насосов, маслонасосов и т.д. В качестве пусковых органов в этих схемах АВР применяются специальные реле, реагирующие на неэлектрические величины (электроконтактные манометры, ЭКМ, датчики давления, уровня и т.д.). Пример схемы такого АВР приведен на рис. 4.5.

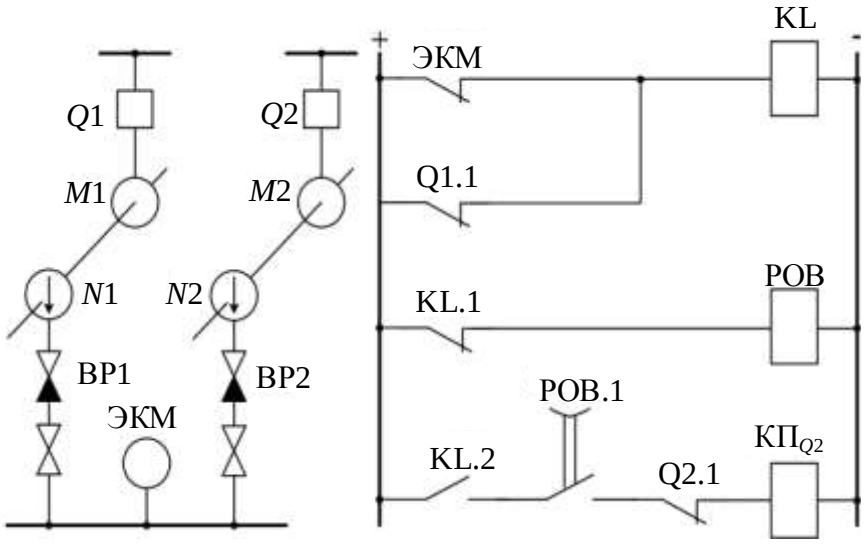


Рис. 4.5. Схема АВР электродвигателей ответственных механизмов

4.3. Расчет уставок устройств АВР

Реле однократности включения. Выдержка времени на отпадание якоря реле однократности включения выбирается из условия обеспечения надежного однократного включения выключателя резервного источника:

$$t_{\text{РОВ}} \geq t_{\text{в.в}} + \Delta t ,$$

где $t_{\text{в.в}}$ – время включения выключателя; Δt – запас надежности, принимаемый равным 0,2–0,3 с.

Минимальный пусковой орган напряжения. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения ПОН выбирается по следующим двум условиям:

- отстройка от минимального остаточного напряжения при трехфазных КЗ за реакторами и за трансформаторами

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{U_{\text{ост.min}}}{k_{\text{н}}},$$

где $k_{\text{н}} = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент надежности;

- отстройка от минимального напряжения при самозапуске электродвигателей после отключения КЗ

$$U_{\text{ср}} \leq \frac{U_{\text{с.з.min}}}{k_{\text{н}}},$$

где $k_{\text{н}} = 1,2 \div 1,3$.

Из полученных значений принимается наименьшее. Обычно удовлетворяет напряжение срабатывания

$$U_{\text{ср}} = (0,25 \div 0,4)U_{\text{ном}} .$$

Выдержка времени реле времени ПОН выбирается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше максимальной выдержки времени защиты, действующей при КЗ на присоединениях, отходящих от шин источника питания:

$$t_{\text{РВ}} \geq t_{\text{р.з1}} + \Delta t ,$$

а также на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защиты, действующей при КЗ на присоединениях, отходящих от шин питаемой подстанции:

$$t_{\text{РВ}} \geq t_{\text{р.з2}} + \Delta t .$$

При необходимости выдержка времени ПОН должна согласовываться со временем действия устройства АПВ рабочего источника. К установке принимается наибольшая выдержка времени.

Минимальный пусковой орган тока и напряжения. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения выбирается аналогично напряжению срабатывания ПОН. Особенность расчета заключается в том, что при отстройке от остаточного напряжения при КЗ расчетной является только точка за реакторами присоединений питающей подстанции.

Ток срабатывания минимального реле тока отстраивается от минимально возможного тока нагрузки рабочей цепи

$$I_{\text{ср}} \le \frac{I_{\text{н.min}}}{k_{\text{н}}},$$

где $I_{\text{н.min}}$ – минимальный ток нагрузки; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,5.

Выдержка времени пускового органа выбирается по условию для ПОН, т.е. согласуется только с защитами присоединений, отходящих от шин питающей подстанции.

Блокировка по напряжению на резервном источнике. Напряжение срабатывания блокирующего реле, контролирующего напряжение на резервном источнике, выбирается из условия возврата при минимальном рабочем напряжении

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{раб.min}}}{k_{\text{в}} k_{\text{н}}},$$

где $U_{\text{раб.min}}$ – минимальное рабочее напряжение; $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (принимается равным 1,1–1,2).

4.4. Совместная работа устройств АВР с релейной защитой и другими видами автоматики

Ускорение действия защиты после АВР выполняется так же, как и после АПВ. Ускоренная защита может действовать либо без выдержки времени, либо с уменьшенной выдержкой времени.

В установках с большим количеством электродвигателей ускорение действия защиты должно осуществляться не до нуля, а до выдержки времени 0,5 с. Это предотвращает ложную работу ускоренной после АВР защиты от бросков тока, которые возникают вследствие несин-

хронности напряжения резервного источника и остаточной ЭДС электродвигателей и могут превышать ток самозапуска.

На рис. 4.6 приведена схема ускорения действия защиты секционного выключателя с использованием реле положения «отключено» KQT с замедлением на возврат.

В нормальном режиме питание потребителей каждой секции шин осуществляется от своего трансформатора, а секционный выключатель Q5 отключен. При потере питания любой из секций шин и отключении выключателя Q1 или Q3 происходит включение секционного выключателя Q5.

Если ускорение защиты производится до 0 с, то отключение Q5 после АВР в случае устойчивого повреждения происходит по цепи, состоящей из мгновенно замыкающего контакта KT.2 реле времени защиты и контакта KQT. При ускорении защиты до 0,5 с используется временно замыкающий контакт KT.3, причем задержка на возврат у реле KQT должна быть больше суммарного времени включения выключателя и срабатывания защиты Q5.

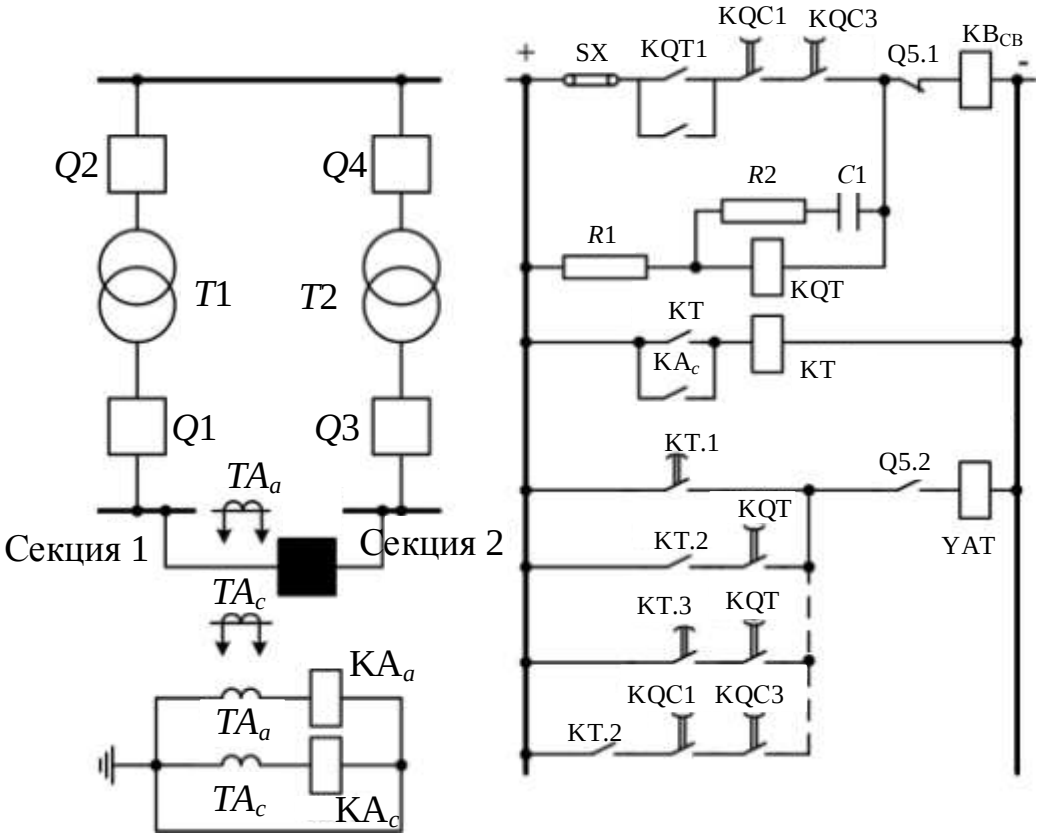


Рис. 4.6. Схема ускорения действия защиты секционного выключателя с использованием реле положения «отключено» KQT с замедлением на возврат

Ускорение защиты может осуществляться также с использованием реле положения «включено» KQC1 и KQC3 выключателей Q1 и Q3 соответственно, контакты которых включаются последовательно с мгновенно замыкающим контактом KT.2 реле времени защиты Q5.

Таким образом, ускорение защиты после АВР в рассмотренном случае, при наличии неявного резерва, позволяет быстро отключить повреждение и предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервирующей секции.

Совместная работа устройств АВР и автоматики трансформаторов подстанций. С помощью автоматики поддерживается наиболее экономичный с точки зрения потерь в трансформаторах режим, а именно: в зависимости от нагрузки, подключенной к шинам низшего напряжения, в работе находится либо один трансформатор, либо два. При этом в последнем случае, когда работают оба трансформатора, с целью ограничения токов КЗ секционный выключатель Q5 отключается.

Если в работе находится один трансформатор, например T1, то секционный выключатель Q5 включен.

Если аварийно отключится единственный рабочий трансформатор T1, то автоматика включит резервный трансформатор T2.

Действие автоматики блокируется при работе устройства релейной защиты и АВР, например АВР Q5, когда включены оба трансформатора.

Таким образом, совместная работа устройства АВР и автоматики позволяет автоматизировать все переключения трансформаторов в нормальных режимах и их взаиморезервирование в аварийных условиях.

Совместная работа устройств АВР и АЧР. Наличие устройств автоматической частотной разгрузки АЧР накладывает определенные ограничения на применение устройств АВР. Нельзя допускать восстановления питания нагрузки действием устройств АВР после ее отключения от устройств АЧР.

Сочетания устройств АЧР с АВР (рис. 4.7) одностороннего действия применяются при наличии на подстанции выделенной ответственной нагрузки.

В первом случае неответственные нагрузки питаются по линии W1 от питающего центра А, а ответственные – по линии W2 от питающего центра Б. Если действием АЧР отключается линия W1, то АВР не происходит. При отключении линии W2 резервирование ответственных нагрузок обеспечивается действием устройства АВР. Недостатком такой схемы является то, что при повреждении линии W1 при нормальной частоте в энергосистеме не будет осуществляться резервирование неответственных потребителей.

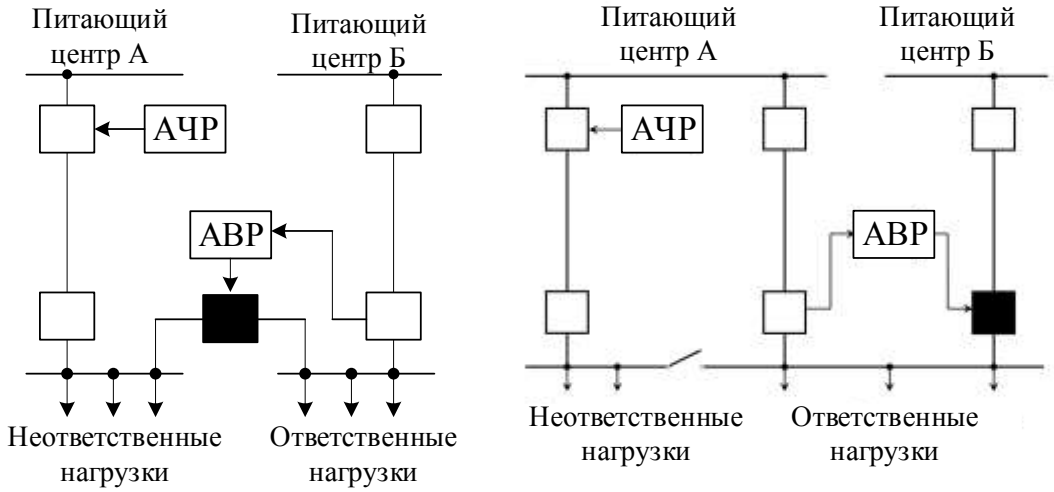


Рис. 4.7. Схема совместного подключения АВР и АЧР при наличии на подстанции выделенной ответственной нагрузки

Во втором варианте питание неответственных и ответственных нагрузок осуществляется от одного питающего центра, но по разным линиям. Резервирование ответственных потребителей, подключенных к одной из секций, обеспечивается устройством АВР от распределительного пункта сети. Неответственные нагрузки, также выделенные на отдельную секцию, могут отключаться устройствами АЧР.

Однако не всегда удается рассредоточить ответственных и неответственных потребителей на разные секции и разные линии. В таких случаях применяются устройства АВР двустороннего действия с блокировкой при снижении частоты (рис. 4.8).

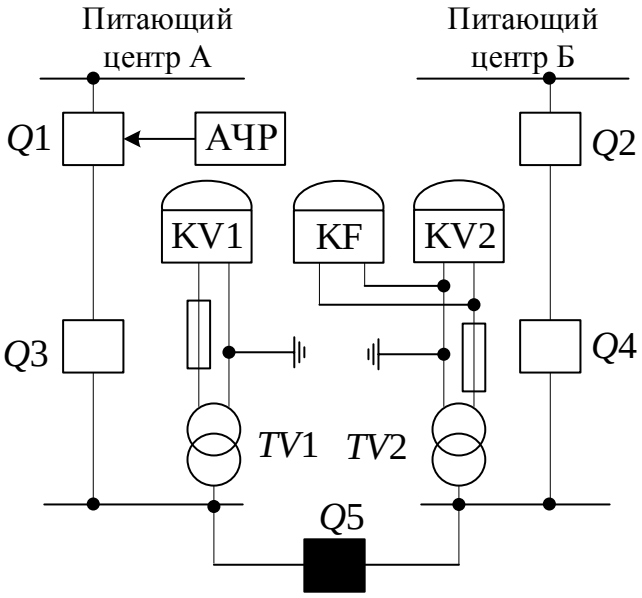


Рис. 4.8. Схема совместного подключения АЧР и АВР двустороннего действия с блокировкой при снижении частоты

Если частота в энергосистеме нормальная, то устройство обеспечивает взаиморезервирование секций шин с помощью секционного выключателя.

Блокирование устройства АВР, при снижении частоты в энергосистеме и отключении линии W1 действием АЧР, осуществляется с помощью реле частоты РЧ, уставка которого должна быть выше уставки автоматики АЧР. Поэтому раньше, чем отключится выключатель Q3, выводится из работы ПОН I секции.

Совместная работа устройств АВР и АПВ. Применяются как отдельные устройства АПВ и АВР, так и комбинированные устройства АПВ-АВР. АПВ осуществляется при срабатывании резервной защиты от внешних повреждений, например максимальной токовой, а АВР – при срабатывании дифференциальной или газовой защиты трансформатора.

5. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Некоторые аварии могут привести к возникновению дефицита мощности, который не ликвидируется при полном использовании вращающегося резерва мощности. Тогда частота будет снижаться и достигнет определенного значения, при котором в энергосистеме вновь установится баланс мощностей. Это обусловлено наличием регулирующего эффекта нагрузки по частоте, заключающегося в том, что с изменением частоты меняется потребляемая мощность. Зависимость мощности нагрузки от частоты в установившемся режиме называется статической частотной характеристикой нагрузки. В общем случае при постоянном напряжении эта зависимость имеет вид

$$P_{\text{Н}} = \alpha_0 P_{\text{Н}0} + \alpha_1 P_{\text{Н}0} \frac{f}{f_0} + \alpha_1 P_{\text{Н}0} \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 + \ldots + \alpha_n P_{\text{Н}0} \left(\frac{f}{f_0} \right)^n ,$$

где $P_{\text{Н}0}$ – мощность нагрузки при частоте f_0; $\alpha_0, \ldots, a_n$ – доли общей нагрузки, имеющие соответствующую зависимость от частоты.

Регулирующий эффект нагрузки по частоте характеризуется коэффициентом регулирующего эффекта, определяющим снижение ее мощности при снижении частоты в энергосистеме,

$$k = \frac{\Delta P_{\text{Н}}}{P_{\text{Н}0}} \frac{f_0}{\Delta f_0} = \frac{\Delta P_{\text{Н}*}}{\Delta f_{0*}} ,$$

где $\Delta P_{\text{Н}}$ – изменение нагрузки; Δf_0 – изменение частоты в установившемся режиме.

В диапазоне частот 45–50 Гц действительную частотную характеристику нагрузки можно приближенно заменить линеаризированной характеристикой и считать коэффициент k постоянным. По опытным данным величина $k = (1 \div 3,5)$ и увеличивается, если снижение частоты сопровождается снижением напряжения. Это означает, что при снижении частоты в энергосистеме на 1 % (0,5 Гц) потребляемая нагрузкой мощность уменьшается на 1–3,5 %.

Значение отклонения частоты в энергосистеме, при условии $\Delta P_{\text{Н}} = \Delta P_{\text{Д}0}$, где $\Delta P_{\text{Д}0}$ – значение начального дефицита мощности (при частоте f_0),

$$\Delta f_0 = \frac{\Delta P_{\text{Д}0}}{k} ,$$

где $\Delta P_{\text{Д}0}$, %.

При $f_0 = 50$ Гц значение

$$\Delta f_0 = \frac{\Delta P_{Д0}}{2k}, \text{ Гц.}$$

Новое значение частоты, при котором вновь устанавливается равновесие в энергосистеме,

$$f_1 = 50 - \Delta f_0 = 50 - \frac{\Delta P_{Д0}}{2k},$$

где $\Delta P_{Д0}$, %.

Динамическая характеристика энергосистемы определяет характер протекания переходного процесса изменения частоты вследствие возникновения дефицита мощности. При отсутствии резерва генераторной мощности

$$T_J \frac{\partial}{\partial t} \Delta f_* + k P_{Н0} \Delta f_* + \Delta P_{Д0} = 0,$$

где T_J – постоянная инерции вращающихся масс энергосистемы.

Откуда

$$\Delta f_* = -\frac{\Delta P_{Д0}}{k P_{Н0}} \left(1 - e^{\frac{-t}{T_Ч}} \right),$$

где $T_Ч = \dfrac{T_J}{k P_{Н0}}$ – частотная постоянная времени энергосистемы.

Таким образом, динамическая характеристика энергосистемы, при отсутствии вращающегося резерва, имеет экспоненциальный характер (рис. 5.1):

$$f = f_0 - \Delta f = f_0 - \Delta f_0 \left(1 - e^{\frac{-t}{T_Ч}} \right).$$

Аварийное понижение частоты ограничивается не только требованиями нормальной работы потребителей, но и условиями работы основного и вспомогательного оборудования электростанций. Уменьшение частоты вращения генераторов и двигателей влияет на работу собственных нужд тепловых электростанций, в первую очередь питательных и циркуляционных насосов. При частоте около 45–46 Гц первые снижают производительность до нуля, а вторые – на 25–40 %, что, в свою

очередь, влечет за собой резкое уменьшение вырабатываемой генераторами мощности и дальнейшее снижение частоты. В результате возникает «лавина частоты».

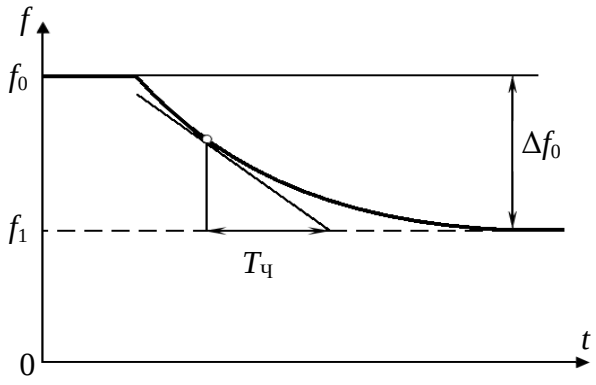


Рис. 5.1. Динамическая характеристика энергосистемы при отсутствии вращающегося резерва

Процесс уменьшения частоты вызывает также уменьшение выработки реактивной мощности и, в то же время, увеличение ее потребления нагрузкой, что приводит к понижению напряжения в энергосистеме. При частоте 43–45 Гц напряжение может снизиться до такого значения, при котором возникает «лавина напряжения».

Явления «лавины частоты и напряжения» протекают довольно быстро (от десятков секунд до нескольких секунд) и могут привести не только к полному сбросу нагрузки, но и к остановке всех или части электростанций энергосистемы.

Для предотвращения таких аварий применяется специальный комплекс мероприятий:

– использование вращающегося резерва генераторной мощности;

– перевод гидроагрегатов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим и пуск резервных агрегатов;

– отключение части потребителей.

С целью ликвидации возникшего дефицита мощности следует в первую очередь обеспечивать быстрый ввод резервной мощности за счет ТЭС. Благодаря малой инерционности систем регулирования паровых турбин они могут быстро набрать дополнительную нагрузку. Инерционность регулирования гидротурбин значительно больше и позволяет получить от них полную мощность только через 15–20 с, что не всегда может предотвратить аварию. Для уменьшения инерционности регулирования гидротурбин на многих гидроэлектростанциях (ГЭС) успешно

применяются специальные автоматические устройства ускорения набора нагрузки при снижении частоты.

Время перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в генераторный режим обычно составляет 10–30 с, а время пуска резервного агрегата – 50–90 с. Пуск резервных агрегатов ГЭС при понижении частоты (частотный пуск), как правило, не может предотвратить аварии с возникновением «лавины напряжения и частоты».

Величина вращающегося резерва бывает незначительна, а иногда и вообще отсутствует, например в часы максимумов нагрузки. К тому же при крупных авариях, связанных с отключением генераторов, электростанций или разделением энергосистемы на районы, дефицит мощности может достигать большой величины. В таких условиях наиболее надежным и, что особенно важно, быстродействующим средством является автоматическое отключение нагрузки, называемое автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Хотя частотная разгрузка связана с некоторым ущербом, но позволяет предотвратить значительно больший ущерб, вызванный нарушением нормальной работы или полным развалом энергосистемы.

5.1. Требования к устройствам АЧР

При частотной разгрузке необходимо выполнять следующие требования:

1. Мощность, отключаемая устройствами АЧР, должна быть достаточной для ликвидации максимально возможного дефицита мощности. Для этого при анализе схем и режимов работы энергосистемы необходимо выявлять наиболее тяжелые (по величине дефицита мощности) аварийные ситуации: отключение значительной генерирующей мощности и сильно загруженных и ответственных связей, разделение энергосистем и т.д.

2. Устройства АЧР должны полностью исключать возможность возникновения лавины частоты и напряжения. Не допускается даже кратковременное снижение частоты ниже 45 Гц, а время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с.

3. Устройства АЧР должны обеспечивать ликвидацию любого дефицита мощности, независимо от места возникновения и характера развития аварии: местные и общесистемные дефициты мощности, каскадное развитие аварии и т.д.

4. Устройства АЧР должны отключать нагрузки в соответствии с величиной возникшего дефицита мощности (самонастраивающаяся разгрузка).

5. После действия АЧР частота должна восстанавливаться до 49–49,5 Гц. Дальнейший ее подъем осуществляется автоматическим включением резервных гидрогенераторов или мероприятиями, проводимыми диспетчером энергосистемы.

6. Частотная разгрузка должна выполняться после максимального использования имеющегося в энергосистеме вращающегося резерва на тепловых электростанциях.

7. Необходимо предусматривать специальные мероприятия для того, чтобы не допускать ложной работы устройств АЧР в случаях кратковременного снижения частоты при КЗ или в циклах АПВ и АВР.

Значительное снижение частоты и ложное действие устройств АЧР вследствие наброса активной мощности при КЗ может произойти в энергосистемах небольшой мощности – до 200–300 МВт. Снижение частоты и ложное действие устройств АЧР возможно также при перерывах питания в циклах АПВ и АВР подстанций с синхронными компенсаторами или электродвигателями.

Ложная работа устройств АЧР в указанных случаях исключается:

– выбором категорий и уставок срабатывания устройств АЧР;

– применением специальных блокировок, запрещающих действие устройств АЧР при потере питания, например по исчезновению тока (мощности) в питающей линии или трансформаторе;

– отключением или гашением поля синхронных электродвигателей и компенсаторов;

– применением частотного АПВ (ЧАПВ).

8. Действия устройств АЧР должны быть согласованы с действием устройств АПВ и АВР, чтобы исключить возможность восстановления питания потребителей, отключенных разгрузкой, от тех же дефицитных источников питания.

5.2. Принципы выполнения АЧР

Порядок организации автоматической частотной разгрузки разработан в соответствии с требованиями объединенных энергосистем и учитывает специфику, разнообразие, возможное распространение аварий, а также вероятностный характер дефицитов мощности в масштабах целых энергосистем.

По назначению устройства АЧР подразделяют на три основные категории:

1. АЧРI – быстродействующая разгрузка, предназначенная для предотвращения значительного снижения частоты. Выполняется в виде нескольких очередей разгрузки, имеющих различные уставки по частоте.

2. АЧРII – разгрузка, предназначенная для подъема частоты после действия устройств АЧРI, а также для предотвращения «зависания» частоты на недопустимом уровне и снижения ее при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности. Выполняется в виде нескольких очередей разгрузки с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени.

3. Дополнительная разгрузка, действующая по возможности селективно (только при возникновении местных дефицитов мощности) и предназначенная для ускорения разгрузки и увеличения ее объема при особо значительных (45 % и более) дефицитах мощности, например при аварийном отделении района или узла нагрузки от главного источника питания.

5.2.1. Уставки устройств АЧРI и АЧРII по частоте

При снижении частоты ниже 49 Гц вращающийся резерв мощности на тепловых электростанциях практически полностью мобилизуется. Поэтому верхний предел уставок по частоте для устройств АЧРI устанавливается 48,5 Гц. Нижний предел по частоте устройств АЧРI должен быть не ниже 46,5 Гц.

В указанном диапазоне частот очереди АЧРI распределяются равномерно с минимальным интервалом по частоте $\Delta f = 0{,}1$ Гц, который принят, исходя из точности устройств.

Для всех очередей устройств АЧРII принимается единая уставка по частоте, равная верхнему пределу уставок устройств АЧРI или несколько больше – до 0,5 Гц, но не выше 48,8 Гц. При необходимости подъема частоты до значений выше уставки срабатывания устройств АЧРII по условиям ресинхронизации районов или энергосистем, а также для облегчения и ускорения действия устройств АПВУС целесообразно обеспечивать автоматическое повышение частоты возврата устройств АЧРII после их пуска.

Допускается неселективное действие смежных очередей АЧРI за счет погрешности реле частоты, а также отдельных очередей АЧРII, например при медленном снижении частоты в энергосистеме до значения, близкого к уставке АЧРII.

5.2.2. Уставки устройств АЧРI и АЧРII по времени

Выдержка времени устройств быстродействующей разгрузки АЧРI выбирается минимальной по условиям предотвращения ложной работы реле частоты ($\leq 0{,}3$ с).

В случае синхронных качаний устройства АЧРI с уставками по частоте 46,5–47,5 Гц практически не действуют, а для предотвращения ложной работы устройств АЧРI с уставками 47,5–49,0 Гц достаточна выдержка времени 0,25–0,3 с, а в большинстве случаев – 0,1–0,15 с.

Минимальная начальная уставка по времени устройств АЧРII составляет 5–10 с, а максимальная – 60 с. При наличии существенной резервной мощности на ГЭС и возможности ее мобилизации конечная уставка по времени устройств АЧРII может быть повышена до 70–90 с. Минимальные интервалы выдержки времени между смежными очередями АЧРII принимаются равными $\Delta t = 3$ с.

5.2.3. Мощность нагрузки, отключаемая устройствами АЧРI и АЧРII

Суммарная мощность отключаемой нагрузки должна быть достаточной для ликвидации любых реально возможных дефицитов мощности, при определении которых рассматриваются:

- для изолированных электростанций – отключение наиболее мощного генератора или блока;
- для энергосистем – отключение наиболее мощной электростанции;
- для энергосистем, входящих в объединенную энергосистему, – отключение питающих линий с последующей перегрузкой, потерей устойчивости и отключением слабых связей;
- для объединенных энергосистем в целом – возможность их разделения из-за отключения межсистемных связей или отключения генерирующей мощности с последующим отключением слабых связей.

Мощность нагрузки, отключаемой устройствами АЧРI, определяется по максимальному дефициту мощности с учетом запаса. Величина запаса принимается равной 5 % мощности нагрузки энергосистемы и учитывает вероятностный характер возникновения аварий. Вращающийся резерв на тепловых электростанциях не учитывается и относится в запас. Исключения составляют случаи, когда имеется гарантированный вращающийся резерв, обеспечиваемый производительностью парогенераторов.

С учетом этого объем нагрузки, отключаемой устройствами АЧРI, определяют по формуле

$$P_{\text{АЧРI}} \geq \Delta P_{\text{Дmax}} + 0,05 P_{\text{Н0}} - \Delta P_{\text{Г.Р}},$$

где $\Delta P_{\text{Дmax}}$ – максимальный дефицит мощности; $P_{\text{Н0}}$ – мощность нагрузки в исходном режиме до возникновения дефицита мощности;

$\Delta P_{Г.Р}$ – величина учитываемой части гарантированного резерва мощности на ТЭС.

Мощность нагрузки, отключаемой устройствами АЧРII с учетом запасов, принимается

$$P_{АЧРII} \geq 0,4 P_{АЧРI},$$

но не менее $0,1 P_{Н0}$. Возможность мобилизации мощности на ГЭС не учитывается и идет в запас. Исключение составляют случаи, когда имеется гарантированный запас мощности на ГЭС, который принимается во внимание с учетом фактического времени его мобилизации.

Выбранные объемы мощности нагрузки распределяются равномерно по очередям в принятых диапазонах уставок по частоте для АЧРI и времени для АЧРII. При этом учитывается ответственность потребителей, и по мере возрастания ответственности потребителей подключают к очередям АЧРI с более низкими уставками по частоте и к очередям АЧРII с более высокими уставками по времени. Неселективное действие смежных очередей АЧР не приводит к излишнему отключению нагрузки ввиду значительного числа очередей и небольших отключаемых ими мощностей.

5.2.4. Совмещенная частотная разгрузка

Более эффективное использование системы АЧР достигается совмещением действия устройств АЧРI и АЧРII, при котором одна и та же нагрузка подключается к очередям АЧРI и АЧРII. Совмещенное выполнение АЧР обладает следующими преимуществами по сравнению с несовмещенным:

- обеспечивается необходимая последовательность в отключении потребителей, с учетом их ответственности, при различных по характеру авариях: сопровождающихся возникновением или незначительных дефицитов мощности, или медленным их нарастанием, или значительным дефицитом мощности, возникающим практически мгновенно;
- уменьшается суммарная мощность нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР.

Переход на совмещенную частотную разгрузку особенно важен, когда имеются трудности в обеспечении необходимых запасов в разгрузке при раздельном выполнении АЧРI и АЧРII.

При выполнении совмещенной частотной разгрузки для сокращения длительности подъема частоты после действия устройств АЧРI необходимо выполнять ряд несовмещенных очередей с пуском только

от устройств АЧРII, суммарная отключаемая мощность которых должна составлять

$$P_{\text{АЧР II несовм}} \geq 0{,}1P_{\text{Н0}}.$$

Для несовмещенных очередей принимаются начальные уставки по времени устройств АЧРII.

5.2.5. Применение частотной разгрузки для облегчения условий ресинхронизации

При нарушении устойчивости параллельной работы энергосистем и возникновении асинхронного режима АЧР ускоряет ресинхронизацию и действие устройств АПВУС. Для этого необходимо отключить часть потребителей в дефицитной энергосистеме для уменьшения скольжения до значения, необходимого по условиям восстановления синхронизма.

Кроме рассмотренных, возможна АЧР с зависимой выдержкой времени от частоты, при которой более низким значениям уставок частоты соответствуют большие выдержки времени на отключение нагрузок.

Еще более совершенной, но и более сложной является ускоренная АЧР, функциональная схема которой приведена на рис. 5.2, отключающая нагрузки в зависимости от уставок абсолютных значений частоты, скорости снижения частоты (производной), знака производной и времени.

Сигнал, пропорциональный частоте сети f_C, подается на дифференцирующий элемент Д и пусковой орган ПО. Пусковой орган осуществляет пуск устройства при снижении частоты до уставки его срабатывания (пуск по абсолютному значению частоты). При этом он включает ключ К и сигнал, пропорциональный производной частоты, поступает в выходной орган ВО, который производит, в соответствии со значением этого сигнала, отключение нагрузки.

При этом возможны следующие случаи:

- мощность отключенной нагрузки недостаточна и частота продолжает снижаться, но со значительно меньшей скоростью;
- частота в энергосистеме зависает на недопустимом уровне.

В первом случае действует блок контроля БК – орган, реагирующий на знак производной частоты. Через время контроля блок БК производит отключение нагрузки следующих очередей до тех пор, пока не изменится знак производной частоты.

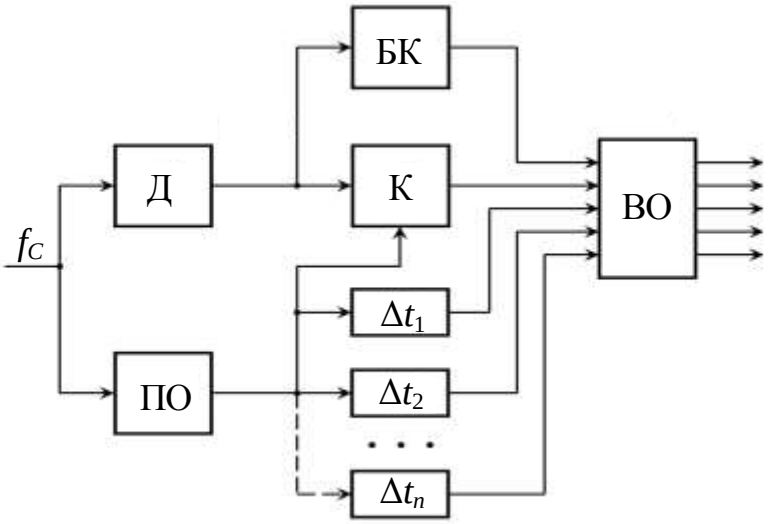


Рис. 5.2. Функциональная схема ускоренной АЧР

Таким образом, с помощью блока контроля уточняется значение разгрузки, чем достигается самонастройка устройства.

Во втором случае подъем частоты в энергосистеме осуществляется дополнительными очередями, отключение которых обеспечивается пусковым органом ПО. Сигналы на отключение поступают с возрастающими выдержками времени $\Delta t_1, \Delta t_2, \ldots, \Delta t_n$ до тех пор, пока частота не станет выше уставки срабатывания ПО.

5.3. Частотное АПВ (ЧАПВ)

Задачей ЧАПВ является быстрое восстановление питания потребителей, отключенных действием АЧР, путем повторного включения выключателей после восстановления частоты в энергосистеме.

Установку ЧАПВ рекомендуется предусматривать на всех объектах, где имеются устройства АЧР, в первую очередь в следующих условиях:

- при высокой степени ответственности потребителей, отключаемых последними очередями устройств АЧР;
- при необходимости затраты значительного времени для восстановления питания потребителей, отключенных действием устройств АЧР (подстанции без постоянного дежурного персонала и телеуправления, расположенные далеко от пункта размещения оперативных выездных бригад и т.д.);
- при необходимости исправления ложных действий устройств АЧР при кратковременных снижениях частоты в случае КЗ или в циклах АПВ и АВР.

Частотное АПВ выполняется несколькими очередями, как с единой уставкой по частоте, так и с различными, в диапазоне 49,2–50 Гц. Если частотная разгрузка используется для обеспечения результирующей устойчивости, частота срабатывания устройств ЧАПВ принимается ближе к 50 Гц, т.е. выше частоты ресинхронизации и включения межсистемных связей действием устройств АПВУС. В случае различных уставок устройств ЧАПВ по частоте более высоким уставкам должны соответствовать большие выдержки времени.

Минимальная начальная уставка ЧАПВ по времени – 10–20 с. Максимальная конечная уставка выбирается, исходя из конкретных условий работы энергосистемы и возможности ликвидации дефицита мощности за счет восстановления параллельной работы. Минимальный интервал по времени смежных очередей ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла принимается равным 5 с.

Нагрузка распределяется между очередями ЧАПВ по возможности равномерно. Для обеспечения первоочередного повторного включения более ответственных потребителей очередность их подключения обратна очередности подключения к устройствам АЧР.

Учитывая возможность развития аварии, например повторного снижения частоты или увеличения времени, необходимого для ее восстановления, вследствие действия устройств ЧАПВ, последнее выполняют однократным.

Схемы АЧР с ЧАПВ выполняются в виде центральных устройств, общих для секции шин, нескольких секций, отдельных подстанций и индивидуальных устройств, устанавливаемых на отдельных присоединениях. Выходные цепи центральных устройств АЧР с ЧАПВ выполняются в виде центральных шинок ШАЧР и ШЧАПВ, к которым подключаются индивидуальные реле устройств АЧР с ЧАПВ присоединений.

Ниже приведена схема (рис. 5.3) центрального АЧР с ЧАПВ, в котором для надежности питание программное реле времени KT и реле контроля напряжения KSV запитаны через стабилизатор напряжения CH.

При снижении частоты до уставки срабатывания реле частоты KF замыкается его контакт KF.1 и срабатывает реле KL. В дальнейшем действие схемы зависит от выбора категории разгрузки. Если накладка SX снята, то выходное двухпозиционное реле KL1 срабатывает через выдержку времени реле KT (контакт KT.1), т.е. осуществляется действие разгрузки АЧРII. При установленной накладке SX реле KL1 срабатывает после реле KL и подает контактом KL1.4 напряжение на шинку ШАЧР. Устройство работает, как АЧРI.

После срабатывания реле KL1 контактом KL1.3 изменяется уставка реле частоты (увеличивается частота возврата) и реле KF переключатся

на уставку ЧАПВ; контактом KL1.6 разрывается цепь питания микродвигателя КТ, которое возвращается в исходное состояние.

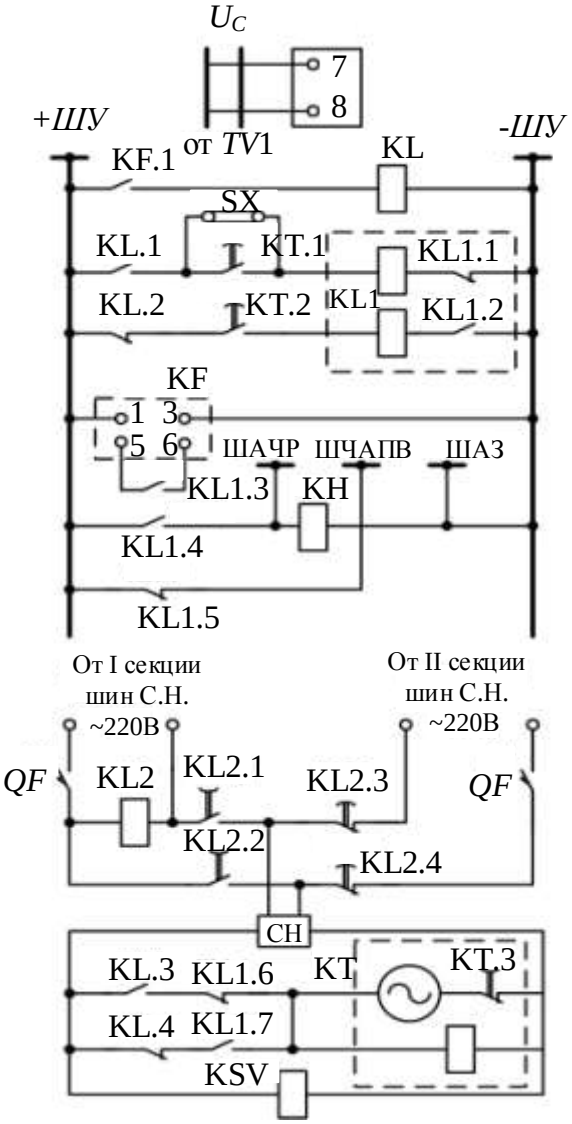


Рис. 5.3. Схема центрального АЧР с ЧАПВ

При увеличении частоты до уставки ЧАПВ отпадает реле KF и KL. Последнее контактом KL.4 пускает реле времени через выдержку времени ЧАПВ (контакт КТ.2), срабатывает реле KL1 и подает питание на шинку ШЧАПВ.

В большинстве индивидуальных устройств АЧР с ЧАПВ присоединений используется типовое устройство АПВ типа РПВ-58.

5.4. Дополнительная разгрузка

Некоторые аварии могут привести к возникновению значительных дефицитов мощности в отдельных энергосистемах, районах или узлах нагрузки, сопровождающихся быстрым и глубоким снижением частоты и напряжения. В таких условиях действие АЧР может оказаться неэффективным. Кроме того, объем нагрузки, отключаемый устройствами АЧР и выбранный по условиям ликвидации общесистемных дефицитов мощности, в отдельных случаях может оказаться недостаточным для ликвидации местного дефицита мощности.

В связи с этим в энергосистемах или отдельных районах, где возможно возникновение особо больших дефицитов активной мощности и глубокого снижения частоты (ниже 45 Гц), помимо устройств АЧР, предусматривается установка устройств дополнительной категории разгрузки. Дополнительную разгрузку необходимо предусматривать также и в тех случаях, когда наряду с дефицитом активной мощности возможно возникновение значительного дефицита реактивной мощности и, как следствие, «лавины напряжения». При выполнении дополнительной разгрузки необходимо стремиться к обеспечению срабатывания устройств дополнительной разгрузки в самом начале снижения частоты.

Пуск устройств дополнительной разгрузки осуществляется в первую очередь по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита мощности, независимо от характера изменения частоты. В качестве таких факторов рекомендуются:

- отключение линии или трансформатора (с контролем или без контроля абсолютного значения и направления мощности в предшествующем режиме);
- изменение абсолютного значения тока, абсолютного значения и направления потока мощности в линии или трансформаторе;
- аварийные отключения агрегатов или их перегрузка.

Допускается также пуск устройств дополнительной разгрузки по скорости снижения частоты, по снижению напряжения, а также комбинированный пуск по скорости снижения и абсолютному значению частоты, по одновременному снижению частоты и напряжения или по одному из местных факторов и снижению напряжения.

Расчет дополнительной категории разгрузки производится по двум условиям:

1. По условию предотвращения снижения частоты ниже 45 Гц (при больших местных дефицитах мощности) расчет дополнительной разгрузки производится, исходя из сочетания последней с быстродействующей АЧРI.

Минимальный объем дополнительной разгрузки рассчитывается по формуле

$$P_{Д} \geq 1{,}1\left(\Delta P_{Д0} - P_{Н0}\frac{\Delta P_{ПР}}{100}\right),$$

где $\Delta P_{ПР}$, %, определяется в зависимости от эквивалентных постоянных инерции энергосистемы T_J и времени действия очередей АЧРI $t_{АЧРI}$ или принимается приближенно равным 45 %.

2. По условию предотвращения «лавины напряжения» необходимость установки дополнительной разгрузки проверяется расчетом уровней напряжения в узлах нагрузки для двух режимов: для режима непосредственно в момент возникновения дефицита мощности и для режима при минимальной частоте.

Если установлено, что при возникновении дефицита мощности во всех узлах $U \geq 0{,}8U_{НОМ}$, то считают опасность «лавины напряжения» исключенной и необходимости в дополнительной разгрузке нет.

При $U < 0{,}8U_{НОМ}$ проводится детальный анализ и расчеты устойчивости ответственных потребителей. Во многих случаях при снижении напряжения до $(0{,}6 \div 0{,}7)U_{НОМ}$ наблюдается массовое отключение потребителей, т.е. в результате действия защит минимального напряжения и отпадания магнитных пускателей происходит саморазгрузка неответственных потребителей. Если же при этом нарушения устойчивости ответственной нагрузки не происходит, то дополнительная разгрузка не устанавливается. В противном случае необходима разгрузка по напряжению.

6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

6.1. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) относятся к устройствам автоматического регулирования режима энергосистемы по напряжению и реактивной мощности. При изменении возбуждения генератора меняется его ЭДС, что приводит к изменению напряжения генератора, работающего на изолированную нагрузку. Если генераторы включены на общие шины, изменение возбуждения одного из них приводит к перераспределению реактивных нагрузок между работающими генераторами. Совместное действие индивидуальных АРВ генераторов электростанции, работающей в энергосистеме, определяет напряжение на шинах и значение выдаваемой реактивной мощности. Поэтому вопросы автоматического регулирования возбуждения неразрывно связаны с вопросами регулирования напряжения и реактивной мощности.

Основными функциями АРВ являются:

– поддержание заданного значения напряжения на выводах генератора или на шинах высшего напряжения. Используемые только для этой цели устройства АРВ называют иногда автоматическими регуляторами напряжения – АРН;

– оптимальное распределение реактивных нагрузок между параллельно работающими генераторами и электростанциями в целях минимизации потерь электроэнергии с учетом необходимости поддержания требуемых уровней напряжения в узловых точках энергосистемы;

– кратковременное увеличение тока возбуждения синхронных машин до максимального допустимого (потолочного) значения при значительных снижениях напряжения – форсировка возбуждения для повышения устойчивости параллельной работы и ускорения восстановления напряжения в сети после отключения коротких замыканий (КЗ).

Основные виды систем возбуждения и способы регулирования возбуждения

Под термином «система возбуждения» понимается комплекс устройств, предназначенных для обеспечения возбуждения синхронной машины в нормальных и аварийных режимах. Основным элементом

системы возбуждения является возбудитель – источник питания постоянным током обмотки возбуждения синхронной машины. Поэтому системы возбуждения классифицируются по виду применяемого возбудителя. Наиболее распространенными системами возбуждения синхронных машин являются: электромашинная, полупроводниковая высокочастотная, ионная, тиристорная и бесщеточная.

Электромашинная система с вращающимся возбудителем (генератором) тока, соединенным непосредственно с валом генератора или с отдельно стоящим двигателем, применяется для возбуждения турбогенераторов до 100 МВт, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов до 75 МВ·А; возбудитель, соединенный с валом генератора через редуктор, применяется для возбуждения турбогенераторов до 300 МВт, а возбудитель с подвозбудителем на валу генератора – для гидрогенераторов до 180 МВ·А.

Регулирование возбуждения в электромашинной системе осуществляется иллюстрируемыми на рис. 6.1 способами (присоединение АРВ к первичной цепи показано условно):

- изменением сопротивления в цепи основной обмотки возбуждения возбудителя непрерывно (АРВ1) или дискретно (АРВ2). Ручное регулирование с помощью реостата используется при настройке и проверке схем возбуждения. Дискретное регулирование широко применяется для обеспечения быстрой форсировки возбуждения генераторов в аварийных условиях и для развозбуждения гидрогенераторов;
- дополнительным возбуждением возбудителя по основной (АРВ3), дополнительной (АРВ4) или одновременно по нескольким обмоткам.

Подпитка постоянным (выпрямленным) током $I_{В.Д}$ изменяется автоматическим регулятором, не имеющим механических подвижных элементов. В качестве регулирующих элементов используются дроссельные и трансформаторные магнитные усилители, а также полупроводниковые управляемые вентили (тиристоры).

Включение регулятора на основную обмотку возбуждения ОВВ1 может быть только согласованным, т.е. таким, при котором направления токов самовозбуждения $I_{СВ}$ и дополнительного $I_{В.Д1}$ совпадают. Включение на дополнительную обмотку возбуждения ОВВ2 может быть как согласованным, так и встречным (противовключение). При равных числах витков обмоток ОВВ1 и ОВВ2 результирующий ток возбуждения возбудителя

$$I_{В.В} = I_{СВ} + I_{В.Д1} \pm I_{В.Д2}.$$

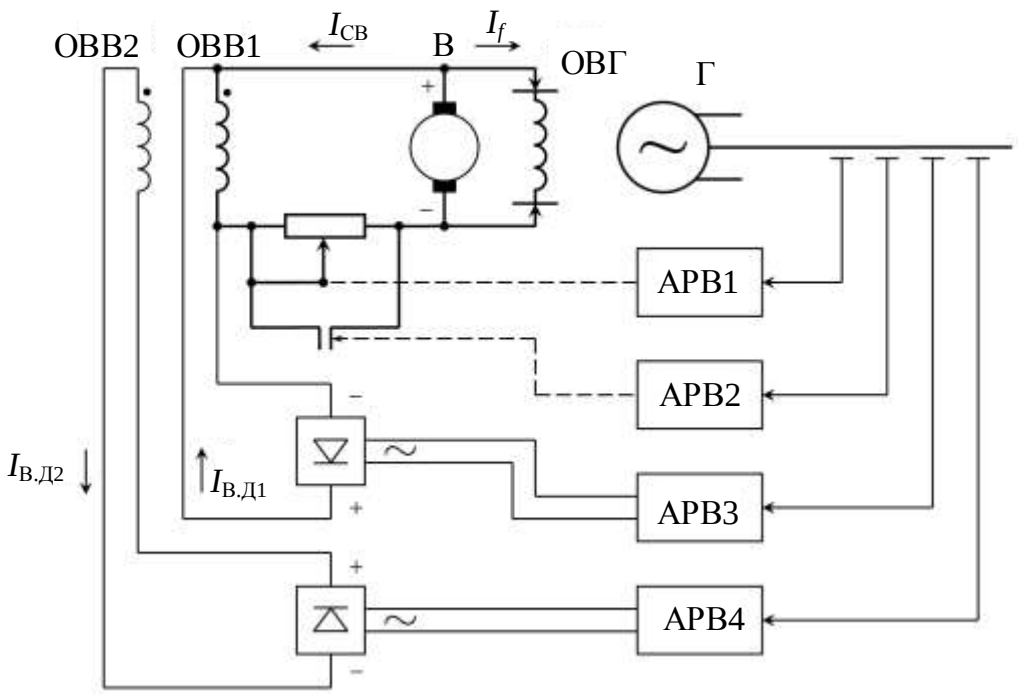


Рис. 6.1. Схема регулирования возбуждения в электромашинной системе

Регулирование как $I_{В.Д1}$, так и $I_{В.Д2}$ приводит к изменению тока возбуждения возбудителя $I_{В.В}$, а следовательно, к регулированию тока возбуждения генератора I_f.

Полупроводниковая высокочастотная система возбуждения, приведенная на рис. 6.2, используется на многих турбогенераторах типа ТВВ мощностью 150–500 МВт.

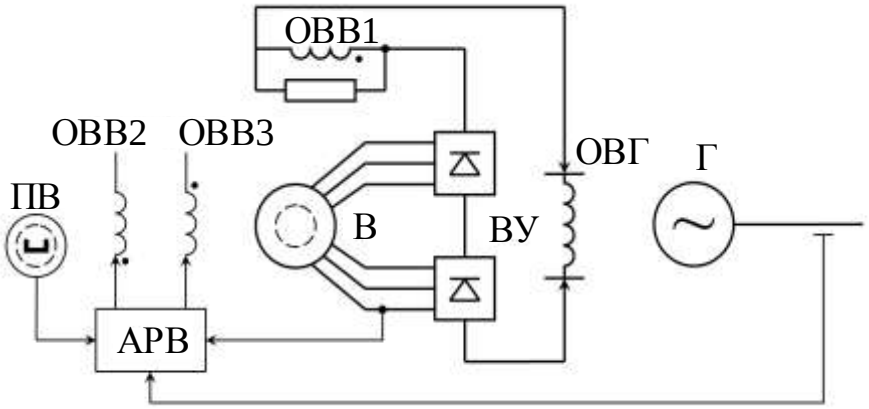


Рис. 6.2. Полупроводниковая высокочастотная система возбуждения

Возбуждение турбогенератора осуществляется через силовую полупроводниковую выпрямительную установку ВУ от генератора В повышенной частоты (500 Гц) индукторного типа. Его рабочие обмотки переменного тока и обмотки возбуждения ОВВ1, ОВВ2, ОВВ3 постоянного тока расположены в пазах статора. Ротор генератора В непосредственно связан с валом турбогенератора, выполнен в виде десятизубцового сердечника и обмотки не имеет. При наличии возбуждения ротор, имеющий частоту вращения 3000 об/мин, создает пульсацию магнитного потока с частотой 500 Гц. Высокочастотный подвозбудитель ПВ (400 Гц), возбуждаемый постоянными магнитами, служит источником питания автоматического регулятора возбуждения АРВ. Вал ПВ соединен с валом возбудителя В. Возможен и применяется вариант высокочастотной системы без подвозбудителя.

Обмотка возбуждения ОВВ1 включена по схеме последовательного самовозбуждения. Благодаря такому включению обмотки возбуждения бросок свободной составляющей тока ротора генератора, возникающий при коротких замыканиях, увеличивает ток возбуждения, способствуя повышению устойчивости параллельной работы и ускорению восстановления напряжения после отключения КЗ.

Регулирование возбуждения генератора Г осуществляется автоматически изменением подведенного к неуправляемым выпрямителям переменного напряжения индукторного генератора посредством изменения тока в его обмотках независимого возбуждения ОВВ2 и ОВВ3, т.е. тем же способом, как и в случае АРВ3 и АРВ4.

Ионная и тиристорная системы возбуждения используются на ряде турбогенераторов типа ТГВ мощностью 200–300 МВт, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов большой мощности.

Возбудитель выполнен с двумя группами вентилей. Одна группа – рабочая ВР – в схеме самовозбуждения питается от отпаек выпрямительного трансформатора ВТ, а в схеме независимого возбуждения – от отпаек вспомогательного генератора переменного тока. Рабочая группа обеспечивает в номинальном режиме приблизительно 70 % тока возбуждения. Вторая группа – форсировочная ВФ – питается от полного напряжения. В номинальном режиме ВФ обеспечивает приблизительно 30 % тока возбуждения. В режиме форсировки (при полном открытии вентилей) она обеспечивает кратковременное увеличение напряжения ротора гидрогенератора до четырех, а турбогенератора до 2–2,5-кратного номинальному напряжению ротора. Наибольший ток ротора с помощью АРВ ограничивается на уровне $2I_{f\,\text{ном}}$.

Схема ионного возбудителя показана на рис. 6.3.

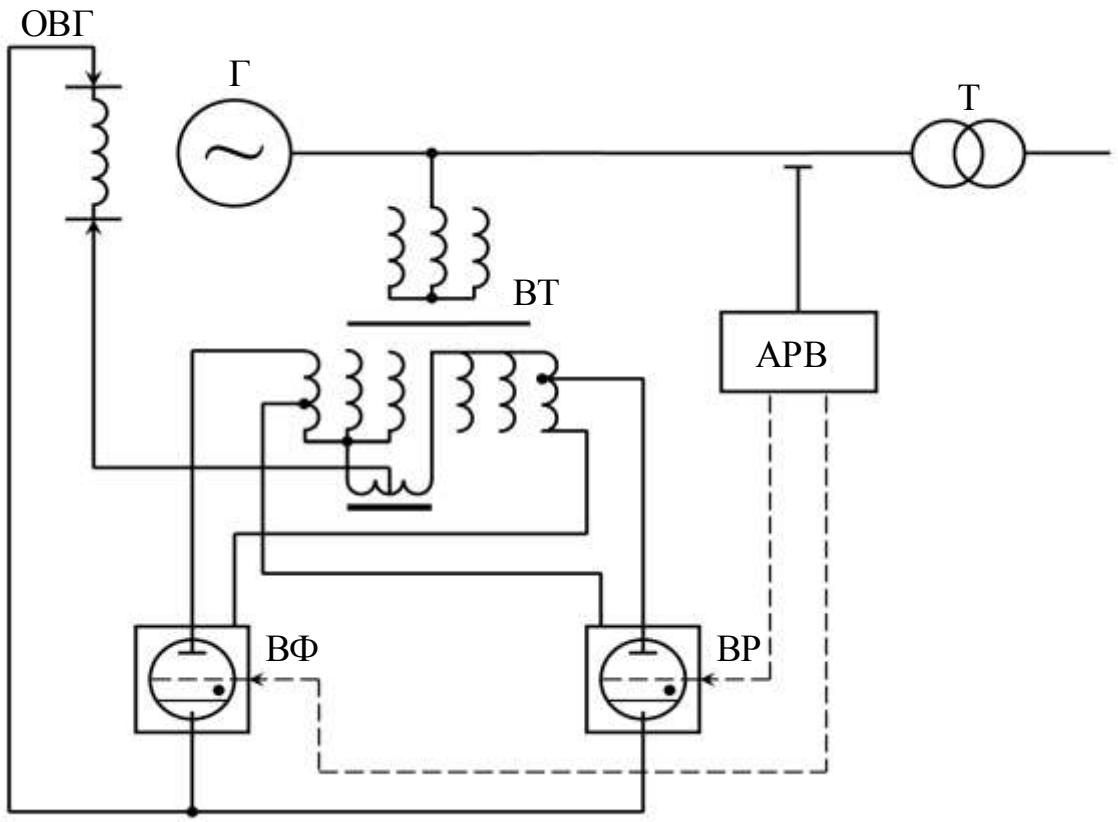


Рис. 6.3. Схема ионного возбудителя

При питании системы возбуждения от выпрямительного трансформатора (схема самовозбуждения) в цепь питания форсировочной группы может включаться вторичная обмотка последовательного трансформатора, первичная обмотка которого включена в нулевые выводы цепи статора генератора. Этот трансформатор обеспечивает форсирование возбуждения при близких КЗ, когда напряжение на зажимах генератора уменьшается, а ток статора возрастает.

Регулирование возбуждения осуществляется изменением постоянной составляющей напряжения на обмотке ротора путем автоматического изменения моментов отпирания управляемых вентилей, входящих в схему управляемого выпрямителя.

Схемы тиристорного возбуждения аналогичны схемам ионного возбуждения, но более экономичны, просты и надежны в эксплуатации. Поэтому производится замена ртутных преобразователей на тиристорные для генераторов переменного тока практически любой мощности.

Бесщеточная система возбуждения, схема которой приведена на рис. 6.4, является основной для турбогенераторов типа ТВВ большой мощности.

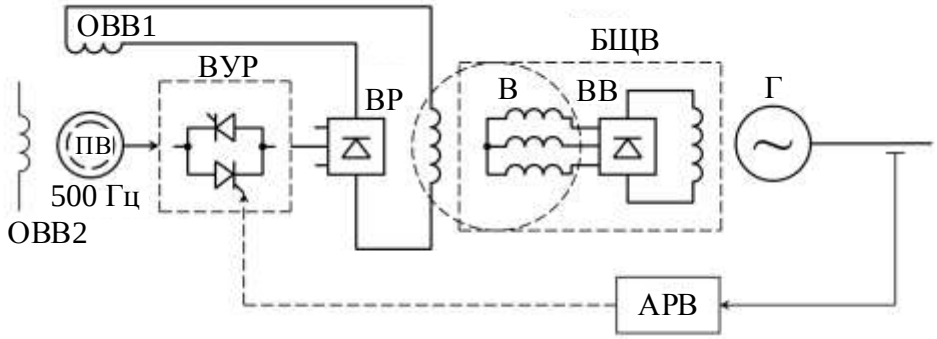


Рис. 6.4. Схема бесщеточной системы возбуждения

Возбуждение турбогенератора Г осуществляется через вращающийся вместе с ротором полупроводниковый неуправляемый выпрямитель ВВ от трехфазного генератора В. Обмотка возбуждения этого генератора расположена на статоре. Обмотки переменного тока, расположенные на роторе, образуют с вращающимся выпрямителем бесщеточный возбудитель БЩВ.

Регулирование бесщеточного возбудителя осуществляется изменением переменного напряжения, подведенного к неуправляемым выпрямителям рабочей ВР и форсировочной ВФ групп от индукторного генератора ПВ (частотой 500 Гц) через соответствующие устройства с управляемыми вентилями (тиристорами) ВУР и ВУФ. Управление этими устройствами осуществляется автоматически изменением моментов отпирания вентилей. Схемы устройств ВФ, ВУФ и системы регулирования ПВ аналогичны рассмотренным ранее.

6.2. Характеристики систем возбуждения

При больших возмущениях (вызывающих снижение напряжения прямой последовательности на входе АРВ более чем на 5–7,5 % уставки АРВ) системы возбуждения характеризуются указанными ниже показателями:

1. Предельное напряжение возбудителя, подключенного к обмотке ротора генератора (потолок возбуждения по напряжению), – относительное значение наибольшего (потолочного) напряжения возбудителя в переходном режиме при форсировке возбуждения:

$$U_{f\,\text{П}*} = \frac{U_{f\,\text{П}}}{U_{f\,\text{НОМ}}},$$

где $U_{f\,\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение возбуждения при номинальной нагрузке генератора.

Предельное установившееся напряжение возбудителя $U_{f\,\text{П.У}*}$ называется кратностью форсировки.

Предельный ток возбуждения – наибольшее относительное значение тока возбуждения, создаваемого системой возбуждения, в установившемся режиме после прекращения нарастания тока:

$$I_{f\,\text{П}*} = \frac{I_{f\,\text{П}}}{I_{f\,\text{НОМ}}},$$

где $I_{f\,\text{НОМ}}$ – номинальный ток возбуждения при номинальной нагрузке генератора.

По действующим нормам значения $U_{f\,\text{П.У}*}$ и $I_{f\,\text{П}*}$ должны быть, как правило, не менее 2, независимо от типа системы возбуждения генераторов, турбогенераторов и синхронных компенсаторов.

При электромашинной системе возбуждения обычно $U_{f\,\text{П}*} = U_{f\,\text{П.У}*} = I_{f\,\text{П}*}$. При быстродействующих системах возбуждения (ионная, тиристорная и др.) достигается $U_{f\,\text{П}*} \geq 4$, что позволяет ускорять нарастание тока ротора до двукратного значения, после чего вступает в действие устройство ограничения форсировки.

Требование к резервным системам возбуждения, которые устанавливаются только на тепловых электростанциях:

$$U_{f\,\text{П}*} = I_{f\,\text{П}*} \geq 1,3\,.$$

2. Номинальная скорость нарастания напряжения возбудителя (быстродействие системы возбуждения) $v_{\text{НОМ}}$ определяется по методу, иллюстрируемому рис. 6.5.

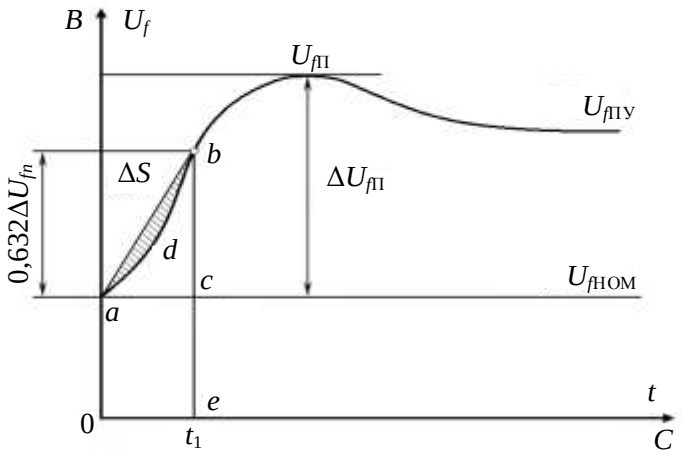


Рис. 6.5. Метод определения номинальной скорости нарастания напряжения возбудителя

На кривой изменения напряжения U_f при форсировке, происходящей вследствие скачкообразного напряжения сети или на входе системы регулирования возбуждения, отмечается точка *b* с ординатой $be = U_{f\text{НОМ}} + 0,632\Delta U_{f\text{П}}$. Абсцисса точки $b(0e = t_1)$ равнялась бы постоянной времени, если бы закон изменения $U_f(t)$ был экспоненциальным. Через точку *b* проводится прямая *ab*. Номинальная скорость нарастания напряжения возбудителя рассчитывается по формуле

$$v_{\text{НОМ}} = \frac{cb}{0a}\frac{1}{(t_1 + \Delta t)} = 0,632\frac{U_{f\,\text{П}*}}{t_1 + \Delta t}, \text{ отн. ед./с.}$$

Поправка Δt зависит от абсолютного значения и знака площади $\Delta S = S_{abc} - S_{adbc}$, ограниченной отрезком прямой *ab* и кривой нарастания напряжения *adb*:

$$\Delta t = \frac{\Delta S}{cb}.$$

При $\Delta S \le 20\,\%\, S_{abc}$ полагают $\Delta t = 0$.

Для всех основных систем возбуждения гидрогенераторов, турбогенераторов и синхронных компенсаторов $v_{\text{НОМ}}$ должно быть не менее 2 отн. ед./с. Для резервных систем возбуждения быстродействие не регламентировано.

3. Запаздывание систем возбуждения при форсировке $T_{\text{З.С.В}}$ представляет собой отрезок времени с момента подачи на вход АРВ сигнала, вызывающего необходимость полной форсировки возбуждения, до момента, когда в процессе форсировки возбуждения напряжение на зажимах возбудителя отклонится от начального на величину, равную 3 % разности конечного и начального значений напряжения. Запаздывание основных систем возбуждения при форсировке не должно превышать 0,03 с.

При малых возмущениях системы возбуждения характеризуются значениями коэффициентов передаточных функций линеаризованных звеньев.

В установившихся режимах системы регулирования возбуждения характеризуются знаком и абсолютным значением коэффициента статизма по спрямленной внешней характеристике, представляющей собой линейную (при постоянном $\cos\varphi_\Gamma$) зависимость напряжения генератора U_Γ от тока статора I_Γ или реактивного тока $I_{\Gamma.\text{Р}}$ (реактивной мощности Q_Γ).

6.3. Основные регулируемые параметры режима

К основным регулируемым параметрам режима относятся:

1. *Мгновенное отклонение регулируемой величины* (например, напряжения) *от заданного значения*.

Регулятор воспринимает это отклонение и изменяет ток возбуждения синхронной машины, стремясь восстановить заданное значение регулируемой величины. Все АРВ, применяемые в эксплуатации, не содержат интегрирующих звеньев и имеют естественный статизм, вследствие чего не могут абсолютно точно поддерживать заданное значение регулируемой величины. В результате возникает статическая ошибка регулирования (отклонение регулируемой величины от заданной), значение которой тем меньше, чем больше коэффициент усиления регулятора. При регулировании напряжения на выводах генератора по условию стабилизации (заданное напряжение $U_{\text{УСТ}} = \text{const}$)

$$\Delta U_{\text{Г}} = \frac{\Delta U_{\text{ИСХ}}}{1+k}; \quad k_C = -\frac{\Delta U_{\text{Г}}}{\Delta I_{\text{Г.Р}}} = \frac{x_d}{1+k} \geq 0,$$

где $\Delta U_{\text{Г}}$ – статическая ошибка при включенном регуляторе; $\Delta U_{\text{ИСХ}} \approx -\Delta I_{\text{Г.Р}} x_d$ – исходное рассогласование при отключенном регуляторе и изменении напряжения из-за изменения тока статора; $k = k_{\text{Г}} k_{\text{В}} k_{\text{РЕГ}}$ – коэффициент усиления разомкнутой системы регулирования, состоящей из генератора, возбудителя и регулятора; $k_{\text{С}}$ – коэффициент статизма системы регулирования по реактивному току.

Увеличение коэффициента усиления k ограничено условием устойчивости системы регулирования.

2. *Главные возмущающие воздействия* (параметры режима, существенно влияющие на регулируемую величину) – ток статора и угол сдвига фаз между напряжением и током статора синхронной машины.

При увеличении тока нагрузки или угла сдвига фаз возрастает падение напряжения в сопротивлении генератора и снижается напряжение на выводах машины.

Для предотвращения этого изменения АРВ, реагирующий на возмущение, должен увеличить ток возбуждения и, следовательно, ЭДС и тем самым скомпенсировать влияние изменения возмущения.

Скорость действия АРВ по возмущению достаточно велика, так как регулятор начинает действовать еще до появления заметного отклонения регулируемой величины. Однако точность регулирования, как правило, неудовлетворительна из-за трудности компенсации всех возмущающих воздействий.

3. *Производные по времени* (*первая и вторая*) *регулируемой величины и главных возмущающих воздействий*. Введение производных в закон регулирования значительно ускоряет процесс регулирования, не влияя на статические характеристики. Использование производных особенно эффективно в быстродействующих системах возбуждения.

4. *Мгновенное отклонение и первая производная частоты*.

Введение этих параметров в закон регулирования возбуждения способствует повышению устойчивости параллельной работы.

В настоящее время находятся в эксплуатации и в связи с этим рассматриваются далее следующие устройства АРВ:

- устройства релейной форсировки возбуждения и развозбуждения;
- электромагнитный корректор с устройством токового компаундирования;
- управляемое фазовое компаундирование;
- регулятор возбуждения сильного действия.

6.4. Автоматическая форсировка возбуждения и развозбуждения генератора

В системах возбуждения с электромашинным возбудителем автоматическая форсировка возбуждения осуществляется релейным устройством быстродействующего возбуждения (УБВ). Основная задача УБВ – при аварийном понижении напряжения генератора форсировать его возбуждение до максимально допустимого (потолочного) значения с целью повышения устойчивости параллельной работы генераторов, ускорения самозапуска электродвигателей и повышения надежности действия релейной защиты с выдержкой времени.

Действие релейного УБВ заключается в частичном или полном шунтировании сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя синхронной машины при значительном снижении напряжения на ее выводах.

Устройствами УБВ, в соответствии с ПУЭ, оборудованы все синхронные генераторы и компенсаторы независимо от наличия других устройств АРВ. В быстродействующих системах возбуждения применяются бесконтактные УБВ (тиристорные).

Автоматическое развозбуждение осуществляется релейным устройством быстродействующего развозбуждения (УБР). Задача УБР, которыми оснащаются только гидрогенераторы, – ограничить рост напряжения на выводах гидрогенератора с целью сохранения питания под-

ключенных к нему потребителей при разгоне его после сброса основной нагрузки.

Действие релейного УБР заключается в автоматическом введении в цепь возбуждения возбудителя резистора при необходимости резкого снижения возбуждения.

6.5. Компаундирование возбуждения генераторов

Принцип компаундирования возбуждения генераторов иллюстрирует схема, приведенная на рис. 6.6.

Вторичный ток I_2 трансформатора тока ТТ, пропорциональный току генератора $I_Г$, проходит через промежуточный трансформатор ПТ, выпрямляется с помощью полупроводникового выпрямителя ВС и подается в обмотку возбуждения возбудителя ОВВ. Выпрямленный ток $I_К$, который называется током компаундирования, проходит по обмотке ОВВ в том же направлении, что и ток от возбудителя $I_В$. Поэтому суммарный ток в обмотке возбудителя $I_{О,В}=I_В+I_К$ зависит не только от положения реостата возбуждения РВВ, но и от тока генератора $I_Г$.

Благодаря этому при увеличении тока нагрузки генератора устройство компаундирования (УК) увеличивает ток в обмотке ОВВ, т.е., действуя аналогично регулятору возбуждения, обеспечивает поддержание напряжения и форсировку возбуждения генератора. Уменьшение нагрузки генератора сопровождается уменьшением тока $I_К$ и соответственно тока $I_{О,В}$, что предотвращает повышение напряжения.

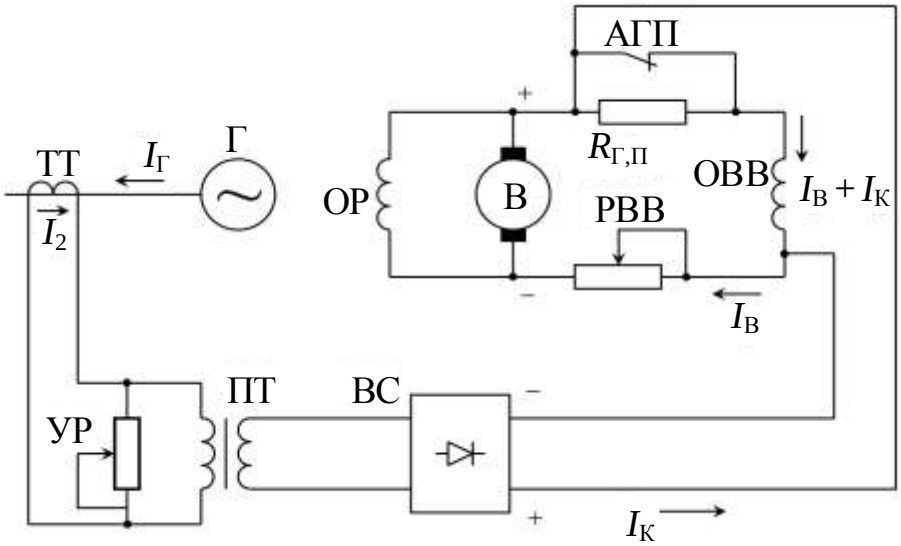


Рис. 6.6. Схема системы компаундирования возбуждения генераторов

Основным назначением промежуточного трансформатора ПТ является согласование тока компаундирования и вторичного тока трансформаторов тока, а также отделение цепей трансформаторов тока от цепей возбуждения генератора. Изменяя коэффициент трансформации трансформатора ПТ и сопротивление установочного реостата УР, можно изменять ток $I_К$, поступающий в обмотку ОВВ. Установочный реостат УР используется также для плавного увеличения или уменьшения тока $I_К$ при включении и выводе из работы УК.

При подборе сопротивления установочного реостата УР и коэффициента трансформации трансформатора ПТ должна быть обеспечена, с одной стороны, возможно большая форсировка возбуждения, а с другой – устойчивая работа устройства компаундирования.

Устойчивая работа УК обеспечивается при условии, что с увеличением тока генератора ток компаундирования, а следовательно, ток в обмотке возбуждения возбудителя возрастают до значений, необходимых и достаточных для поддержания нового режима.

Особенностью схемы подключения УК к основной обмотке возбуждения возбудителя является наличие порога компаундирования, так как ток УК начинает поступать в обмотку возбуждения возбудителя не сразу, а лишь тогда, когда напряжение на выходе УК превысит напряжение на обмотке ОВВ, которое создается током $I_В$.

В схеме, приведенной на рис. 6.7, выходные цепи УК подключены к дополнительной обмотке возбуждения возбудителя ДОВВ. Эта схема не имеет порога компаундирования и, кроме того, создает меньшую нагрузку на трансформаторы тока.

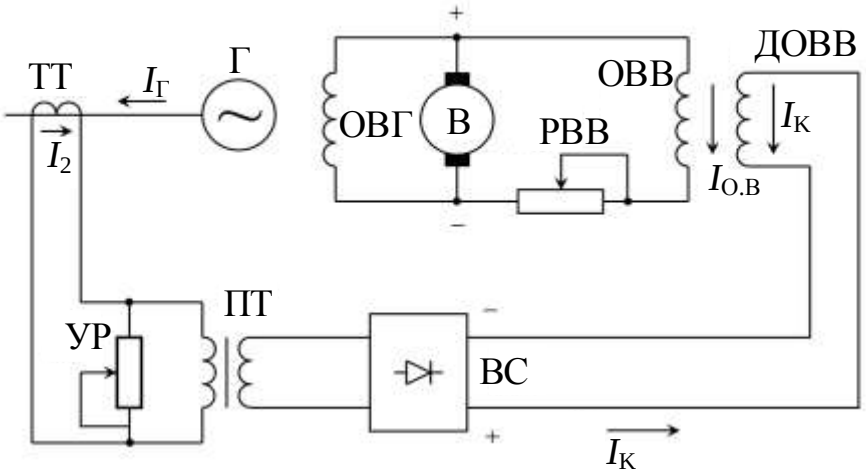


Рис. 6.7. Схема системы компаундирования возбуждения генераторов с дополнительной обмоткой возбуждения возбудителя

Основным недостатком устройства компаундирования является то, что оно реагирует только на изменение значения тока, но не реагирует на изменение напряжения и $\cos\varphi$ генератора, в связи с чем не может поддерживать постоянным напряжение на шинах генератора, если при этом ток генератора остается неизменным.

Напряжение на выводах генератора определяется значением ЭДС и падением напряжения в сопротивлении генератора $(R_Г, X_Г)$:

$$\dot{U}_Г = \dot{E}_Г - j\dot{I}_Г X_Г .$$

Ниже (рис. 6.8) приведена упрощенная векторная диаграмма генератора при двух значениях угла φ между напряжением и током статора. При угле $\varphi' = 0$ для определения напряжения на выводах генератора необходимо, согласно приведенному выражению, вычесть из вектора $\dot{E}_Г$ вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении генератора $j\dot{I}'_Г X_Г$. На диаграмме этот вектор откладывается перпендикулярно направлению тока $\dot{I}'_Г$. Замыкающий вектор является искомым вектором напряжения $\dot{U}'_Г$.

Если теперь при неизменном векторе $\dot{E}_Г$ вектор тока, также оставаясь неизменным по величине, изменит фазу и займет положение $\dot{I}''_Г$, то вектор $j\dot{I}''_Г X_Г$, оставаясь по величине равным вектору $j\dot{I}'_Г X_Г$, также изменит фазу. Новому положению вектора $j\dot{I}''_Г X_Г$ будет соответствовать угол $\varphi'' = 90°$, и новое значение напряжения на выводах генератора $\dot{U}''_Г$ меньше, чем значение $\dot{U}'_Г$.

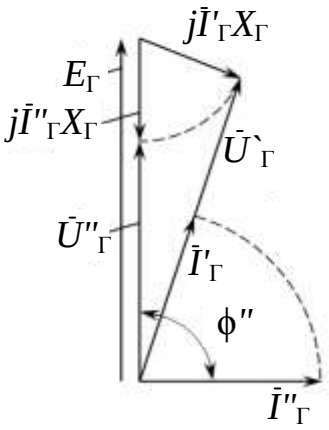


Рис. 6.8. Упрощенная векторная диаграмма генератора при двух значениях угла между напряжением и током статора

Таким образом, изменение угла между напряжением и током статора генератора, даже без изменения величины тока, приводит к изменению напряжения на выводах генератора. Однако поскольку УК реагирует только на изменение величины полного тока, которая осталась неизменной, то оно действовать не будет и напряжение останется пониженным.

Из вышеизложенного следует, что УК не обеспечивает поддержания постоянства напряжения генератора при изменении режима его работы. В результате, в зависимости от $\cos\varphi$, напряжение на выводах генератора будет изменяться согласно рис. 6.9.

Другим существенным недостатком УК является то, что оно не обеспечивает достаточной форсировки возбуждения при удаленных КЗ и других нарушениях нормальных режимов работы, при которых ток статора изменяется незначительно. Этот недостаток устраняется применением форсировки возбуждения.

Поэтому УК в ранее рассмотренных и в настоящее время используемых АРВ, как правило, дополняется автоматическим регулятором напряжения, получившим название корректора напряжения. Корректор напряжения реагирует на величину отклонения напряжения, совместно с УК поддерживает его на заданном уровне в нормальном режиме и обеспечивает форсировку возбуждения при КЗ.

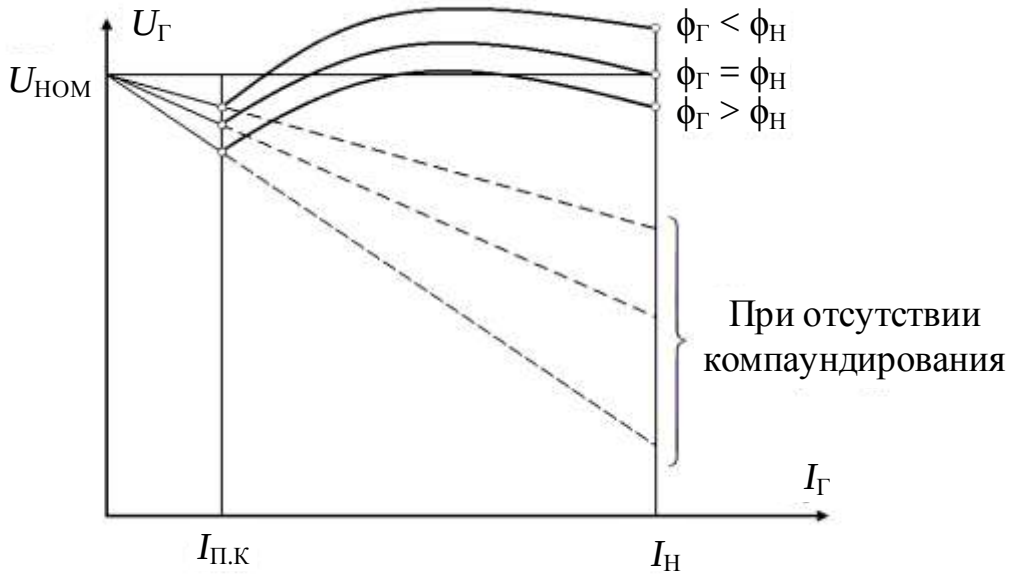


Рис. 6.9. Зависимость напряжения на выводах генератора от $\cos\varphi$: изменения напряжения генератора, оснащенного устройством компаундирования, при разных значениях $\cos\varphi$; $I_{П.К}$ – порог компаундирования

6.6. Электромагнитный корректор напряжения

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК) представляет собой автоматический регулятор напряжения, предназначенный для использования совместно с устройством компаундирования возбуждения генераторов.

Как показано на структурной схеме (рис. 6.10), ЭМК состоит из измерительного и силового органов. Измерительный орган ИО подключен к трансформатору напряжения генератора ТН через установочный автотрансформатор УАТ и, реагируя на отклонение напряжения от уровня, заданного УАТ, управляет работой силового органа.

Силовой орган СО, основой которого служит магнитный усилитель, получает питание от того же ТН и подает в дополнительную обмотку возбуждения возбудителя ДОВВ выпрямленный ток корректора напряжения $I_{К.Н}$. Ток корректора проходит по обмотке ДОВВ в том же направлении, что и ток в основной обмотке возбудителя ОВВ.

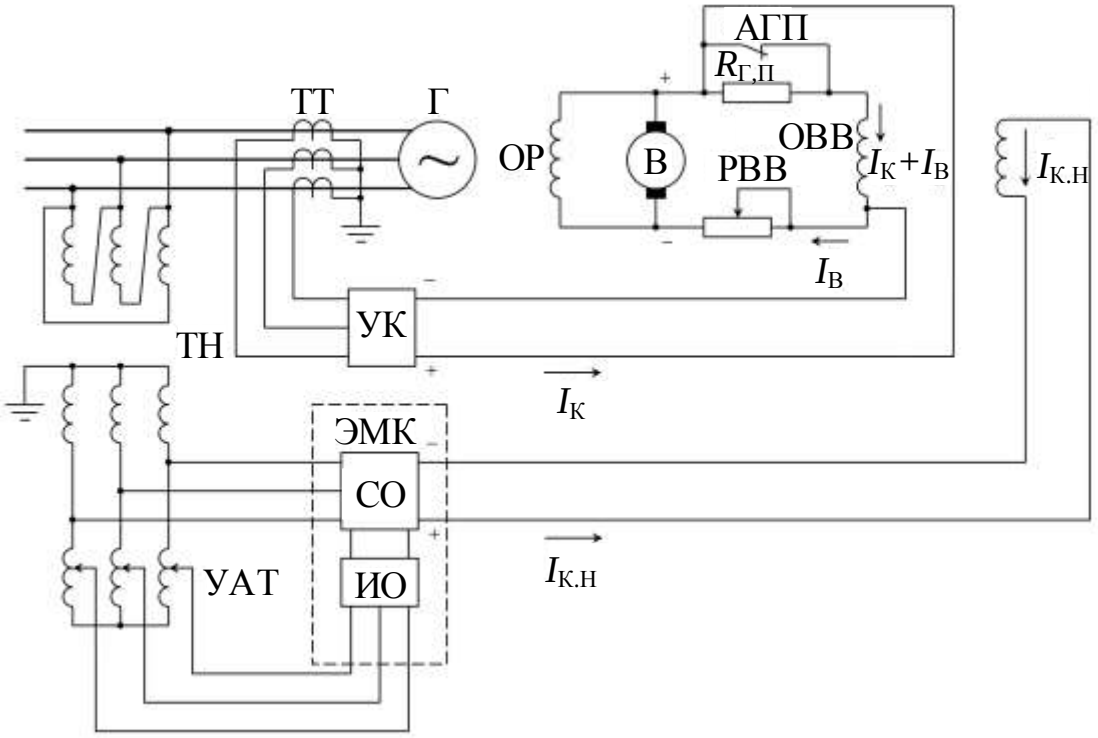


Рис. 6.10. Схема системы компаундирования возбуждения генераторов с электромагнитным корректором напряжения

Таким образом, магнитный поток полюсов возбудителя, на которых расположены обмотки возбуждения, определяется суммой намагничивающих сил, создаваемых токами $I_В$, $I_К$, $I_{К.Н}$. Ток $I_В$ зависит в ос-

новном от положения реостата возбуждения и, поскольку этот реостат обычно находится в неизменном рабочем положении, изменяется в небольших пределах. Ток $I_К$ изменяется при изменении тока статора генератора и соответственно увеличивает или уменьшает возбуждение возбудителя. Значение тока $I_{К.Н}$ зависит от знака и величины отклонения напряжения от заданного уровня. При понижении напряжения ток $I_{К.Н}$ увеличивается, при повышении напряжения уменьшается.

Таким образом, ЭМК обеспечивает поддержание неизменного уровня напряжения, а также форсировку возбуждения возбудителя при небольших понижениях напряжения, когда действие УК проявляется недостаточно.

Поскольку силовой орган ЭМК получает питание от трансформатора напряжения генератора, то ток $I_{К.Н}$ ограничивается допустимой нагрузкой на трансформатор напряжения. С другой стороны, при глубоких понижениях напряжения генератора понижается также и напряжение, питающее силовой орган корректора, что приводит к уменьшению тока $I_{К,Н}$. Поэтому рассмотренное выше действие корректора проявляется лишь в определенных пределах изменения напряжения генератора.

При совместном использовании УК и ЭМК могут быть осуществлены две принципиально отличные системы компаундирования возбуждения генераторов:

– компаундирование полным током, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока и напряжения после их выпрямления;

– фазовое компаундирование, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока или напряжения на стороне переменного тока до их выпрямления.

6.7. Фазовое компаундирование

В отличие от компаундирования полным током в устройствах фазового компаундирования токи от трансформаторов тока и напряжения суммируются до выпрямления, и в обмотку возбуждения возбудителя попадает ток, выпрямленный общим выпрямителем. Выпрямленный ток в этом случае пропорционален току генератора, напряжению на его шинах и углу сдвига между этим током и напряжением.

Принцип действия фазового компаундирования иллюстрирует изображенная схема (рис. 6.11). Основным элементом устройства является специальный трансформатор с подмагничиванием ТПМ. На сердечнике этого трансформатора расположены две первичные обмотки: тока $w_т$ и напряжения $w_н$, вторичная обмотка $w_к$ и обмотка подмагничивания $w_п$.

Ток во вторичной обмотке $w_к$ создается результирующим магнитным потоком в сердечнике трансформатора, который равен геометрической сумме магнитных потоков, создаваемых первичными обмотками $w_т$ и $w_н$. Магнитный поток обмотки $w_т$, подключенной к трансформаторам тока, пропорционален току генератора, а магнитный поток обмотки $w_н$, подключенной к трансформатору напряжения, пропорционален напряжению генератора. Поэтому ток во вторичной обмотке $w_к$ пропорционален геометрической сумме двух составляющих, одна из которых пропорциональна току, а вторая – напряжению генератора. Этот ток выпрямляется выпрямителем ВС и поступает в обмотку возбуждения возбудителя.

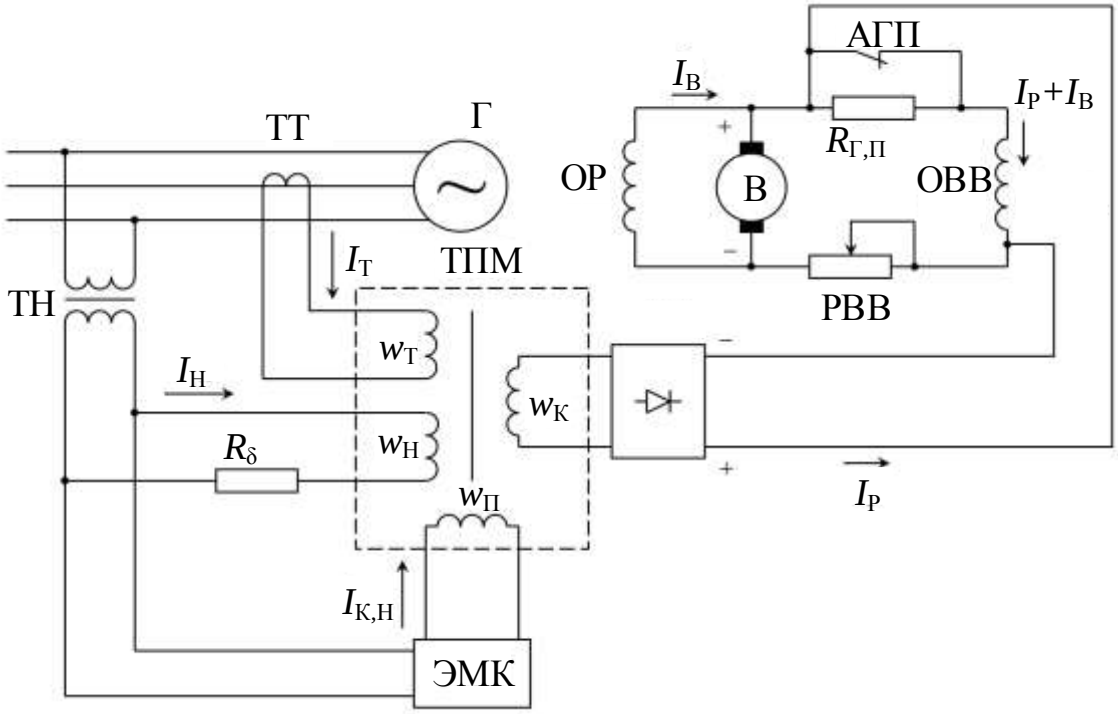


Рис. 6.11. Схема системы фазового компаундирования возбуждения генераторов

Для того чтобы устройство фазового компаундирования работало правильно и обеспечивало постоянство напряжения на шинах при изменении $\cos\varphi$ генератора, сочетание тока и напряжения, подводимых к обмоткам $w_т$ и $w_н$, должно быть таким, чтобы при увеличении угла между током и напряжением ток в обмотке $w_к$ возрастал. Необходимость такого включения поясняется векторной диаграммой, на которой показаны ток, напряжение и ЭДС генератора в двух режимах. Если

в исходном режиме напряжение генератора было $\dot{U}_{\Gamma}$, ток $\dot{I}'_{\Gamma}$ и угол между ними φ', то ЭДС генератора $\dot{E}'_1$ для этого режима определяется как геометрическая сумма вектора $\dot{U}_{\Gamma}$ и вектора падения напряжения в индуктивном сопротивлении генератора $j\dot{I}'_{\Gamma}X_{\Gamma}$, который на диаграмме (рис. 6.12) откладывается перпендикулярно к направлению вектора $\dot{I}'_{\Gamma}$.

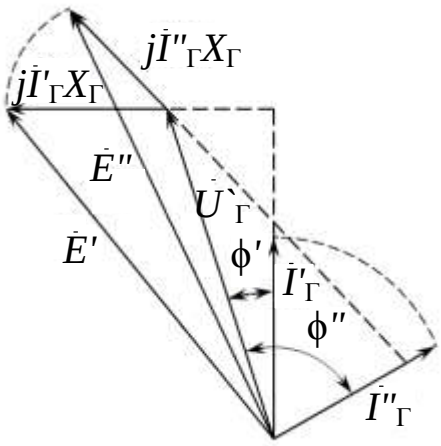


Рис. 6.12. Упрощенная векторная диаграмма генератора

Если теперь при неизменном значении тока угол между током и напряжением возрастет и станет равным, например, φ'', то вектор тока $\dot{I}''_{\Gamma}$ займет новое положение. При этом для того, чтобы напряжение $\dot{U}_{\Gamma}$ осталось неизменным, вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении генератора, оставаясь неизменным по величине, должен занять новое положение $-j\dot{I}''_{\Gamma}X_{\Gamma}$, чему соответствует новое значение ЭДС E'', большее E'. Но ЭДС генератора зависит от тока ротора, который, в свою очередь, зависит от возбуждения возбудителя. Поэтому для увеличения ЭДС генератора при увеличении угла между током и напряжением нужно, чтобы устройство фазового компаундирования увеличило ток возбуждения возбудителя.

Необходимое действие устройства фазового компаундирования обеспечивается таким сочетанием фаз токов и напряжений, при котором $\varphi = 0$ $(\cos\varphi = 1)$, ток в обмотке $w_{т}$ опережает ток в обмотке $w_{н}$ на угол 90°. При этом суммарный магнитный поток, создаваемый токами в обмотках $w_{т}$ и $w_{н}$, имеет наименьшее значение. При увеличении угла φ угол между точками, проходящими в обмотках $w_{т}$ и $w_{н}$, будет уменьшаться, а суммарный магнитный поток – увеличиваться. Наибольшее

значение суммарного магнитного потока будет соответствовать случаю чисто реактивной нагрузки, когда $\varphi = 90°$.

Устройство фазового компаундирования, реагирующее не только на изменение тока генератора, но и на изменение угла между током и напряжением, обеспечивает более точное поддержание напряжения, чем устройство компаундирования полным током. Однако и при фазовом компаундировании ЭДС генератора не будет строго пропорциональна току статора, что приводит к отклонению напряжения генератора от заданного уровня при изменении тока или $\cos\varphi$ генератора. Поэтому устройство фазового компаундирования также должно иметь орган для корректировки напряжения. Таким органом является специальный электромагнитный корректор напряжения небольшой мощности ЭМК, который подключается к обмотке подмагничивания $w_{П}$ трансформатора ТПМ.

Подмагничивание сердечника трансформатора ТПМ выпрямленным током корректора $I_{К,Н}$ насыщает его, вследствие чего изменяется магнитное сопротивление ТПМ и соответственно условия трансформации тока из первичных обмоток во вторичную.

При отсутствии подмагничивания или при небольшом токе от ЭМК почти весь ток первичных обмоток, за исключением небольшого тока намагничивания, трансформируется во вторичную обмотку и далее после выпрямления поступает в обмотку возбуждения возбудителя. При увеличении тока подмагничивания от ЭМК магнитное сопротивление сердечника ТПМ возрастает, вследствие чего возрастает ток намагничивания и, следовательно, уменьшается доля первичного тока, которая трансформируется во вторичную обмотку, благодаря чему при том же токе в первичных обмотках ток во вторичной обмотке уменьшается.

Для того чтобы устройство фазового компаундирования при повышении напряжения генератора уменьшало, а при понижении напряжения увеличивало ток в обмотке возбуждения возбудителя, ЭМК выполнен так, что в первом случае ток в обмотке подмагничивания трансформатора ТПМ увеличивается, а во втором – уменьшается. Такое включение соответствует характеристике противовключенного корректора.

Трансформатор ТПМ с выпрямителем ВС представляет собой устройство фазового компаундирования, а электромагнитный корректор напряжения ЭМК – устройство управления фазовым компаундированием. Соответственно весь комплект представляет собой устройство управляемого фазового компаундирования.

6.8. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия

Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ СД) применяются для повышения устойчивости параллельной работы турбо- и гидрогенераторов электростанций, связанных с энергосистемой протяженными, сильно загруженными линиями электропередачи. Эти АРВ позволяют также компенсировать неблагоприятное влияние на устойчивость несколько увеличенных реактивных сопротивлений новых мощных турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток.

Повышение устойчивости параллельной работы обеспечивается тем, что АРВ СД оказывают на системы возбуждения генераторов более интенсивное воздействие, чем АРВ пропорционального действия (отсюда термин «сильного действия»). Это достигается за счет того, что в АРВ СД учитывается отклонение от нормальных значений не только напряжения на шинах электростанции, но и других параметров, характеризующих нарушение нормального режима. К таким параметрам относятся ток статора, угол ЭДС генератора относительно системы и частота.

Теоретические и экспериментальные исследования принципов сильного регулирования показали, что ввод в АРВ СД информации об отклонениях не одного, а нескольких параметров, характеризующих аварийный режим, и учет их в определенных соотношениях дают наилучшие результаты.

Для обеспечения стабилизации процесса регулирования в АРВ СД используются дополнительные устройства, реагирующие не только на отклонение абсолютных значений регулируемых параметров, но также на скорость и ускорение их изменения.

Учет этих дополнительных факторов делает АРВ способным с опережением выявлять тенденцию дальнейшего протекания процесса и оказывать сильное воздействие на системы возбуждения генераторов в самом начале изменения режима.

Скорость изменения электрических параметров характеризуется первой, а ускорение – второй производной данного параметра по времени. Поэтому выявление этих факторов производится специальными дифференцирующими устройствами.

В АРВ СД различных типов и исполнений используются следующие параметры, характеризующие нарушение нормального режима: отклонение напряжения $\Delta U_{\text{Г}}$ и скорость $U'_{\text{Г}}$ его изменения; скорость $I'_{\text{СТ}}$ и ускорение $I''_{\text{СТ}}$ изменения тока статора генератора или тока в линии электропередачи; отклонение угла $\Delta\delta$ и скорость δ' его изменения; от-

клонение частоты Δf и скорость f' ее изменения; скорость изменения тока ротора генератора $I'_{\text{РОТ}}$.

Частота и угол являются параметрами взаимно связанными, так как $f \equiv \delta'$, а $f' \equiv \delta''$. Исходя из целесообразности и практических возможностей реализации, в последних конструкциях АРВ СД, как правило, используются ΔU, U', Δf, f', $I'_{\text{РОТ}}$. Соответственно регуляторы имеют каналы регулирования по указанным параметрам.

Применяются АРВ с быстродействующими безынерционными системами возбуждения с управляемыми выпрямителями.

Рассматриваемый ниже АРВ СД обеспечивает: автоматическое регулирование возбуждения генератора по заданному закону для поддержания постоянства напряжения на шинах электростанции или в заданной точке сети; форсировку возбуждения и развозбуждение генератора; ограничение минимального тока ротора; ограничение тока ротора при форсировке двукратным значением и длительной перегрузке ротора генератора.

В соответствии с принятым законом регулирования АРВ СД имеет следующие каналы регулирования: по отклонению напряжения статора, по отклонению частоты, по первой производной отклонения частоты по времени, по первой производной отклонения напряжения статора по времени, по первой производной изменения тока ротора.

Регулятор АРВ СД обеспечивает нарастание напряжения на роторе при форсировке за время, не превышающее 0,05 с. Структурная схема подобного АРВ СД приведена на рис. 6.13.

Напряжение статора генератора $U_{\text{Г}}$ подводится от трансформатора напряжения ТН к блоку напряжения БН через блок компаундирования БКТ, который используется для создания необходимого статизма, обеспечивающего устойчивое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами. К блоку БКТ подводится ток статора генератора от трансформаторов тока ТТ.

Блок БН включает в себя измерительный элемент, который выявляет отклонения напряжения от заданной уставки $\Delta U_{\text{Г}}$, элемент релейной форсировки возбуждения РФ и дифференцирующее устройство $\partial U_{\text{Г}}$, которое выявляет скорость изменения отклонения $U'_{\text{Г}}$. Сигналы $\Delta U_{\text{Г}}$, РФ и $U'_{\text{Г}}$ подаются на суммирующий магнитный усилитель У1. Уставка напряжения, которое должен поддерживать регулятор, задается с помощью потенциал-регулятора УПР, имеющего ручное и дистанционное управление.

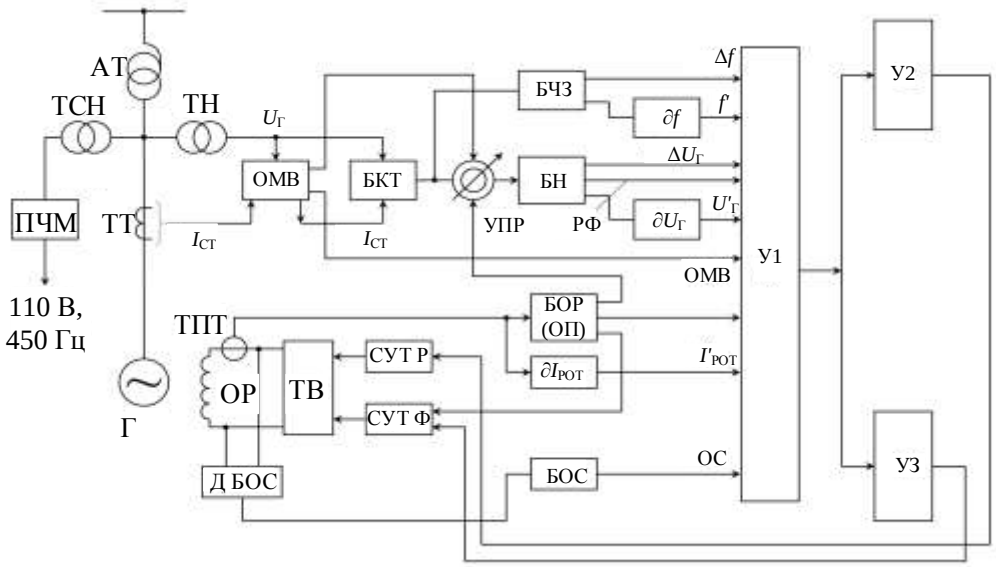


Рис. 6.13. Структурная схема АРВ СД

Напряжение от ТН генератора подводится также к блоку частоты и защиты БЧЗ. Имеющийся в БЧЗ измерительный элемент выявляет отклонение частоты от нормального значения и формирует сигнал Δf. Одновременно дифференцирующее устройство df выявляет скорость изменения частоты f'. Оба эти параметра поступают в усилитель У1.

Для предотвращения ложных воздействий на систему возбуждения генератора по каналам U' и f' при внезапных сбросах нагрузки, отключении КЗ и в других случаях, когда возможны резкие изменения напряжения или частоты, предусмотрены защитные блокировки, отключающие эти каналы.

Для ограничения тока ротора генератора при форсировке и для предотвращения длительной перегрузки ротора регулятор содержит специальный блок ограничения (ограничитель перегрузки) БОР (ОП).

При форсировке возбуждения и увеличении тока ротора генератора до $(1,8 \div 2)\, I_{РОТ.НОМ}$ блок БОР (ОП) воздействует непосредственно на систему управления форсировочной группы тиристоров СУТ Ф, не допуская увеличения тока ротора выше двукратного значения. Ток ротора подводится к блоку БОР (ОП) от трансформатора постоянного тока ТПТ или от трансформаторов тока, устанавливаемых в фазах выпрямительного трансформатора, питающего тиристорные преобразователи. Ограничитель перегрузки ОП блока БОР (ОП) срабатывает с выдержкой времени, зависящей от кратности перегрузки к номинальному току ротора, и воздействует на снижение тока ротора через суммирующий усилитель У1 и путем изменения уставки АРВ СД потенциал-регулятором УПР.

Канал регулирования по скорости изменения тока ротора генератора $I'_{\text{РОТ}}$ образуется дифференцирующим устройством $\partial I_{\text{РОТ}}$, к которому подводится ток ротора генератора от трансформатора постоянного тока ТПТ. Сигнал от $\partial I_{\text{РОТ}}$ подается на усилитель У1.

Для стабилизации процесса регулирования возбуждения генератора в АРВ СД применена обратная связь по скорости изменения напряжения ротора $U'_{\text{РОТ}}$. Напряжение ротора генератора через делитель напряжения ДБОС подводится к блоку обратной связи БОС, который по своим выходным цепям воздействует на усилитель У1.

Суммирующий магнитный усилитель производит суммирование и усиление всех сигналов, поступающих на его вход. Суммарный сигнал с его входа поступает на операционные усилители У2 и У3, которые воздействуют на системы управления форсировочной и рабочей групп тиристорных выпрямителей генератора СУТ Ф и СУТ Р. Питание магнитных усилителей У1, У2 и У3, а также блока БЧЗ осуществляется от магнитного преобразователя частоты ПЧМ, на вход которого подается напряжение от трансформатора собственных нужд ТСН, а с выхода снимается напряжение 110 В, 450 Гц.

6.9. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности на электростанциях

Из принципов действия рассмотренных АРВ следует, что все применяемые в настоящее время системы автоматического регулирования возбуждения, кроме основного канала регулирования по отклонению регулируемого параметра ($\Delta U = U - U_0$, где U – текущее значение напряжения на выводах генератора; U_0 – задаваемая уставка), содержат, как правило, канал регулирования по главному возмущению, которым является ток нагрузки генератора, главным образом его размагничивающая реактивная составляющая. Поэтому аналитическое выражение базовых частей закона регулирования имеет вид

$$U = U_0 \pm s I_{\text{Р}},$$

где $I_{\text{Р}}$ – реактивный ток генератора; s – статизм регулирования.

В зависимости от значения и знака s, изменяя U_0, можно получить семейство представленных на рис. 6.14 характеристик АРВ.

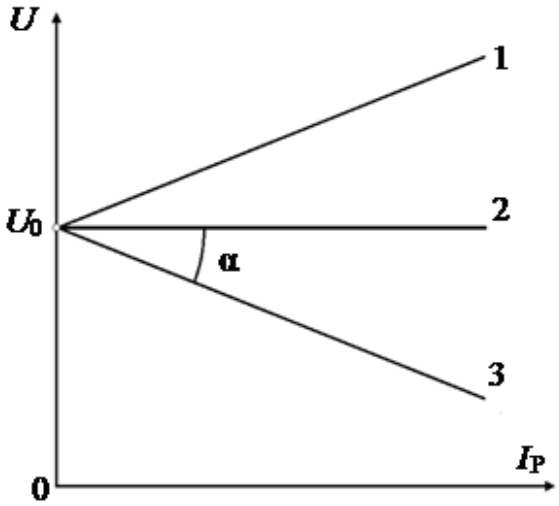


Рис. 6.14. Характеристики АРВ

При $s = 0$ АРВ реализует регулирование U вне зависимости от тока нагрузки генератора, и если при этом обеспечивается $U = U_0$, соответственно $\Delta U = 0$, то осуществляется автоматическое регулирование согласно характеристике *2*.

При $s \neq 0$ и положительном $s = \mathrm{tg}\,\alpha = \dfrac{\Delta U}{\Delta I_{\mathrm{P}}}$ реализуется регулирование по статической характеристике вида *1*, а при отрицательном s – по характеристике вида *3*. В относительных единицах

$$s_* = \frac{\Delta U}{U_{\mathrm{НОМ}}} \Bigg/ \frac{\Delta I_{\mathrm{P}}}{I_{\mathrm{P\,НОМ}}} = \frac{\Delta U_*}{\Delta I_{\mathrm{P}*}}$$

и для $\Delta I_{\mathrm{P}*} = 1{,}0$ получаем $s_* = \Delta U_*$, т.е. статизм равен относительному изменению напряжения генератора при изменении его нагрузки от нуля до номинальной.

АРВ генераторов, работающих на сборные шины электростанции, настраиваются обычно на статическую характеристику с $s = 4 \div 5\ \%$, которой соответствует уменьшение U на $4 \div 5\ \%$ при изменении тока от $I_{\mathrm{P}} = 0$ до $I_{\mathrm{P}} = I_{\mathrm{P\,НОМ}}$.

Из вышеизложенного следует, что регулирование напряжения на шинах электростанции и распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами возможно путем соответствующих настроек АРВ генераторов: U_0, s и управления ими. При этом учитывается, что в блочных схемах аналогом s является также сопротивление X_{T} блочных трансформаторов. При астатической настройке АРВ одного из параллельно работающих генераторов вся реактивная

нагрузка воспринимается этим генератором. Если астатическую характеристику имеют АРВ нескольких параллельно работающих генераторов, то распределение реактивной нагрузки между ними теоретически становится неопределенным и необходимы дополнительные специальные устройства принудительного ее распределения. В связи с этим астатически могут настраиваться АРВ блочных генераторов, где статизм и соответственно распределение реактивной нагрузки обеспечивается за счет коэффициентов статизма, определяемых значением $x_{\text{Т}}$ блочных трансформаторов. При необходимости частичной компенсации падений напряжений на $x_{\text{Т}}$ АРВ настраиваются на соответствующие статические характеристики с отрицательным s .

6.10. Групповое управление возбуждением генераторов

Групповое управление применяется для одновременного регулирования генераторами напряжения и заданного распределения между ними реактивной нагрузки. При этом управление осуществляется одновременным изменением уставок U_0 каналов регулирования по отклонению ΔU АРВ генераторов и регулированием по отклонению возмущающего воздействия – реактивного тока генераторов относительно его среднего значения.

Наличие последнего канала регулирования позволяет более точно и стабильно распределять реактивную нагрузку между параллельно работающими генераторами независимо от идентичности характеристик генераторов и их систем возбуждения. Характеристики, иллюстрирующие групповое управление возбуждением, изображены на рис. 6.15.

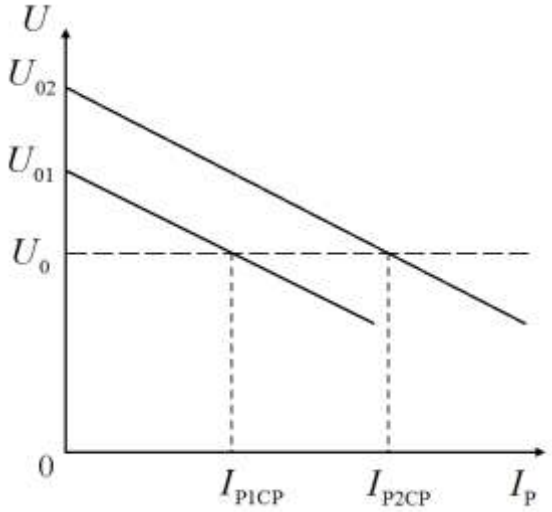


Рис. 6.15. Характеристики, иллюстрирующие групповое управление возбуждением

6.11. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях

Отклонение напряжения от номинального является одним из основных показателей качества электроэнергии. Допустимые отклонения напряжения в среднем составляют ±5 %.

Напряжение у потребителя, подключенного к какой-либо точке электрической распределительной сети, зависит:

- от напряжения на шинах электростанции питающей сети, т.е. основной сети энергосистемы;
- коэффициентов трансформации трансформаторов, установленных между питающими и распределительными сетями;
- потери напряжения в сетях, зависящей от их схемы и параметров, от величины нагрузок, от места подключения и режима работы источников реактивной мощности.

При наличии регулируемых под нагрузкой трансформаторов (трансформаторов с РПН) между питающими и распределительными сетями поддержание напряжения у потребителя на нормальном уровне обеспечивается комплексом средств, установленных в распределительных сетях. Задача же регулирования напряжения в питающих сетях – обеспечить экономичный режим по условию минимума потерь активной мощности. При отсутствии в распределительных сетях достаточного количества трансформаторов с РПН для регулирования напряжения в этих сетях в определенных пределах могут привлекаться средства регулирования основных питающих сетей.

Применяются следующие способы регулирования напряжения в распределительных сетях:

- встречное регулирование напряжения на шинах электростанций (регулирование с отрицательным статизмом по величине определяющих нагрузок);
- регулирование коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов с РПН, вольтодобавочных агрегатов;
- регулирование мощности компенсирующих устройств, включенных в точке, где регулируется напряжение (синхронные компенсаторы и двигатели, управляемые батареи статических конденсаторов);
- изменение реактивности управляемых реакторов;
- применение статистических источников реактивной мощности, обеспечивающих плавное регулирование реактивной мощности со значительно большей скоростью, чем синхронные компенсаторы.

Автоматическое регулирование напряжения трансформаторами с РПН осуществляется изменением коэффициента трансформации путем

переключения ответвлений обмоток, т.е. ступенчато. Ступень регулирования отечественных трансформаторов $\Delta U_{СТ} = (1,25 \div 2,5)\% \cdot U_{НОМ}$.

На трансформаторах с РПН устанавливаются автоматические регуляторы напряжения. Эти регуляторы имеют зону нечувствительности и выдержку времени.

Зона нечувствительности $\Delta U_{НЕЧ}$ выбирается так, чтобы после переключения ответвлений трансформатора на одну ступень изменение регулируемого напряжения было меньше величины $\Delta U_{НЕЧ}$:

$$\Delta U_{СТ} < U_{НЕЧ} = \Delta U_{В} + \Delta U_{Н},$$

где $\Delta U_{НЕЧ} = (1,1 \div 1,2)\Delta U_{СТ}$.

В противном случае напряжение после переключения может выйти за противоположную границу зоны нечувствительности и произойдет излишнее действие регулятора в обратном направлении (рис. 6.16).

Выдержка времени необходима для предотвращения переключений при кратковременных выходах напряжения из зоны нечувствительности регулятора.

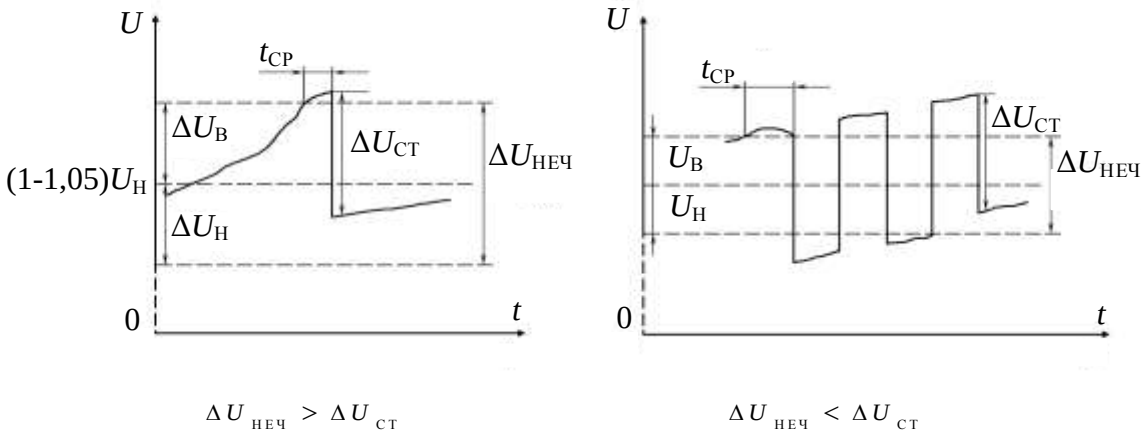


Рис. 6.16. Диаграммы, иллюстрирующие автоматическое регулирование напряжения в электрически сетях

Величина $t_{СР}$ – обычно 1–3 мин. Наряду с регуляторами, имеющими независимую выдержку времени, используются АРН с ограниченно зависимой временно́й характеристикой.

На рис. 6.17 приведена функциональная схема регулятора напряжения двухобмоточного трансформатора с РПН. Регулятор присоединяется к измерительным трансформаторам TV и TA через промежуточные трансформаторы TLV и TLA. При отклонениях напряжения два выходных реле регулятора посылают в привод переключателя ответвлений сигналы «выше» (P1) и «ниже» (P2) с выдержкой времени, создаваемой

органом выдержки времени ОВВ. При аварийных снижениях напряжения на 20–30 % сигнал «выше» блокируется.

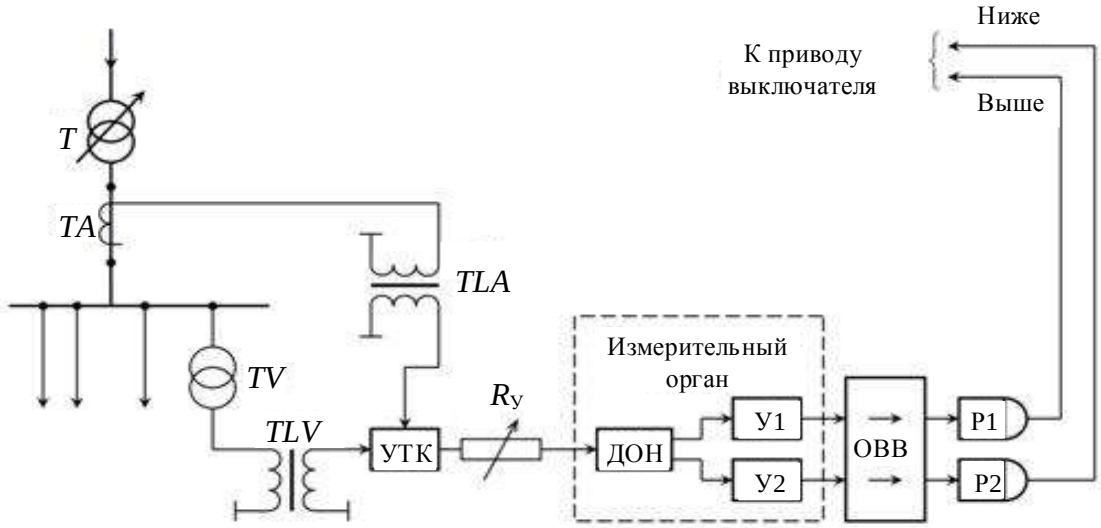


Рис. 6.17. Функциональная схема регулятора напряжения двухобмоточного трансформатора с РПН

Измерительный орган регулятора (датчик отклонения напряжения ДОН) может реагировать на изменение:

- значения напряжения в месте установки регулятора (при отключенном УТК);
- значения геометрической суммы напряжения в месте установки регулятора и падения напряжения от тока линии в эквивалентном сопротивлении УТК (токовая компенсация падения напряжения в линии);
- значения напряжения в месте установки регулятора с коррекцией от тока в питающей линии.

Усилитель с релейной характеристикой У1 реагирует на значение $U_{\text{вых1дон}}$ при $U_{\text{вых1}} < 0$; У2 – на значение $U_{\text{вых2дон}}$ при $U_{\text{вых1}} > 0$. В пределах $U_{\text{вх дон}}$, определяющего зону нечувствительности регулятора, У1 и У2 не действуют.

Устройство токовой компенсации УТК осуществляет имитацию падения напряжения в распределительной сети от центра питания, где установлен регулятор, до точки, в которой нужно поддерживать напряжение. Активное и индуктивное сопротивления сети могут имитироваться различными по характеру сопротивлениями, например только активными, а необходимые фазы составляющих падения напряжения получают подбором соответствующих фаз тока.

Автоматическое изменение емкости батарей конденсаторов осуществляется устройствами, подобными рассмотренному, т.е. устройствами дискретного действия с определенной зоной нечувствительности.

Трехфазная конденсаторная батарея емкостью C в фазе является источником реактивной мощности $Q_{\text{К}} = U^2 \omega C$. Батарея состоит из секций, каждая из которых включается своим выключателем.

При увеличении реактивной нагрузки подстанции напряжение на ее шинах снижается. При снижении напряжения до $U_{\text{СР.Н}}$, соответствующего нижней границе зоны нечувствительности, регулятор включает очередную секцию конденсаторов, что приводит к повышению напряжения на $\Delta U_{\text{СТ}}$. В простейшем случае

$$\Delta U_{\text{СТ}} \approx \frac{x_{\text{л}}}{U_{\text{НОМ}}} Q_{\text{к}i},$$

где $x_{\text{л}}$ – сопротивление питающей линии; $Q_{\text{к}i}$ – реактивная мощность одной секции конденсаторов.

При повышении напряжения до $U_{\text{СР.В}}$, соответствующего верхней границе зоны нечувствительности, регулятор отключает очередную секцию, что приводит к снижению напряжения на $\Delta U_{\text{СТ}}$.

График изменения напряжения на шинах подстанции в зависимости от ее реактивной нагрузки при изменении емкости батареи, состоящей из четырёх секций, показан на рис. 6.18.

Пределы колебания напряжения зависят от мощности каждой секции конденсаторов. Снижая мощность секции и соответственно увеличивая число секций, можно уменьшить пределы колебания напряжения.

Регулирование может осуществляться в зависимости от напряжения на входе регулятора, как уже рассмотрено, или в зависимости от значения и знака реактивной мощности, проходящей по питающей линии, а также от комбинированного воздействия указанных величин.

Регулирование возбуждения синхронного компенсатора. Синхронный компенсатор работает в режиме выдачи или потребления реактивной мощности, в зависимости от значения тока возбуждения. Изменяя ток возбуждения синхронного компенсатора, можно изменять величину и знак потери напряжения в питающей линии, регулируя тем самым напряжение на приемной подстанции в необходимых пределах. Обычно СК регулируют напряжение на шинах приемной подстанции по астатической характеристике.

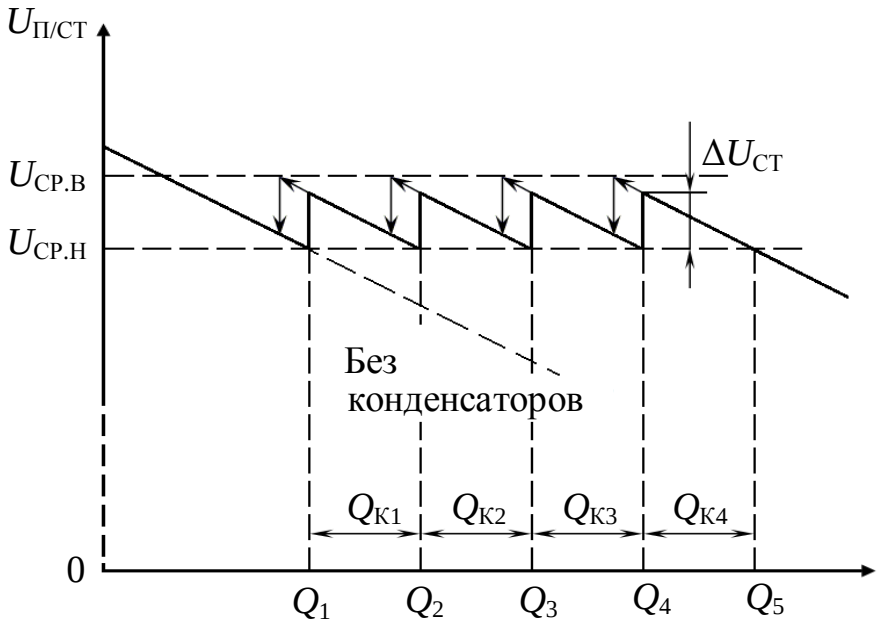


Рис. 6.18. График изменения напряжения на шинах подстанции в зависимости от ее реактивной нагрузки при изменении емкости батареи, состоящей из четырёх секций

Схемы АРВ синхронных компенсаторов аналогичны применяемым для синхронных генераторов. Система совместного регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности. Регулятор напряжения и реактивной мощности, так называемый *UQ*-регулятор (*UQ*-Р), обеспечивает регулирование напряжения на шинах подстанций и загрузку трансформаторов реактивной мощностью в заданных пределах для обеспечения высокого КПД, работы линий электропередачи. Он воздействует на изменение коэффициента трансформации трансформаторов с РПН, мощности источников реактивной мощности (поперечно включенных конденсаторов и реакторов) и возбуждения генераторов одной из основных электростанций, связанных с данной подстанцией. Желаемые уровни параметров режима U_0 и Q_0 подаются на *UQ*-Р с центрального вычислительного устройства, применяемого одновременно для автоматического распределения активных нагрузок. Таким образом, вычислительное устройство координирует работу местных устройств регулирования напряжения и реактивной мощности.

7. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Частота является одной из важнейших характеристик электрической энергии. При изменении частоты у большинства потребителей, содержащих синхронные и асинхронные двигатели, меняется электромашинная мощность и соответственно производительность. Существенное влияние оказывает отклонение частоты на работу самой энергосистемы. Отношение в относительных единицах $\frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} = K_{\text{Н}}$ называется коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки. По правилам технической эксплуатации необходимо поддерживать частоту 50 ± 0,1 Гц (допускается временная работа с отклонением частоты ± 0,2 Гц).

Отклонение частоты является следствием нарушения баланса мощностей турбины и генератора (нагрузки). В установившемся режиме при неизменном открытии регулирующего органа и частоте вращения мощность турбины равняется электромагнитной мощности генератора (включая потери): $P_{\text{турб. уст}} = P_{\text{г. уст}}$. Изменение нагрузки на величину $\Delta P_{\text{Н}}$ приводит к отклонению частоты вращения агрегата. Этот процесс отписывается известным уравнением

$$\Delta P_{\text{Н}} = T\frac{d\omega}{dt} + D\Delta\omega,$$

где T – постоянная времени агрегата; ω – частота вращения; D – коэффициент демпфирования.

В первый момент возмущения $\Delta\omega = 0$, поэтому $\frac{d\omega}{dt} = -\frac{\Delta P_{\text{Н}}}{T}$. При увеличении нагрузки появляется отрицательное ускорение и частота вращения агрегата уменьшается. Если $\Delta P_{\text{Н}} < 0$, то $\frac{d\omega}{dt} > 0$ и частота вращения агрегата возрастает. Таким образом, при постоянном открытии регулирующего органа турбины изменение потребления электрической энергии происходит за счет кинетической энергии агрегата.

С течением времени накапливается отклонение частоты вращения, вследствие чего, согласно $K_{\text{Н}}$, меняются нагрузка потребителей и мощность турбины. Это обстоятельство учитывается в уравнении коэффи-

циентом демпфирования D . В новом установившемся режиме $\left(\frac{d\omega}{dt} = 0\right)$ величина отклонения определяется выражением $\Delta\omega = \frac{P_{\text{Н}}}{D}$.

Для поддержания частоты вращения на заданном уровне необходимо все время сохранять баланс мощностей турбины и нагрузки. Если нагрузка меняется на $\Delta P_{\text{Н}}$, то и мощность турбины должна измениться на $\Delta P_{\text{турб}} = \Delta P_{\text{Н}}$.

Рассмотренное поведение одного изолированного агрегата, работающего на свою нагрузку, справедливо и для нескольких агрегатов, работающих параллельно на общую нагрузку. Так, для энергосистемы, состоящей из большого числа турбо- и гидрогенераторов, в первый момент изменения нагрузки (при неизменном открытии регулирующих органов) она покрывается за счет кинетической энергии всех вращающихся масс системы. При увеличении нагрузки кинетическая энергия и частота вращения агрегатов понижаются. Снижение нагрузки приводит к увеличению частоты вращения и кинетической энергии вращающихся масс системы.

Так как нагрузка системы все время меняется, то для поддержания постоянства частоты вращения агрегатов системы необходимо менять мощности, развиваемые турбинами так, чтобы все время сохранялся баланс мощностей, вырабатываемой и потребляемой. Такое непрерывное сохранение баланса мощностей в энергосистеме должно выполняться автоматически. Для этой цели все турбины снабжаются специальными регуляторами частоты вращения.

В энергосистеме, помимо сохранения баланса мощностей, возникает задача распределения нагрузок между отдельными агрегатами. Решить ее только с помощью регуляторов частоты вращения нельзя. Для этой цели в энергосистемах используют дополнительные регуляторы – регуляторы частоты и мощности.

7.1. Автоматические регуляторы частоты вращения турбин

Регулятор частоты вращения является первичным регулятором турбины и автоматически изменяет движущий момент турбины, воздействуя через регулирующий орган на впуск энергоносителя (пара, газа, воды). В качестве регулирующего органа тепловой турбины применяются регулирующие клапаны, а гидротурбины – направляющий аппарат.

Первоначально первичный регулятор имел одно целевое назначение – поддержание в заданных пределах частоты вращения (угловой

скорости) турбины и, следовательно, частоты переменного тока при колебаниях нагрузки. В современных энергосистемах первичный регулятор турбины является одним из основных элементов общей системы регулирования режима по частоте и активной мощности. Его целевое назначение расширилось – помимо регулирования частоты он участвует в автоматическом перераспределении активных нагрузок между агрегатами.

Применяемые АРЧВ выполняются как регуляторы косвенного действия с гидравлическими усилителями и, несмотря на существенные конструктивные отличия, имеют одинаковую функциональную схему (рис. 7.1).

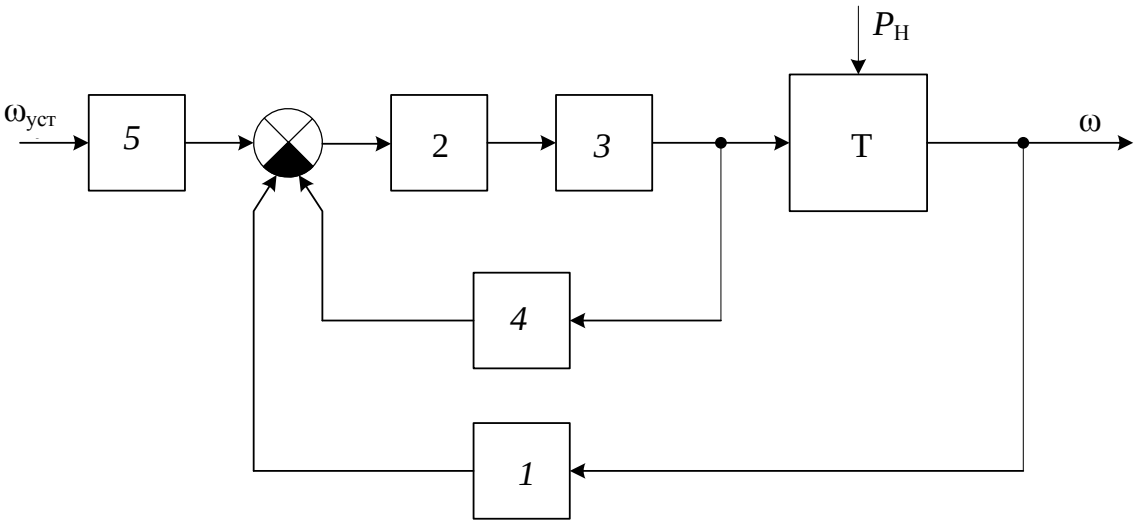


Рис. 7.1. Функциональная схема регулятора косвенного действия с гидравлическим усилителем

АРЧВ содержит:

- измерительное устройство *1* – датчик отклонения частоты вращения агрегата от заданного значения, отклонения частоты напряжения, ускорения или других параметров регулирования;
- усилительно-преобразовательное устройство *2* – магнитные и гидравлические усилители;
- гидравлический исполнительный механизм (ГИМ) *3*, воздействующий через регулирующий орган турбины (Т) на изменение впуска энергоносителя;
- устройство коррекции *4* – жесткая (*4*') и гибкая (*4*") обратные связи по положению главного или вспомогательного ГИМ;
- задающее устройство *5* – механизм изменения частоты вращения – МИЧВ (иначе – механизм изменения скорости вращения – МИСВ, чис-

ла оборотов – МИЧО, механизм регулирования оборотов – МРО, механизм управления турбиной – МУТ).

Различают следующие типы АРЧВ:

- центробежные, использующие в качестве датчика частоты вращения центробежный маятник;
- гидродинамические, использующие в качестве датчика частоты вращения центробежный насос, создающий давление масла, зависящее от частоты вращения турбины; центробежные и гидродинамические регуляторы называют гидромеханическими;
- электрогидравлические, использующие электрические элементы для построения измерительного устройства, предварительного усилителя, устройства коррекции и задающего устройства.

Центробежный регулятор частоты вращения

Принципиальная схема центробежного регулятора частоты вращения с жесткой обратной связью показана на рисунке, где нумерация элементов соответствует функциональной схеме (рис. 7.2).

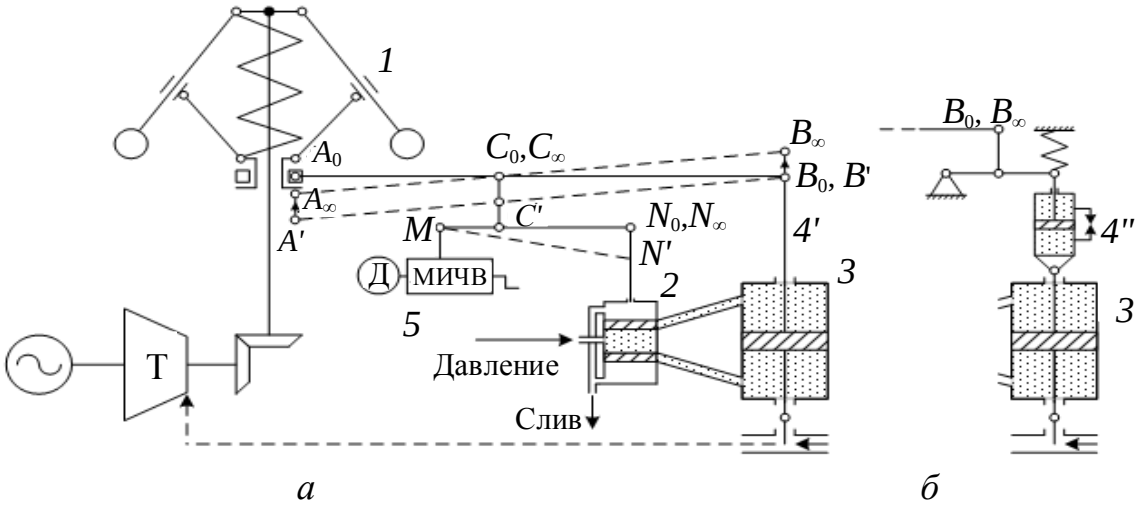


Рис. 7.2. Принципиальная схема центробежного регулятора частоты вращения: *а* – с жесткой обратной связью; *б* – с гибкой обратной связью

При изменении частоты вращения турбины Т, например в сторону уменьшения, центробежный маятник *1* перемещает муфту из A_0 в положение *A*', а поршень золотникового усилителя *2* – из среднего положения вниз. Масло под давлением начинает поступать в нижнюю полость гидравлического исполнительного механизма (ГИМ) *3*, а из верхней полости идет на слив. Поршень ГИМ, перемещаясь, воздействует на регу-

лирующий орган турбины, увеличивая впуск энергоносителя. Это регулирующее воздействие способствует увеличению частоты вращения, т.е. перемещению точек *A* и *C* рычага *AB* из *A*' и *C*' вверх. Одновременно на перемещение точки *C* оказывает влияние перемещение поршня ГИМ благодаря жесткой обратной связи 4'. Связь между перемещениями точек *A*, *B* и *C* из исходного положения

$$\Delta C = \Delta A \frac{BC}{AB} + \Delta B \frac{AC}{AB}.$$

Регулирование продолжается, пока поршень золотникового усилителя *2*, а следовательно и точка *C*, не займут вновь нейтральное положение, при котором окна золотника закрыты, т.е. в установившемся режиме $\Delta C = 0$, $\Delta A + \frac{AC}{BC}\Delta B = 0$. Можно принять, что $\Delta A \approx k_1'\Delta\omega = k_1\Delta f$, $\Delta B \approx k_2\Delta P$, тогда условие установившегося режима (закон регулирования агрегата)

$$\Delta f + s\Delta P = 0,$$

где $s = \frac{k_2}{k_1}\frac{AC}{BC}$ – положительный коэффициент статизма.

Если отключить жесткую обратную связь ($\Delta P = 0$), то $\Delta f = 0$, однако регулирование будет неустойчивым, так как поршень золотника будет занимать нейтральное положение при отсутствии баланса мощностей турбины и нагрузки.

Для смещения характеристики регулирования частоты вращения (зависимости f от активной нагрузки) вдоль оси f служит механизм изменения частоты вращения МИЧВ. Перемещая с помощью МИЧВ точку *M* вверх (вручную или автоматически с использованием двигателя Д), воздействуют на поршень золотника, перемещая его вниз. Увеличение впуска энергоносителя приведет к увеличению частоты вращения при работе генератора на изолированную нагрузку. При работе генератора в энергосистеме (при неизменной частоте) с помощью МИЧВ можно изменять нагрузку агрегата в пределах его регулировочного диапазона.

Для астатического регулирования частоты (характеристика вида *I*, рис. 7.3) применяют вместо жесткой *4*' гибкую обратную связь *4*", состоящую из гидравлического демпфера (цилиндр, заполненный маслом, с поршнем; верхняя и нижняя полости цилиндра сообщаются через трубку с малым регулируемым отверстием) и пружины, образующих так называемое изодромное устройство.

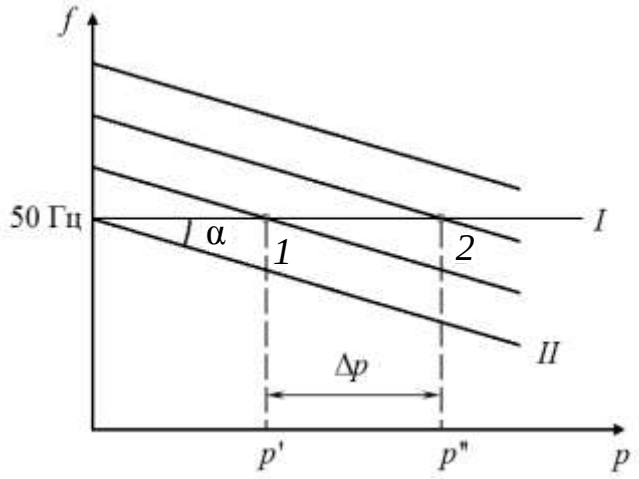


Рис. 7.3. Характеристики регулятора частоты вращения при различных значениях скольжения *s*

После изменения нагрузки турбины изодромное устройство в начале процесса регулирования ведет себя как жесткая обратная связь (поршень не может быстро переместиться в цилиндре демпфера), чем предотвращается перерегулирование. Затем под действием пружины, стремящейся вернуться в первоначальное недеформированное состояние, поршень постепенно перемещается, вытесняя масло из одной полости демпфера в другую. Процесс регулирования закончится тогда, когда поршень золотника и поршень демпфера займут первоначальное положение, т.е. $\Delta C = 0$, $\Delta B = 0$, а следовательно, $\Delta A = 0$. Последнее свидетельствует о том, что частота вращения турбины вернулась к первоначальному значению.

Гибкая обратная связь *4*" может применяться вместе с жесткой *4*' обратной связью для улучшения качества процесса регулирования.

Структурная схема АСР частоты вращения с гибкой *4*" и жесткой *4*' обратными связями изображена на рис. 7.2.

Звенья структурной схемы и соответствующие звенья функциональной схемы обозначены одинаковыми номерами. Поскольку золотниковый усилитель *2* и ГИМ *3* только совместно обладают направленностью действия, они объединены в одно звено.

7.2. Электрогидравлический регулятор частоты вращения

В отличие от гидромеханических регуляторов измерительное и задающее устройства, органы обратной связи и предварительный усилитель выполнены на электрических элементах. Это упрощает гидромеханическую схему и позволяет просто вводить в схему регулирования дополнительное воздействие по ускорению агрегата и сигналы от внешних

устройств, например: от устройства распределения активной мощности, от частотного корректора и др. (рис. 7.4).

Схема питается от вспомогательного генератора ВГ, установленного на одном валу с турбиной. Частота напряжения $U_{\text{ВХ}}$ пропорциональна частоте вращения агрегата и при номинальной частоте равна 50 Гц.

В качестве измерительного устройства используется параллельный контур L1, C1, настроенный в резонанс на частоту 50 Гц, с трансформатором Тр1 и емкостью C2. При номинальной частоте вращения напряжение на вторичной обмотке трансформатора Тр1 практически равно нулю из-за большого сопротивления контура. При отклонении частоты вращения от номинальной сопротивление контура L1, C1 уменьшается и на вторичной обмотке трансформатора появляется напряжение $\dot{U}_1$, действующее значение и фаза которого зависят от абсолютного значения и знака отклонения частоты. Если частота увеличивается ($\Delta f > 0$), через контур течет ток, создающий на емкости C2 напряжение $\dot{U}_1$, совпадающее по фазе с $\dot{U}_{\text{ВХ}}$. Таким образом, измерительное устройство является датчиком отклонения частоты, так как $U_1 \approx k_1 \Delta f$.

Потенциометрический датчик П1 с трансформатором Тр2 образуют механизм изменения частоты вращения МИЧВ; $U_2 = U_{20} + k_2 \Delta f_{\text{УСТ}}$. Датчик П2 с трансформатором Тр3 являются элементами жесткой обратной связи по положению главного исполнительного механизма ГИМ (по положению a регулирующего органа турбины); $U_3 = U_{30} + k_3' \Delta\alpha \approx U_{30} + k_3 \Delta P$, где ΔP – изменение мощности турбины.

Результирующее напряжение в диагонали фазочувствительной системы, образованной трансформатором Тр4 и выпрямительными мостами В1 и В2, представляет собой сумму напряжений, коллинеарных $\dot{U}_{\text{ВХ}}$. Поэтому

$$U_{\text{РЕЗ}} = \pm U_1 - U_2 + U_3 ; \; U_{\text{В1}} = U_{\text{ВХ}} + U_{\text{РЕЗ}} ; \; U_{\text{В1}} = U_{\text{ВХ}} - U_{\text{РЕЗ}} .$$

Токи выхода фазочувствительной схемы подаются на магнитный или электронный усилитель-сумматор У навстречу друг другу. Усилитель-сумматор воздействует на уравновешенный пружиной П электромагнитный привод ЭП, преобразующий электрические сигналы в механические, поступающие на гидравлический усилитель ГУ1. Гидравлический усилитель ГУ2 и ГИМ представляют собой обычную гидромеханическую систему, действующую на открытие или закрытие направляющего аппарата.

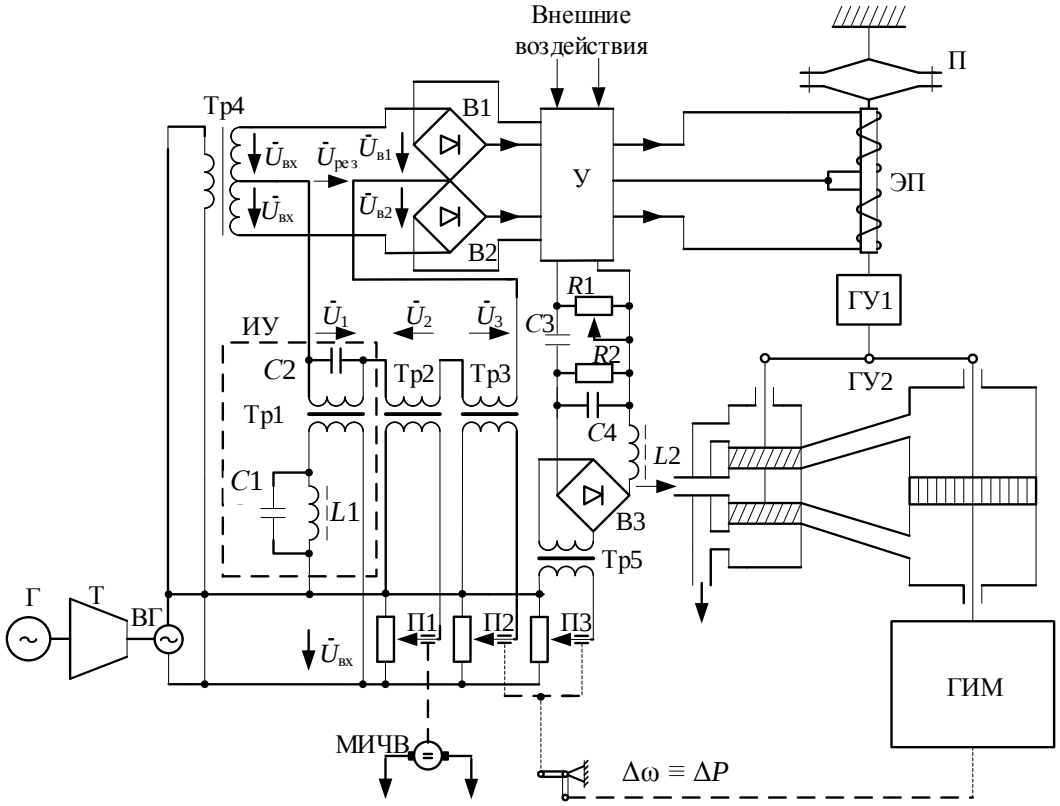


Рис. 7.4. Принципиальная схема электрогидравлического регулятора частоты вращения

Гибкая обратная связь в данном регуляторе осуществляется через датчик П3, механически связанный с реализующим органом турбины. Датчик подключен к трансформатору Тр5, напряжение вторичной обмотки которого выпрямляется выпрямителем В3, сглаживается фильтром L2, C4, R2 и через дифференцирующую цепь C3, R1 подается на один из входов усилителя-сумматора. Гибкая электрическая обратная связь оказывает на систему регулирования такое же действие, как и изодромная обратная связь в гидромеханическом регуляторе. Время действия обратной связи зависит от постоянной времени дифференцирующей цепи и может регулироваться резистором R1.

Условие равновесия регулятора при отсутствии внешних воздействий на У: $U_{РЕЗ} = 0$. Поэтому в исходном установившемся режиме при $\Delta f = 0$ и $U_{20} = U_{30}$, а закон регулирования имеет вид

$$k_1 \Delta f - k_2 \Delta f_{УСТ} + k_3 \Delta P = 0 .$$

Для астатической настройки регулятора следует отключить связь между П2 и ГИМ. Тогда $k_3 \Delta P = 0$ и $\Delta f = 0$, если нет воздействия на МИЧВ ($\Delta f_{УСТ} = 0$).

Регуляторы турбин, имеющие статическую настройку, обеспечивают в энергосистеме регулирование частоты с положительным статизмом. Регулятор с астатической настройкой может использоваться для астатического регулирования частоты одним агрегатом или группой агрегатов.

7.3. Распределение нагрузки между агрегатами

Для поддержания частоты вращения агрегата следовало бы настраивать регуляторы астатически. Однако для однозначности распределения активных нагрузок настройка характеристик должна быть выполнена по статическому закону.

Коэффициенты статизма характеристик регулятора задаются в относительных единицах, причем за относительное приращение мощности, равное единице, выбирают номинальную мощность агрегата. Поскольку мощности агрегатов различны, то при оперировании с коэффициентами статизма для целей нахождения распределения нагрузки системы между отдельными агрегатами эти коэффициенты необходимо пересчитать к единой базисной мощности. За базисную мощность следует принять суммарную мощность системы P_Σ. Так, если $s_{n*} = \dfrac{\Delta f_*}{\Delta P_{*n}}$, то

$$s_{n\text{б}*} = \frac{\Delta f_*}{\Delta P_{*n}} \frac{P_n}{P_\Sigma} = s_{n*} \frac{P_\Sigma}{P_n},$$

где s_{n*} – статизм *n*-го агрегата, о.е.; $s_{n\text{б}*}$ – статизм *n*-го агрегата, о.е. пересчитанный к базисной мощности; P_n – мощность *n*-го агрегата; P_Σ – мощность системы.

Если все *n* агрегатов имеют статические характеристики, то характеристика всей системы будет также статической. Коэффициент статизма системы будет

$$s_{n*} = \frac{\Delta f_*}{\Delta P_{\Sigma *}}.$$

Учитывая, что

$$\Delta P_{\Sigma *} = \frac{\Delta P_{1*} P_1}{P_\Sigma} + \frac{\Delta P_{2*} P_2}{P_\Sigma} + \cdots + \frac{\Delta P_{n*} P_n}{P_\Sigma},$$

получим

$$s_* = \frac{\Delta f_*}{\frac{\Delta P_{1*} P_1}{P_\Sigma} + \frac{\Delta P_{2*} P_2}{P_\Sigma} + \cdots + \frac{\Delta P_{n*} P_n}{P_\Sigma}},$$

откуда

$$s_* = \frac{1}{\frac{1}{s_{1б*}} + \frac{1}{s_{2б*}} + \cdots + \frac{1}{s_{nб*}}},$$

При изменении нагрузки на $\Delta P_{\Sigma *}$ частота изменится на величину $\Delta f_* = s_* \Delta P_{\Sigma *}$. С учетом этого изменение мощности отдельных агрегатов

$$\Delta P_{n*} = \frac{\Delta f}{s_{n*}} = \frac{\Delta P_{\Sigma * s*}}{s_{n*}}$$

или

$$\Delta P_{n*} = \frac{\Delta P_{\Sigma *}}{s_{n*}\left(\frac{1}{s_{1б*}} + \frac{1}{s_{2б*}} + \cdots + \frac{1}{s_{nб*}}\right)}.$$

Из формулы следует, что распределение нагрузки происходит обратно пропорционально статизму характеристик регулирования. Если хотя бы один из агрегатов системы имеет астатическую характеристику, характеристика всей системы будет также астатической. В этом случае (при любых изменениях нагрузки) частота системы меняться не будет, а агрегаты, имеющие статические характеристики, станут работать с постоянной нагрузкой. Все изменения нагрузки воспримет на себя агрегат с астатической характеристикой.

Если же в системе будет несколько агрегатов с астатическими характеристиками, характеристика системы также будет астатической. Однако распределение нагрузки между агрегатами, имеющими астатические характеристики, станет неопределенным. Поскольку нельзя допускать неопределенности в распределении нагрузки между агрегатами, регуляторы частоты вращения всех агрегатов должны быть настроены на статические характеристики.

7.4. Первичное и вторичное регулирование

Астатическое регулирование может быть получено двумя способами. Можно настроить сам регулятор частоты вращения астатически. Для этого необходимо коэффициент жесткой обратной связи сделать равным нулю, что достигается за счет изменения длины рычагов обрат-

ной связи, а также наличием интегрирующего элемента в схеме регулятора (сервомотор), не охваченного жесткой обратной связью. Возможен второй способ. Регулятор частоты вращения агрегата настраивается на статическую характеристику. Астатическое регулирование получается за счет смещения статической характеристики параллельно самой себе. С точки зрения статики регулирования между этими способами нет принципиальной разницы. Важен лишь факт, что в том и другом случае агрегат изменяет свою нагрузку на ΔP , а частота остается неизменной.

Смещение характеристики осуществляется воздействием на механизм изменения числа оборотов (МИЧО).

Управление агрегатом может быть ручным или автоматическим. В первом случае оператор вручную подает импульсы на двигатель МИЧО. Если агрегат работает изолированно, то это приводит к изменению частоты вращения агрегата. При параллельной работе на энергосистему, частота которой остается практически неизменной, импульсы на двигатель МИЧО смещают характеристику регулятора параллельно самой себе, за счет чего обеспечивается регулирование мощности агрегата. При автоматическом управлении импульсы на двигатель МИЧО подаются от специального регулятора. Такой регулятор и само регулирование называют вторичным.

Регулятор частоты вращения является первичным регулятором. Несомненно, деление регуляторов на первичные и вторичные условно. При подключении вторичного регулятора к регулятору частоты вращения они должны составлять единое целое для управления агрегатом, как при изолированной, так и параллельной работе. Наиболее часто применяют вторичные регуляторы, реагирующие на частоту и мощность. Для этого в регуляторах имеются измерительные элементы частоты и мощности, усилительные и исполнительные элементы.

Двигатель МИЧО является интегрирующим элементом структурной схемы. Наличие интегрирующего элемента делает систему вторичного регулирования астатической. Однозначность распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами с астатическими характеристиками достигается за счет введения в закон регулирования заданного значения мощности.

Одним из достоинств вторичного регулирования является то, что вторичный регулятор может реагировать на многие параметры и управлять агрегатом в их функции (частота, мощность станции, обменная мощность и т.д.). В то же время, подключение вторичного регулятора к регулятору частоты вращения усложняет схему регулирования и требует практических мер для обеспечения устойчивости регулирования.

Принципиально регулятор частоты вращения также может управлять агрегатом в функции многих параметров. Для этого необходимо подключить к маятнику дополнительные измерительные элементы, реагирующие на другие параметры. В этом случае астатическое регулирование достигается за счет сервомотора регулятора частоты вращения. Для этого жесткая обратная связь отключается. И здесь однозначность распределения нагрузок получается за счет введения в закон регулирования заданного значения мощности.

Подключение дополнительных измерительных элементов используют на тех станциях, которые привлекаются к регулированию частоты и мощности и на которых установлены обычные регуляторы частоты вращения.

7.5. Методы регулирования частоты в энергосистеме

Чтобы поддерживать частоту постоянной, необходимо сохранять баланс мощностей – потребляемой и генерируемой.

При регулировании частоты несколькими агрегатами, помимо основной задачи поддерживания частоты на заданном уровне, возникает задача распределения нагрузки между регулирующими агрегатами. Существует несколько методов регулирования частоты в энергосистемах. Различие методов заключается в том, каким образом определяется однозначность распределения нагрузки между регулирующими агрегатами. Чтобы иметь однозначное распределение нагрузки между агрегатами, необходимо в закон регулирования ввести заданную мощность, которую должен воспринять на себя агрегат в процессе регулирования.

Известные методы можно разделить на два вида – регулирование по мгновенному и интегральному отклонению частоты. В первом методе однозначность в распределении определяется тем, что сигнал заданного значения мощности вводится в закон регулирования в явном виде. В методе интегрального регулирования сигнал заданного значения мощности определяется косвенным путем – через интегральное отклонение частоты системы.

Исполнение регулирования по мгновенному отклонению имеет ряд разновидностей. Эти разновидности регулирования по мгновенному отклонению иногда называют самостоятельными методами ведущего генератора, ведущей станции и мнимостатических характеристик. Все они являются частным случаем регулирования частоты по мгновенному отклонению методом мнимостатических характеристик.

7.5.1. Регулирование по методу ведущего агрегата

Сущность метода заключается в том, что один из агрегатов системы настраивается по астатической, а все остальные – по статической характеристике. Агрегат, настроенный на астатическую характеристику, называют ведущим. Учитывая форму записи астатической и статической характеристик, закон регулирования по методу ведущего агрегата можем записать в следующем виде:

- для ведущего агрегата

$$\Delta f = 0;$$

- для остальных агрегатов системы:

$$\left.\begin{array}{l} \Delta f + s_2 \Delta P_2 = 0; \\ \Delta f + s_3 \Delta P_3 = 0; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ \Delta f + s_n \Delta P_n = 0. \end{array}\right\}$$

Поскольку один из агрегатов имеет астатическую характеристику, то характеристика всей системы будет также астатической. При астатической характеристике частота системы будет поддерживаться в пределах зоны нечувствительности регулятора ведущего агрегата на уровне 50 Гц.

При изменении нагрузки системы, не выходящем за пределы регулировочного диапазона ведущего агрегата, частота системы будет поддерживаться равной 50 Гц.

7.5.2. Метод ведущей станции

Основным недостатком метода ведущего генератора является то, что мощности одного генератора, как правило, недостаточно для покрытия неплановых нагрузок системы. Для увеличения регулировочного диапазона по мощности к регулированию частоты в системе привлекают не один ведущий генератор, а целую станцию, обычно гидростанцию. Такую станцию называют ведущей. Агрегаты на всех станциях, кроме ведущей, настраивают на статические характеристики. Агрегаты ведущей станции настраивают на астатические характеристики, при этом характеристика всей системы получается также астатической.

С точки зрения распределения нагрузки, ведущую станцию можно рассматривать как ведущий агрегат системы, следовательно, выводы, сделанные для метода ведущего агрегата, справедливы для этого случая.

Так, при изменении режима системы все изменения неплановой нагрузки будут приниматься агрегатами ведущей станции, отчего частота системы будет поддерживаться на уровне 50 Гц, а остальные станции будут работать с неизменной нагрузкой. При одновременной астатической настройке нескольких агрегатов распределение нагрузки между ними получается произвольным. Для устранения этого недостатка в закон регулирования вводится заданная мощность, которую должен брать на себя агрегат в процессе регулирования. Закон регулирования *n*-го агрегата ведущей станции запишется так:

$$\Delta f + k_{\text{р},n}(P_n - P_{\text{зд}\,n}) = 0\,,$$

где P_n – фактическая мощность *n*-го генератора; $P_{\text{зд}\,n}$ – заданная мощность; $k_{\text{р},n}$ – коэффициент регулирования по мощности.

Если агрегаты однотипные, заданным должно быть среднее значение мощности регулирующих агрегатов. Учитывая сказанное, закон регулирования агрегата ведущей станции можем записать так:

$$\Delta f + k_{\text{р},n}(P_n - \frac{\sum P_n}{n}) = 0\,,$$

где *n* – число регулирующих агрегатов станции.

Если агрегаты неоднотипны, то распределение нагрузки между регулирующими агрегатами ведущей станции должно быть неодинаковым. В этом случае на ведущей станции необходимо иметь специальное устройство распределения активной нагрузки, в функцию которого входит определение экономически выгодной нагрузки для каждого агрегата.

Преимуществом метода ведущей станции является его простота. Недостатком метода является то, что в крупных энергосистемах одна станция может не справиться с покрытием неплановой нагрузки системы. Следует отметить, что поскольку все неплановые изменения нагрузки воспринимаются ведущей станцией, то режим этой станции, а также всей системы в целом получается неэкономичным. Целесообразно неплановые изменения нагрузки распределять между несколькими станциями системы.

Случайные колебания частоты в энергосистеме ограничиваются действием первичных регуляторов, и применение для этих целей вторичного регулирования не требуется. Усредненная нагрузка системы изменяется в значительно бóльших пределах, следовательно, отклонения средней частоты, обусловленные этими изменениями нагрузки, не могут быть ограничены статически настроенными первичными регуляторами. Для этой цели и выделяются ведущие станции с астатической настройкой.

7.5.3. Метод мнимостатических характеристик

По методу мнимостатических характеристик к регулированию частоты могут одновременно привлекаться агрегаты нескольких станций системы.

Для однозначного распределения нагрузки между регулирующими агрегатами регулирование производится по закону

$$\left.\begin{array}{l} \Delta f + k_{\text{р}1}(P_1 - k_{\text{д}1}\sum^n P_n) = 0; \\ \Delta f + k_{\text{р}2}(P_2 - k_{\text{д}2}\sum^n P_n) = 0; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ \Delta f + k_{\text{р}n}(P_n - k_{\text{д}n}\sum^n P_n) = 0, \end{array}\right\}$$

где Δf – отклонение частоты; P_n – фактическая мощность *n*-го генератора; $\sum^n P_n$ – суммарная нагрузка *n* регулирующих агрегатов; $k_{\text{д}n}\sum^n P_n$ – заданная мощность, которую должен принять на себя агрегат в процессе регулирования, $k_{\text{р}}$ – коэффициент регулирования по мощности. По условию метода предполагается, что $\sum^n k_{\text{д}n} = 1$. Регулирование заканчивается, когда оба члена уравнения равны нулю, т.е. $\Delta f = 0$ и $P_n - k_{\text{д}n}\sum^n P_n = 0$. Таким образом, регулирование по методу мнимостатических характеристик является астатическим по частоте и обеспечивает однозначное распределение нагрузок между генераторами. Эта однозначность обусловлена введением в закон регулирования заданного значения мощности в виде $P_{\text{зд}\,n} = k_{\text{д}n}\sum^n P_n$.

Для реализации регулирования по методу мнимостатических характеристик необходимы связи между регулирующими станциями и диспетчерским пунктом (ДП) системы. По прямому каналу от станции на ДП необходимо передавать сигнал, пропорциональный фактической мощности регулирующих агрегатов станции. При получении этих сигналов со всех регулирующих станций на ДП производятся их суммирование и определение заданного значения мощности для каждой регулирующей станции по формуле $P_0 = k_{\text{д}n}\sum^n P_n$. Коэффициент долевого участия $k_{\text{д}n}$ устанавливается диспетчером из условия экономически наивыгоднейшего распределения нагрузок между регулирующими

станциями. Сигналы, пропорциональные заданным значениям мощности, передаются по обратным каналам связи на регулирующие станции и вводятся в закон регулирования.

Регулирование частоты является астатическим, если соблюдается условие $\sum^{n} k_{дп} = 1,0$. Однако это условие практически трудно выполнить. В силу погрешности входящих в систему регулирования устройств (измерительных трансформаторов тока и напряжения, телеканалов связи и др.) $\sum^{n} k_{дп} \neq 1,0$. При этом регулирование частоты в системе будет заканчиваться при $\Delta f \neq 0$.

Это обстоятельство является недостатком регулирования частоты по методу мнимостатических характеристик. Наличие телеканалов связи делает этот метод регулирования весьма дорогим, сложным и, в то же время, малонадежным, поскольку выход одного из каналов связи нарушает регулирование по данному закону.

Действительно, частным случаем метода мнимостатических характеристик является регулирование частоты одной станцией. Такой метод был назван методом ведущей станции. В этом случае отпадает необходимость передачи сигналов на ДП и обратно, поскольку операция получения $P_{зд\,n} = k_{дп} \sum^{n} P_n$ может осуществляться на самой станции. Надежность и точность такого регулирования значительно повышаются.

7.5.4. Метод интегрального регулирования

В закон регулирования вводится воздействие, пропорциональное интегралу отклонения частоты по времени:

$$2\pi \int \Delta f dt = 2\pi \int (f - f_0) dt,$$

где f – текущее значение частоты системы; f_0 – эталонная частота.

Для осуществления регулирования по интегральному методу в регулятор необходимо подавать сигнал, пропорциональный эталонной частоте f_0. Возможны два принципиально отличных друг от друга способа получения эталонной частоты на регулирующей станции.

Заменим f величиной $\frac{\omega}{2\pi}$, при этом

$$2\pi \int (f - f_0) dt = \int (\omega - \omega_0) dt = \varphi - \varphi_0 = \Delta\varphi,$$

где φ – угол, пройденный вектором, вращающимся с частотой ω за время интегрирования; φ_0 – то же самое для вектора, вращающегося

с частотой ω_0. Таким образом, при интегральном регулировании воздействие регулятора пропорционально углу расхождения векторов напряжения, имеющих соответственно частоты f и f_0.

Интегральное регулирование может быть астатическим или статическим по углу φ. Закон астатического регулирования запишется в форме $\Delta\varphi = 0$. Астатическая настройка регуляторов не обеспечивает заданного распределения нагрузок между регулирующими агрегатами. Для однозначного распределения регулирование должно осуществляться со статизмом по мощности.

Закон интегрального регулирования со статизмом по мощности может быть записан в виде

$$k_\varphi(\varphi - \varphi_0) + (P - P_0) = 0,$$

где P – фактическое значение мощности генератора; P_0 – значение мощности генератора при $\varphi = \varphi_0$; k_φ – коэффициент регулирования по углу.

Для нескольких регулирующих агрегатов закон регулирования для каждого из них запишется следующим образом:

$$\left.\begin{array}{l} k_{\varphi 1}\Delta\varphi + \Delta P_1 = 0; \\ k_{\varphi 2}\Delta\varphi + \Delta P_2 = 0; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ k_{\varphi n}\Delta\varphi + \Delta P_n = 0. \end{array}\right\}$$

Складывая уравнения, получим

$$k_{\varphi\Sigma}\Delta\varphi + \Delta P_\Sigma = 0,$$

где ΔP_Σ – изменение нагрузки всей системы; $k_{\varphi\Sigma}$ – суммарный коэффициент регулирования по углу.

Если к источнику эталонной частоты подключить устройство, которое будет отсчитывать (т.е. интегрировать) периоды эталонного источника напряжения, то оно будет измерять время. Поскольку период остается строго постоянным, то время, указываемое таким устройством, будет точно совпадать с астрономическим. На основании этого можем записать $k\int f_0 dt = t_{астр}$, где $t_{астр}$ – астрономическое время.

Если такое устройство включить в энергосистему с частотой f, то оно также будет отсчитывать время. Но так как частота системы не ос-

тается постоянной, то время, указываемое таким устройством, будет отличаться от астрономического. Время, измеряемое устройством, включенным в энергосистему, называют синхронным временем $k\int f\,dt = t_{синх}$, а само устройство – электрическими часами.

В закон регулирования вводится воздействие, пропорциональное интегралу:

$$\int \Delta f\,dt = \int (f - f_0)dt \text{ или } k\int \Delta f\,dt = t_{синх} - t_{астр} = t_{синх},$$

т.е. вводимое воздействие пропорционально отклонению синхронного времени от астрономического. В силу сказанного метод интегрального регулирования иногда называют методом синхонного времени.

Если бы интегральное регулирование было астатическим, то в установившемся режиме отклонение синхронного времени от астрономического было бы всегда равно нулю и электрические часы, включенные в энергосистему, всегда показывали бы точное время. При статическом законе регулирования с изменением нагрузки $\Delta t_{синх}$ не остается постоянным, а следовательно, синхронное время будет отличаться от астрономического. Это отклонение целиком определяется наклоном характеристики $k_{\varphi\Sigma}\Delta\varphi + \Delta P_{\Sigma} = 0$. С увеличением коэффициента $k_{\varphi\Sigma}$ отклонения $\Delta\varphi$ и $\Delta t_{синх}$ уменьшаются. Однако увеличение $k_{\varphi\Sigma}$ приводит к уменьшению точности распределения нагрузок между регулирующими агрегатами и ухудшению динамики регулирования.

Для осуществления интегрального регулирования на каждой регулирующей станции необходимо иметь эталонную частоту f_0. Практически это можно выполнить двумя способами. По первому способу предусматривается установка эталонного источника на диспетчерском пункте ДП системы и передача сигналов, пропорциональных f_0, на регулирующие станции по телеканалам. По второму способу на каждой регулирующей станции устанавливается собственный датчик эталонной частоты. Точность этих эталонов должна быть очень высокой. Допускается относительная погрешность не выше $0{,}5\cdot10^{-6} + 1\cdot10^{-7}$.

Следует заметить, что выполнение эталонов с очень высокой степенью точности представляет большие трудности. Так, отклонение времени эталона, имеющего погрешность $2\cdot10^{-7}$, от астрономического времени составляет не более 0,01 с за сутки. Легко понять, что изготовление такого прибора сопряжено с большими трудностями.

Распределение нагрузки между регулирующими агрегатами определяется коэффициентами k_{φ}. Если сделать характеристики $k_{\varphi}\Delta\varphi + \Delta P_n = 0$ нелинейными, что будет иметь место при переменных коэффициентах

k_φ, то с изменением режима системы долевое участие агрегатов в покрытии нагрузки будет меняться. Можно так подобрать зависимости $k_\varphi = \Psi(\Delta\varphi)$, что распределение нагрузок между регулирующими станциями будет осуществляться с учетом их экономических характеристик. При таком регулировании частоты в системе одновременно будет решаться задача наивыгоднейшего распределения нагрузок между регулирующими станциями.

Корректирующее воздействие интегрального регулятора появляется со значительным запаздыванием по отношению к возмущающему фактору. Для устранения указанного недостатка можно применить так называемые комбинированные регуляторы, в закон регулирования которых, помимо интегрального отклонения, вводится воздействие по мгновенному отклонению частоты. При этом закон записывается в виде

$$k_f \Delta f + k_\varphi \int \Delta f \, dt + \Delta P = 0,$$

где k_f и k_φ – коэффициенты регулирования по частоте и углу.

7.6. Особенности регулирования частоты в объединенных энергосистемах

Особенностью объединенных энергосистем является наличие линий передач, по которым происходит обмен мощностями между энергосистемами. Как правило, эти линии имеют ограниченную (по сравнению с установленной мощностью системы) пропускную способность.

Создание объединенных энергосистем накладывает определенный отпечаток на регулирование частоты.

Не затрагивая вопрос распределения нагрузки между генераторами, каждую энергосистему можно представить в виде эквивалентных генераторов *A* и *B*.

Так как даже самые незначительные изменения частоты в объединениях могут вызвать существенные отклонения обменных мощностей, то в объединенных энергосистемах целесообразно, помимо регулирования частоты, дополнительно регулировать обменную мощность, чтобы она не выходила за определенные пределы.

Обменная мощность либо поддерживается регуляторами на заданном уровне, который периодически меняется в соответствии с требованиями энергообъединения, либо регулируется по статическим характеристикам.

Раздельное регулирование частоты и мощности

Регулирование частоты возлагают на одну энергосистему (система *A*), а регулирование обменной мощности – на другую (система *B*). Для этой цели в каждой из энергосистем выделяют регулирующие (ведущие) станции (рис. 7.5).

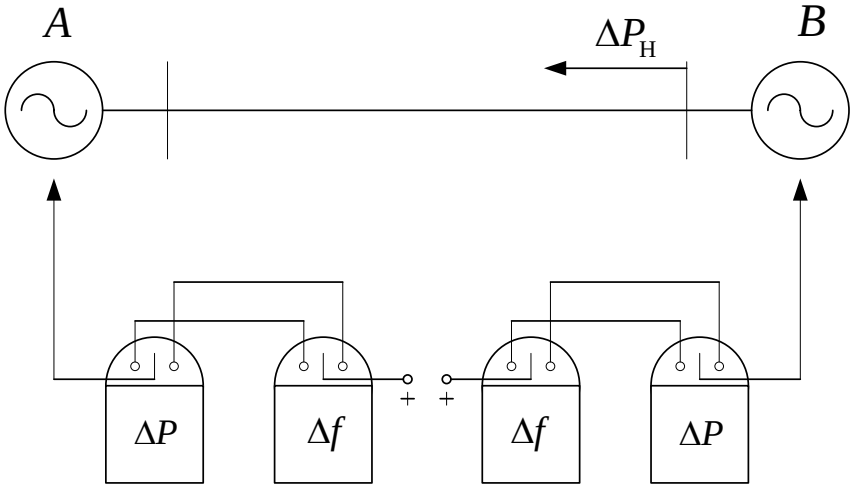


Рис. 7.5. Упрощенная схема регулирования частоты в энергосистеме

Преимуществом такого метода регулирования является его простота. Основной недостаток метода проявляется в динамике регулирования и заключается во встречности регулирования.

В отношении обменной мощности действия регуляторов систем *A* и *B* будут встречными, что может привести к длительным качаниям и по обменной мощности, и по частоте.

Регулирование частоты с блокировкой по обменной мощности. При регулировании частоты с блокировкой по обменной мощности регуляторы частоты устанавливаются во всех энергосистемах объединения, однако схема регулирования построена так, что при изменении нагрузки в одной из энергосистем приходит в действие регулятор только этой энергосистемы, а другие блокируются. Такое избирательное действие регуляторов обусловлено тем, что блокировка осуществляется с учетом знаков изменения частоты и обменной мощности в каждой энергосистеме. Так, если в одной из энергосистем произойдет увеличение нагрузки, то частота всего объединения уменьшится. При уменьшении частоты энергообъединения, в силу статичности характеристик первичных двигателей, агрегаты всего объединения увеличат свою мощность, которая пойдет на покрытие дополнительной нагрузки. Таким образом, все энергосистемы будут выдавать дополнительную мощность, а энергосистема, в которой произошло увеличение нагрузки, будет принимать эту мощность.

В энергосистеме, в которой произошло увеличение нагрузки, знак изменения обменной мощности совпадает со знаком изменения частоты. В других энергосистемах знак изменения мощности противоположен знаку изменения частоты.

Для выполнения регулирования по указанному методу необходимо сигнал от регулятора частоты пропускать через контакты блокирующего реле. Поскольку блокирующее реле должно реагировать на знак обменной мощности, то на регулирующей станции необходимо иметь телеканалы связи с подстанцией, от которых отходят межсистемные ЛЭП данной энергосистемы.

Регулирование частоты со статизмом по обменной мощности. Регулирование частоты в объединенной энергосистеме может быть улучшено, если значение обменной мощности использовать не в качестве блокирующего сигнала, а ввести в закон регулирования:

$$\Delta f + k_{\text{р}} \Delta P_{\text{обм}} = 0 ,$$

где $k_{\text{р}}$ – коэффициент регулирования по мощности;

$$\Delta P_{\text{обм}} = P_{\text{обм}} - P_{\text{зд. обм}} ,$$

где $P_{\text{зд. обм}}$, $P_{\text{обм}}$ – заданное и фактическое значение обменной мощности.

При регулировании по данному закону регулятор частоты подает корректирующее воздействие, пропорциональное отклонению частоты от 50 Гц и отклонению обменной мощности от заданного значения. Если знак отклонения обменной мощности совпадает со знаком отклонения частоты, то корректирующее воздействие усиливается и регулятор стремится быстрее исправить существующее отклонение. Если же знаки Δf и $\Delta P_{\text{обм}}$ разные, то корректирующее воздействие будет ослабленным или вообще может отсутствовать.

Знаки отклонения частоты и обменной мощности совпадают в системе, в которой происходит нарушение баланса мощностей (сброс или наброс нагрузки). Во всех остальных системах знак отклонения частоты противоположен знаку отклонения обменной мощности. Таким образом, и при этом методе регулировании действие регуляторов получается избирательным. В энергосистеме, в которой происходит нарушение мощностей, регулятор вырабатывает усиленный корректирующий сигнал, а во всех прочих системах за счет встречного воздействия сигналов Δf и $\Delta P_{\text{обм}}$ будет подаваться ослабленный сигнал или этот сигнал может вообще отсутствовать. Отсюда можно сделать заключение, что изменение нагрузки будет покрываться в первую очередь (или вообще только) генераторами той системы, где произошло это изменение.

7.7. Схемы регулирования частоты и мощности

В общем виде закон регулирования агрегата, участвующего в регулировании частоты и мощности, –

$$\Delta f + k_{\text{р}} \Delta P = 0 ,$$

где ΔP – отклонение мощности агрегата от заданного значения. Способ определения заданного значения мощности составляет принципиальное отличие существующих методов регулирования частоты в энергетических системах и их объединениях.

Схема регулирования с вторичным регулятором

Структурная схема подключения вторичного регулятора к АРЧВ показана на рис. 7.6. Пунктирной линией на рисунке указаны границы вторичного регулятора. Элементы регулятора частоты вращения используются как усилительный и исполнительный элементы системы автоматического регулирования.

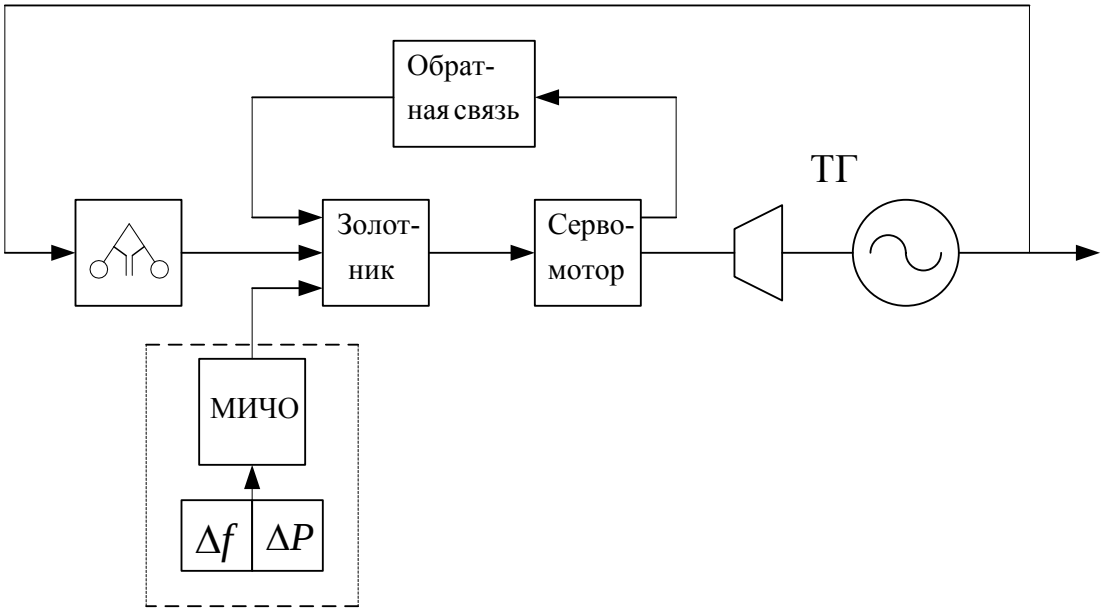


Рис. 7.6. Структурная схема подключения вторичного регулятора к АРЧВ

Вторичный регулятор содержит измерительные элементы частоты и мощности, усилительный и исполнительный элементы. Исполнительный элемент воздействует на двигатель МИЧО, который является интегрирующим элементом САР. Схема подключения вторичного регулятора к агрегатам ведущей станции показана на рис. 7.7. Поскольку частота всех генераторов едина, на станции ограничиваются одним выяви-

тельным элементом частоты. Число измерительных элементов мощности и исполнительных элементов вторичного регулятора выбирается равным числу агрегатов станции. Условно воздействие от вторичного регулятора на агрегат показано стрелкой на турбину агрегата.

Схема имеет задающий элемент, выполняющий операцию $P_{зд} = \frac{\sum P}{n}$. Поскольку заданным является среднее значение мощности регулирующих агрегатов, такую схему называют схемой регулирования ведущей станции с выравниванием мощности по среднему значению. Изменение числа регулирующих агрегатов должно автоматически учитываться в задающем элементе. Так, при отключении одного из регулирующих агрегатов сигнал по мощности от этого агрегата должен автоматически отключаться от задающего элемента, а сумма $\sum P$ должна делиться между оставшимися на вторичном регулировании агрегатами.

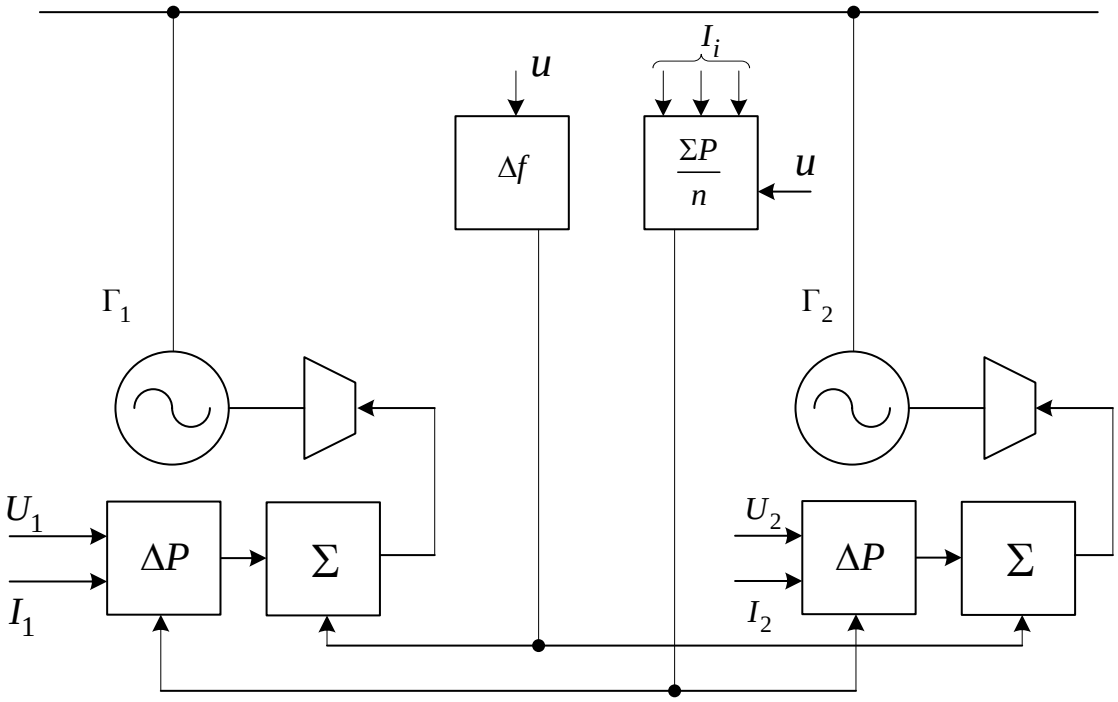


Рис. 7.7. Схема подключения вторичного регулятора к агрегатам ведущей станции

Устройства группового регулирования мощности. В случае вторичного регулирования суммарное воздействие по частоте и мощности формировалось в выявительных элементах вторичного регулятора и через исполнительный элемент регулятора частоты подавалось на регулятор частоты вращения. Возможен и другой вариант регулирования. Поскольку каждый регулятор частоты вращения уже имеет выявительный

элемент по частоте, то для осуществления регулирования такой регулятор необходимо дополнить уравнительным элементом мощности. Воздействия от уравнительного элемента мощности и маятника должны складываться на входе побудительного золотника регулятора частоты вращения. Регулятор частоты вращения следует настраивать астатически, для чего необходимо отключить жесткую обратную связь. Таким образом, рассмотренное устройство, которое называют устройством группового регулирования мощности, обеспечит астатическое регулирование частоты с заданным распределением мощности (рис. 7.8).

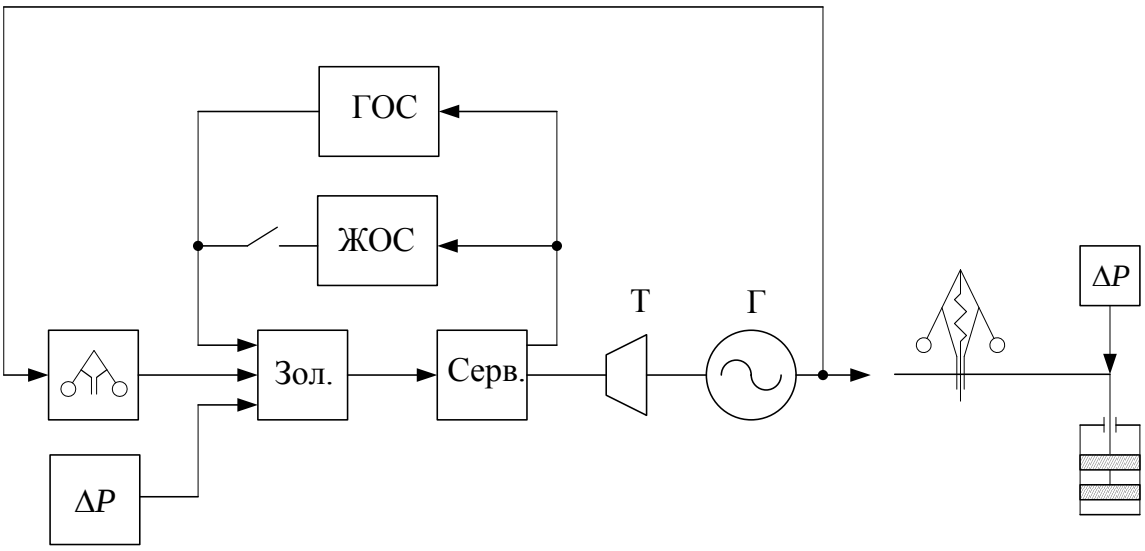


Рис. 7.8. Структурная схема устройства
группового регулирования мощности

Регулирование агрегата с подключением к его регулятору частоты вращения уравнителя мощности используется обычно на многоагрегатных станциях (рис. 7.9).

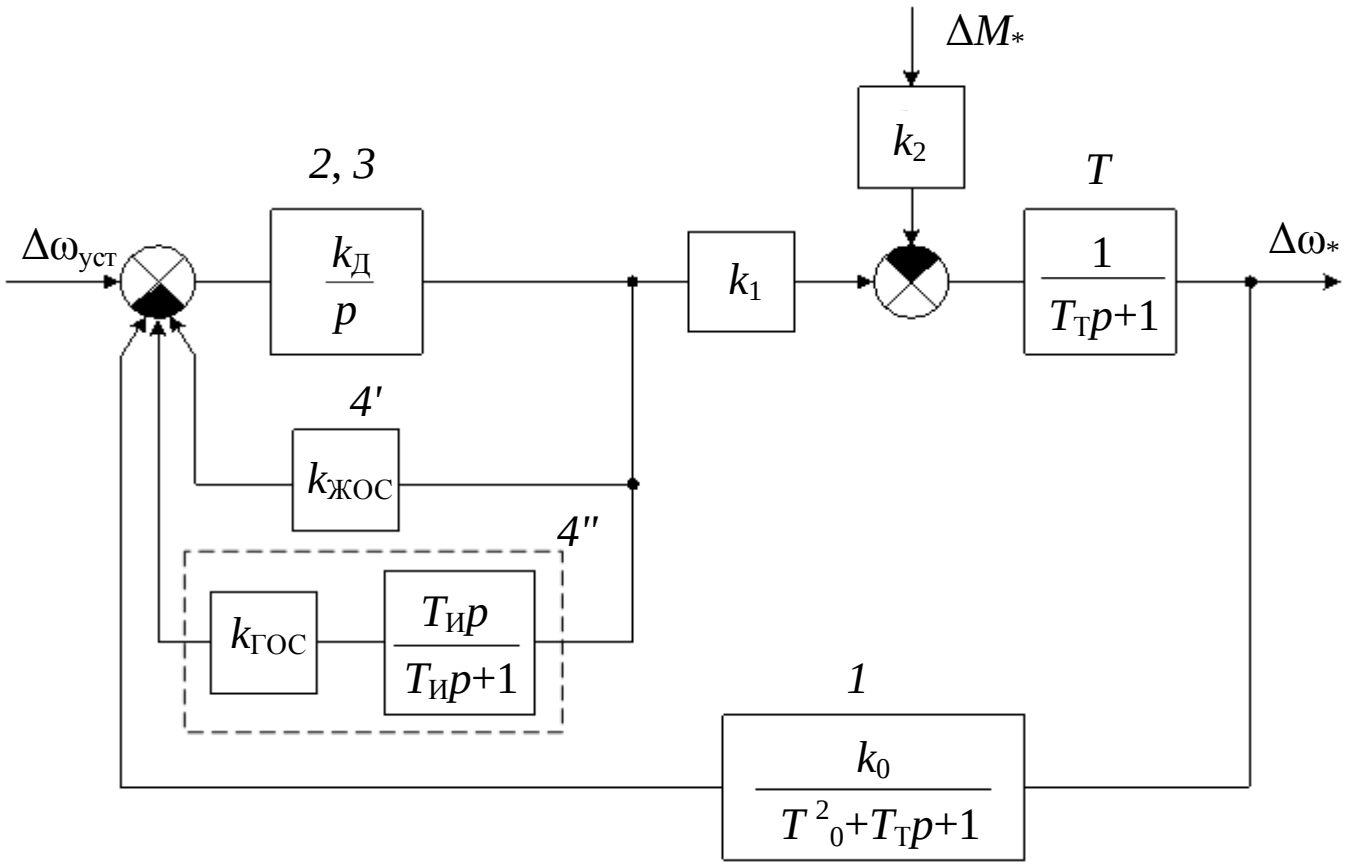


Рис. 7.9. Функциональная операторная схема
устройства группового регулирования мощности

8. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ РЕЖИМНАЯ АВТОМАТИКА СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Противоаварийная режимная автоматика специального назначения должна обеспечивать:

1) автоматическое управление мощностью электростанций с целью сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем (АУМСУ);

2) автоматическое прекращение (ликвидация) асинхронного режима (АПАР, или иначе АЛАР);

3) автоматическое ограничение отклонений частоты и напряжения сверх допустимых пределов (АОЧ и АОН).

Эта автоматика может воздействовать:

- на отключение части генераторов гидроэлектростанций и при необходимости, если это технологически допустимо, турбогенераторов или блоков тепловых электростанций (ОГ);
- регуляторы паровых турбин с целью быстрого изменения их нагрузки («сильное регулирование мощности») в пределах возможностей теплосилового оборудования (разгрузка турбин – РТ);
- кратковременное включение нагрузочных резисторов (электрическое торможение – ЭТ);
- деление энергосистемы (ДС), если указанные выше мероприятия недостаточны;
- кратковременную форсировку возбуждения генераторов (ФВ), если устройства АРВ недостаточно эффективны при определенных возмущениях;
- управление устройствами продольной или поперечной емкостной компенсации (форсировка компенсации – ФК), а также шунтирующими реакторами (отключение реакторов – ОР);
- отключение части нагрузки потребителей (ОН) с восстановлением после стабилизации режима, если указанные выше мероприятия недостаточны.

Выбор оптимального сочетания управляющих воздействий представляет весьма сложную задачу, решаемую путем многократных расчетов переходных процессов в электрических системах и сопоставления суммарных ежегодных затрат при различных вариантах. Этот выбор зависит от назначения автоматики, вида возмущения, схемы сети, режима ее работы и других факторов.

Основные требования, предъявляемые к противоаварийной автоматике, такие же, как и в релейной защите. Они сводятся к обеспечению быстродействия, чувствительности, селективности, надежности. Требование быстродействия вызвано тем, что задержка управляющего воздействия приводит к необходимости увеличения его интенсивности и, более того, может сделать его бесполезным. Для удовлетворения требований чувствительности и селективности желательно, чтобы интенсивность управляющего воздействия была минимально необходимой для выполнения функционального назначения автоматики.

Функциональная схема устройства ПА (рис. 8.1) специального назначения в общем случае содержит следующие элементы:

ИО – измерительные органы (пусковые, выявительные), которые дают информацию об аварийном возмущении *F* или параметрах переходного процесса У.

УД – устройства дозировки управляющих воздействий, в которых по информации об исходном режиме, о возмущении и переходном процессе определяется интенсивность управляющих воздействий $П_z$.

ИУ – исполнительные устройства, которые реализуют управляющие воздействия *Z*, осуществляя ОГ, РТ и т.д.

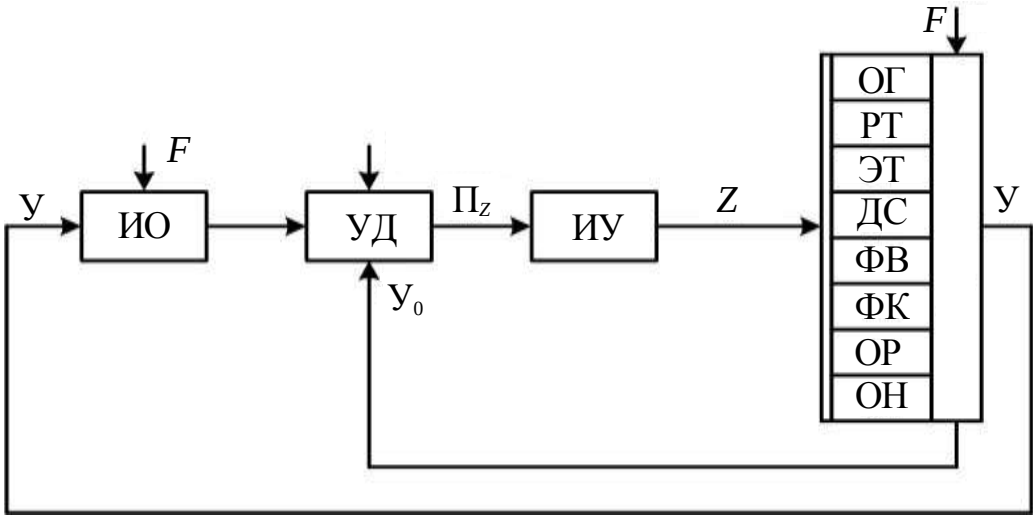


Рис. 8.1. Функциональная схема устройства противоаварийной автоматики

Информация от измерительных органов к устройствам дозировки или команды от устройств дозировки к исполнительным устройствам могут передаваться с помощью устройств телепередачи сигналов автоматики, а параметры режима могут измеряться с помощью устройств телеизмерения.

8.1. Автоматика прекращения асинхронного режима

Устройства автоматического прекращения асинхронного режима (АПАР) являются составной частью устройств противоаварийной режимной автоматики и предназначены для выявления и ликвидации асинхронного режима генераторов в энергосистеме.

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы генерирующих источников. Различают двухмашинный и многомашинный асинхронный режим (рис. 8.2). В первом случае он существует между двумя группами генераторов, внутри которых генераторы работают синхронно друг с другом; во втором – между тремя и более группами. При многомашинном асинхронном режиме должно автоматически выполняться отделение узлов, сохранивших синхронизм входящих в них генераторов, от остальных. После этого многомашинный асинхронный режим приводится к двухмашинному.

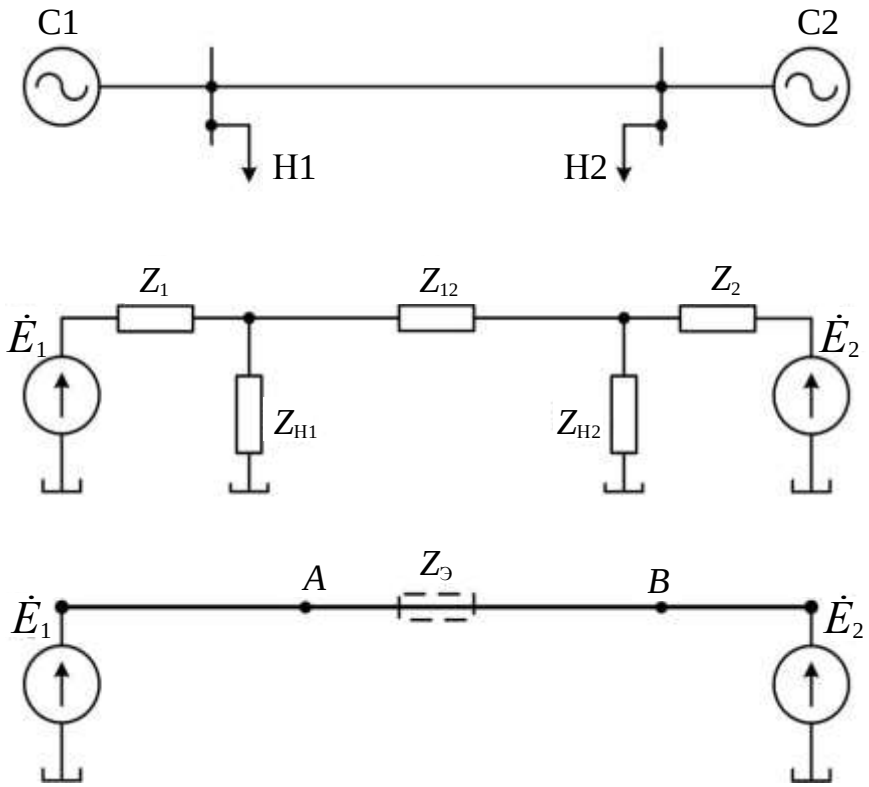


Рис. 8.2. Виды асинхронного режима

При двухмашинном асинхронном режиме происходит периодическое изменение угла δ_{12} между ЭДС E_1 и E_2 несинхронных источников от нуля до 360° с частотой скольжения $f_s = f_1 - f_2$.

При синхронных качаниях $\delta_{12} < 180°$, а взаимное скольжение f_s периодически меняет знак, колеблясь около нуля.

Проявляется асинхронный режим изменениями режимных параметров: напряжений, токов, мощностей, углов. Эти изменения могут использоваться в качестве выявительных признаков, отличающих асинхронный режим от синхронных качаний, КЗ и других ненормальных режимов работы.

Характерными признаками асинхронного режима являются:

1. Периодические изменения действующего значения напряжения и угла между векторами напряжений в различных точках электропередачи (качания напряжений).

На рис. 8.3 представлена диаграмма изменения напряжения в различных точках электропередачи при асинхронном режиме. При асинхронном режиме вектор $\dot{E}_1$ проворачивается относительно вектора $\dot{E}_2$, принятого неподвижным и постоянным по величине.

Падение напряжения на участке электропередачи, например 1А,

$$\Delta \dot{U}_{1\text{А}} = (\dot{E}_1 - \dot{E}_2)\frac{Z_{1\text{А}}}{Z_{\text{Э}}},$$

где $Z_{1\text{А}}$ и $Z_{\text{Э}}$ – сопротивления участка 1А и всей электропередачи соответственно, а напряжение $\dot{U}_{\text{А}} = \dot{E}_1 - \Delta \dot{U}_{1\text{А}}$.

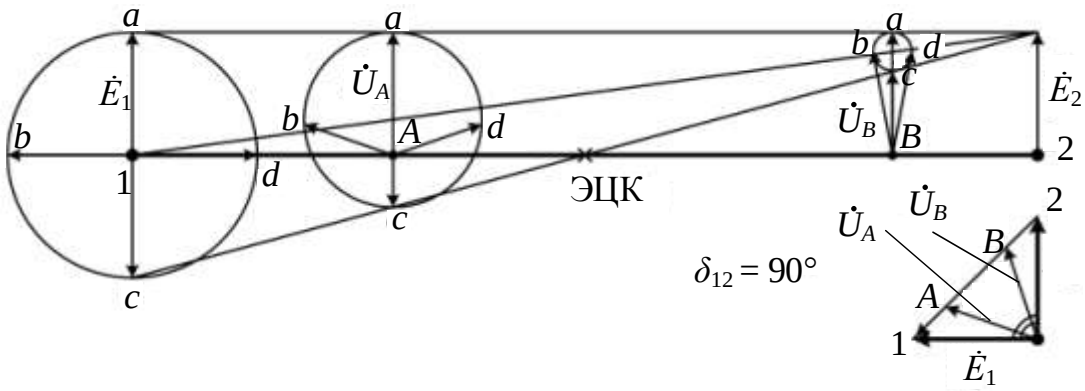


Рис. 8.3. Диаграмма изменения напряжения в различных точках электропередачи при асинхронном режиме

Из рис. 8.3 следует, что при асинхронном режиме напряжение в любой точке электропередачи достигает минимального значения при $\delta_{12} = 180°$, причем этот минимум тем меньше, чем ближе находится рассматриваемая точка к электрическому центру качаний (ЭЦК), в котором напряжение снижается до нуля; электрическая удаленность ЭЦК от E_1

$$Z_{1\text{ЭЦК}} = Z_{\text{Э}}\frac{E_1}{E_1 + E_2};$$

векторы напряжений двух произвольных точек электропередачи совершают относительно, друг друга полные повороты, если эти точки лежат по разные стороны от ЭЦК, и совершают качания, не превышающие ±90°, если точки лежат по одну сторону от ЭЦК; при $\delta_{12} = 0°$ и 180° векторы напряжений всех точек электропередачи коллинеарны.

2. Периодические изменения (качания) тока во всех элементах, связывающих несинхронные ЭДС.

Ток асинхронного режима

$$\dot{I}_{\text{а.р}} = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}{Z_Э} = f(\delta_{12}).$$

3. Периодические изменения сопротивления на зажимах реле, установленных в различных точках электропередачи.

Сопротивление на зажимах реле в некоторой точке a электропередачи

$$Z_{\text{р}a} = \frac{\dot{U}_a}{\dot{I}_{\text{а.р}}} = R + jX = f(\delta_{12}).$$

Зависимости $Z_{\text{р}a} = f(\delta_{12})$ для точек *A*, *B* и ЭЦК электропередачи показаны на рис. 8.4. Они имеют вид окружностей, центр которых расположен на направлении вектора $Z_Э$. При $\frac{E_2}{E_1} = 1,0$ окружности вырождаются в прямые. Сопротивление $Z_{\text{р}a}$ принимает минимальное значение при $\delta_{12} = 180°$:

$$z_{\text{р}a} = \frac{U_{\alpha\,\min}}{I_{\text{а.р.}\max}},$$

когда вектор $Z_{\text{р}a}$ пересекает направление вектора $Z_Э$. Изменение величины $Z_{\text{р}a}$ за один цикл качаний значительно больше, чем изменение U_a.

4. Периодические изменения (качания) активной мощности в электропередаче.

Наличие активной составляющей $R_Э$ в эквивалентном сопротивлении связи $Z_Э$ приводит к потере активной мощности, т.е. значение активной мощности в электропередаче зависит от точки измерения a:

$$P_a = \sqrt{3} U_a I_{\text{а.р}} \cos\varphi_a = f(\delta_{12}, a).$$

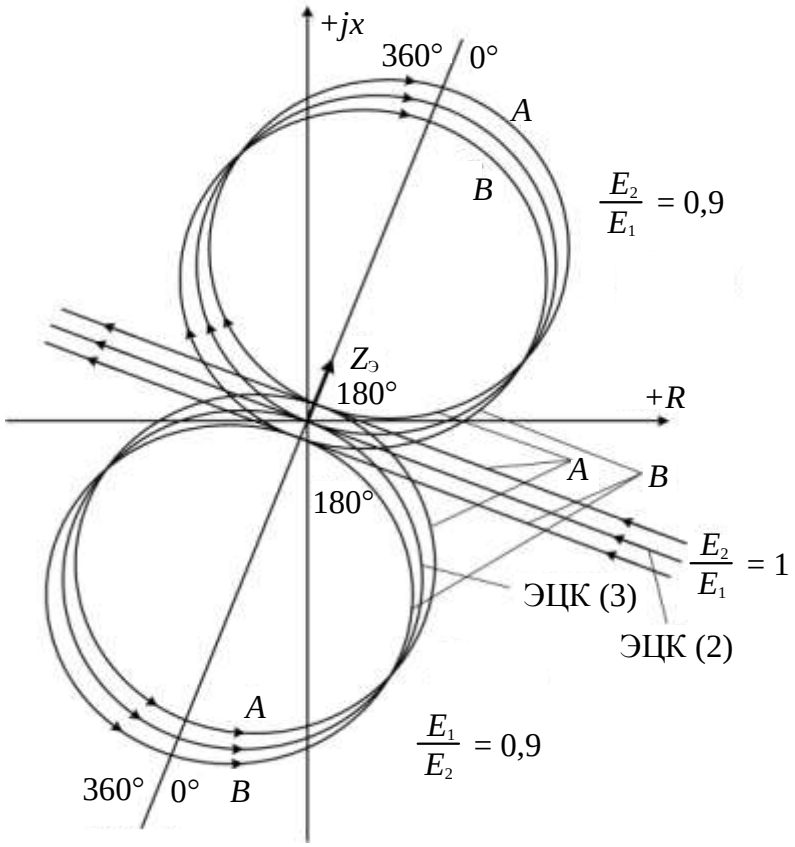


Рис. 8.4. Зависимости $z_{pa} = f(\delta_{12})$ для точек *A*, *B* и ЭЦК электропередачи

Зависимости $P_a = f(\delta_{12}, a)$ в различных точках представляют собой синусоиды, смещенные относительно начала координат тем больше, чем больше $R_Э / X_Э$. Для электропередач высокого напряжения это отношение весьма мало ($R_Э / X_Э < 0{,}1$):

$$P_a \approx P_{a.p} \approx \frac{E_1 E_2}{x_Э} \sin \delta_{12} .$$

Отличительной особенностью зависимости $P_{a.p} = f(\delta_{12})$ является изменение знака мощности при $\delta_{12} \approx 180°$, когда ток достигает максимума, а напряжения – минимума. Таким образом, асинхронный режим может быть выявлен путем фиксации изменения знака активной мощности при выполнении какого-либо дополнительного условия ($I_{a.p} > I_{ср}$, $z_{pa} < z_{ср}$ или $U_a < U_{ср}$). Знак скольжения при этом определяется порядком чередования знаков активной мощности.

Устройства автоматического прекращения асинхронного режима рекомендуется выполнять таким образом, чтобы они в первую очередь

способствовали ресинхронизации, т.е. осуществляли мероприятия, направленные на установление баланса мощностей в несинхронно работающих частях энергосистемы. К таким мероприятиям относятся:

– быстрый набор нагрузки турбинами или частичное отключение потребителей в той части энергосистемы, в которой возник дефицит активной мощности;

– уменьшение генерирующей мощности путем воздействия на регуляторы турбин или на отключение части генераторов в той части энергосистемы, в которой возник избыток активной мощности.

Устройства, решающие эту задачу, должны не только выявлять сам факт возникновения асинхронного режима, но и определять знак скольжения в той части энергосистемы, где они установлены.

Автоматическое разделение энергосистемы допускается в заранее намеченных точках, если проведенные мероприятия не приводят к ресинхронизации после прохождения заданного числа циклов качаний или заданного времени. В случае недопустимости асинхронного режима или малой эффективности ресинхронизации устройства автоматики должны действовать возможно быстрее на деление асинхронно работающих частей энергосистемы. В сложных объединенных энергосистемах, как правило, не допускается существование длительного асинхронного режима, который должен ликвидироваться быстродействующими устройствами делительной автоматики.

Способы выявления асинхронного режима и принципиальные схемы устройств АПАР. Чтобы обнаружить асинхронный режим на первом цикле, т.е. до выявления многократного циклического проворота двух ЭДС, нужно обеспечить недействие устройств АПАР при наиболее глубоких возможных синхронных качаниях. Значение наибольшего возможного критического угла между ЭДС E_1 и E_2, при превышении которого нарушается устойчивость и начинается асинхронный режим, для двухмашинной схемы с различными параметрами находится в пределах $140 \div 160°$. Фиксация указанного угла обычно осуществляется с помощью пусковых и выявительных органов, реагирующих на разные признаки асинхронного режима и включенных по схеме И.

Пусковые («грубые») органы фиксируют зону углов, в которую входит $\delta_{12} \approx 180°$, выявительные («точные») органы – угол $\delta_{12} \approx 180°$ в пределах этой зоны. Применение пусковых органов необходимо в связи с тем, что выявительные органы могут по принципу действия срабатывать и при $\delta_{12} \approx 0°$.

В качестве пусковых органов (КА) используются: минимальные реле напряжения, максимальные реле тока, реле полного сопротивления

или направленные реле сопротивления. Уставка пускового органа выбирается по условиям надежной отстройки с учетом коэффициента возврата от режима $\delta_{12} \approx 0°$ и обеспечения требуемой чувствительности при $\delta_{12} \approx 180°$:

- минимальное реле напряжения

$$U_{ср} \le \frac{U_{раб.min}}{k_н k_в}; \quad \frac{U_{ср}}{U_{\alpha\,(180°)\,max}} \ge k_ч;$$

- максимальное реле тока

$$I_{ср} \ge \frac{k_н}{k_в} I_{а.р\,(0°)\,max} = \frac{k_н}{k_в} \frac{E_1 - E_2}{z_{э.min}}; \quad \frac{I_{а.р\,(180°)\,min}}{I_{ср}} = \frac{E_1 + E_2}{z_{э.max} I_{ср}} \ge k_ч;$$

- реле полного сопротивления

$$z_{ср} \le \frac{z_{р\alpha\,(0°)\,min}}{k_н k_в}; \quad \frac{z_{ср}}{z_{р\alpha\,(180°)\,max}} \ge k_ч.$$

Здесь $U_{ср}$, $I_{ср}$, $z_{ср}$ – уставка соответствующего реле; $k_н$, $k_в$, $k_ч$ – коэффициенты надежности, возврата, чувствительности.

В наиболее часто встречающихся реальных режимах пусковой орган с реле полного сопротивления имеет бóльшую чувствительность, чем пусковые органы с минимальными реле напряжения или максимальными реле тока; при размещении пускового органа вблизи ЭЦК минимальное реле напряжения имеет бóльшую чувствительность, чем максимальное реле тока. При выборе пускового органа, прежде всего, следует рассматривать возможность применения реле тока как самого простого и надежного. Если реле тока не проходит по чувствительности, проверяют возможность использования реле напряжения, а затем сопротивления.

Выявительные органы асинхронного режима (KS) могут реагировать:

- на коллинеарность векторов напряжения в двух произвольных точках электропередачи, которая имеет место при $\delta_{12} = 0°$ и 180°;
- равенство фазового угла φ_a между током и напряжением в произвольной точке электропередачи углу эквивалентного сопротивления передачи φ_Z и углу $180° + \varphi_Z$, которое также имеет место при $\delta_{12} = 0°$ и 180°;
- изменение знака активной мощности, которое происходит при $\delta_{12} \approx 0°$ и 180°.

При использовании первого способа необходимо иметь два вектора напряжения. Один из них получается непосредственным измерением в точке, где установлен выявительный орган, а второй – путем моделирования с помощью устройства, подобного устройству токовой компенсации или путем телепередачи.

В качестве датчика перехода угла $\delta_{a_1 a_2}$ между векторами напряжения в точках a_1 и a_2 через 0 и 180° может быть использована фазочувствительная схема, фиксирующая две зоны углов $0° < \delta_{a_1 a_2} < 180°$ и $180° < \delta_{a_1 a_2} < 360°$. Устройства по данному способу позволяют выявлять асинхронный режим двух частей энергосистемы, соединенных сложной сетью.

Второй способ может быть реализован с помощью реле направления мощности, у которого линия минимального момента (изменение знака контролируемой мощности) совпадает с углом φ_Z .

Третий способ реализуется с помощью реле направления активной мощности.

При всех трех способах диаграмма работы выявительного органа приблизительно одна и та же (рис. 8.5): контакт KS.1 замкнут в секторе **аоб** ($0° < \delta_{12} < 180°$), контакт KS.2 – в секторе **вог** ($360° > \delta_{12} > 180°$). Сектор **дое** – КА соответствует замкнутому состоянию контакта пускового органа (коэффициент возврата принят равным единице).

Для выявления асинхронного режима и определения знака скольжения (ускорение или торможение вектора $\dot{E}_1$) может использоваться схема рис. 8.5. Входными контактами устройства являются контакты пускового и выявительного органов: КА, KS.1, KS.2, состояние которых определяет входной сигнал. Устройство состоит из трех промежуточных реле KL1, KL2, KL3, состояние которых определяет выходной сигнал.

В нормальном доаварийном режиме $\delta_{12} = \delta_{НОМ}$ и ни одно из промежуточных реле не работает, так как цепь разомкнута контактом КА.

При асинхронном режиме после срабатывания пускового органа КА срабатывает промежуточное реле KL1, если $f_1 > f_2$ (замкнут контакт KS.1), или KL2, если $f_1 < f_2$ (замкнут контакт KS.2). Затем после прохождения угла 180° замыкаются контакты KS.2 (при $f_1 > f_2$) или KS.1 (при $f_1 < f_2$) соответственно, что в обоих случаях приводит к срабатыванию промежуточного реле KL3. В следующем цикле работа схемы повторится.

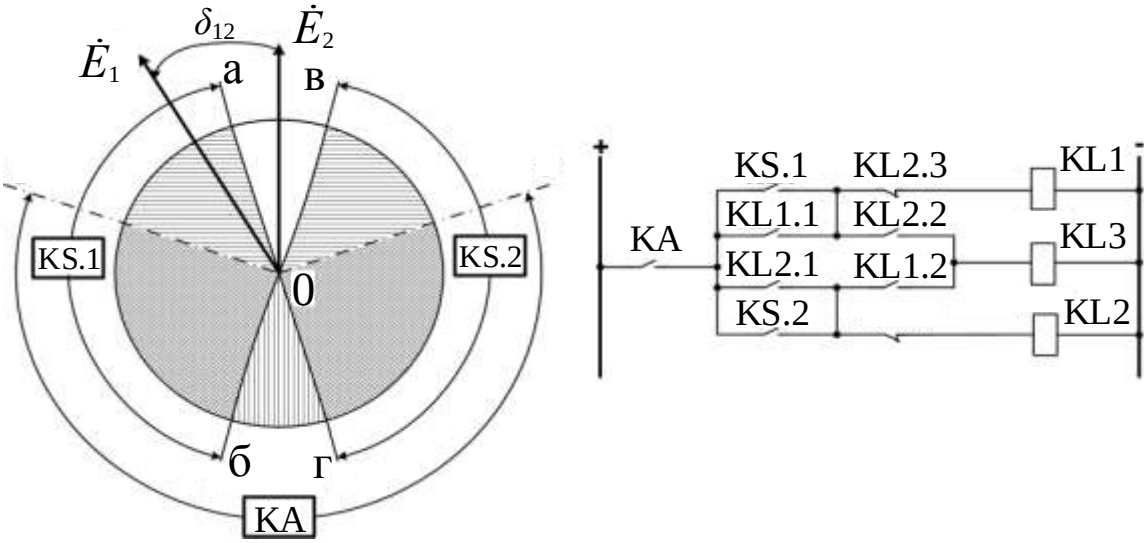


Рис. 8.5. Диаграмма работы выявительного органа

Таким образом, факт возникновения асинхронного режима выявляет реле KL3, которое срабатывает после перехода $\dot{E}_1$ за угол $\delta_{12} = \pm 180°$. На синхронные качания $\dot{E}_1$ в пределах 0 – 180° KL3 не реагирует. Характер асинхронного режима выявляют реле KL1 и KL2. Срабатывание реле KL1 фиксирует $f_s > 0$ и, следовательно, избыток мощности в первом источнике, срабатывание KL2 – $f_s < 0$ и дефицит мощности в первом источнике.

Устройства АПАР устанавливаются обычно на подстанциях, где предусматривается деление, чтобы отказаться от высокочастотной аппаратуры и телеканалов. Обеспечение селективного действия устройств АПАР достигается согласованием их по значению параметра, на который реагирует пусковой орган, по числу контролируемых циклов или по времени действия. При согласовании по числу циклов в качестве счетчика циклов асинхронного режима может использоваться приведенная на рис. 8.6 релейная схема.

Последовательность работы реле при большой частоте скольжения показана на диаграмме. KL1, KL2, KL3 – пусковые реле, KL4–KL9 – счетчик трех циклов; SX1 – накладка, при включении которой отсчитывается только два цикла; KL10 – выходное реле счетчика. Вместо накладки SX2 в цепи реле KL10 может быть включен контакт реле дополнительной выдержки времени. Реле KKS2 осуществляет возврат схемы после срабатывания реле KL9. Возврат схемы может произойти и до этого в случае замыкания контактов реле KT1, контролирующего длительность цикла асинхронного режима. При малой частоте скольжения,

когда возможна ресинхронизация, реле КТ1 успеет сработать за время одного цикла, пока на его обмотку подано напряжение.

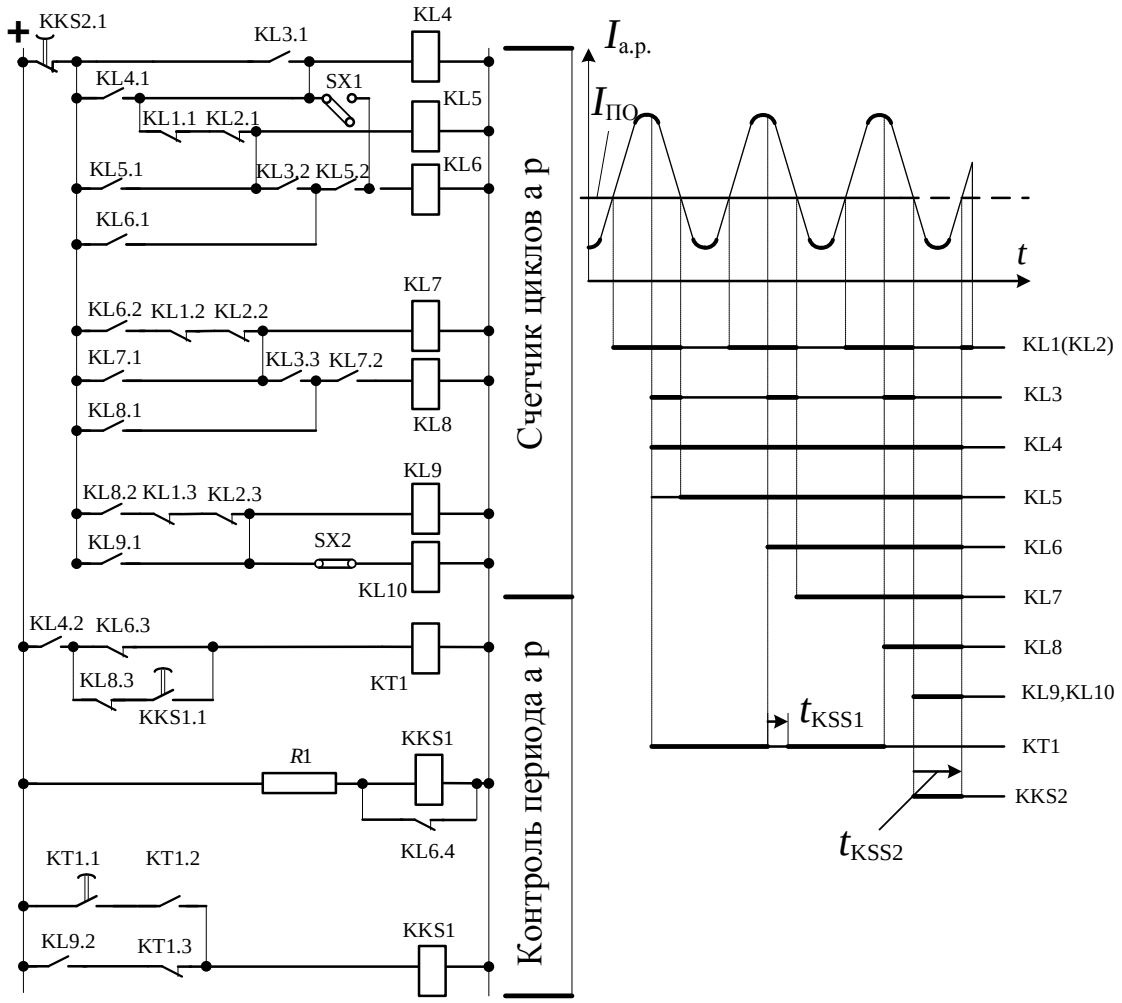


Рис. 8.6. Релейная схема устройства АПАР, используемая при согласовании по числу циклов в качестве счетчика циклов асинхронного режима

Если не требуется определять знак скольжения и отстраиваться от синхронных качаний удается по времени или абсолютному значению колебаний режимных параметров, применяется упрощенная схема АПАР (рис. 8.7), которая обычно используется в качестве резервного устройства. В схему входит пусковой орган с двумя реле – грубым КА1 и чувствительным – КА2 (реле напряжения, тока или сопротивления) и выявительный орган (реле времени КТ1, КТ2), осуществляющий контроль времени существования колебаний режимных параметров с частотой, превышающей заданную.

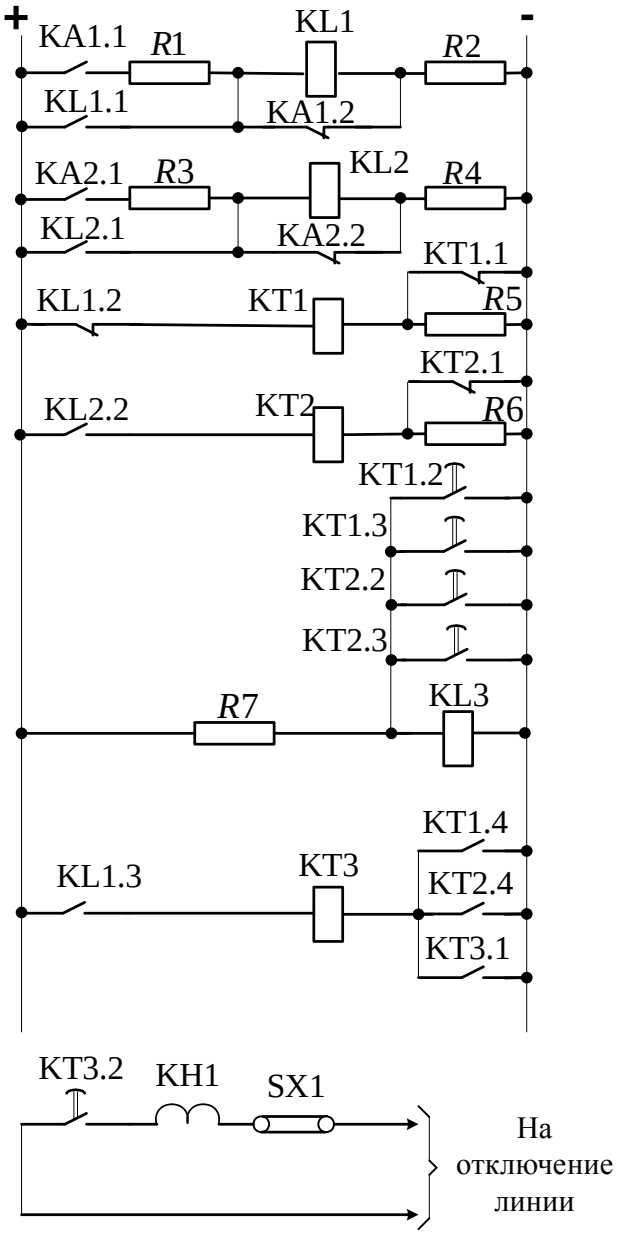


Рис. 8.7. Упрощенная схема АПАР

В нормальном режиме работы энергосистемы одно реле времени (КТ1) подтянуто и его контактами зашунтировано промежуточное реле KL3. При возникновении качаний КА1 и КА2 будут срабатывать с частотой, определяемой частотой скольжения, что приведет к отпаданию и срабатыванию реле времени КТ1 и КТ2 (КТ1 работает при значениях параметра, меньших уставки КА1, а КТ2 – при значениях параметра, больших уставки КА2). Размыкающие контакты КА1.2 и КА2.2 используются для облегчения работы контактов КА1.1 и КА2.1.

Если при последовательных колебаниях контролируемого параметра ни одно из указанных реле времени не будет успевать замыкать свой контакт, обмотка реле KL3 будет расшунтирована, а реле дополнительной выдержки времени КТ3 будет запущено. Если теперь колебания параметра не прекратятся в течение заданного времени КТ3 (до 20 с), то схема подействует на отключение линии.

Использование в схеме реле времени КТ1, КТ2 с двумя замыкающимися с замедлением контактами повышает надежность работы схемы при нарушении цепи на одном из контактов.

Для выявления асинхронного режима в неполнофазном режиме электропередачи используется аналогичная схема, только в качестве пускового органа применяется реле тока нулевой последовательности.

8.2. Автоматика ограничения отклонений частоты и напряжения

Назначение и принцип выполнения автоматики ограничения повышения частоты (АОЧ). АОЧ предназначена для защиты местных тепловых электростанций при возникновении аварийного избытка мощности, сосредоточенного на гидростанции. Число оборотов гидротурбин ввиду медленного действия их регуляторов при избытках мощности может значительно превышать (110–112) %. Вместе с тем такое число оборотов считается максимально допустимым для тепловых турбин: при его достижении, в соответствии с ПТЭ, должны срабатывать автоматы безопасности тепловых турбин и закрывать доступ пара в них. Дальнейшее увеличение частоты может привести к повреждению тепловых турбин, так как генераторы перейдут в двигательный режим и будут увеличивать частоту вращения. Также неблагоприятно может влиять повышение частоты и на работу агрегатов собственных нужд и местной нагрузки станции.

Средством, предотвращающим опасное повышение частоты, является своевременное отключение части гидрогенераторов (ОГ).

Для того чтобы остановить процесс увеличения частоты непосредственно в момент отключения гидрогенераторов от автоматики, необходимо уменьшить генерирующую мощность энергосистемы на величину

$$\Delta P_{\text{О.Г}} = P_{\text{Г}0}(1 - k_{\text{Г}}\Delta f_{\text{Д}}) + P_{\text{Т}0}(1 - k_{\text{Т}}\Delta f_{\text{Д}}) - P_{\text{Н}0}(1 + k_{\text{Н}}\Delta f_{\text{Д}}),$$

где $P_{\text{Г}0}$, $P_{\text{Т}0}$, $P_{\text{Н}0}$ – исходная мощность гидрогенераторов, турбогенераторов и нагрузки; $\Delta f_{\text{Д}}$ – увеличение частоты энергосистемы к рассматриваемому моменту; $k_{\text{Г}}$, $k_{\text{Т}}$, $k_{\text{Н}}$ – коэффициенты, учитывающие изме-

нение мощности гидротурбин, тепловых турбин и нагрузки при изменении частоты. Эти коэффициенты зависят от промежутка времени между моментом возникновения повреждения и моментом отключения генераторов. Поскольку точное значение $\Delta P_{О.Г}$ в условиях реальной энергосистемы оценить трудно, для облегчения настройки автоматики и повышения точности ее работы целесообразно выполнять ее двухступенчатой.

Уменьшение генерирующей мощности первой ступенью автоматики ($\Delta P_{О.Г\,1}$), срабатывающей при частоте $f_{ср\,1}$, выбирается таким, чтобы обеспечить прекращение увеличения частоты к моменту достижения частотой уставки второй ступени автоматики $f_{ср\,2}$:

$$\Delta P_{О.Г1} = \frac{P_{Г0}(1 - k_Г \Delta f_2) + P_{Т0}(1 - k_Т \Delta f_2) - P_{Н0}(1 + k_Н \Delta f_2)}{1 - k_Г (f_{СР2} - f_{Д1})},$$

где $\Delta f_2 = f_{ср2} - f_0$ – превышение частоты срабатывания второй ступени по сравнению с номинальной; $f_{Д1}$ – частота в момент отключения генераторов от первой ступени автоматики.

Обычно при расчетах выражение упрощают, приняв $k_Г = 0$ (мощность гидрогенераторов за время повышения частоты до уставки второй ступени значительно не меняется), $k_Т \Delta f_2 = 1$ (турбогенераторы полностью разгружаются), $k_Н = 2$:

$$\Delta P_{О.Г1} = P_{Г0} - P_{Н0}(1 + 2\Delta f_2).$$

Вторая ступень срабатывает только в случае неточного определения $\Delta P_{О.Г\,1}$, т.е. служит для корректировки действия первой ступени.

Для резервирования автоматики ограничения повышения частоты, установленной на ГЭС, применяется делительная автоматика, реагирующая на повышение частоты и действующая на отключение линии связи между тепловой станцией с выделенной на нее нагрузкой и гидростанциями. Уставка реле частоты делительной автоматики выбирается несколько большей, чем $f_{ср\,2}$.

Автоматика для ограничения повышения напряжения (АОН) представляет собой, по существу, защиту электрооборудования от повышения напряжения. Значительное повышение напряжения возможно при отключении достаточно протяженной линии электропередачи с одной стороны. Для снижения напряжения АОН может действовать на включение шунтирующих реакторов, если они были отключены, и на

отключение линии, являющейся источником перенапряжения. В случае отказа выключателя линии АОН действует на отключение автотрансформатора подстанции с повышенным напряжением.

В качестве пускового органа автоматики используются максимальные реле напряжения с повышенным коэффициентом возврата ($k_{в} \geq 0,95$). Повышенный коэффициент возврата необходим для обеспечения чувствительности при надежном возврате в нормальных эксплуатационных условиях. На подстанциях, где источником повышенного напряжения может быть любая из нескольких линий, применяется схема направленной автоматики с реле реактивной мощности.

Автоматика для предотвращения аварийного понижения напряжения, применяемая в некоторых случаях, действует на отключение части потребителей (ОН).

9. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Используемые для автоматизации энергосистем законы и алгоритмы автоматического регулирования и управления определяются в основном главным образом свойствами и характеристиками оборудования, электрических сетей и энергосистем в целом, а также конкретными целями автоматизации, в связи с чем в значительной мере инвариантны к средствам их реализации. Вместе с тем метрологические, функциональные и эксплуатационные возможности электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементных баз существенно различаются и оказывают большое влияние на уровень эксплуатационно-технических характеристик и совершенствование автоматики энергосистем. В микропроцессорных средствах автоматики энергосистем [автоматических синхронизаторах, АПВ, АВР, АЧР, ЧАПВ, АРВ (напряжения) и реактивной мощности, АРЧВ и активной мощности, АЛАР, АОН, АОЧ, АПНУ] реализуются все достоинства цифровой формы представления и преобразования информации: функциональная универсальность, точность, хранение, самодиагностика, эффективная коммуникация, современный компьютерный эксплуатационный сервис. На рис. 9.1 представлена структурная обобщенная схема микропроцессорных средств автоматики энергосистем.

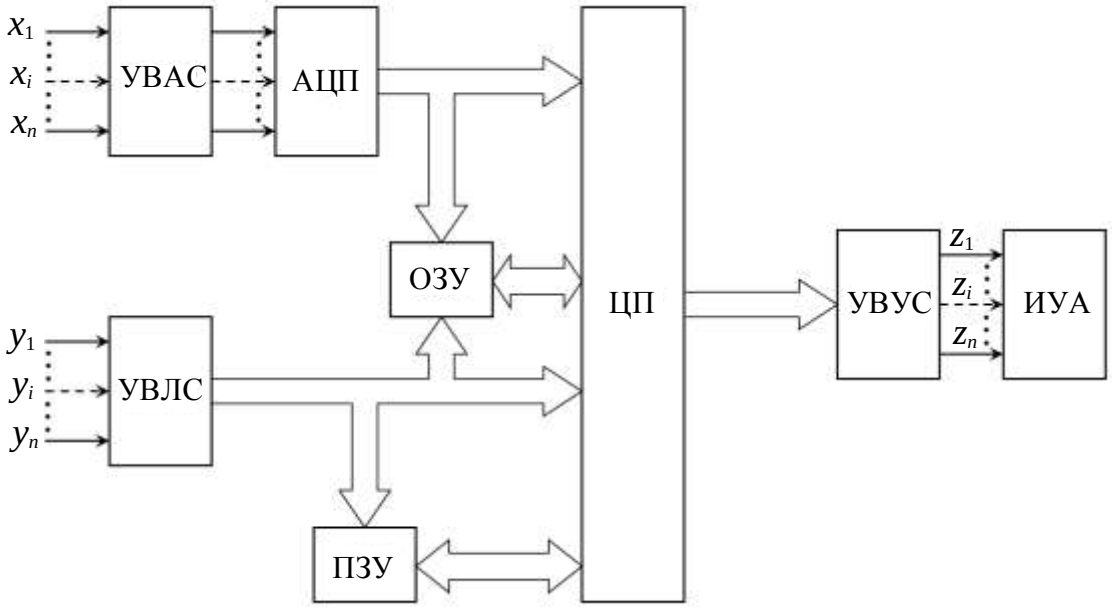


Рис. 9.1. Структурная обобщенная схема микропроцессорных средств автоматики энергосистем

Обозначения в рисунке:

$x_1 \ldots x_i \ldots x_n$ – аналоговые сигналы от измерительных трансформаторов и различных датчиков;

УВАС – устройство ввода аналоговых сигналов, обеспечивающее преобразование рода сигналов, например *ток – напряжение* и др., а также их необходимое нормирование-масштабирование;

$y_1 \ldots y_i \ldots y_n$ – логические сигналы от РЗ, внешней автоматики и задаваемые обслуживающим персоналом;

УВЛС – устройство ввода логических сигналов от РЗ, внешней автоматики и задаваемых обслуживающим персоналом;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь, осуществляющий преобразование значений непрерывного сигнала в цифровые коды, который может быть параллельным по отношению к числу оцифровываемых сигналов и последовательным. В последнем случае данный блок содержит коммутатор каналов сигналов, последовательно подключающий к АЦП каналы аналоговых сигналов;

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство;

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство;

ЦП – цифровой процессор, в общем случае микропроцессорный узел, обеспечивающий все функциональные преобразования;

УВУС – устройство вывода управляющих логических и через цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) аналоговых сигналов, обеспечивающее также необходимые преобразования рода сигналов и их усиление;

ИУА – исполнительные устройства автоматики ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном учебном пособии представлена только основная информация, касающаяся средств технологической и противоаварийной автоматики. К тому же описаны не в полном объеме и не все существующие и применяемые методы и средства противоаварийного управления. Для получения более полных данных рекомендуется литература [3–27].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрахамс Дж., Каверли Дж. Анализ электрических цепей методом графов. – М.: Мир, 1967. – 173 с.

2. Фабрикант В.Л., Глухов В.П., Паперно Л.Б. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование: учеб. пособие для втузов. – М.: Высш. шк., 1974.

3. Беркович М.А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергия, 1968. – 432 с.

4. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем: учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1980. – 224 с.

5. Барзам А.Б. Системная автоматика. – 3-е изд. – М.: Энергия, 1973. – 392 с.

6. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1976. – 464 с.

7. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.

8. Автоматизация энергетических систем / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, М.М. Савин. – М.: Энергия, 1977. – 440 с.

9. Казанский В.Е., Кузнецов А.П. Автоматизация энергетических систем. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 1973. – 170 с.

10. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость: пер. с англ. / под ред. Я.Н. Лугинского. – М.: Энергия, 1980. – 568 с.

11. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.

12. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

13. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.

14. Рюденберг Р. Переходные процессы в электроэнергетических системах. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1955. – 714 с.

15. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1970. – 472 с.

16. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.–Л.: Энергия, 1964. – 704 с.

17. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 362 с.

18. Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.

19. Ботвинник М.М. Регулирование возбуждения и статическая устойчивость синхронной машины. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1950. – 59 с.

20. Иносов В.Л., Цукерник Л.В. Компаундирование и электромагнитный корректор напряжения синхронных генераторов. – М.: Госэнергоиздат, 1954. – 150 с.

21. Сильное регулирование возбуждения / В.А. Веников и др. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 152 с.

22. Автоматические регуляторы возбуждения // Труды ВЭИ. – М.: Энергия, 1966. – Вып. 73. – 310 с.

23. Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах // Труды ВЭИ. – М.: Энергия, 1977. – Вып. 83. – 160 с.

24. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок: пер. с нем. / под ред. К.С. Демирчяна. – Л.: Энергия, 1980. – 578 с.

25. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 416 с.

26. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432 с.

27. Автоматизация энергетических систем / А.Д. Дроздов и др. – М.: Энергия, 1977. – 440 с.

Учебное издание

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебное пособие

Составители

АНДРЕЕВ Михаил Владимирович
БОРОВИКОВ Юрий Сергеевич
ГУСЕВ Александр Сергеевич
СУЛАЙМАНОВ Алмаз Омурзакович

Научный редактор
кандидат технических наук,
доцент В.Н. Копьев

Редактор *Н.Т. Синельникова*

Компьютерная верстка *А.А. Цыганкова*

Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии с качеством предоставленного оригинал-макета

Подписано к печати Формат 60×84/16.
Бумага «Снегурочка». Печать Xerox.
Усл. печ. л. 11,22. Уч.-изд. л. 10,16.
Заказ . Тираж экз.

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru