

Р.А. Вайнштейн, Е.А. Понамарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов

ОСНОВЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



Томск – Чебоксары
2015

ООО Научно-производственное предприятие «ЭКРА» создано в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирует без участия иностранного капитала.

Предприятие специализируется на разработке и поставках устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе, адаптированных к применению в составе АСУ ТП, для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Имеет полный производственный цикл – от разработки новых устройств, включая конструкторскую документацию и программное обеспечение, до их собственного производства, осуществляет шеф-наладку оборудования на объекте, гарантийное и сервисное обслуживание.

НПП «ЭКРА» разработало и выпускает серию микропроцессорных шкафов противоаварийной автоматики (ПА) типа ШЭЭ 22Х.

Шкафы ШЭЭ 22Х выполнены на базе терминала ЭКРА 22Х и предназначены для применения в качестве локальной и общестанционной ПА подстанций, тепловых, атомных и гидростанций, а также для реализации устройств управления аварийными режимами энергоузлов.



СОХРАНЯЯ
ЭНЕРГИЮ

Р.А. Вайнштейн, Е.А. Понамарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов

**ОСНОВЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

Учебное пособие

Томск – Чебоксары
2015

УДК 621.31
ББК 31.27
О-75

Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: Учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Понамарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов. – Чебоксары: Изд-во РИЦ «СРЗАУ», 2015. – 182 с.: ил.

ISBN 978-5-9907177-0-1

В учебном пособии рассмотрена общая структура системы автоматического противоаварийного управления, основы выполнения автоматики для предотвращения нарушения устойчивости, автоматики ликвидации асинхронного режима, а также автоматики ограничения недопустимого изменения частоты, напряжения и токовой нагрузки оборудования. Также рассмотрены статическая характеристика активной мощности энергосистемы по частоте, основы устойчивости параллельной работы частей энергосистемы и нормативные требования к устойчивости энергосистем.

Предназначено для использования на курсах повышения квалификации специалистов электроэнергетической отрасли и для студентов электроэнергетических специальностей высших учебных заведений.

Рецензенты

Заместитель главного диспетчера по режимам ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»,
к.т.н. Дьячков В.А.

Доцент кафедры электрических станций Новосибирского государственного технического университета (НГТУ),
к.т.н. Глазырин В.Е.

ISBN 978-5-9907177-0-1

© ООО НПП «ЭКРА», 2015
© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015
© Вайнштейн Р.А., Понамарев Е.А.,
Наумов В.А., Разумов Р.В., 2015
© Издательство РИЦ «СРЗАУ»,
оформление, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	7
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ВВОДНЫЕ СВЕДЕНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ.....	15
1.1 Статические характеристики нагрузки	15
1.1.1 Статические характеристики асинхронного двигателя	15
1.1.2 Статические характеристики комплексной нагрузки	23
1.2 Статические характеристики турбин	26
1.2.1 Статические характеристики паровых турбин при отсутствии автоматического регулирования частоты вращения	27
1.2.2 Статические характеристики турбин при автоматическом регулировании частоты вращения	29
1.3 Результирующая статическая характеристика активной мощности энергосистемы по частоте.....	31
1.4 Уравнение движения ротора агрегата турбина-генератор.....	36
1.5 Статическая устойчивость параллельной работы генераторов.....	39
1.5.1 Введение в понятие статической устойчивости параллельной работы генераторов на примере одномашинной схемы энергосистемы.....	39
1.5.2 Влияние параметров ЛЭП на угловую характеристику активной мощности.....	46
1.5.3 Влияние регулирования возбуждения генераторов на статическую аperiodическую устойчивость.....	51
1.6 Динамическая устойчивость параллельной работы генераторов	54
1.6.1 Синхронная динамическая устойчивость	55

1.6.2 Результирующая устойчивость. Восстановление синхронной работы частей энергообъединения (ресинхронизация)	61
2 СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ	67
2.1 Стадии возможного развития аварийной ситуации в энергосистемах	67
2.2 Основные подсистемы противоаварийной автоматики.....	68
2.3 Основные требования к устройствам противоаварийной автоматики	69
2.4 Нормативные требования к устойчивости энергосистем.....	69
3 ОСНОВЫ ВЫПОЛНЕНИЯ АВТОМАТИКИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ.....	75
4 ТИПОВЫЕ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ РАССМОТРЕНИИ ВОПРОСОВ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ	78
5 ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСЛОВИЙ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ	81
6 УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ПЕРЕДАЮЩИХ МОЩНОСТЬ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА I)	89
7 ВИДЫ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ, ИХ СВОЙСТВА И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	92
7.1 Отключение генераторов.....	92
7.2 Аварийное регулирование турбин	95
7.3 Электрическое торможение.....	98
8 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА II)	103

9 УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОЕДИНЕННЫХ СЛАБЫМИ СВЯЗЯМИ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА IV).....	108
9.1 Нерегулярные колебания мощности	108
9.2 Особенности обеспечения синхронной динамической устойчивости слабых связей.....	111
10 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ.....	115
10.1 Информация, необходимая для функционирования устройств противоаварийной автоматики.....	115
10.2 Функциональная структура систем противоаварийной автоматики и способы формирования управляющих воздействий.....	116
10.3 Некоторые децентрализованные устройства противоаварийной автоматики.....	119
11 АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА.....	122
11.1 Характерные особенности изменения электрических величин при двухчастотном асинхронном режиме.....	122
11.2 Виды устройств АЛАР.....	126
11.3 Быстродействующие устройства АЛАР, осуществляющие деление при $\delta < 180^\circ$	127
11.4 Устройство АЛАР, действующее на первом цикле асинхронного режима.....	130
11.5 Устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов асинхронного режима	133
11.6 Принципы размещения устройств АЛАР и выбор точки деления.....	135
12 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ	137
12.1 Процессы в электроэнергетических системах при дефиците активной мощности	137
12.2 Автоматический частотный ввод резерва.....	144
12.3 Автоматическая частотная разгрузка.....	146

12.4 Дополнительная автоматическая разгрузка.....	154
12.5 Частотная делительная автоматика.....	155
12.6 Краткие сведения о частотном автоматическом повторном включении.....	155
13 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ	157
14 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.....	160
15 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.....	164
16 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ.....	171
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	175

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пособие разработано группой авторов Томского политехнического университета и Научно-производственного предприятия «ЭКРА» с учетом опыта преподавания вопросов противоаварийного автоматического управления в Томском политехническом университете. Пособие предназначено для использования на курсах повышения квалификации работников электроэнергетической отрасли, в том числе в «Научно-образовательном центре «ЭКРА» при изучении аппаратуры противоаварийной автоматики. Данное учебное пособие может использоваться студентами электроэнергетических специальностей в высших учебных заведениях.

Различным аспектам противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах посвящено большое количество книг отечественных авторов, в том числе монографий, учебников и других изданий. Однако специфика организации учебного процесса на курсах повышения квалификации, в частности ограниченное число часов для изучения материала, а также различный уровень исходной подготовки слушателей, потребовали достаточно краткого изложения вопросов противоаварийной автоматики с умеренным подходом к глубине изложения теоретического материала.

При написании учебного пособия авторы использовали многочисленные литературные источники, а также необходимые нормативные документы. В тексте пособия приведены адресные ссылки на использованный материал. Кроме этого предлагается список дополнительной литературы, связанной с тематикой излагаемого в пособии материала.

Авторы выражают глубокую благодарность заместителю главного диспетчера по режимам ОАО «СО ЕЭС», к.т.н. Дьячкову В.А. и доценту кафедры электрических станций Новосибирского государственного технического университета, к.т.н. Глазырину В.Е. за рецензирование пособия, сделанные замечания и предложения, которые учтены в окончательной редакции. Авторы благодарны заместителю главного диспетчера по режимам филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, к.т.н. Останину А.Ю., внимательно прочитавшему пособие и сделавшему ценные замечания, и профессору кафедры «ТОЭ и РЗА» Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова, к.т.н. Шевцову В.М. за полезные советы и научное редактирование пособия. Отдельно авторы благодарят руководство ООО НПП «ЭКРА» в лице советника генерального

директора Наумова А.М. за всестороннюю поддержку работы по подготовке настоящего учебного пособия.

Все замечания и пожелания по содержанию пособия авторы примут с благодарностью и просят направлять их на почтовый адрес: 428003, РФ, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр-кт И. Яковлева, дом. 3, ООО НПП «ЭКРА» или по электронной почте: ronamarev_ea@ekra.ru (Понамарев Евгений Алексеевич).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В списке приведены общепринятые сокращения, используемые в руководящих документах и встречающиеся в тексте данного пособия.

АДВ – автоматическая дозировка воздействия
АДП – аварийно допустимый переток
АЗГ – автоматическая загрузка генераторов
АЗД – автоматическое запоминание дозировки
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения
АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты
АПВ – автоматическое повторное включение
АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АР – асинхронный режим
АРВ – автоматический регулятор возбуждения
АРВ СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия
АРТ – аварийное регулирование турбин
АРЧВ – автоматический регулятор частоты вращения
АЧВР – автоматический частотный ввод резерва
АЧР – автоматическая частотная разгрузка
АЭС – атомная электростанция
БАПВ – быстродействующее автоматическое повторное включение
ВЛ – воздушная линия
ГЭС – гидроэлектростанция
ДАР – дополнительная автоматическая разгрузка
ДРТ – длительная разгрузка турбин
ДС – деление энергосистемы
ЕЭС – единая электроэнергетическая система
ИО – исполнительный орган
ИРТ – импульсная разгрузка турбин
КЗ – короткое замыкание
КПР – контроль предшествующего режима
ЛВУ – логико-вычислительное устройство
ЛЭП – линия электропередачи

МДП – максимально допустимый переток
МУТ – механизм управления турбиной
ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение
ОГ – отключение генераторов
ОН – отключение нагрузки
ОР – отключение реакторов
ОЭС – объединенная электроэнергетическая система
ПА – противоаварийная автоматика
ПО – пусковой орган
ПС – подстанция
РЗ – релейная защита
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение
ТЭС – тепловая электростанция
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя
ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение
ЧДА – частотная делительная автоматика
ЭВМ – электронно-вычислительная машина
ЭГП – электрогидравлическая приставка
ЭДС – электродвижущая сила
ЭО – энергообъединение
ЭС – энергосистема (система)
ЭТ – электрическое торможение
ЭЦК – электрический центр качаний
ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Противоаварийное управление в энергосистемах: цели и задачи

Цели противоаварийного управления

Основными целями противоаварийного управления являются обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы [1].

Надежность энергетической системы является комплексным свойством и определяется как способность энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе:

- обеспечивать в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию;
- противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий;
- восстанавливать свои функции после их нарушения.

Последняя функция как способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений характеризует устойчивость энергосистемы.

Различают два вида устойчивости: динамическая устойчивость – это способность системы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений, и статическая устойчивость – это способность системы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений.

Под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров. Под малым возмущением режима следует понимать такое возмущение в энергосистеме, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Живучесть энергосистемы – способность противостоять аварийным возмущениям, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей.

Каскадное развитие аварии характеризуется последовательным отключением релейной защитой (РЗ) или противоаварийной автоматикой (ПА) электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для энергосистемы режима.

Надежность и живучесть обеспечиваются совокупностью мероприятий [1, 2]:

- резервированием генерирующих мощностей и пропускных способностей линий электропередачи,
- оптимизацией электрических режимов с учетом балансов топлива и гидроресурсов,
- рациональным размещением энергообъектов,
- углублением и совершенствованием автоматизации диспетчерского управления,
- повышением квалификации и производственной дисциплины эксплуатационного персонала и пр.

Наряду с перечисленными мероприятиями очень важную роль в обеспечении надежности и живучести электроэнергетических систем играют комплексы ПА, рассмотрению основ которой посвящено данное учебное пособие.

Классификация режимов в энергосистемах

Режим энергосистемы – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризуемый его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В соответствии со Стандартом «СО ЕЭС» [35], выделяют следующие виды режимов работы энергосистемы:

Нормальный режим энергосистемы – режим, при котором все значения параметров (частоты, напряжений в узлах, перетоков мощности по линиям электропередачи и трансформаторам) находятся в пределах, допустимых для длительной работы. Нормальный режим должен быть оптимальным. Под этим понимается, что наряду с требованиями к качеству электроэнергии, исправности элементов энергосистемы и надежности обеспечиваются минимум суммарных затрат или расхода условного топлива на производство и передачу электроэнергии, минимум потерь электроэнергии в сети и др.

Аварийный режим энергосистемы – режим с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов,

возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Переход от нормального режима к аварийному происходит в результате **аварийных возмущений**. Под аварийным возмущением понимается внезапное и существенное изменение состояния энергосистемы в результате короткого замыкания, непредвиденного отключения элемента из-за его повреждения или ошибочных действий защиты, автоматики или персонала.

Наиболее распространенными аварийными возмущениями, на которые прежде всего ориентируется противоаварийная автоматика, являются следующие три вида возмущений:

- короткое замыкание с отключением элемента(ов) сети;
- отключение элемента(ов) сети без короткого замыкания;
- аварийный небаланс активной мощности по любым причинам.

При первом виде возмущений имеет место так называемый сложный переход, в процессе которого происходит смена более трех состояний энергосистемы (например, доаварийное, аварийное и послеаварийное состояния). Два последних приводят к простым переходам, при которых имеют место только два состояния энергосистемы (доаварийное и послеаварийное). Но и при таком ограниченном наборе основных видов аварийных возмущений в сложных энергосистемах с их многообразием схем и режимов может возникать множество разнообразных аварийных ситуаций.

Послеаварийный режим – режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Допустимое время для восстановления условий нормального режима составляет 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим – режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Длительность вынужденного режима должна быть не более 40 мин., дополнительно к 20 мин., разрешенным для нормализации послеаварийного режима.

Для изложения ряда вопросов настоящего учебного пособия приводим в соответствии с нормативными документами [35, 38] определения некоторых важных понятий:

Связь – последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты, рассматриваемые как сетевые элементы.

Сечение – совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Частичное сечение – совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

Контролируемое сечение – сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.

Задачи автоматического противоаварийного управления [1]

Автоматическое противоаварийное управление – управление режимом энергосистемы посредством специальных автоматических устройств, цель которого заключается в предотвращении развития нарушений нормального режима, сопровождающихся высокой скоростью изменения его параметров, при которой неэффективны системы автоматического и оперативного управления нормальными режимами. Специальные автоматические устройства, предназначенные для реализации задач автоматического противоаварийного управления, образуют систему противоаварийной автоматики.

Автоматическим противоаварийным управлением при возникновении возмущений должны решаться следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы частей энергосистемы;
- прекращение асинхронного режима, если предотвратить нарушение устойчивости не удалось;
- предотвращение выхода за допустимые границы частоты, напряжения и предотвращение перегрузки оборудования по току.

В ЕЭС и входящих в ее состав энергосистемах система автоматического противоаварийного управления направлена прежде всего на решение первой из перечисленных задач.

Недопустимые отклонения частоты, напряжения и тока в большинстве случаев возникают либо после нарушения устойчивости, либо в послеаварийных условиях, близких к предельным по устойчивости. Поэтому сохранение устойчивости в большинстве случаев обеспечивает решение и других задач.

1 ВВОДНЫЕ СВЕДЕНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Рассмотрение вопросов противоаварийного управления в ЭЭС неразрывно связано с теорией электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Поэтому в дальнейшем при изложении материала подразумевается, что специалисты, использующие пособие, имеют базовые знания в этой области. Несмотря на это авторы посчитали целесообразным дать краткие сведения о некоторых характеристиках объектов энергосистем в установившихся и переходных режимах, связанных с рассматриваемыми вопросами, а также о статической и динамической устойчивости параллельной работы генераторов.

1.1 Статические характеристики нагрузки

Под статическими характеристиками нагрузки обычно понимают зависимость активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения и от частоты в семействе установившихся режимов или при сравнительно медленном изменении параметров режима. Зависимость мощности нагрузки от напряжения и частоты оказывает существенное влияние на процессы в энергосистемах, особенно в условиях, когда исчерпывается регулировочный диапазон источников по активной и реактивной мощности.

1.1.1 Статические характеристики асинхронного двигателя

Основные особенности характеристик нагрузки, оказывающие влияние на установившиеся режимы и переходные процессы, определяются двигательной частью нагрузки. Поэтому целесообразно рассмотреть статические характеристики асинхронных двигателей, которые составляют основную часть двигательной нагрузки (до 80%).

Поведение асинхронного двигателя отображается уравнением движения

$$J \frac{d\omega_R}{dt} = M_{\text{э.м.}} - M_{\text{мех}}, \quad (1.1)$$

где J – момент инерции вращающихся масс двигателя и приводимого механизма; ω_R – частота вращения ротора двигателя относительно неподвижного статора; $M_{\text{э.м.}}$ – электромагнитный момент, развиваемый двигателем; $M_{\text{мех}}$ – механический момент сопротивления на валу двигателя.

Характер движения ротора асинхронного двигателя в переходных процессах, значение частоты вращения в установившемся режиме, а также устойчивость работы двигателя определяются характером зависимости моментов $M_{\text{э.м.}}$ и $M_{\text{мех}}$ от частоты вращения.

При анализе процессов в асинхронном двигателе используется обычно не частота вращения, а скольжение относительно некоторой оси отсчета, вращающейся с определенной частотой. Эта замена целесообразна в связи с тем, что электромагнитный момент определяется скольжением ротора относительно вектора напряжения, приложенного к двигателю.

Моменты $J \frac{d\omega_R}{dt}$ и $M_{\text{мех}}$, имеющие чисто механическую природу, зависят от частоты вращения относительно неподвижного статора. Скольжение для них определяется относительно вектора, вращающегося с номинальной частотой (синхронно вращающаяся ось). Для перехода к уравнению, выраженному через скольжение, рассмотрим еще одно очевидное уравнение

$$\frac{d\omega_{\text{ном}}}{dt} = 0. \quad (1.2)$$

Вычтем из уравнения (1.2) уравнение (1.1) и получим

$$J \frac{d(\omega_{\text{ном}} - \omega_R)}{dt} = M_{\text{мех}} - M_{\text{э.м.}} \quad (1.3)$$

Перейдем к относительным единицам, приняв за базисные величины номинальную частоту $\omega_{\text{ном}}$ и номинальный момент $M_{\text{ном}}$. В этом случае (1.3) будет иметь вид

$$T_{\text{д}} \frac{ds_R}{dt} = M_{\text{мех}*} - M_{\text{э.м.*}},$$

где $T_{\text{д}} = J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{ном}}}$ – механическая постоянная времени вращающихся масс двигателя и приводимого им механизма; $s_R = \frac{\omega_{\text{ном}} - \omega_R}{\omega_{\text{ном}}}$ – скольжение ротора относительно вектора, вращающегося с номинальной частотой.

Мощность, затрачиваемая на приведение в действие механизма, связана с механическим моментом следующим образом:

$$P_{\text{мех}} = \omega_R M_{\text{мех}}.$$

В свою очередь, механический момент также может зависеть от ω_R .

Активная мощность, потребляемая двигателем из сети, связана с электромагнитным моментом через частоту напряжения, приложенного к двигателю

$$P_{\text{д}} = \omega M_{\text{э.м.}}$$

Электромагнитный момент, как упоминалось выше, является функцией скольжения ротора относительно вектора напряжения, которое равно

$$s = \frac{\omega - \omega_R}{\omega}. \quad (1.4)$$

Частота напряжения, приложенного к двигателю, может отличаться от номинальной, и в установившемся режиме она равна фактической частоте в энергосистеме.

Активная и реактивная мощности, потребляемые двигателем, могут быть определены по упрощенной схеме замещения асинхронного двигателя [3], приведенной на рис. 1.1.

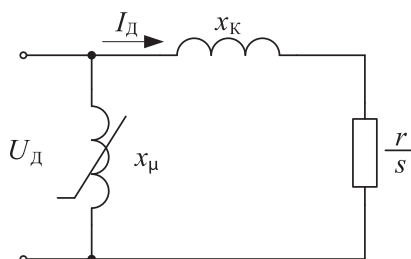


Рис. 1.1 Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

Активная мощность двигателя

$$P_{\text{д}} = I_{\text{д}}^2 \frac{r}{s}. \quad (1.5)$$

Так как в принятой схеме (рис. 1.1) $I_{\text{д}} = \frac{U_{\text{д}}}{\sqrt{x_{\text{к}}^2 + \left(\frac{r}{s}\right)^2}}$, то $P_{\text{д}} = \frac{U_{\text{д}}^2 rs}{x_{\text{к}}^2 s^2 + r^2}$.

Учтем зависимость индуктивного сопротивления $x_{\text{к}}$ от частоты. Тогда

$$P_{\text{д}} = \frac{U_{\text{д}}^2 rs}{\left(x_{\text{к}} \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}}\right)^2 s^2 + r^2}. \quad (1.6)$$

Реактивная мощность состоит из двух составляющих

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{к}} + Q_{\mu}. \quad (1.7)$$

Первая составляющая $Q_{\text{к}}$ – реактивная мощность на сопротивлении $x_{\text{к}}$

$$Q_{\text{к}} = I_{\text{д}}^2 x_{\text{к}} \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}}. \quad (1.8)$$

На основании (1.5) $I_{\text{д}}^2 = P_{\text{д}} \frac{s}{r}$, поэтому

$$Q_{\text{к}} = P_{\text{д}} \frac{s}{r} x_{\text{к}} \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}}. \quad (1.9)$$

Вторая составляющая Q_{μ} – реактивная мощность намагничивания. Ветвь намагничивания асинхронного двигателя x_{μ} нелинейная (рис. 1.1). Вольтамперная характеристика ветви намагничивания (характеристика холостого хода) имеет вид, показанный на рис. 1.2.

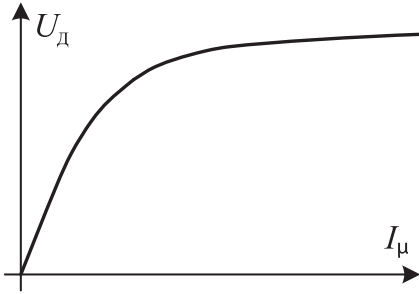


Рис. 1.2 Вольтамперная характеристика ветви намагничивания

Для определения Q_{μ} может использоваться следующее приближенное выражение [4]:

$$Q_{\mu} = \frac{U_{\text{д}}^2}{x_{\mu} \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}}} \xi(U_{\text{д}}). \quad (1.10)$$

Характер зависимости I_{μ} от $U_{\text{д}}$ таков, что Q_{μ} с ростом $U_{\text{д}}$ нарастает в степени выше второй. Функция $\xi(U_{\text{д}})$

отображает нелинейность характеристики по рис. 1.2.

Зависимость активной и реактивной мощности, потребляемой двигателем, от напряжения

Зависимости $P_{\text{д}}(U_{\text{д}})$ и $Q_{\text{д}}(U_{\text{д}})$ определяются соотношениями (1.6), (1.9), (1.10) и уравнением движения (1.1). На рис. 1.3 представлены зависимости от скольжения $M_{\text{э.м.}}(s)$ и $M_{\text{мех}}(s)$ при номинальной частоте и различном напряжении, приложенном к двигателю. Скольжение, при котором электромагнитный момент имеет максимальное значение, принято называть критическим скольжением $s_{\text{кр}}$.

Критическое скольжение может быть найдено решением уравнения

$$\frac{dM_{\text{э.м.}}}{ds} = 0. \quad (1.11)$$

При постоянной частоте $\omega = \omega_{\text{ном}}$ условие (1.11) имеет вид

$$\frac{dM_{\text{э.м.}}}{ds} = \frac{dP_{\text{д}}}{ds} = \frac{U_{\text{д}}^2 r (x_{\text{к}}^2 s^2 + r^2) - 2U_{\text{д}}^2 r s^2 x_{\text{к}}^2}{(x_{\text{к}}^2 s^2 + r^2)^2} = 0. \quad (1.12)$$

На основании (1.12) получаем, что $r^2 - x_{\text{к}}^2 s^2 = 0$. Следовательно:

$$s_{\text{кр}} = r / x_{\text{к}}.$$

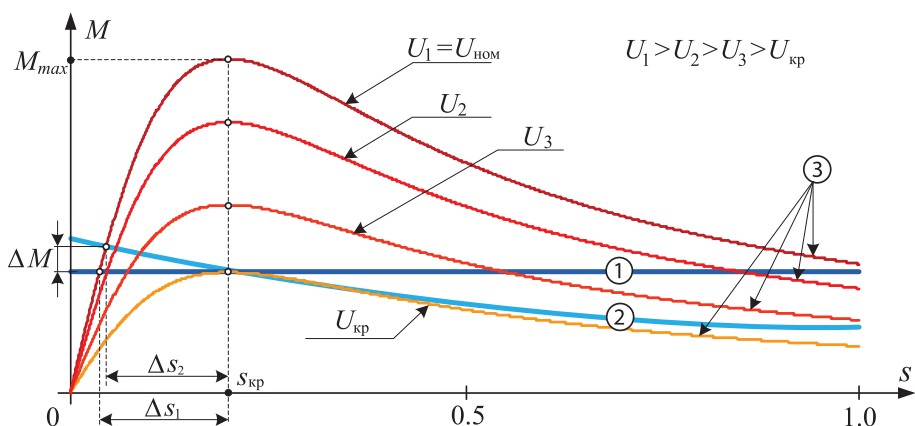


Рис. 1.3 Зависимость моментов на валу электродвигателя от скольжения:

1 – постоянный механический момент нагрузки (дробилки, мельницы); 2 – переменный механический момент нагрузки (насосы, вентиляторы); 3 – электромагнитный момент при различных напряжениях на зажимах электродвигателя

Важно отметить, что для принятой схемы замещения и при условии, что r и x_K не зависят от напряжения и скольжения, критическое скольжение не зависит от напряжения.

Максимальное значение электромагнитной мощности при $\omega = \omega_{\text{ном}}$

$$P_{\text{д. max}} = \frac{U_{\text{д}}^2}{2x_K}.$$

В точках, где $M_{\text{мех}} = M_{\text{э.м.}}$, состояние равновесия может быть устойчивым или неустойчивым. Нетрудно установить, что в зоне скольжений $0 < s < s_{\text{кр}}$, где $\frac{dM_{\text{э.м.}}}{ds} > 0$, состояния равновесия статически устойчивы, так как при небольшом отклонении от этих состояний возникающий избыточный момент ($M_{\text{мех}} - M_{\text{э.м.}}$) возвращает скольжение к прежнему значению. В зоне скольжений $s_{\text{кр}} < s < 1$, где $\frac{dM_{\text{э.м.}}}{ds} < 0$, состояния равновесия неустойчивы, так как при любых сколь угодно малых отклонениях от этих состояний возникающий избыточный момент приводит к еще большему изменению скольжения. При снижении напряжения до значения $U = U_{\text{кр}}$, называемого критическим (см. рис. 1.3), наступает граничное состояние по условию устойчивой работы двигателя. Последующее снижение напряжения ниже

критического приводит к «лавинообразному» процессу снижения частоты вращения двигателя вплоть до его остановки.

Зависимость **активной мощности** асинхронного двигателя от **напряжения** $P_d(U_d)$ в зоне устойчивых режимов ($U_d > U_{кр}$) определяется равенством моментов

$$M_{Э.М.} = \frac{P_d}{\omega} = M_{мех}. \quad (1.13)$$

Как видно (рис. 1.3), при изменении напряжения от $U_{ном}$ до $U_{кр}$ изменение скольжения Δs сравнительно невелико, и поэтому небольшие изменения активной мощности могут иметь место, если механический момент зависит от частоты вращения (кривая 2 на рис. 1.3). Если же механический момент от частоты вращения не зависит (кривая 1 на рис. 1.3), то с учетом принятых допущений активная мощность вообще не зависит от напряжения.

Таким образом, в зоне устойчивых режимов активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем, слабо изменяется при изменении напряжения и определяется в основном мощностью приводимого механизма. В зоне неустойчивых режимов ($U_d < U_{кр}$), когда двигатель затормаживается вплоть до полной остановки, потребляемая им активная мощность определяется только электрическими потерями, так как при $\omega_R = 0$ $P_{мех} = 0$.

Зависимость **реактивной мощности** асинхронного двигателя от **напряжения** $Q_d(U)$ определяется двумя ее составляющими по соотношениям (1.7), (1.9) и (1.10).

Характер изменения составляющей Q_k рассмотрим, приняв $M_{мех} = \text{const}$. При этом $P_d = M_{мех} \omega = \text{const}$, следовательно, из (1.5) вытекает, что скольжение пропорционально квадрату тока

$$s \equiv I_d^2 \frac{r}{P_d}.$$

Из (1.8) следует, что составляющая Q_k также пропорциональна току в квадрате. Таким образом, характер изменения Q_k и s одинаков. Зависимости $Q_k(U)$ и $s(U)$ показаны на рис. 1.4.

Для ряда значений напряжения от $U_{ном}$ до $U_{кр}$ определяются значения скольжения (точки 1 – 6 на рис. 1.4, а) и строится зависимость $s(U)$. При соответствующем подборе масштабов по оси ординат эта зависимость также

является зависимостью $Q_K(U)$. Режимы, соответствующие точкам 1, 2 и 3, являются устойчивыми, точка 4 соответствует критическому режиму, а точки 5, 6 и 7 – неустойчивым режимам.

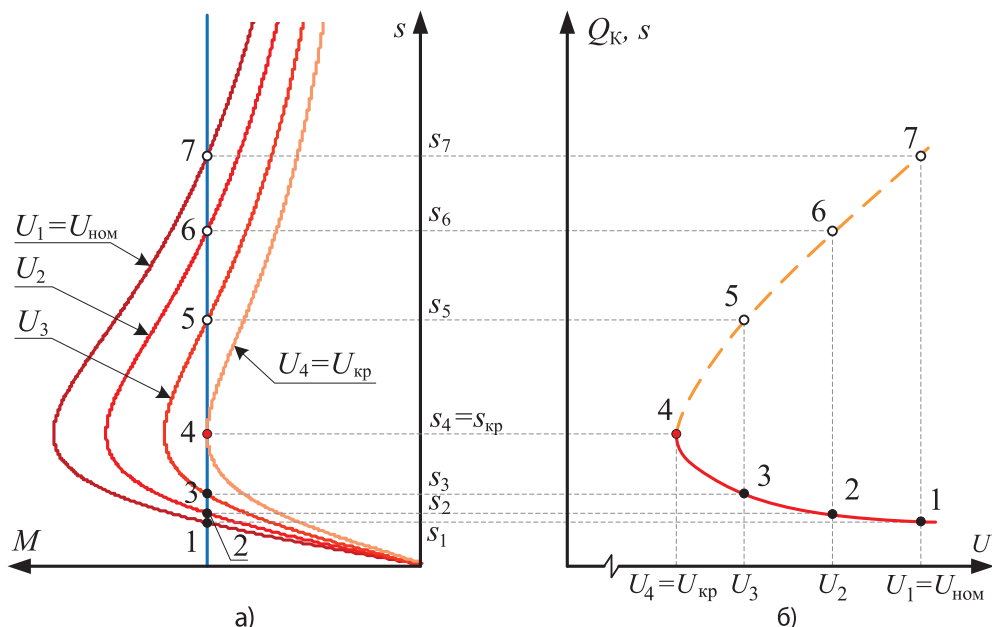


Рис. 1.4 Пояснения к построению зависимости $Q_K = f(U)$: а) зависимости момента от напряжения и скольжения; б) зависимость реактивной мощности Q_K и скольжения s от напряжения

Наиболее существенным обстоятельством, вытекающим из полученной зависимости, является то, что при снижении напряжения до $U_{\text{кр}}$ имеет место лавинообразное увеличение потребляемой реактивной мощности.

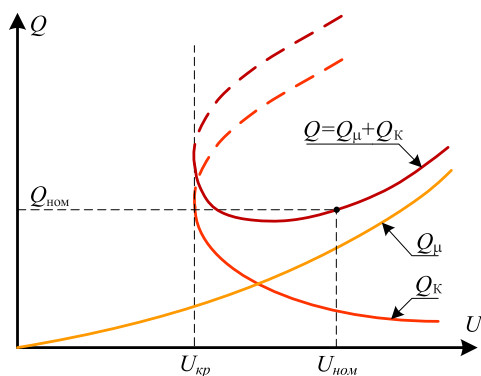


Рис. 1.5 Зависимости составляющих реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем, от напряжения

Составляющая Q_μ в соответствии с (1.10) из-за нелинейности характеристики холостого хода зависит от напряжения в степени выше второй. Вид зависимости $Q_\mu(U)$ показан на рис. 1.5 [5].

Здесь же приведен график суммарной реактивной мощности, потребляемой двигателем при изменении напряжения. Пунктиром выделен участок неустойчивого

режима, когда рост реактивной мощности вызывает дополнительное снижение напряжения и процесс приобретает лавинообразный характер.

Зависимость активной и реактивной мощности, потребляемой двигателем, от частоты

Активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем, в основном определяется зависимостью механического момента приводимого механизма от частоты вращения, так как без учета потерь в двигателе

$$P_{\text{д}} = P_{\text{мех}} = M_{\text{мех}} \omega_R.$$

Механический момент, в свою очередь, также может зависеть от частоты в степени выше первой. Если пренебречь изменением скольжения s при изменении частоты напряжения, приложенного к двигателю в области устойчивых режимов, то, как следует из (1.4), $\omega_R = \omega(1 - s)$. Таким образом, можно принять, что активная мощность, потребляемая двигателем

$$P_{\text{д}} = \omega M_{\text{мех}}. \quad (1.14)$$

Для определения зависимости реактивной мощности асинхронного двигателя от частоты рассмотрим отдельно зависимость от частоты ее составляющих Q_K и Q_{μ} . Сопоставляя соотношения (1.5) и (1.13), можно установить, что

$$s = I_{\text{д}}^2 \frac{r}{\omega M_{\text{мех}}}. \quad (1.15)$$

Чтобы установить характер зависимости $Q_K(\omega)$, примем $M_{\text{мех}} = \text{const}$, тогда из (1.15) получим

$$I_{\text{д}}^2 \equiv \omega s.$$

Так как по (1.8) $Q_K = I_{\text{д}}^2 x_K \frac{\omega}{\omega_{\text{ном}}}$, то можно сделать вывод, что Q_K изменяется пропорционально квадрату частоты напряжения, приложенного к двигателю: $Q_K \equiv \omega^2 s$.

Составляющая Q_{μ} , как следует из (1.10), напротив, уменьшается с ростом частоты и возрастает с уменьшением частоты.

Вид графиков зависимости составляющих реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем, от частоты приведен на рис. 1.6.

При их построении учтено отмечаемое в [5] обстоятельство, что характер изменения результирующей реактивной мощности определяется первой составляющей (Q_K) при росте частоты и второй составляющей (Q_{μ}) при снижении частоты.

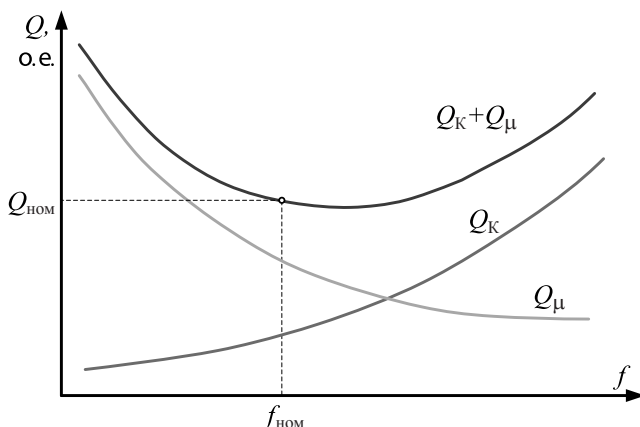


Рис. 1.6 Зависимости реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем, от частоты

1.1.2 Статические характеристики комплексной нагрузки

При проведении проектных и эксплуатационных расчетов в энергосистемах невозможно учесть нагрузку каждого отдельного потребителя, поэтому в данном случае речь может идти об эквивалентной нагрузке предприятий, городских районов и т.п. Такую эквивалентную нагрузку принято называть комплексной нагрузкой. В состав комплексной нагрузки входят бытовые потребители, освещение, двигатели (в большинстве случаев асинхронные), выпрямительная нагрузка и др.

Статические характеристики комплексной нагрузки определяются реакцией всех ее составляющих. Эта реакция, естественно, не остается неизменной, а зависит от изменяющегося состава нагрузки, степени загрузки двигателей, наличия устройств для компенсации реактивной мощности (батарей конденсаторов и т.п.). В суммарную мощность комплексной нагрузки входят также и потери в распределительных сетях.

В расчетах установившихся режимов используются статические характеристики комплексной нагрузки, которые частично получены расчетными методами, а также путем постановки натурных испытаний [6, 7].

Общие свойства статических характеристик комплексной нагрузки кратко изложены ниже.

1) Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты и напряжения

Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты обусловлена наличием в ее составе двигательной нагрузки. Степень зависимости активной мощности двигателей от частоты, в свою очередь, зависит от крутизны моментно-скоростных характеристик механизмов, вращаемых двигателями.

Активная мощность освещения, дуговых печей и т.п. от частоты практически не зависит. Поэтому на зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты оказывает существенное влияние доля мощности двигательной части от суммарной мощности узла нагрузки.

Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от напряжения, напротив, определяется ее статической частью, так как активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем в устойчивой области, очень слабо зависит от напряжения, а активная мощность синхронных двигателей при их устойчивой работе зависит от напряжения в еще меньшей степени.

Если статическую часть нагрузки представить в виде постоянной проводимости g_H , то ее мощность будет зависеть от напряжения во второй степени $P_H = U^2 g_H$. У некоторых видов статической нагрузки, например у ламп накаливания, степень зависимости активной мощности от напряжения меньше двух из-за изменения сопротивления нити лампы при изменении напряжения.

2) Зависимость реактивной мощности комплексной нагрузки от частоты и напряжения

Характер зависимости реактивной мощности нагрузки от частоты и напряжения в значительной степени определяется двигательной частью, что рассмотрено выше. Дополнительное влияние на статические характеристики реактивной мощности оказывают также следующие факторы:

- нелинейность характеристик холостого хода не только двигателей, но и трансформаторов;
- изменение возбуждения синхронных двигателей при изменении частоты и напряжения;
- наличие и вид устройств компенсации реактивной мощности;
- изменение зарядной мощности линий пропорционально квадрату напряжения.

В [7] отмечается, что «в отличие от статических характеристик активной мощности, характеристики реактивной мощности по частоте и напряжению весьма многообразны и практически не поддаются типизации».

Примерный вид статических характеристик комплексной нагрузки по данным, приведенным в [24], показан на рис. 1.7.

Статические характеристики активной мощности комплексной нагрузки, в реально возможном диапазоне изменения частоты и напряжения, практически линейны, а статические характеристики реактивной мощности

имеют более сложный вид. Особенно существенно наличие минимума у статической характеристики реактивной мощности по напряжению при некотором напряжении, называемом критическим $U = U_{кр}$. Если напряжение снижается ниже $U_{кр}$, то происходит нарушение устойчивости нагрузки, сопровождающееся остановкой асинхронных двигателей, увеличением потребляемой реактивной мощности, что вызывает еще более глубокое снижение напряжения, то есть возникает явление, которое принято называть «лавинной напряжения».

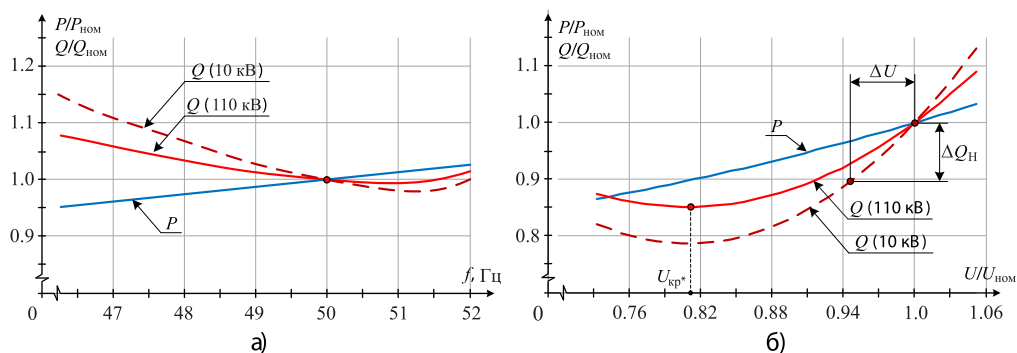


Рис. 1.7 Примерный вид статических характеристик комплексной нагрузки:

а) по частоте; б) по напряжению. P – зависимость активной мощности нагрузки от частоты (напряжения); $Q(10 \text{ кВ})$ и $Q(110 \text{ кВ})$ – зависимость реактивной мощности нагрузки, приведенной к шинам 10 и 110 кВ соответственно, от частоты (напряжения)

При рассмотрении режимов и расчетов, не связанных с ожиданием больших отклонений частоты и напряжения, статические характеристики могут быть линеаризованы в окрестностях значений частоты и напряжения в предшествующем режиме $f = f_0$ и $U = U_0$. Коэффициент наклона линеаризованных статических характеристик определяется как отношение относительного изменения мощности к относительному изменению частоты или напряжения. За базовые значения мощности, частоты и напряжения принимаются их значения в предшествующем режиме. Если частота и напряжение в предшествующем режиме неизвестны, то за базовые могут приниматься их номинальные значения. Например, для статической характеристики реактивной мощности по напряжению (рис. 1.7, б) имеем

$$k_U^{(Q)} = \frac{\Delta Q_H}{Q_{H0}} \frac{U_{ном}}{\Delta U},$$

где Q_{H0} – мощность нагрузки в предшествующем установившемся режиме.

Коэффициент наклона линеаризованной статической характеристики может быть определен также как частная производная мощности по соответствующему параметру

$$k_U^{(Q)} = \left(\frac{dQ_H}{dU} \frac{U_{\text{ном}}}{Q_{H0}} \right)_{U=U_{\text{ном}}}.$$

Аналогично определяются коэффициенты наклона и для других характеристик $k_U^{(P)}$, $k_f^{(P)}$, $k_f^{(Q)}$.

Изменение мощности нагрузки при изменении частоты и напряжения, в свою очередь, также оказывает влияние на параметры режима, и это влияние принято называть регулирующим эффектом нагрузки соответственно по частоте и напряжению, а коэффициенты $k_U^{(P)}$, $k_U^{(Q)}$, $k_f^{(P)}$ и $k_f^{(Q)}$ – коэффициентами регулирующего эффекта нагрузки.

При положительных коэффициентах наклона статических характеристик регулирующий эффект оказывает стабилизирующее влияние, то есть при переходе от одного установившегося режима к другому изменение напряжения и частоты будут меньше, чем они были бы в случае неизменной мощности нагрузок. При малых отклонениях частоты и напряжения коэффициенты $k_U^{(P)}$, $k_U^{(Q)}$, $k_f^{(P)}$ всегда положительны, а коэффициент $k_f^{(Q)}$ может быть и положительным, и отрицательным.

1.2 Статические характеристики турбин

Под статической характеристикой турбины понимают зависимость мощности турбины от частоты вращения.

Мощность паровой турбины определяется соотношением

$$P_T = A_{\Pi} D H_0 \eta,$$

где A_{Π} – коэффициент пропорциональности; D – расход пара (т/час); H_0 – располагаемый тепловой перепад; η – коэффициент полезного действия.

Мощность турбины, как правило, регулируется изменением расхода пара D . У паровых турбин в качестве регулирующих элементов используются специальные регулирующие клапаны.

Мощность гидротурбины определяется соотношением

$$P_{\Gamma} = A_{\Gamma} Q H \eta,$$

где A_{Γ} – коэффициент пропорциональности; Q – расход воды (м³/с); H – полезный напор воды на турбине, м; η – коэффициент полезного действия.

Мощность гидротурбины регулируется изменением расхода воды Q через рабочее колесо. У гидротурбин в качестве регулирующего элемента используется устройство, которое называется направляющим аппаратом.

Для рассмотрения ряда вопросов, излагаемых далее, необходимы сведения о статических характеристиках турбин при отсутствии и наличии автоматического регулирования частоты вращения. В отсутствии регулирования положение регулирующих элементов турбин неизменно, и, соответственно, неизменны расход пара и расход воды. Однако свойства турбин таковы, что их мощность и в этом случае определенным образом зависит от частоты. При наличии регулирования положение регулирующих клапанов соответствующим образом изменяется в функции от частоты вращения, что радикальным образом изменяет статическую характеристику турбины.

1.2.1 Статические характеристики паровых турбин при отсутствии автоматического регулирования частоты вращения

Вращающий момент ступени паровой турбины при неизменном положении регулирующих клапанов равен [8]:

$$M_{\text{ТП}} - (M_{\text{ТП}} - M_{\text{Т0}})\omega_* = M_{\text{Т}}, \quad (1.16)$$

где $M_{\text{ТП}}$ – пусковой момент при $\omega = 0$; $M_{\text{Т0}}$ – момент, развиваемый турбиной при постоянном открытии регулирующих клапанов и при номинальной частоте вращения, $\omega_* = 1$; $\omega_* = \omega/\omega_{\text{ном}}$ – частота вращения (о.е.).

Выражение (1.16) представим в относительных единицах, приняв за базовую величину номинальный момент $M_{\text{Т.ном}}$:

$$M_{\text{ТП}*} - (M_{\text{ТП}*} - M_{\text{Т0}*})\omega_* = M_{\text{Т}*}. \quad (1.17)$$

Частота вращения, при которой $M_{\text{Т}*} = 0$, называется угонной частотой вращения ω_{y*} . Значение ω_{y*} может быть определено из уравнения:

$$M_{\text{ТП}*} - (M_{\text{ТП}*} - M_{\text{Т0}*})\omega_{y*} = 0,$$

откуда

$$\omega_{y*} = \frac{M_{\text{ТП}*}}{M_{\text{ТП}*} - M_{\text{Т0}*}}. \quad (1.18)$$

Мощность, развиваемая турбиной:

$$P_{\text{Т}} = M_{\text{Т}}\omega = M_{\text{ТП}}\omega - (M_{\text{ТП}} - M_{\text{Т0}})\omega_*\omega. \quad (1.19)$$

Разделив (1.19) на $P_{\text{Т.ном}} = \omega_{\text{ном}} M_{\text{Т.ном}}$, получим

$$P_{\text{Т}*} = M_{\text{ТП}*}\omega_* - (M_{\text{ТП}*} - M_{\text{Т0}*})\omega_*^2. \quad (1.20)$$

Найдем выражение для частоты вращения, при которой мощность имеет максимальное значение

$$\frac{dP_{T*}}{d\omega_*} = M_{ТП*} - (M_{ТП*} - M_{Т0*})2\omega_* = 0;$$

$$\omega_{M*} = \frac{M_{ТП*}}{2(M_{ТП*} - M_{Т0*})}. \quad (1.21)$$

Турбины конструируют так, чтобы максимальная мощность была при номинальной частоте вращения, то есть $\omega_M = \omega_{ном}$ или $\omega_{M*} = 1$.

Теперь из (1.21) может быть найдено соотношение между $M_{ТП*}$ и $M_{Т0*}$ при номинальной частоте вращения:

$$M_{ТП*} = 2M_{Т0*}. \quad (1.22)$$

На основании (1.18) определим $\omega_{y*} = 2$. Подставив (1.22) в (1.17) и (1.20), получим следующие выражения для статических характеристик паровой турбины при отсутствии регулирования:

$$M_{T*} = M_{Т0*}(2 - \omega_*); \quad (1.23)$$

$$P_{T*} = M_{Т0*}(2 - \omega_*)\omega_*. \quad (1.24)$$

На рис. 1.8 приведены статические характеристики паровой турбины для двух значений открытия регулирующих клапанов:

- 1 – открытие, соответствующее номинальной мощности $M_{Т0*} = 1$;
- 2 – открытие, соответствующее 80% номинальной мощности $M_{Т0*} = 0,8$.

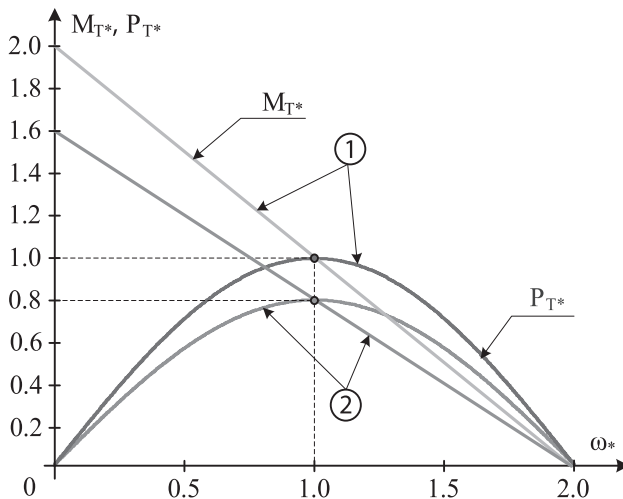


Рис. 1.8 Статические характеристики паровой турбины при отсутствии регулирования

Следует обратить внимание, что при небольших отклонениях частоты от номинального значения у нерегулируемой турбины (неизменное положение регулирующих клапанов) мощность практически постоянна. Так из (1.24) следует, что, например, при изменении частоты относительно номинальной на $\pm 10\%$ мощность снижается на 1%.

Для гидротурбин, в принципе, действительны все приведенные соотношения. Как и паровая турбина, гидротурбина относится к двигателям постоянной мощности: при неизменном положении регулирующего органа мощность энергоносителя, подводимая к турбине, остается постоянной, а момент снижается с увеличением частоты вращения [8].

1.2.2 Статические характеристики турбин при автоматическом регулировании частоты вращения

Все энергетические турбины снабжаются автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ), которые при изменении частоты, вызванной нарушением баланса активной мощности в энергосистеме, изменяют положение регулирующих органов турбины. При понижении частоты АРЧВ действует на увеличение впуска энергоносителя и наоборот. Это, в свою очередь, вызывает соответствующее изменение мощности агрегата. Регуляторы частоты вращения турбин принято называть также первичными регуляторами частоты.

Статическая характеристика регулируемой турбины может быть получена из (1.24), если учесть, что при изменении частоты изменяется $M_{\text{ТО}^*}$. Следовательно, следует рассмотреть соответствующее семейство характеристик по (1.24), что иллюстрируется на рис. 1.9 [5].

Принципиальным обстоятельством является то, что в общем случае при изменении мощности после окончания процесса регулирования имеется некоторое остаточное отклонение частоты, и в целом идеализированная статическая характеристика регулируемой турбины имеет вид, показанный на рис. 1.10.

Идеализация здесь заключается в том, что не учитывается зона нечувствительности, которая обусловлена техническим несовершенством элементов АРЧВ. Статическую характеристику регулируемой турбины принято называть характеристикой регулирования агрегата. Величина, определяемая как отношение относительного изменения частоты вращения к относительному изменению мощности, называется коэффициентом статизма

$$k_c = \frac{\Delta\omega}{\omega_{\text{НОМ}}} \frac{P_{\text{НОМ}}}{\Delta P}.$$

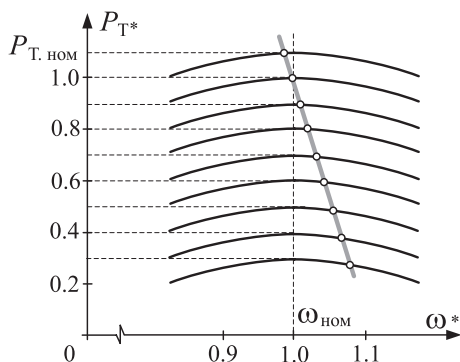


Рис. 1.9 Семейство статических характеристик паровой турбины

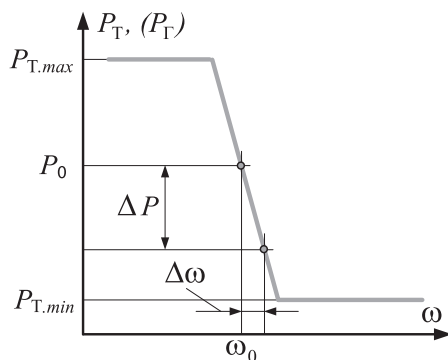


Рис. 1.10 Идеализированная статическая характеристика регулируемой турбины.
 $P_{T, max}$ и $P_{T, min}$ – значения ограничения мощности турбины по максимуму и по минимуму соответственно

Так как частота электрического тока $f = \omega/2\pi$, то выражение для коэффициента статизма можно представить следующим образом:

$$k_C = \frac{\Delta f}{f_{ном}} \frac{P_{ном}}{\Delta P}.$$

Обратная величина $k_{f\Gamma} = 1/k_C$ называется коэффициентом крутизны частотной статической характеристики агрегата.

Зона нечувствительности (рис. 1.11) обычно определяется в относительных единицах $\varepsilon = \Delta\omega_{нч}/\omega_{ном}$.

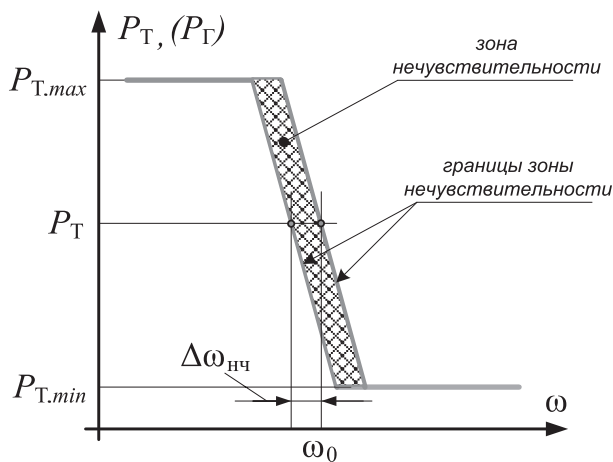


Рис. 1.11 Реальная статическая характеристика регулируемой турбины

Согласно современным требованиям для всех агрегатов электростанций, участвующих в нормированном первичном регулировании

частоты, зона нечувствительности АРЧВ должна быть не более 0,02 Гц. На агрегатах электростанций, участвующих в общем первичном регулировании частоты, максимально допустимая величина зоны нечувствительности АРЧВ должна находиться в диапазоне от 0,05 до 0,15 Гц в зависимости от вида регулятора частоты вращения [36].

1.3 Результирующая статическая характеристика активной мощности энергосистемы по частоте

Для ряда задач управления режимами и некоторых расчетных задач большое значение имеет изменение мощности турбин (генерации) и активной мощности нагрузки при изменении частоты на стадии действия первичного, относительно быстродействующего, регулирования частоты, которое обеспечивается регуляторами частоты вращения паровых и гидравлических турбин.

Это следующие задачи:

- регулирование частоты и перетоков активной мощности;
- воздействие на мощность генераторов и нагрузки с целью обеспечения необходимых запасов устойчивости в послеаварийных режимах.

Реакция энергосистемы на изменение частоты определяется статическими характеристиками всех параллельно работающих агрегатов турбина-генератор и статическими характеристиками активной мощности нагрузки по частоте.

В качестве количественной характеристики реакции системы на изменение частоты используется общесистемный (эквивалентный) коэффициент крутизны статической частотной характеристики энергосистемы k_f или реже – обратная величина $1/k_f$ – коэффициент статизма энергосистемы. Коэффициент k_f определяется как частное от деления относительного изменения мощности энергосистемы к относительному изменению частоты [9].

При определении коэффициента крутизны частотной характеристики системы считаем, что в общем случае известны коэффициенты крутизны статических характеристик всех агрегатов и коэффициент регулирующего эффекта активной мощности нагрузки энергосистемы $k_{fH}^{(P)}$, который далее для упрощения обозначим как k_{fH} .

Совместная реакция всех агрегатов на изменение частоты определяет эквивалентный коэффициент крутизны частотной характеристики

генерирующей части энергосистемы $k_{f\Gamma}$. Этот коэффициент определяется следующим образом [6].

Изменение активной мощности и частоты каждого агрегата, с учетом того, что $\Delta f_* = \Delta \omega_*$, связаны между собой соотношениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\Gamma 1} = -\Delta f_* k_{f\Gamma 1} P_{\Gamma 1 \text{ ном}}; \\ \Delta P_{\Gamma 2} = -\Delta f_* k_{f\Gamma 2} P_{\Gamma 2 \text{ ном}}; \\ \dots \\ \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* k_{f\Gamma i} P_{\Gamma i \text{ ном}}; \\ \dots \\ \Delta P_{\Gamma n} = -\Delta f_* k_{f\Gamma n} P_{\Gamma n \text{ ном}}, \end{array} \right. \quad (1.25)$$

где $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}$ – относительное изменение частоты;

$\Delta f = (f - f_0)$ – отклонение частоты от ее значения f_0 в предшествующем установившемся режиме;

$k_{f\Gamma i}$ и $P_{\Gamma i \text{ ном}}$ – соответственно коэффициент крутизны статической характеристики и номинальная мощность отдельного агрегата.

Знак «–» в соотношениях (1.25) означает, что у регулируемого агрегата при увеличении частоты мощность уменьшается и, наоборот, при снижении частоты – увеличивается.

Просуммируем изменения мощности всех генераторов

$$\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* \sum_1^n k_{f\Gamma i} P_{\Gamma i \text{ ном}}. \quad (1.26)$$

Заменим теперь совокупность параллельно работающих агрегатов одним воображаемым эквивалентным агрегатом с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей всех агрегатов $\sum_1^n P_{\Gamma i \text{ ном}}$, и с таким коэффициентом крутизны статической характеристики $k_{f\Gamma}$, при котором изменение мощности при том же изменении частоты, что и в (1.25), будет равно $\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i}$, то есть

$$\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* k_{f\Gamma} \sum_1^n P_{\Gamma i \text{ ном}}. \quad (1.27)$$

Из совместного рассмотрения (1.26) и (1.27) получаем

$$k_{f\Gamma} = \frac{\sum_1^n k_{f\Gamma i} P_{\Gamma i \text{ ном}}}{\sum_1^n P_{\Gamma i \text{ ном}}}. \quad (1.28)$$

Имеется несколько причин, из-за которых коэффициент $k_{f\Gamma}$ в одной и той же энергосистеме или в районе энергосистемы не остается постоянным. Изменение $k_{f\Gamma}$ вызывается несколькими факторами [5, 6].

1. При выходе на границы регулировочного диапазона ($P_{T,max}$ и $P_{T,min}$) у каких-либо агрегатов их мощность при изменении частоты остается постоянной, то есть для них $k_{f\Gamma i} = 0$. При этом, как видно, $k_{f\Gamma}$ уменьшается.

2. Вероятность того, что в каких-то режимах часть агрегатов будет работать на ограничении мощности по максимуму гораздо больше, чем на ограничении по минимуму. Поэтому коэффициент крутизны частотной характеристики при повышении частоты будет больше, чем при понижении, так как при повышении частоты часть агрегатов, работавших на ограничении по максимуму, будет разгружаться и участвовать в регулировании.

3. Влияние реакции тепловой части электростанций заключается в том, что в начальной стадии процесса после изменения частоты мощность паровых турбин изменяется в соответствии с изменением положения регулирующих клапанов за счет тепла, аккумулированного в паровых объемах, а затем изменение мощности уменьшается из-за отставания изменения паропроизводительности котельных агрегатов. Поэтому коэффициент крутизны частотной характеристики генерирующей части энергосистемы, определяемый после реакции тепловой части, может быть меньше, чем в начальной стадии процесса.

4. Влияние зоны нечувствительности регуляторов частоты вращения турбин. В исходном режиме рабочая точка «а» занимает случайное положение относительно границ зоны нечувствительности регулятора каждого отдельного агрегата (см. рис. 1.12). Сама зона нечувствительности также является случайной величиной в некотором диапазоне значений. Поэтому изменение мощности агрегатов при изменении частоты зависит как от упомянутого случайного положения рабочей точки и размера зоны нечувствительности, так и от соотношения абсолютного значения отклонения частоты по сравнению с зоной нечувствительности.

Учитывая последнее обстоятельство, можно рассмотреть две возможные ситуации:

- 1 – отклонение частоты меньше зоны нечувствительности;
- 2 – отклонение частоты больше зоны нечувствительности.

Иллюстрация возможной реакции на изменение частоты агрегатов энергосистемы для первого случая приведена на рис. 1.12.

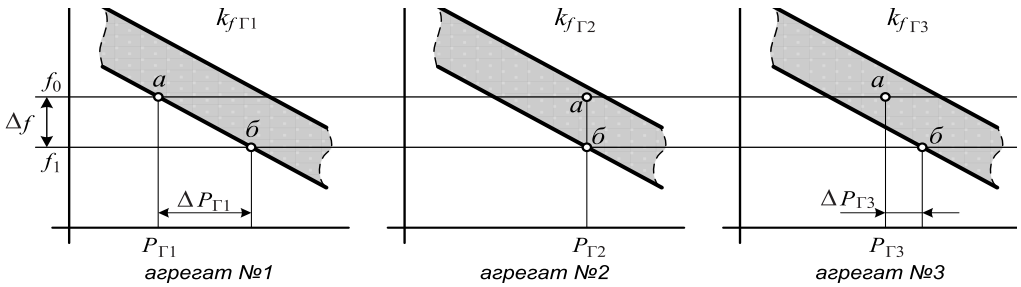


Рис. 1.12 Реакция на изменение частоты агрегатов (турбина - генератор) энергосистемы при отклонении частоты меньше зоны нечувствительности: а – рабочая точка в исходном режиме; б – рабочая точка после изменения частоты

Как видно, возможна ситуация, когда один агрегат (первый) изменяет мощность полностью в соответствии со своим коэффициентом крутизны статической характеристики $\Delta P_{\Gamma 1} = \Delta f \cdot k_{f \Gamma 1} P_{\Gamma 1 \text{ ном}}$, второй агрегат вообще не изменяет свою мощность $\Delta P_{\Gamma 2} = 0$, а изменение мощности третьего агрегата меньше того значения, которое имело бы место при отсутствии зоны нечувствительности $\Delta P_{\Gamma 3} < \Delta f \cdot k_{f \Gamma 3} P_{\Gamma 3 \text{ ном}}$.

Второй случай иллюстрируется на рис. 1.13.

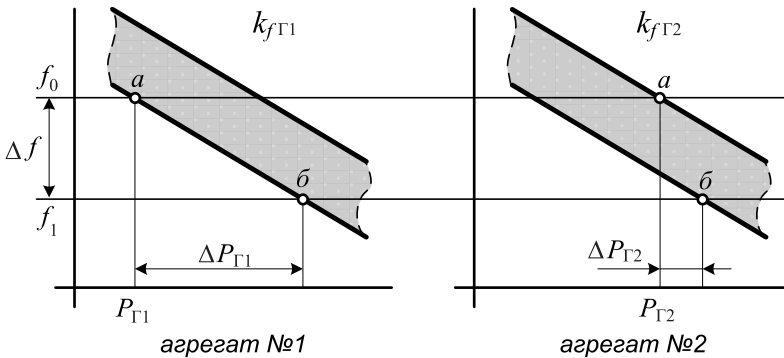


Рис. 1.13 Реакция на изменение частоты агрегатов (турбина – генератор) энергосистемы при отклонении частоты больше зоны нечувствительности: а – рабочая точка в исходном режиме; б – рабочая точка после изменения частоты

Если отклонение частоты больше зоны нечувствительности регуляторов всех агрегатов, то все они в большей или меньшей степени изменяют свою мощность. Поэтому системный коэффициент крутизны частотной характеристики при прочих равных условиях будет больше.

В [4] приводится зависимость действительного значения $k_{f\Gamma}$ от отклонения частоты (рис. 1.14).

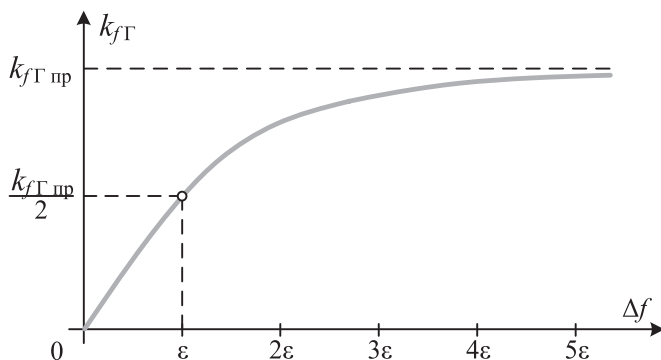


Рис. 1.14 Зависимость действительного значения $k_{f\Gamma}$ от отклонения частоты

По оси абсцисс отложено отклонение частоты по отношению к зоне нечувствительности ϵ . С ростом отклонения частоты коэффициент крутизны $k_{f\Gamma}$ стремится к своему предельному значению $k_{f\Gamma пр}$. Приведенная на рис. 1.14 зависимость справедлива только в том случае, если по мере роста отклонения частоты мощность ни одного из агрегатов не достигает своего максимального или минимального значения, когда $k_{f\Gamma i} = 0$.

На значение коэффициента крутизны частотной характеристики системы оказывает влияние и реакция нагрузки на изменение частоты, так как возникающий в системе по тем или иным причинам небаланс мощности в новом установившемся режиме компенсируется суммой изменений мощности генераторов и нагрузки

$$\Delta P = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{H}}. \quad (1.29)$$

В свою очередь

$$\Delta P_{\Gamma} = -\Delta f_* k_{f\Gamma} P_{\Gamma \text{ ном}},$$

$$\Delta P_{\text{H}} = \Delta f_* k_{f\text{H}} P_{\text{H}0},$$

где $P_{\Gamma \text{ ном}}$ – номинальная мощность генераторов системы; $P_{\text{H}0}$ – суммарная мощность нагрузки в момент возникновения небаланса мощности.

В выражение (1.29) ΔP_{Γ} и ΔP_{H} следует подставлять по абсолютному значению. Таким образом

$$\Delta P = \Delta f_* (k_{f\Gamma} P_{\Gamma \text{ ном}} + k_{f\text{H}} P_{\text{H}0}). \quad (1.30)$$

Вынесем в (1.30) за скобки $P_{\text{H}0}$, так как коэффициент крутизны частотной характеристики системы принято относить к мощности нагрузки в момент возникновения небаланса мощности

$$\Delta P = \Delta f_* P_{H0} (k_{f\Gamma} \rho + k_{fH}),$$

где $\rho = P_{\Gamma \text{ ном}} / P_{H0}$ – коэффициент резерва.

Результирующий коэффициент крутизны частотной характеристики системы определим как

$$k_f = \frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} = k_{f\Gamma} \rho + k_{fH}. \quad (1.31)$$

Степень влияния реакции генерирующей части и реакции нагрузки на значение k_f различно. Значение k_{fH} может лежать в пределах от 1 до 3. Если принять, что зона нечувствительности регуляторов турбин отсутствует, ни один из агрегатов не находится на ограничении по мощности и паропроизводительность котельных агрегатов соответствует требуемому изменению мощности, то $k_{f\Gamma}$ полностью определится коэффициентом статизма характеристик регуляторов турбин, значение которого может лежать в пределах $0,04 \div 0,06$. Следовательно, в идеальном случае $k_{f\Gamma} = 25 \div 16,6$, а значение k_f при коэффициенте резерва $\rho = 1$ составит $(28 \div 17,6)$.

Из-за факторов, приведенных выше, коэффициент k_f может быть значительно ниже. В [9] приводятся данные о реальных значениях коэффициентов k_f , полученных экспериментально при $\rho = 1,2 \div 1,45$.

Таблица 1.1

Условия измерения	До реакции тепловой части	После реакции тепловой части
Снижение частоты на $0,2 \div 0,5$ Гц	$7 \div 12$	$3 \div 6$
Повышение частоты на $0,5 \div 1$ Гц	$10 \div 15$	

1.4 Уравнение движения ротора агрегата турбина-генератор

Уравнение движения ротора агрегата турбина-генератор необходимо для рассмотрения вопросов статической и динамической устойчивости параллельной работы частей энергосистемы. Основой для получения этого уравнения является уравнение вращающих моментов, действующих на вал агрегата

$$M_{\odot} + M_j + M_{\text{пот}} = M_T, \quad (1.32)$$

где $M_{\odot}$ – электромагнитный момент генератора; M_j – момент инерционных сил; $M_{\text{пот}}$ – момент механических потерь; M_T – момент турбины.

Момент, обусловленный механическими потерями, у мощных агрегатов очень мал, и поэтому его обычно не учитывают.

Представим уравнение (1.32) в виде

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_{\mathfrak{E}},$$

где ω – угловая частота вращения вала агрегата, рад/с;

J – момент инерции вращающихся масс турбины и генератора, кг · м².

Перейдем к относительным единицам, приняв за базисные номинальные значения частоты $\omega_{\text{ном}}$ и момента $M_{\text{ном}}$. Тогда

$$J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{ном}}} \frac{d\omega_*}{dt} = M_{T*} - M_{\mathfrak{E}*}.$$

Величина $J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{ном}}} = T_j$ – механическая постоянная времени вращающихся масс агрегата, [с]. Таким образом, получим

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = M_{T*} - M_{\mathfrak{E}*}.$$

Момент и активная мощность связаны между собой соотношением $P = \omega M$. Так как в реальных режимах, в том числе и переходных, отклонения частоты от номинального значения невелики, то вполне допустима приближенная замена моментов в относительных единицах соответствующими мощностями также в относительных единицах

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = P_{T*} - P_{\mathfrak{E}*}. \quad (1.33)$$

Уравнение движения в виде (1.33) может быть использовано для анализа процессов общего синхронного движения агрегатов энергосистемы (без нарушения устойчивости параллельной работы между отдельными группами генераторов). В частности, такое уравнение является основой исследования переходных процессов по частоте и активной мощности как в задачах управления нормальными режимами, так и в аварийных режимах.

На характер переходных процессов, а также на значение частоты в установившихся режимах решающее влияние оказывает вид зависимостей мощности турбины и электромагнитной мощности генераторов от параметров режима, в частности от частоты.

Очевидно, что если бы P_{T*} и $P_{\mathfrak{E}*}$ не зависели определенным образом от частоты, то устойчивый режим работы при определенном значении частоты был бы невозможен. Возникший небаланс мощности $\Delta P_* = P_{T*} - P_{\mathfrak{E}*}$ в зависимости от его знака вызывал бы непрерывное увеличение или уменьшение частоты. Зависимость P_{T*} и $P_{\mathfrak{E}*}$ от частоты определяется как

естественными свойствами элементов энергосистемы, так и специальными воздействиями, которые вырабатываются устройствами автоматики или подаются оперативным персоналом.

Для установившихся режимов имеют значение зависимости $P_{Т*}$ и $P_{Э*}$ от режимных параметров при медленных изменениях последних, то есть их статические характеристики. Для турбин рассматриваются статические характеристики мощности от частоты.

Электромагнитная мощность генераторов определяется в основном нагрузкой, активная мощность которой зависит как от частоты, так и от напряжения в соответствии со статическими характеристиками нагрузки.

Благодаря определенной зависимости $P_{Т*}$ и $P_{Э*}$ от частоты (рис. 1.15) возможно состояние равновесия системы при определенном значении частоты f_{0*} . Это состояние равновесия устойчиво, что следует из простого качественного анализа на основе уравнения (1.33):

- при отклонении от точки равновесия в сторону увеличения частоты

$P_{Т*} - P_{Э*} < 0$, $\frac{d\omega_*}{dt} < 0$, то есть происходит торможение ротора агрегата и частота возвращается к прежнему значению;

- при отклонении частоты в сторону уменьшения $P_{Т*} - P_{Э*} > 0$, $\frac{d\omega_*}{dt} > 0$

имеет место ускорение ротора и возврат к исходному режиму.

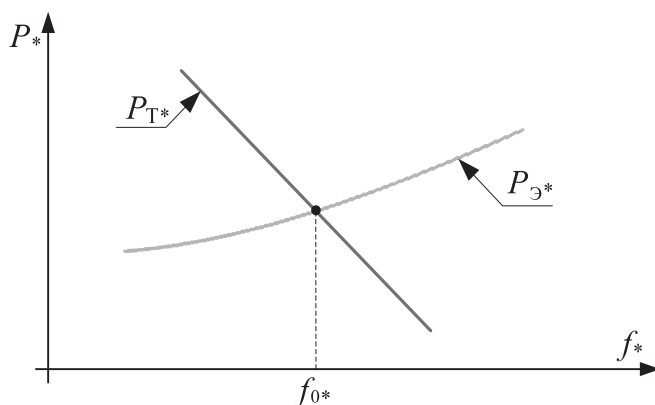


Рис. 1.15 Работа энергосистемы при определенном значении частоты f_0 :
 $P_{Т*}$, $P_{Э*}$ — статические характеристики мощности, соответственно, турбины и генератора от частоты

1.5 Статическая устойчивость параллельной работы генераторов

1.5.1 Введение в понятие статической устойчивости параллельной работы генераторов на примере одномашинной схемы энергосистемы

Задача устойчивости параллельной работы генераторов в энергосистеме связана с относительным движением их роторов относительно друг друга. Количественно относительное движение роторов генераторов характеризуется разностью электрических частот вращения роторов генераторов, то есть частотой скольжения, и углом между одноименными осями роторов. Информация об относительном движении роторов генераторов может быть получена при совместном рассмотрении уравнений движения всех агрегатов и уравнений электрической сети.

Основные принципиальные вопросы, связанные с проблемой статической устойчивости, могут быть рассмотрены на примере одномашинной схемы (рис. 1.16) [10].



Рис. 1.16 Принципиальная схема электропередачи для рассмотрения вопросов статической устойчивости

Здесь эквивалентный агрегат турбина-генератор (Г) работает параллельно с энергосистемой (ЭС), мощность которой во много раз больше мощности выделенного агрегата, поэтому можно считать, что частота энергосистемы $\omega_c = \text{const}$ и напряжение в точке присоединения электропередачи $U_c = \text{const}$. При таких условиях энергосистему принято называть энергосистемой бесконечной мощности.

Уравнение относительного движения ротора агрегата в данном случае может быть получено путем совместного решения уравнения «абсолютного» движения ротора агрегата (1.33) и уравнения движения для системы, которое при $\omega_c = \text{const}$ имеет вид $\frac{d\omega_c}{dt} = 0$.

$$\frac{d\omega_*}{dt} = \frac{1}{T_j} (P_{T*} - P_{Э*}); \quad (1.34)$$

$$\frac{d\omega_{c*}}{dt} = 0. \quad (1.35)$$

Вычтем (1.35) из (1.34) и получим

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} (P_{T*} - P_{Э*}). \quad (1.36)$$

В (1.36) $s = (\omega_* - \omega_{C*})$ – частота скольжения в относительных единицах, называемая далее просто скольжение.

При выводе уравнения (1.34) ω_* отнесена к номинальной частоте. При $\omega_C = \omega_{ном}$, скольжение $s = \omega_* - 1$. Относительное положение роторов синхронных машин определяется углом δ между векторами ЭДС E_q , которые совпадают по направлению с поперечной осью ротора. Для одномашиной системы, рассматриваемой в данном случае, угол δ – это угол между вектором ЭДС E_q и вектором напряжения системы (рис. 1.17).

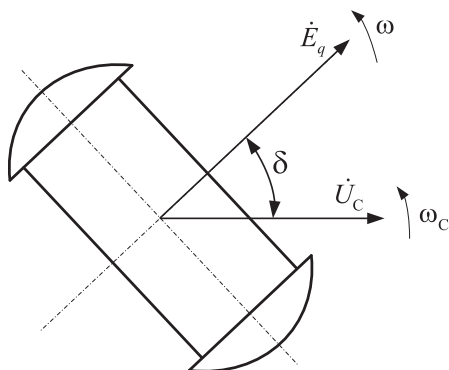


Рис. 1.17 Положение ротора эквивалентного генератора относительно вектора напряжения системы

Скольжение s и угол δ связаны следующим образом:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_{ном} s. \quad (1.37)$$

Совместное решение (1.36) и (1.37) дает уравнение второго порядка относительно угла δ

$$T_j \frac{1}{\omega_{ном}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{T*} - P_{Э*}. \quad (1.38)$$

Далее задача заключается в том, чтобы определить угол δ , соответствующий состоянию равновесия системы, и выявить, какие из возможных состояний равновесия удовлетворяют условию статической устойчивости.

Под статической устойчивостью понимается способность системы возвращаться к состоянию равновесия при внешних воздействиях, вызывающих небольшие отклонения от состояния равновесия. Под

небольшими отклонениями понимаются такие отклонения, при которых изучаемая система может рассматриваться как линейная.

Для решения задачи о статической устойчивости необходимо выявить зависимость мощности турбины и электромагнитной мощности генератора от параметров, характеризующих состояние системы: скольжения s и угла δ .

Мощность турбины в общем случае может зависеть от скольжения. В данном случае, когда речь идет о малых отклонениях от состояния равновесия, а также из-за инерционности процесса изменения мощности турбины, последняя принимается неизменной $P_{T*} = \text{const}$.

Электромагнитную мощность генератора можно представить в виде суммы двух составляющих

$$P_{\Sigma*} = P_{C*} + P_{D*} = P_{T*},$$

где P_{C*} – синхронная мощность, пропорциональная синхронному моменту, обусловленному током возбуждения и соответствующей ему ЭДС E_q ; P_{D*} – составляющая мощности, которая определяется асинхронным моментом и влиянием на момент генератора действия системы автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Для определения синхронной составляющей мощности генератора перейдем к схеме замещения принятой одномашинной схемы, приведенной на рис. 1.18.

Примем, что генератор имеет ротор с неявновыраженными полюсами (турбогенератор), и поэтому синхронные реактивные сопротивления по продольной и поперечной осям практически равны между собой ($x_d \approx x_q$).

Регулирование возбуждения отсутствует. При таких условиях генератор вводится в схему замещения неизменной ЭДС E_q за синхронным реактивным сопротивлением x_d . У всех остальных элементов системы учитываем для упрощения только реактивные сопротивления.

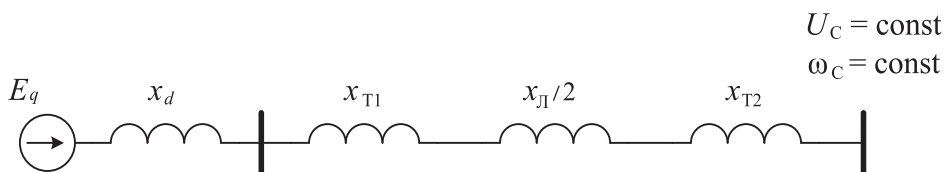


Рис. 1.18 Схема замещения электропередачи по рис. 1.16

Для принятой схемы замещения зависимость $P_{C*}(\delta)$ – угловая характеристика мощности, может быть получена из векторной диаграммы (рис. 1.19, а).

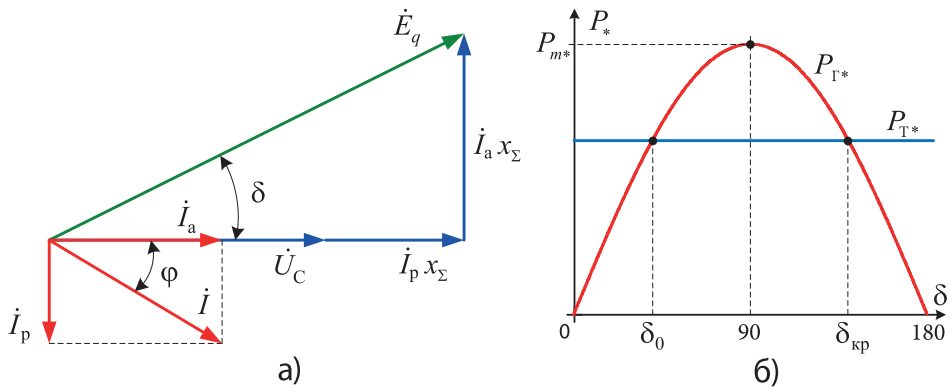


Рис. 1.19 Векторная диаграмма (а) и угловая характеристика мощности (б) неавтономного генератора

Так как потери активной мощности в схеме отсутствуют, активная мощность одинакова в начале и в конце электропередачи, поэтому при отсутствии скольжения мощность генератора равна его синхронной составляющей $P_{\Gamma} = P_C = U_C I \cos \varphi = U_C I_a$. Из векторной диаграммы (рис. 1.19, а)

$I_a x_{\Sigma} = E_q \sin \delta$, или $I_a = \frac{E_q}{x_{\Sigma}} \sin \delta$, где $x_{\Sigma} = x_d + x_{T1} + x_{Л}/2 + x_{T2}$. Тогда выражение для синхронной составляющей мощности генератора примет вид:

$$P_{\Gamma} = P_C(\delta) = \frac{E_q U_C}{x_{\Sigma}} \sin \delta = P_m \sin \delta, \quad (1.39)$$

где $P_m = \frac{E_q U_C}{x_{\Sigma}}$ – амплитуда угловой характеристики мощности генератора.

В силу отмеченных выше обстоятельств о малости отклонений от состояния равновесия, при анализе статической устойчивости принимается, что мощность P_{D*} пропорциональна скольжению

$$P_{D*} = Ds. \quad (1.40)$$

С учетом (1.39) и (1.40) представим уравнение (1.38) в виде

$$T_j \frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} \frac{d\delta}{dt} + P_m \sin \delta = P_{T*}. \quad (1.41)$$

Состоянию равновесия системы соответствует условие, когда скорость и ускорение изменения угла равны нулю

$$s = \frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} \frac{d\delta}{dt} = 0; \quad \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 0. \quad (1.42)$$

Следовательно, значение угла δ в состояниях равновесия определяется уравнением

$$P_{m*} \sin \delta = P_{T*}. \quad (1.43)$$

Решение уравнения (1.43) иллюстрируется на рис. 1.19, б, который представляет собой общеизвестное совмещение угловой характеристики мощности и мощности турбины P_{T*} . Таким образом, существуют два состояния равновесия при $\delta = \delta_0$ и $\delta = \delta_{кр}$.

Далее необходимо проанализировать поведение системы при малых отклонениях $\Delta\delta$ от состояний равновесия. Для этого необходимо линеаризовать нелинейное уравнение (1.41) в окрестности точек равновесия [3]. Примем для значения угла в состоянии равновесия общее обозначение δ_p и запишем уравнение (1.41) в виде

$$T_j \frac{1}{\omega_{ном}} \frac{d^2(\delta_p + \Delta\delta)}{dt^2} + D \frac{1}{\omega_{ном}} \frac{d(\delta_p + \Delta\delta)}{dt} + P_{m*} \sin(\delta_p + \Delta\delta) = P_{T*}. \quad (1.44)$$

Последний член левой части уравнения (1.44) разложим в степенной ряд и отбросим все члены ряда, содержащие малую величину $\Delta\delta$ в степени выше первой

$$P_{m*} \sin(\delta_p + \Delta\delta) \approx P_{m*} \sin \delta_p + (P_{m*} \cos \delta_p) \Delta\delta.$$

С учетом того, что $\frac{d(\delta_p + \Delta\delta)}{dt} = \frac{d\Delta\delta}{dt}$ и так как в состоянии равновесия $P_{m*} \sin \delta_p = P_{T*}$, получим после некоторых преобразований следующее линеаризованное уравнение:

$$\frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{D}{T_j} \frac{d\Delta\delta}{dt} + \frac{P_{m*} \cos \delta_p}{T_j} \omega_{ном} \Delta\delta = 0. \quad (1.45)$$

Характеристическое уравнение, соответствующее (1.45), запишем в виде

$$a_0 p^2 + a_1 p + a_2 = 0,$$

где $a_0 = 1$, $a_1 = \frac{D}{T_j}$, $a_2 = \frac{P_{m*} \cos \delta_p}{T_j} \omega_{ном}$.

Корни характеристического уравнения:

$$p_{1,2} = -\frac{a_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{a_1}{2}\right)^2 - a_2}.$$

Выявим возможный вид корней характеристического уравнения при различных значениях δ_p и $a_1 > 0$. Во-первых, заметим, что при $0 < \delta_p < 90^\circ$ и

$a_1 > 0$ возможны два вида корней. Если $\left(\frac{a_1}{2}\right)^2 < a_2$, то имеем два сопряженных комплексных корня с отрицательной вещественной частью

$$p_{1,2} = -\beta \pm j\omega_{\text{св}}. \quad (1.46)$$

Если $\left(\frac{a_1}{2}\right)^2 > a_2$, то получаем два вещественных отрицательных корня

$$p_1 = -\beta_1; \quad p_2 = -\beta_2. \quad (1.47)$$

Таким образом, если $a_1 > 0$ и точка равновесия находится на восходящей ветви характеристики мощности, состояние равновесия будет устойчивым, так как в этом случае отклонение угла будет асимптотически стремиться к состоянию равновесия в виде затухающих по амплитуде колебаний в случае корней по (1.46) и апериодически в случае корней по (1.47). Следовательно, состояния равновесия в области углов $0 < \delta_p < 90^\circ$ являются устойчивыми.

При рассмотрении возможных состояний равновесия в области углов $90^\circ < \delta_p < 180^\circ$ картина радикально меняется, так как при этом $\cos \delta_p < 0$ и $a_2 < 0$. Поэтому характеристическое уравнение в любом случае, независимо от знака коэффициента a_1 , имеет два вещественных корня, один из которых – положительный

$$p_1 = -\beta_1; \quad p_2 = \beta_2.$$

Следовательно, при любом сколь угодно малом отклонении угла от состояния равновесия это отклонение будет неограниченно нарастать по апериодическому закону. В связи с этим неустойчивость состояний равновесия на нисходящей ветви характеристики мощности принято называть статической апериодической неустойчивостью.

Граничным условием перехода от устойчивых режимов к статической апериодической неустойчивости очевидно является равенство нулю свободного члена характеристического уравнения

$$a_2 = 0.$$

На границе устойчивости характеристическое уравнение имеет один вещественный отрицательный корень и один нулевой корень. Для рассматриваемого простого случая очевидны также и другие критерии определения устойчивых состояний. Один из таких критериев называется практическим критерием

$$\frac{dP_\Gamma}{d\delta} > 0.$$

Признаком границы статической апериодической устойчивости, очевидно, является условие $\frac{dP_{\Gamma}}{d\delta} = 0$.

Производную $\frac{dP_{\Gamma}}{d\delta}$ называют синхронизирующей мощностью. Для схемы простой одномашинной энергосистемы

$$\frac{dP_{\Gamma}}{d\delta} = P_m^* \cos \delta.$$

Анализ статической апериодической устойчивости любой сложной системы также может проводиться путем линеаризации системы дифференциальных уравнений движения всех агрегатов в окрестностях состояния равновесия по всем переменным, характеризующим это состояние. В результате этого может быть получено характеристическое уравнение некоторого порядка «n»

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

Критерием границы статической апериодической устойчивости и в этом случае является равенство нулю свободного члена характеристического уравнения [4]

$$a_n = 0.$$

Кроме рассмотренных выше случаев возможных значений корней характеристического уравнения, может иметь место еще один важный с практической точки зрения случай. Дело в том, что коэффициент D при первой производной в уравнении (1.41) определяется не только асинхронным моментом, но также может зависеть от параметров системы возбуждения, автоматических регуляторов возбуждения и параметров окружающей сети, и при некотором неблагоприятном сочетании этих параметров может быть отрицательным. При этом характеристическое уравнение будет иметь два сопряженных комплексных корня с положительной вещественной частью $p_{1,2} = \beta \pm j\omega_{\text{св}}$, поскольку $a_1 < 0$, $a_2 > 0$. Так как $a_2 > 0$, то это соответствует точке равновесия на восходящей ветви характеристики мощности, когда удовлетворяются условия статической апериодической устойчивости. Однако при $a_1 < 0$ сколь угодно малые отклонения от этого состояния равновесия будут приводить к процессу в виде угловых колебаний роторов генераторов с нарастающей амплитудой. Такой вид неустойчивости принято называть колебательным нарушением статической устойчивости или самораскачиванием.

Предел передаваемой мощности по условию статической колебательной устойчивости может быть ниже, чем предел по

апериодической устойчивости. Всегда принимаются меры для устранения колебательной неустойчивости путем соответствующей настройки АРВ сильного действия. Поэтому практически перетоки мощности, исходя из нормированных запасов устойчивости, назначают относительно предельных по условию статической апериодической устойчивости.

1.5.2 Влияние параметров ЛЭП на угловую характеристику активной мощности

Принятая ранее простейшая схема замещения (рис. 1.18), содержащая только реактивные продольные сопротивления, не полностью отображает влияние параметров реальной сети на угловую характеристику мощности. Влияние параметров реальной сети на угловую характеристику мощности можно оценить на основе эквивалентной Т-образной схемы замещения, содержащей продольные комплексные сопротивления Z_1 и Z_2 , и комплексное сопротивление в поперечной ветви Z_3 , как показано на рис. 1.20, а [10].

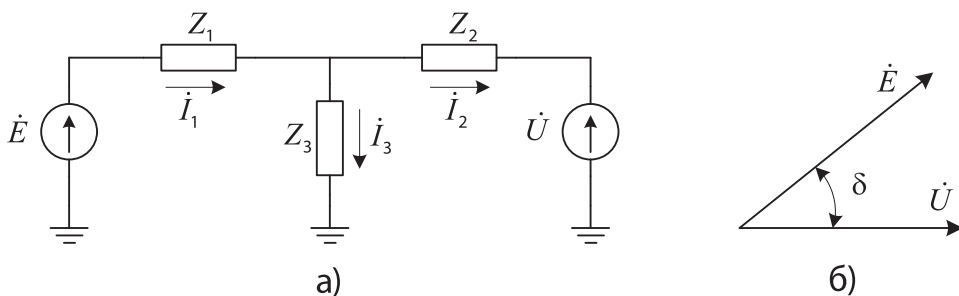


Рис. 1.20 Т-образная схема замещения (а); векторная диаграмма (б)

За ось отсчета углов примем вектор напряжения системы $\dot{U}$. Поэтому вектор ЭДС генератора, согласно рис. 1.20, б, будет равен

$$\dot{E} = E e^{j\delta}.$$

Определим мощность со стороны генератора, ЭДС которого задана по модулю и по фазе. Искомая мощность равна

$$\dot{S}_r = P_r + jQ_r = \dot{E} \hat{I}_1. \quad (1.48)$$

Ток $\dot{I}_1$ является результатом действия ЭДС $\dot{E}$ и напряжения $\dot{U}$. Найдем этот ток методом наложения, рассмотрев две подсхемы, приведенные на рис. 1.21.

Ток $\dot{I}_{11}$, протекающий под действием ЭДС $\dot{E}$, равен

$$\dot{I}_{11} = \frac{\dot{E}}{Z_{11}} = \dot{E} Y_{11}.$$

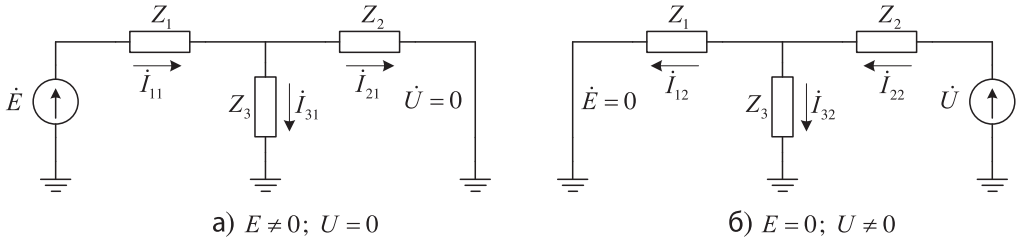


Рис. 1.21 Схемы замещения для расчета тока методом наложения

Сопротивление Z_{11} и проводимость Y_{11} , которые называются соответственно собственным сопротивлением и собственной проводимостью, равны

$$Z_{11} = \frac{1}{Y_{11}} = Z_1 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}.$$

Составляющая тока $\dot{I}_{12}$ под действием напряжения $\dot{U}$ равна

$$\dot{I}_{12} = \frac{\dot{U}}{Z_2 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_3}} \frac{Z_3}{Z_1 + Z_3} = \frac{\dot{U}}{Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}}. \quad (1.49)$$

Коэффициент, стоящий в знаменателе (1.49), определяет взаимное сопротивление Z_{12} и соответствующую взаимную проводимость Y_{12}

$$Z_{12} = \frac{1}{Y_{12}} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}.$$

Результирующий ток генератора

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12} = \dot{E}Y_{11} - \dot{U}Y_{12}. \quad (1.50)$$

Подставив (1.50) в (1.48), получим

$$\dot{S}_\Gamma = \dot{E}\hat{E}\hat{Y}_{11} - \dot{E}\hat{U}\hat{Y}_{12}.$$

Углы собственных и взаимных сопротивлений обозначим соответственно ψ_{11} и ψ_{12}

$$Z_{11} = z_{11}e^{j\psi_{11}}; \quad Z_{12} = z_{12}e^{j\psi_{12}};$$

$$\psi_{11} = \arctg \frac{x_{11}}{r_{11}}; \quad \psi_{12} = \arctg \frac{x_{12}}{r_{12}}.$$

Соответствующие проводимости

$$Y_{11} = y_{11}e^{-j\psi_{11}}; \quad Y_{12} = y_{12}e^{-j\psi_{12}}.$$

С учетом введенных обозначений получим

$$\dot{S}_\Gamma = E^2 y_{11} e^{j\psi_{11}} - EU y_{12} e^{j(\delta + \psi_{12})}. \quad (1.51)$$

Выделим в (1.51) вещественную часть P_Γ и мнимую Q_Γ

$$P_{\Gamma} = E^2 y_{11} \cos \psi_{11} - EU y_{12} \cos(\delta + \psi_{12});$$

$$Q_{\Gamma} = E^2 y_{11} \sin \psi_{11} - EU y_{12} \sin(\delta + \psi_{12}).$$

Вместо углов ψ_{11} и ψ_{12} вводятся соответственно углы α_{11} и α_{12} , дополняющие их до 90^0 , то есть $\psi_{11} = 90^0 - \alpha_{11}$ и $\psi_{12} = 90^0 - \alpha_{12}$. Окончательно получим

$$P_{\Gamma} = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + EU y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (1.52)$$

$$Q_{\Gamma} = E^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - EU y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}). \quad (1.53)$$

Углы α_{11} и α_{12} могут быть определены также как

$$\alpha_{11} = \operatorname{arctg} \frac{r_{11}}{x_{11}}; \quad \alpha_{12} = \operatorname{arctg} \frac{r_{12}}{x_{12}}.$$

Первая составляющая в (1.52) называется собственной мощностью:

$$P_{11} = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} = \frac{E^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11},$$

а вторая – взаимной мощностью:

$$P_{12} = EU y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}) = \frac{EU}{z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}) = P_{m12} \sin(\delta - \alpha_{12}),$$

где P_{m12} – амплитуда активной взаимной мощности.

Для реактивной мощности тоже могут быть введены понятия собственной и взаимной мощности. В итоге получим следующие выражения для мощностей генератора:

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{m12} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$Q_{\Gamma} = Q_{11} + Q_{m12} \cos(\delta - \alpha_{12}).$$

Далее рассмотрим влияние параметров связи на характеристику активной мощности по (1.52), полагая, что приемная система имеет бесконечную мощность.

1. Влияние сопротивлений в продольных и поперечных ветвях.

Если сопротивления в продольных и поперечных ветвях являются чисто индуктивными, то

$$Z_{11} = jx_{11}; \quad \psi_{11} = 90^0; \quad Z_{12} = jx_{12}; \quad \psi_{12} = 90^0; \quad \alpha_{11} = 0; \quad \alpha_{12} = 0.$$

В этом случае собственная активная мощность равна нулю, а взаимные мощности со стороны генератора и со стороны системы одинаковы, так как полностью отсутствуют потери активной мощности в элементах связи.

Мощность генератора при этом

$$P_{\Gamma} = \frac{EU}{x_{12}} \sin \delta. \quad (1.54)$$

В отличие от простейшей схемы (рис. 1.18), в (1.54) входит взаимное индуктивное сопротивление, которое определяется не только сопротивлениями в продольных ветвях x_1 и x_2 , но и зависит от сопротивления в поперечной ветви x_3

$$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}. \quad (1.55)$$

2. Влияние шунтирующих реакторов на амплитуду взаимной мощности. При прочих равных условиях включение шунтирующих реакторов снижает сопротивление x_3 , но при этом, как следует из (1.55), увеличивается x_{12} , и, следовательно, снижается амплитуда взаимной мощности.

3. Влияние поперечной емкостной проводимости линии. Поперечная емкостная проводимость, напротив, при прочих равных условиях, приводит к снижению взаимного сопротивления и увеличению амплитуды взаимной мощности.

Если на связи кроме емкостной проводимости нет других поперечных ветвей, то сопротивление $x_3 < 0$, и при этом, как видно из (1.55), имеет место эффект компенсации продольного индуктивного сопротивления линии.

4. Влияние вида и удаленности короткого замыкания. Поперечная ветвь x_3 при расчетах переходных процессов, вызываемых короткими замыканиями, может представлять собой шунт короткого замыкания. Сопротивление этого шунта, как известно, зависит от вида и удаленности короткого замыкания. Наименьшее сопротивление шунт короткого замыкания имеет при трехфазных КЗ, а наибольшее при однофазных КЗ. Поэтому степень снижения амплитуды характеристики мощности при КЗ будет различной. Это обстоятельство важно в расчетах переходных процессов и динамической устойчивости.

5. Влияние активного сопротивления в продольной и поперечной ветвях. Рассмотрение влияния активных сопротивлений важно в связи с тем, что при их наличии $\alpha_{12} \neq 0$, и поэтому максимум характеристики мощности имеет место при угле δ , отличном от 90° .

Если активное сопротивление в схеме имеется только в продольной ветви при отсутствии какой-либо поперечной ветви (рис. 1.22), то собственные и взаимные сопротивления одинаковы и равны

$$Z_{11} = Z_{12} = Z = \frac{1}{Y} = r + jx;$$

$$\alpha_{11} = \alpha_{12} = \alpha = \operatorname{arctg} \frac{r}{x} > 0.$$

Соответственно, мощность генератора

$$P_{\Gamma} = E^2 y \sin(\alpha) + EUy \sin(\delta - \alpha).$$

Максимум характеристики будет иметь место при угле $\delta = 90^\circ + \alpha$ несколько большем, чем 90° . Соответствующая этому условию характеристика показана на рис. 1.22.

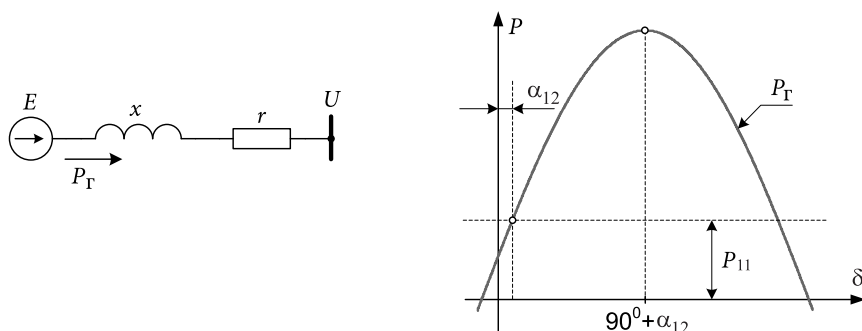


Рис. 1.22 Характеристика мощности участка сети, содержащего активное сопротивление в продольной ветви

Если активное сопротивление имеется в поперечной ветви, как в схеме на рис. 1.23, то взаимное сопротивление будет равно

$$Z_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{r} = -\frac{x_1 x_2}{r} + j(x_1 + x_2).$$

Вещественная часть взаимного сопротивления в этом случае получается отрицательной, и поэтому угол $\alpha_{12} < 0$. Максимум мощности генератора будет иметь место при $\delta = 90^\circ - \alpha_{12}$, меньшем 90° (рис. 1.23).

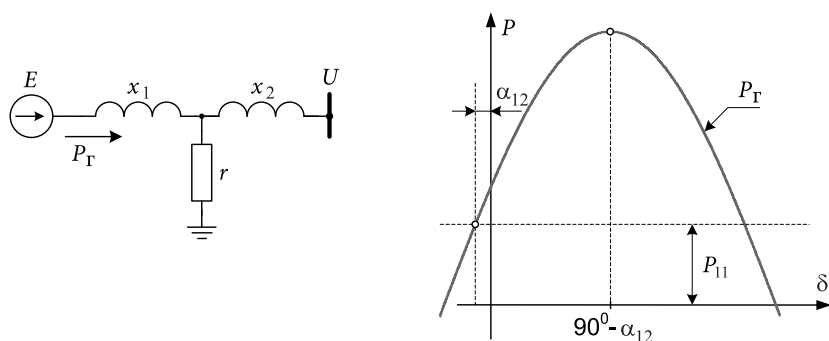


Рис. 1.23 Характеристика мощности участка сети, содержащего активное сопротивление в поперечной ветви

1.5.3 Влияние автоматического регулирования возбуждения генераторов на статическую апериодическую устойчивость

Для рассмотрения этого вопроса примем одномашинную энергосистему по рис. 1.16 и ее схему замещения по рис. 1.18.

Характеристика мощности для этой схемы, как было показано ранее, имеет вид

$$P = \frac{E_q U_c}{x_\Sigma} \sin \delta,$$

где $x_\Sigma = x_d + x_{T1} + x_L/2 + x_{T2}$.

Как и ранее принимается, что генератор имеет ротор с неявновыраженными полюсами, и поэтому он вводится в схему замещения ЭДС E_q за синхронным реактивным сопротивлением по продольной оси x_d .

Рассмотрим векторные диаграммы для принятой схемы (рис. 1.18) при $E_q = \text{const}$, то есть при отсутствии АРВ и изменении передаваемой активной мощности. На рис. 1.24, а, приведены векторные диаграммы для двух режимов, соответствующих различным значениям передаваемой активной мощности. Электрические величины, обозначенные с индексом «1», соответствуют меньшей передаваемой мощности, а обозначенные с индексом «2», с увеличенной активной мощностью. Конец вектора напряжения на выводах генератора делит отрезок, равный падению напряжения на суммарном сопротивлении, на части, пропорциональные сопротивлениям x_d и $x_\Sigma - x_d = x_{T1} + x_L/2 + x_{T2}$. Как видно, с ростом загрузки электропередачи напряжение на выводах генератора, при отсутствии АРВ, снижается. Следовательно, наличие АРВ, функционирующего как система с обратной связью по отклонению напряжения, обеспечивает поддержание напряжения на выводах генератора с некоторой точностью.

Примем, что генератор снабжен АРВ, параметры которого таковы, что в установившихся режимах обеспечивается поддержание напряжения на выводах генератора практически неизменным. Таким свойством обладают системы АРВ сильного действия (АРВ СД).

Векторные диаграммы для различной загрузки электропередачи при условии $U_\Gamma = \text{const}$ приведены на рис. 1.24, б.

Поддержание напряжения обеспечивается за счет увеличения тока возбуждения и, как следствие, увеличения ЭДС генератора. В результате амплитуда характеристики мощности повышается.

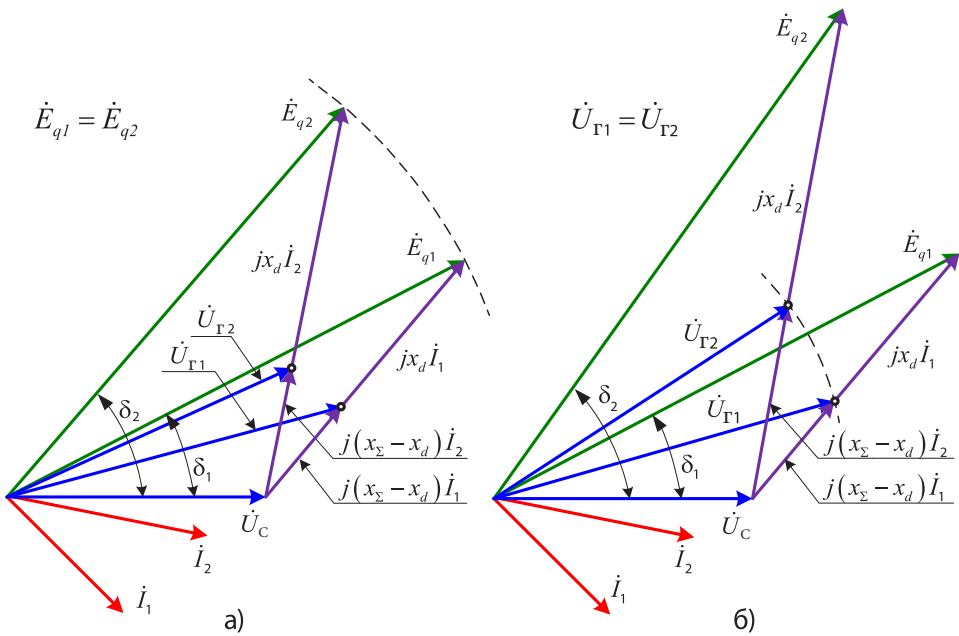


Рис. 1.24 Векторные диаграммы генератора: а) при отсутствии АРВ; б) при наличии АРВ

Если увеличение мощности и, соответственно, угла δ происходит с такой скоростью, что система регулирования успевает изменить ЭДС для поддержания напряжения практически неизменным в темпе изменения режима, то каждому значению передаваемой мощности соответствует характеристика, амплитуда которой тем больше, чем больше передаваемая мощность. Семейство таких характеристик приведено на рис. 1.25, на котором указана кратность увеличения ЭДС в процентах по сравнению с ее значением, принимаемым неизменным при отсутствии регулирования. Каждую из характеристик этого семейства принято называть внутренней характеристикой мощности.

Переходя с одной характеристики на другую, в соответствии с ростом ЭДС, можно получить результирующую характеристику, которая называется внешней характеристикой мощности [10].

Наиболее существенным обстоятельством является то, что максимум внешней характеристики имеет место при значении угла, большем 90° . На внешней характеристике можно выделить два характерных участка. Участок $a-b$, где условие статической устойчивости $\frac{dP}{d\delta} > 0$ выполняется и на внешней и на внутренних характеристиках, и участок от точки b до

максимума внешней характеристики (точка c), где условие $\frac{dP}{d\delta} > 0$ соблюдается только по внешней характеристике. Участок b – c принято называть участком искусственной устойчивости.

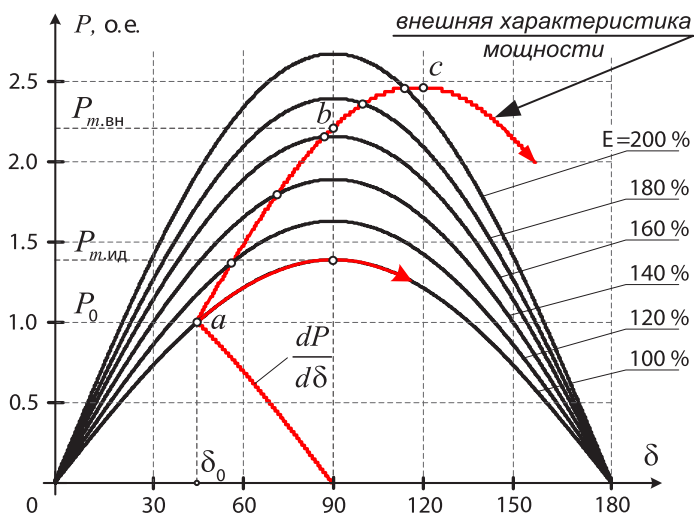


Рис. 1.25 Семейство характеристик мощности при изменении ЭДС генератора

Повышение предела передаваемой мощности из условия статической апериодической устойчивости за счет регулирования возбуждения в большей или меньшей степени реализуется при любых системах возбуждения и устройствах АРВ. Так как практически режим может изменяться достаточно быстро, то эффект повышения предела статической устойчивости благодаря регулированию возбуждения, при прочих равных условиях, тем выше, чем больше быстродействие системы возбуждения и АРВ.

Работа системы при $\delta > 90^\circ$ в области искусственной устойчивости возможна лишь в том случае, если система возбуждения и АРВ обеспечивают в целом регулирование, близкое к идеальному, а именно – без зоны нечувствительности и без запаздывания.

Принципиально обеспечить работу в зоне искусственной устойчивости можно при использовании быстродействующих систем возбуждения (тиристорные системы) и АРВ сильного действия, работа которых определяется не только отклонением напряжения от заданного значения, но и рядом других режимных параметров и их производными. Однако даже при выполнении системы возбуждения и элементов регулятора практически идеальными, полностью устранить запаздывание в регулировании тока возбуждения генератора невозможно, так как обмотка возбуждения обладает

довольно большой постоянной времени. Поэтому, если и удастся обеспечить работу в области искусственной устойчивости, то при этом имеют место колебания угла и мощности с некоторой амплитудой [10].

1.6 Динамическая устойчивость параллельной работы генераторов

Проблема, называемая в электроэнергетике динамической устойчивостью параллельной работы генераторов, главным образом связана с нелинейной зависимостью мощности генератора от углового положения ротора (угловая характеристика мощности) и возможностью возмущений, вызывающих скачкообразное возникновение небаланса мощности (моментов) на валу агрегатов турбина-генератор.

Основой для рассмотрения динамической устойчивости, так же как и при рассмотрении статической устойчивости, является система уравнений, описывающих относительное движение роторов генераторов.

Главные закономерности, связанные с динамической устойчивостью, могут быть выявлены при рассмотрении энергосистемы по рис. 1.16, в которой эквивалентный генератор, представленный постоянной по модулю ЭДС за некоторым сопротивлением, работает параллельно на систему бесконечной мощности.

При рассмотрении динамической устойчивости, в отличие от статической устойчивости, генератор может быть представлен переходной ЭДС (E'_q) за переходным сопротивлением (x'_d) (рис. 1.26) [3]. За время, в течение которого рассматривается переходный процесс для анализа динамической устойчивости, переходная ЭДС мало изменяется, особенно при наличии АРВ.

В элементах связи генератора с энергосистемой также для упрощения учитываются только реактивные сопротивления.

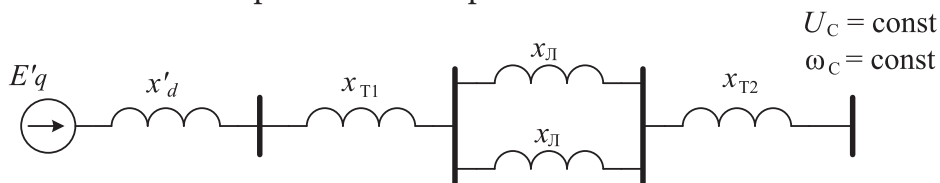


Рис. 1.26 Схема замещения электропередачи по рис. 1.16 для рассмотрения динамической устойчивости

Уравнения, описывающие относительное движение ротора эквивалентного агрегата турбина-генератор и используемые при рассмотрении динамической устойчивости, получены ранее в разделе 1.4

$$T_j \frac{ds}{dt} = P_{T*} - P_{Г*}; \quad (1.56)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_{\text{ном}} s. \quad (1.57)$$

Первичным возмущением, которое может привести к нарушению динамической устойчивости, является резкое (скачкообразное) нарушение баланса мощностей турбины и генератора. Важнейшим фактором, определяющим поведение системы при таком возмущении, является характер зависимости P_{T*} и $P_{Г*}$ от параметров электромеханического переходного процесса. В общем случае для выявления существенных сторон рассматриваемого процесса следует учесть зависимость мощности генератора от угла δ и скольжения и зависимость мощности турбины от скольжения.

Далее разделим рассмотрение задачи на две части:

- выявление условий сохранения синхронной динамической устойчивости, под которой понимается сохранение устойчивости после возмущения без единого полного (360°) проворота роторов относительно друг друга;
- выявление условий сохранения результирующей устойчивости, под которой понимается восстановление синхронной работы (ресинхронизация) после нарушения синхронной динамической устойчивости и кратковременного асинхронного режима.

1.6.1 Синхронная динамическая устойчивость

Процессы, связанные с синхронной динамической устойчивостью, занимают сравнительно небольшой отрезок времени после возникновения возмущения. Поэтому из-за инерционности системы регулирования турбины ее мощность на этом отрезке времени практически не изменяется и может быть принята постоянной. Так как и абсолютное значение скольжения в этом случае невелико, то на этом уровне рассмотрения динамической устойчивости можно пренебречь зависимостью мощности генератора от скольжения (не учитывать асинхронный момент).

Таким образом, для задачи синхронной динамической устойчивости можно учесть только угловую характеристику мощности генератора, которая для принятой схемы энергосистемы описывается соотношением

$$P_{Г} = \frac{E'_q U_C}{x_{\Sigma}} \sin \delta = P_m \sin \delta.$$

Возможным возмущением, вызывающим скачкообразное возникновение небаланса моментов на валу агрегата, является отключение одной параллельной цепи на участке линии связи в результате КЗ или без КЗ. Рассмотрим случай простого перехода: отключение участка линии без КЗ. Очевидно, что в этом случае x_Σ увеличится и амплитуда характеристики мощности уменьшится (рис. 1.27). Далее для рассмотрения вопросов динамической устойчивости воспользуемся, как это обычно принято, правилом площадей [10].

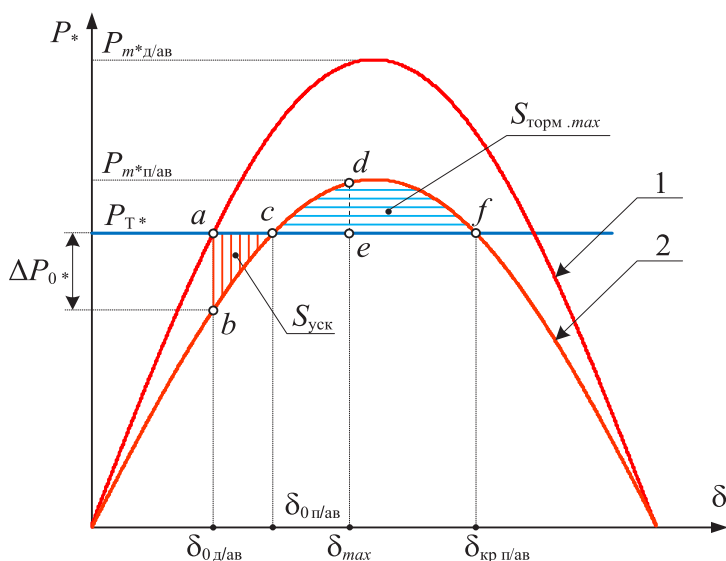


Рис. 1.27 Угловая характеристика мощности генератора: 1 – доаварийного режима; 2 – послеаварийного режима

Условию равновесия в послеаварийном режиме соответствует угол $\delta = \delta_{0 \text{ п/ав}}$.

В первый момент времени после возникновения возмущения под действием небаланса ΔP_{0*} ротор генератора начинает ускоряться с начальным ускорением

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} \Delta P_{0*}.$$

Далее анализ синхронной динамической устойчивости сводится к тому, чтобы определить, дойдет ли угол δ за счет взаимного ускорения до значения $\delta = \delta_{\text{кр п/ав}}$.

Поскольку необходимо установить связь между значением угла и изменяющегося в функции угла небаланса мощности, исключим из уравнений (1.56) и (1.57) время, поделив их друг на друга

$$T_j \frac{ds}{d\delta} = \frac{\Delta P_*(\delta)}{\omega_{\text{ном}} s}, \quad (1.58)$$

где $\Delta P_*(\delta) = P_{T*} - P_{m* \text{ п/ав}} \sin \delta$.

Уравнение (1.58) решается точно разделением переменных

$$\begin{aligned} T_j \omega_{\text{ном}} s ds &= \Delta P_*(\delta) d\delta; \\ T_j \omega_{\text{ном}} \frac{s^2}{2} &= \int \Delta P_*(\delta) d\delta + W. \end{aligned} \quad (1.59)$$

Члены уравнения (1.59) имеют следующий физический смысл:

$T_j \omega_{\text{ном}} \frac{s^2}{2}$ – кинетическая энергия роторов генератора и турбины;

$\int \Delta P_*(\delta) d\delta$ – потенциальная энергия роторов генератора и турбины с обратным знаком;

W – суммарный запас энергии.

Потенциальная энергия $\int \Delta P_*(\delta) d\delta$ очевидно равна площади, заключенной между ординатой P_{T*} и характеристикой послеаварийного режима. При $\Delta P(\delta) > 0$ ускорение относительного движения ротора положительно, поэтому потенциальная энергия является энергией ускорения, а равную ей площадь принято называть площадкой ускорения ($S_{\text{уск}} = S_{abc}$ на рис. 1.27).

При $\Delta P(\delta) < 0$ ускорение отрицательно, потенциальная энергия является энергией торможения, а соответствующая ей площадь называется площадкой торможения ($S_{\text{торм}} = S_{cde}$ на рис. 1.27).

Так как рассеивание энергии (потери) с принятыми допущениями не учитывается, то при движении вся потенциальная энергия переходит в кинетическую и наоборот. Поэтому кинетическая энергия при $\delta = \delta_{0 \text{ п/ав}}$ в точке устойчивого равновесия послеаварийного режима (точка «с») равна

$$W_{\text{уск}} = \int_{\delta_{0 \text{ л/ав}}}^{\delta_{0 \text{ п/ав}}} \Delta P(\delta) d\delta = S_{abc}.$$

За счет этой кинетической энергии движение ротора в точке «с» продолжается, и очевидно, что максимальное значение угла δ_{max} ограничивается потенциальной энергией торможения, которая равна

$$W_{\text{торм}} = \int_{\delta_{0 \text{ п/ав}}}^{\delta_{\text{max}}} \Delta P_*(\delta) d\delta = S_{cde}.$$

Таким образом, значение угла δ_{max} определяется из условия $W_{уск} = W_{торм}$ или $S_{abc} = S_{cde}$.

В точке $\delta = \delta_{max}$ вся кинетическая энергия переходит в потенциальную энергию торможения, под действием которой угол уменьшается. При $\delta = \delta_{0п/ав}$ вся потенциальная энергия торможения полностью переходит в кинетическую, под действием которой угол продолжает уменьшаться и достигает минимального значения, когда $W_{уск} = W_{торм}$.

При принятой идеализации ротор будет совершать незатухающие колебания вокруг значения угла $\delta = \delta_{0п/ав}$. Кроме момента турбины и электромагнитного момента генератора практически на вал агрегата действуют моменты, зависящие от скольжения (асинхронный момент, момент трения), и поэтому колебания затухают. Такие колебания относительно точки равновесия принято называть синхронными качаниями.

Если угол δ_{max} не достигнет значения $\delta = \delta_{кр.п/ав}$, то синхронная динамическая устойчивость будет сохранена. Это будет иметь место, когда потенциальная энергия ускорения будет меньше максимально возможной потенциальной энергии торможения:

$$\int_{\delta_{0п/ав}}^{\delta_{max}} \Delta P(\delta) d\delta \leq \int_{\delta_{0п/ав}}^{\delta_{кр.п/ав}} \Delta P(\delta) d\delta \quad \text{или} \quad S_{уск} \leq S_{торм. max}.$$

Использование соотношения площадок ускорения и торможения позволяет проводить приближенный анализ синхронной динамической устойчивости и при более сложных возмущениях, например: отключение участка линии релейной защитой при КЗ; то же самое, но с успешным или неуспешным АПВ и т.п. В таких случаях кроме характеристик доаварийного и послеаварийного режима необходима еще и характеристика аварийного режима. Последняя может быть получена с учетом влияния сопротивления шунта КЗ на взаимное сопротивление (1.55).

На рис. 1.28 представлена графическая иллюстрация сложного динамического перехода, вызванного КЗ на одной из двух параллельных линий (см. рис. 1.16) с последующим ее отключением.

Отключение КЗ по рис. 1.28, а, происходит за длительный промежуток времени, например, резервными защитами. Получаемая при этом площадка ускорения больше площадки торможения, следовательно, синхронная динамическая устойчивость будет нарушена. Время отключения КЗ по рис. 1.28, б, значительно меньше, благодаря чему площадка ускорения

оказывается меньше площадки торможения. В этом случае нарушения синхронной динамической устойчивости не произойдет.

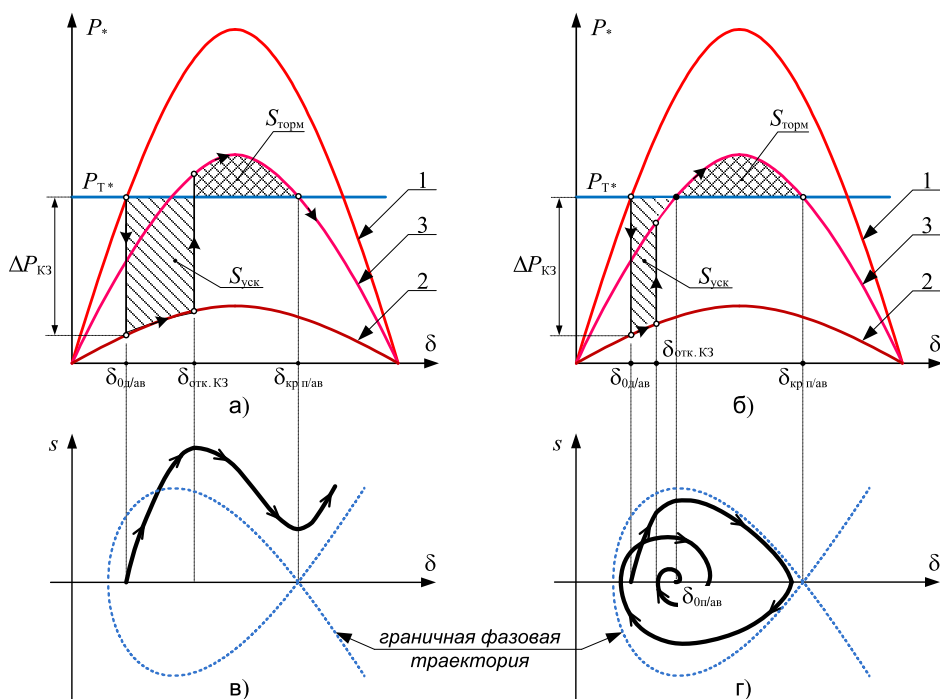


Рис. 1.28 Сложный динамический переход: 1 – доаварийный режим; 2 – аварийный режим; 3 – послеаварийный режим

Для оценки исхода переходного процесса может использоваться мера, которая называется тяжестью КЗ и определяется как $\Delta P_{\text{КЗ}} t_{\text{КЗ}}$, где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – сброс мощности при КЗ (см. рис. 1.28, а, б); $t_{\text{КЗ}}$ – время отключения элемента с КЗ. При прочих равных условиях величина $\Delta P_{\text{КЗ}} t_{\text{КЗ}}$ пропорциональна площадке ускорения.

Практически полезным и наглядным является анализ синхронной динамической устойчивости с использованием представления процесса на фазовой плоскости.

Фазовая плоскость представляет собой прямоугольную систему координат, где по оси ординат откладывается скольжение s , а по оси абсцисс угол δ (рис. 1.29). Каждому текущему состоянию системы соответствует изображающая точка на фазовой плоскости, определяемая значениями s и δ , например, точка «а» на рис. 1.29. В переходном процессе s и δ непрерывно изменяются, и в соответствии с этим изменяется положение изображающей точки на фазовой плоскости. Геометрическое место семейства этих точек,

с указанием направления движения изображающей точки, называется фазовой траекторией.

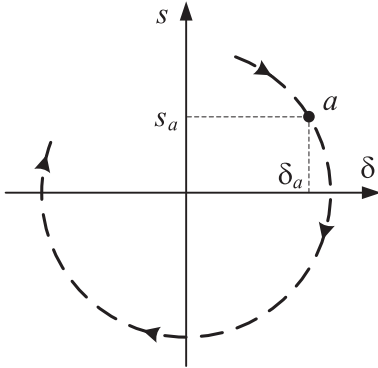


Рис. 1.29 Изображение переходного процесса на фазовой плоскости

Направление движения изображающей точки по фазовой траектории определяется исходя из связи между δ и s (1.57), из которой следует, что если $s > 0$, то δ увеличивается и наоборот, если $s < 0$, то δ уменьшается. Из этого следует также, что фазовая траектория пересекает ось абсцисс всегда в вертикальном направлении. В противном случае имеет место нарушение непрерывности движения изображающей точки.

В зависимости от начальных условий на фазовой плоскости может быть получено семейство фазовых траекторий, и это семейство фазовых траекторий удовлетворяет следующим условиям:

- движение изображающей точки по фазовой плоскости непрерывно;
- фазовые траектории, соответствующие различным начальным условиям, не пересекаются.

Эти два условия могут нарушаться лишь в ограниченном числе точек, которые называются особыми точками. Особые точки имеют важный физический смысл, а именно, они соответствуют состоянию равновесия системы, которые в свою очередь могут быть либо устойчивыми, либо неустойчивыми.

Условия, которые определяют состояние равновесия исходя из равенства нулю скорости и ускорения угла δ , приведены в разделе 1.5.1 (1.42). Координаты точек равновесия определяются по уравнению (1.43). Там же определено, какое из состояний равновесия является устойчивым, а какое неустойчивым.

Непосредственную связь между координатами фазовой плоскости дает уравнение (1.58) и его решение (1.59).

Так как синхронная динамическая устойчивость анализируется по характеристике послеаварийного режима, подставим в (1.59) $\Delta P_*(\delta) = P_{T*} - P_{m*п/ав} \sin \delta$ и получим

$$T_j \omega_{\text{ном}} \frac{s^2}{2} = P_{T*} \delta + P_{m*п/ав} \cos \delta + W. \quad (1.60)$$

Выразив из (1.60) в явном виде s , получим уравнение семейства фазовых траекторий, каждая из которых соответствует определенным начальным значениям δ_0 и s_0 , а последним соответствует определенное значение суммарного запаса энергии в системе W_0 :

$$s = \pm \sqrt{\frac{2}{T_j \omega_{\text{ном}}} (P_{T*} \delta + P_{m*} \cos \delta + W_0)}. \quad (1.61)$$

Найдем граничное значение W_0 , при котором рассматриваемая система находится на границе устойчивости, подставив в (1.61) координаты точки неустойчивого равновесия. На рис. 1.28 (в, г) эта точка имеет координаты $s = 0$ и $\delta = \delta_{\text{кр.п/ав}}$.

$$W_{\text{гр}} = -P_{T*} \delta_{\text{кр}} - P_{m* \text{п/ав}} \cos \delta_{\text{кр.п/ав}}. \quad (1.62)$$

Подставив (1.62) в (1.61), получим уравнение граничной фазовой траектории

$$s = \pm \sqrt{\frac{2}{T_j \omega_{\text{ном}}} \left[P_{T*} (\delta - \delta_{\text{кр.п/ав}}) + P_{m*} (\cos \delta - \cos \delta_{\text{кр.п/ав}}) \right]}.$$

Граничная фазовая траектория делит фазовую плоскость на области начальных значений δ и s , при которых система устойчива или неустойчива (рис. 1.28, в, г).

Если изображающая точка в переходном процессе остается внутри граничной траектории, то имеет место движение в окрестностях точки устойчивого состояния равновесия с ограниченными значениями δ и s . Практически в этом случае процесс имеет затухающий характер и асимптотически приближается к точке устойчивого состояния равновесия.

Если изображающая точка в переходном процессе окажется вне граничной траектории, то движение имеет апериодический характер с неограниченным увеличением δ и s .

1.6.2 Результирующая устойчивость. Восстановление синхронной работы частей энергообъединения (ресинхронизация)

В случае нарушения динамической устойчивости, когда мощность турбины и электрические параметры электропередачи остаются неизменными, наступает асинхронный режим с нарастающим скольжением. Это объясняется тем, что в каждом цикле асинхронного режима потенциальная энергия ускорения больше потенциальной энергии торможения (рис. 1.30) [3].

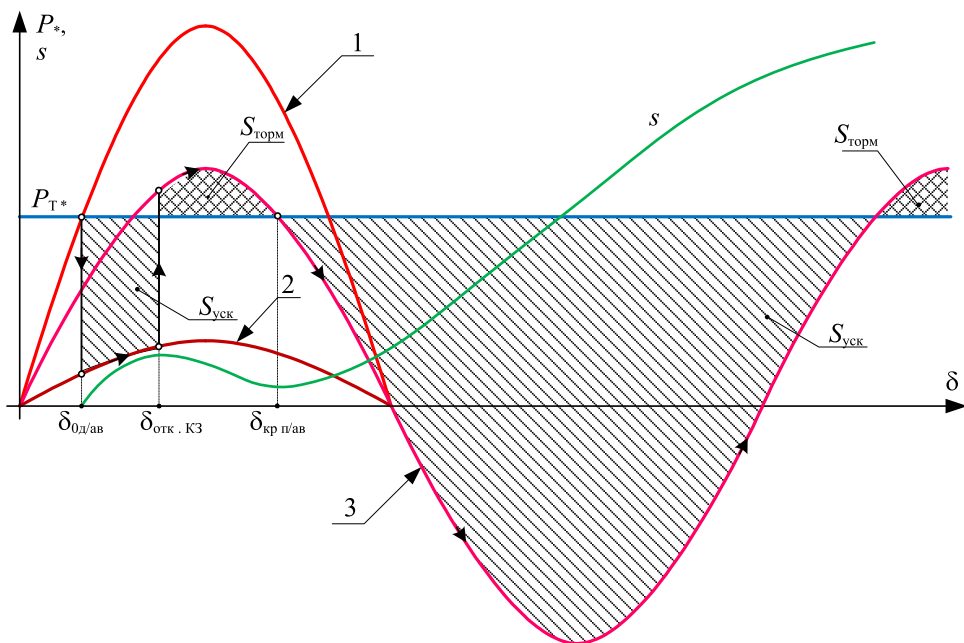


Рис. 1.30 Выпадение из синхронизма и переход в асинхронный режим синхронного генератора: 1 – характеристика мощности доаварийного режима; 2 – характеристика мощности аварийного режима; 3 – характеристика мощности при переходе в асинхронный режим

Однако имеют место следующие факторы, из-за которых может произойти ресинхронизация:

- снижение мощности турбин в результате действия регуляторов частоты вращения;
- действие асинхронного момента, который всегда способствует ресинхронизации;
- действие синхронного момента, вызывающего пульсацию скольжения относительно среднего значения;
- реализация управляющих воздействий для разгрузки электропередачи, используемых в ПА.

После нарушения устойчивости и последующем АР скольжение можно разделить на две составляющие: среднее значение скольжения (s_{cp}) и пульсирующее скольжение (s_n), которое определяется действием взаимной (синхронной) составляющей мощности [7].

При этом в уравнении движения необходимо учитывать зависимость мощности турбины от скольжения $P_T(s_{cp})$, которая определяется действием регулятора частоты вращения, и асинхронный момент генератора или

соответствующую ему асинхронную мощность $P_{ac}(s_{cp})$, также зависящие от среднего скольжения.

Характеристику мощности, в данном случае, примем в виде

$$P_{\Gamma*} = P_{11*} + P_{12*} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}). \quad (1.63)$$

В (1.63) мощности отнесены к номинальной мощности эквивалентного генератора. Далее для упрощения записей примем, что $\alpha_{12} \approx 0$ и $\delta_{12} = \delta$.

При принятых условиях уравнение движения в асинхронном режиме

$$T_j \frac{ds}{dt} = P_{\Gamma*}(s_{cp}) - P_{11*} - P_{12*} \sin \delta - P_{ac*}(s_{cp}), \quad (1.64)$$

где $s = s_{cp} + s_n$.

Составляющая взаимной мощности в каждом цикле асинхронного режима меняет знак, и её среднее значение равно нулю. Поэтому анализ изменения среднего скольжения можно проводить по уравнению (1.64) без учёта взаимной мощности

$$T_j \frac{ds_{cp}}{dt} = P_{\Gamma*}(s_{cp}) - P_{11*} - P_{ac*}(s_{cp}). \quad (1.65)$$

Протекание процесса по уравнению (1.65), как отмечалось выше, существенно зависит от действия регулятора частоты вращения турбины.

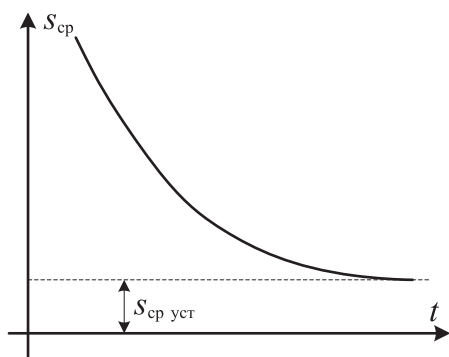


Рис. 1.31 Изменение среднего скольжения под действием регулятора частоты вращения

Примем далее, что среднее скольжение под действием регулятора частоты вращения приближается к своему установившемуся значению аperiodически (рис. 1.31). Поскольку регулятор частоты вращения обеспечивает регулирование с определенным коэффициентом статизма, то он не может свести среднее скольжение до нулевого значения. В то же время ресинхронизация может произойти только в том случае, если суммарное

скольжение s в какой-то момент времени будет проходить через нулевое значение. Такое условие может иметь место благодаря наличию пульсирующей составляющей скольжения. Следовательно, граничным условием для ресинхронизации будет равенство нулю разности среднего скольжения и амплитуды пульсирующего скольжения.

В пределах одного полного проворота роторов генераторов относительно друг друга среднее скольжение изменяется мало, и поэтому его

можно принять постоянным $ds_{cp}/dt = 0$. Следовательно, из уравнения (1.65) получим

$$P_{T*}(s_{cp}) - P_{11*} - P_{ac*}(s_{cp}) = 0. \quad (1.66)$$

Тогда из (1.64)

$$T_j \frac{ds_{п}}{dt} = -P_{12*} \sin \delta. \quad (1.67)$$

Уравнение (1.67) описывает колебательное движение ротора под действием взаимной мощности около среднего значения скольжения. Так как пульсирующее скольжение изменяется во времени по гармоническому закону, то по уравнениям (1.65) и (1.67) процесс на границе ресинхронизации можно проиллюстрировать графиками, показанными на рис. 1.32. Из графиков следует, что ресинхронизация произойдет, если при подходе к точке равновесия по синхронной мощности ($\delta \approx 0^\circ$) избыточная кинетическая энергия, определяемая максимальным скольжением s_{max} , будет меньше потенциальной энергии, которая необходима, чтобы выйти на критический угол ($\delta \approx 180^\circ$). Эта потенциальная энергия равна заштрихованной площадке – площадке торможения. Граничным условием для возможности ресинхронизации является равенство упомянутых кинетической и потенциальной энергий.

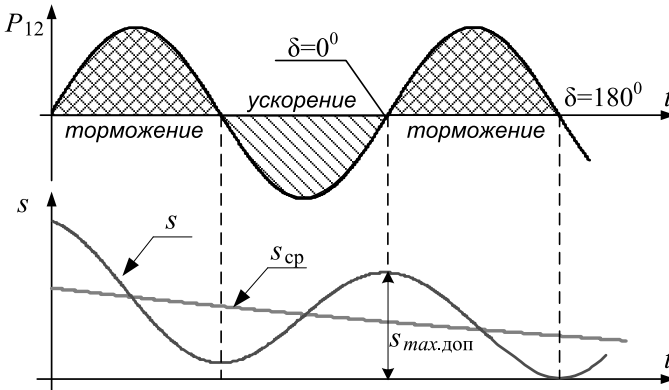


Рис. 1.32 Иллюстрация граничных условий ресинхронизации

Кинетическая энергия в точке $\delta \approx 0^\circ$ при $s = s_{max}$

$$W_K = \frac{1}{2} T_j \omega_{ном} s_{max}^2. \quad (1.68)$$

Потенциальная энергия торможения

$$W_{\Pi} = \int_{\delta=0}^{\delta=\pi} P_{12*} \sin \delta = 2 P_{12*}. \quad (1.69)$$

Граничные условия для ресинхронизации $W_K = W_{\Pi}$ или

$$\frac{1}{2} T_j \omega_{\text{ном}} s_{\text{max, доп}}^2 = 2 P_{12*}. \quad (1.70)$$

Из (1.70) максимально допустимое мгновенное скольжение из условия возможности ресинхронизации равно

$$s_{\text{max, доп}} = 2 \sqrt{\frac{P_{12*}}{T_j \omega_{\text{ном}}}}. \quad (1.71)$$

Так как принято, что скольжение относительно среднего значения изменяется по синусоидальному закону, то допустимое среднее значение скольжения, из условия возможности ресинхронизации, будет равно

$$s_{\text{ср, доп}} = \frac{s_{\text{max, доп}}}{2} = \sqrt{\frac{P_{12*}}{T_j \omega_{\text{ном}}}}. \quad (1.72)$$

Опыт эксплуатации показал, что вполне возможна успешная ресинхронизация и обеспечение результирующей устойчивости не только отдельных генераторов, но и групп генераторов или групп станций – частей энергосистемы, связанных линиями электропередачи [3].

На рис. 1.33 приведены осциллограммы процесса нарушения синхронной динамической устойчивости с последующей ресинхронизацией, полученные на программном комплексе «Mustang». На графике обозначены характерные стадии процесса: доаварийный режим, режим при КЗ, аварийный режим. На осциллограммах отчетливо виден момент ресинхронизации при прохождении скольжения через ноль, что имеет место благодаря снижению мощности турбины под действием АРЧВ. Ресинхронизация, как видно, наступает после 8-ми полных асинхронных проворотов ротора.

Прохождение скольжения s через нулевое значение необходимо, но не достаточно для успешной ресинхронизации. Дополнительным условием является совпадение знаков скольжения и разности между синхронной составляющей мощности генератора (P_C) и мощности турбины (P_T) в момент, непосредственно предшествующий моменту, когда $s = 0$. То есть должно быть:

- при $s > 0, P_C - P_T > 0$;
- при $s < 0, P_C - P_T < 0$.

Например, при $s > 0$, то есть когда частота вращения роторов генераторов, выпавших из синхронизма, больше частоты вращения эквивалентного генератора системы при $P_C - P_T > 0$, на ротор генератора действует тормозящий момент, дополнительно способствующий ресинхронизации.

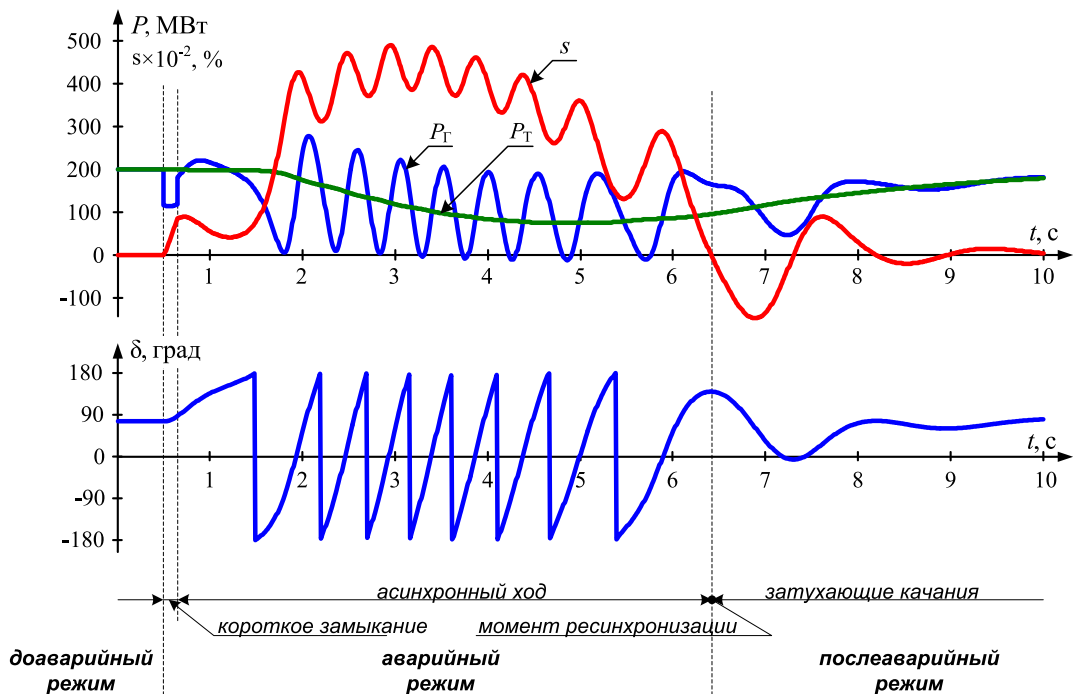


Рис. 1.33 Расчетный процесс при нарушении синхронной динамической устойчивости с последующей ресинхронизацией:

P_G – электрическая мощность генератора, P_T – мощность турбины,
 s – скольжение ($s = s_{cp} + s_n$), δ – угол положения ротора генератора

2 СТРУКТУРА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1 Стадии возможного развития аварийной ситуации в энергосистемах

Структура системы автоматического противоаварийного управления определяется последовательностью развития аварийной ситуации в энергосистеме. В общем случае процесс развития аварийной ситуации протекает по следующему сценарию (рис. 2.1) [9]:

1. Возникновение возмущения:

- короткое замыкание с последующим отключением элемента;
- аварийное отключение элемента без КЗ (ложное действие РЗ или ошибочные действия обслуживающего персонала);
- возникновение аварийного небаланса мощности из-за отключения части генераторов, наброса или сброса нагрузки в одной из частей энергосистемы.

2. Возможное нарушение динамической или статической устойчивости и возникновение асинхронного режима:

- при допустимости ограниченного по времени асинхронного режима возможна ресинхронизация;
- отключение линии связи и разделение энергосистемы на две независимые части.

3. После деления энергосистемы в одной из частей имеет место дефицит мощности, в другой – избыток мощности. При определенных неблагоприятных условиях в дефицитной части может возникнуть недопустимое снижение частоты и напряжения, а в избыточной части недопустимое повышение частоты и напряжения.

Возможны и другие причины, вызывающие недопустимое изменение режимных параметров, перегрузку оборудования и т.д. Например, недопустимое снижение напряжения в дефицитных узлах энергосистемы из-за перегрузки линии связи может привести к нарушению устойчивости нагрузки.

Система противоаварийной автоматики предназначена для того, чтобы остановить развитие аварии по возможности на более ранней стадии и способствовать быстрейшему восстановлению нормального режима работы энергосистемы после аварийной стадии, на которой остановлено развитие аварии.

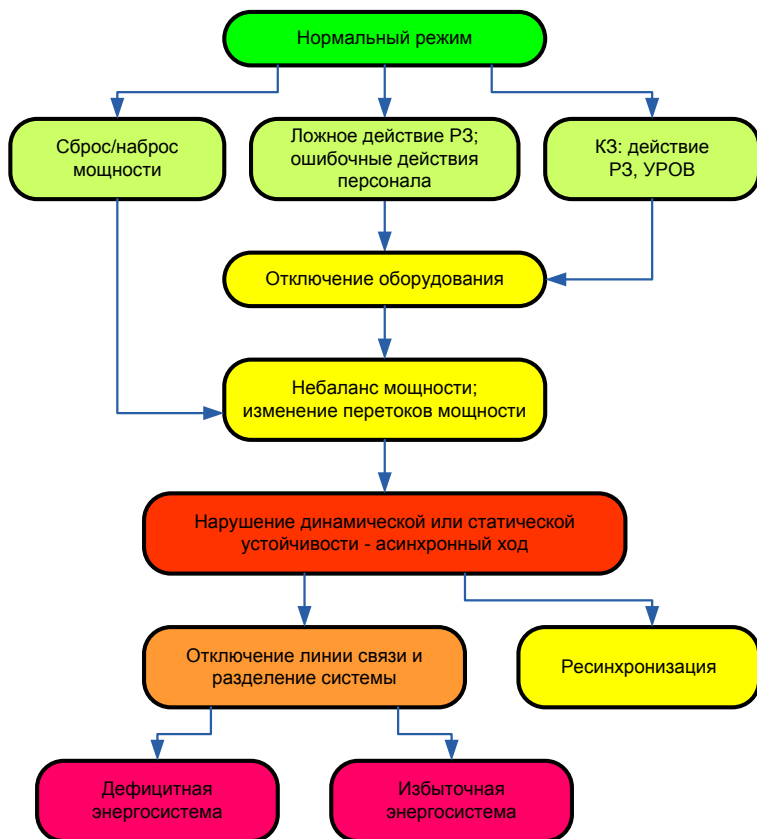


Рис. 2.1 Структурная схема, отражающая характерные этапы развития аварийных процессов

2.2 Основные подсистемы противоаварийной автоматики

В соответствии с последовательностью развития аварии средства противоаварийной автоматики можно условно разделить на подсистемы, действующие на каждой стадии развития аварии [37].

1. Релейная защита. Устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ). Автоматическое повторное включение (АПВ).

2. Автоматика для предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

3. Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

4. Автоматическое предотвращение недопустимого изменения основных режимных параметров:

- ограничение снижения частоты (АОСЧ);
- ограничение снижения напряжения (АОСН);
- ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- ограничение повышения напряжения (АОПН);
- ограничение перегрузки оборудования (АОПО).

2.3 Основные требования к устройствам противоаварийной автоматики

Устройства и комплексы устройств ПА должны удовлетворять следующим основным техническим требованиям [11, 12]:

- **Быстродействие:** требование является главным для устройств ПА, предназначенных для предотвращения нарушения устойчивости. Характеризует способность ПА выбирать и реализовывать управляющие воздействия с задержкой, допустимой по условию достижения целей противоаварийного автоматического управления;
- **Селективность:** применительно к устройствам ПА означает способность устройства выбирать объекты, виды и минимально необходимый объем воздействий, обеспечивающие наиболее эффективное решение задачи противоаварийного управления;
- **Чувствительность:** способность функциональных органов ПА реагировать на такие отклонения и нарушения нормального режима, на действие при которых они рассчитаны;
- **Надежность:** требование состоит в том, что устройства ПА должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима и не действовать излишне и ложно в условиях, когда их действие не предусмотрено.

2.4 Нормативные требования к устойчивости энергосистем

Требования к устойчивости электроэнергетических систем нормируются документами системного оператора и приведены в Методических указаниях по устойчивости энергосистем [38] и в Стандарте организации ОАО «Системный оператор ЕЭС» [39].

В соответствии с Методическими указаниями, устойчивость должна быть обеспечена при определенных возмущениях, которые называются нормативными возмущениями. В состав нормативных возмущений входят:

- 1) короткие замыкания с отключением элементов сети;
- 2) скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по любым причинам.

Для каждого нормативного возмущения по п. 1 указаны вид короткого замыкания, действием какой защиты отключается поврежденный элемент сети, включая УРОВ, успешность или неуспешность АПВ. Примерами таких конкретных нормативных возмущений являются:

- «отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110-220 кВ – ТАПВ)»;

- «отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя».

Возмущение по п. 2, например, при аварийном отключении генераторов, формулируется следующим образом: «Мощность генератора или блока, подключенных к сети общими выключателями».

Полнота формулировки нормативных возмущений достаточна для моделирования процессов, вызываемых ими, в специализированных программных комплексах.

Нормативные возмущения по мере увеличения их тяжести подразделены на три группы: I, II и III. Устойчивость энергосистемы в зависимости от схемы (нормальная или ремонтная) и электрического режима должна сохраняться при определенных группах нормативных возмущений.

Планирование режимов работы энергосистемы в соответствии с Методическими указаниями [38] и Стандартом [39] осуществляется не только по критерию устойчивости параллельной работы частей энергосистемы, но и по критериям устойчивости нагрузки и обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и другого электросетевого оборудования.

Для оценки статической устойчивости вводятся определенные количественные критерии.

Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_p) вычисляется по формуле:

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}},$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме;

$\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{\text{нк}}$). Определение $\Delta P_{\text{нк}}$ рассматривается в разделе 4 настоящего пособия.

Коэффициент запаса по напряжению (K_U) относится к узлу нагрузки и вычисляется по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U},$$

где U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{\text{кр}}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

В нормальной и ремонтной схемах коэффициенты запаса должны удовлетворять условиям: $K_p \geq 0,2$, $K_U \geq 0,15$, и токовые нагрузки не должны превышать длительно допустимых значений.

В послеаварийных режимах, образовавшихся в результате нормативных возмущений: $K_p \geq 0,08$, $K_U \geq 0,1$.

При нормативных возмущениях должна обеспечиваться динамическая устойчивость, а также токовые нагрузки сетевых элементов и генераторов не должны превышать значений, допустимых в течение послеаварийного режима.

Длительность послеаварийного режима принимается равной 20 мин. и определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима.

В соответствии с п. 3.1 Стандарта [39], «При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистем, для контроля соблюдения нормативных требований к устойчивости энергосистем следует использовать значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях».

Перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать максимально допустимых значений, при которых выполняются все нормативные требования к устойчивости энергосистем.

Максимально допустимый переток (МДП) должен быть таким, чтобы:

- в доаварийном режиме в нормальной (ремонтной) схеме коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении K_p был не менее 0,2 и коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки K_U – не менее 0,15;

- в послеаварийном режиме, образовавшемся в результате нормативных возмущений, коэффициенты K_p и K_U были не менее соответственно 0,08 и 0,1;

- токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования не превышали длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме и аварийно допустимых (на время 20 минут) значений в послеаварийных режимах, образовавшихся в результате нормативных возмущений;

- сохранялась динамическая устойчивость при нормативных возмущениях.

Отступление от требований, относящихся к МДП или к длительности послеаварийного режима (20 мин.), означает переход к вынужденному режиму. Наибольший переток, допустимый в вынужденном режиме, называется аварийно допустимым перетоком (АДП).

Аварийно допустимый переток должен удовлетворять следующим требованиям:

- коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности K_p в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,08;

- коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению K_U в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,10;

- токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме;

- допускается несохранение устойчивости (в том числе динамической) при нормативных возмущениях.

Определение МДП по правилам, изложенным в [39], выполняется с использованием специализированных программных комплексов для расчета установившихся режимов ЭЭС, например, программного комплекса «RastrWin».

Для определения МДП используется расчетный прием, называемый утяжелением режима, который заключается в пошаговом расчете установившегося режима с таким последовательным изменением параметров, которое приводит к увеличению перетока активной мощности в контролируемом сечении. Совокупность изменений параметров режима на каждом шаге утяжеления принято называть траекторией утяжеления. Например, в качестве траектории утяжеления может быть принято увеличение мощности генерации в передающей части и увеличение мощности нагрузки в приемной части электроэнергетической системы. При этом желательно применять сбалансированное утяжеление, при котором изменение мощности генерации компенсируется соответствующим изменением мощности нагрузки.

В составе современных программных комплексов имеется функция автоматического утяжеления режима по заданной траектории. В процессе утяжеления необходимо контролировать все параметры режима в соответствии с критериями, которым должен удовлетворять МДП, а именно, переток активной мощности в контролируемом сечении, напряжение в узлах нагрузки, токовые нагрузки элементов сети.

Для определения допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в нормальной (ремонтной) схеме с помощью процедуры утяжеления определяется предельный переток $P_{\text{пр}}$, соответствующий границе статической аperiodической устойчивости. С учетом полученных расчетных данных допустимый переток определяется по формуле:

$$P_{\text{доп}}^{(P)} = (1 - K_P) P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{НК}}; \quad K_P = 0,2.$$

Определение допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме выполняется по формуле:

$$P_{\text{доп}}^{(U)} = P(U_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{НК}},$$

где $P(U_{\text{доп}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении, полученный при утяжелении режима, при котором напряжение в одном из

контролируемых узлов снижается до допустимого значения $U_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{1 - K_U}$, $K_U = 0,15$.

Для определения допустимого перетока по условию обеспечения нормативных требований по статической аperiodической устойчивости, статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки и по допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и другого электросетевого оборудования в послеаварийном режиме, выполняется моделирование послеаварийного режима при отключении в расчетной модели элементов, соответствующих принятому нормативному возмущению.

Путем утяжеления послеаварийного режима определяются перетоки активной мощности в контролируемом сечении:

- предельный по статической аperiodической устойчивости;
- соответствующий достижению допустимых значений другими контролируемыми параметрами (ток, напряжение).

При этом учитывается, что за счет действия противоаварийной автоматики для разгрузки контролируемого сечения в послеаварийном режиме допустимый переток может быть повышен на величину разгрузки $\Delta P_{\text{ПА}}$.

Разгрузка сечения в послеаварийном режиме за счет действия ПА, как правило, осуществляется путем отключения части генераторов в передающей системе (ОГ) и отключения части нагрузки в приемной системе (ОН) (см. раздел 5 настоящего пособия). По известным значениям мощности отключаемых генераторов и нагрузки разгрузка сечения может быть определена по формуле (5.7) или наоборот, по необходимому для полного использования пропускной способности контролируемого сечения значению $\Delta P_{\text{ПА}}$ может быть определен необходимый объем ОГ и ОН.

Допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, по условию обеспечения нормативных требований в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, определяется по следующим соотношениям:

- по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности

$$P_{\text{доп}}^{(P)} = P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{НК}} + \Delta P_{\text{ПА}},$$

где $P_{\text{д/ав}}(P_{\text{п/ав}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому перетоку в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, равному

$$P_{\text{п/ав}} = 0,92 P_{\text{п/ав.пред}},$$

где $P_{\text{п/ав.пред}}$ – переток предельный по статической аperiodической устойчивости в послеаварийном режиме.

- по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки

$$P_{\text{доп}}^{(U)} = P_{\text{д/ав}}(U_{\text{п/ав,доп}}) - \Delta P_{\text{НК}} + \Delta P_{\text{ПА}},$$

где $P_{\text{д/ав}}(U_{\text{п/ав,доп}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимому напряжению в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, равному

$$U_{\text{п/ав,доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,9}.$$

- по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования

$$P_{\text{доп}}^{(I)} = P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав,доп}}) - \Delta P_{\text{НК}} + \Delta P_{\text{ПА}},$$

где $P_{\text{д/ав}}(I_{\text{п/ав,доп}})$ – переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и другого электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативного возмущения.

Переток $P_{\text{доп}}^{(I)}$, определенный по приведенной выше формуле, проверяется по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в нормальной (ремонтной) схеме.

- по критерию обеспечения динамической устойчивости после нормативных возмущений

$$P_{\text{доп}}^{(Д)} = P_{\text{дин.пред}} - \Delta P_{\text{НК}},$$

где $P_{\text{дин.пред}}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий границе нарушения динамической устойчивости при нормативном возмущении. Переток $P_{\text{дин.пред}}$ определяется по результатам расчетов с использованием современных программных комплексов расчета электромеханических переходных процессов, позволяющих обеспечить адекватное моделирование генерирующего оборудования, систем регулирования и управления (в том числе систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения) с учетом возможного действия устройств противоаварийной автоматики.

Максимально допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении является минимальное значение допустимого перетока активной мощности из величин, определенных по каждому из критериев.

Подробно порядок определения МДП изложен в [39].

3 ОСНОВЫ ВЫПОЛНЕНИЯ АВТОМАТИКИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ

Основы выполнения АПНУ рассмотрим на примере схемы, представленной на рис. 3.1.

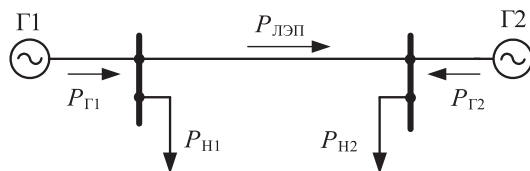


Рис. 3.1 Схема простой энергосистемы для пояснения основных принципов выполнения АПНУ

Для энергосистемы по рис. 3.1 в установившемся режиме без учета потерь выполняется баланс мощности

$$P_{Г1} + P_{Г2} = P_{Н1} + P_{Н2}.$$

В общем случае в каждой части энергосистемы мощность генераторов не равна мощности нагрузки. Например, если $P_{Н2} > P_{Г2}$, то от эквивалентного генератора Г1 к эквивалентному генератору Г2 по линии передается мощность

$$P_{ЛЭП} = P_{Н2} - P_{Г2} = P_{Г1} - P_{Н1}.$$

В реальных условиях в каждой из частей энергосистемы по разным причинам возможны изменения суммарной мощности нагрузки и суммарной мощности генераторов. Возможны также изменения параметров ЛЭП, например, в результате короткого замыкания и отключения участков линии релейной защитой. При этом для нормальной работы энергосистемы необходимо, чтобы в каждом возможном режиме между мощностью, передаваемой по линии, и её пропускной способностью, в смысле статической и динамической устойчивости, имело место определенное соответствие.

Очевидно, что если это соответствие нарушается, то для его восстановления требуется воздействовать на изменение мощности генераторов P_G и мощности нагрузки P_N , для того чтобы указанное выше соответствие восстановить. Возможны также воздействия на пропускную способность электропередачи. Таким образом, АПНУ должна, прежде всего, выполнять управляющие воздействия на изменение соотношения мощности генераторов и мощности нагрузки в параллельно работающих частях энергосистемы. В отличие от управления по активной мощности в нормальном режиме, управляющие воздействия АПНУ должны реализовываться достаточно быстро, а именно в темпе электромеханического переходного процесса.

В общей задаче АПНУ, так же как и в задаче об устойчивости параллельной работы генераторов, может использоваться разделение на задачу сохранения статической устойчивости и задачу сохранения динамической устойчивости. При этом следует иметь в виду, что в чистом виде задача сохранения статической устойчивости может решаться только в режиме статической перегрузки электропередачи, когда режим работы изменяется плавно и достаточно медленно. В случае скачкообразного изменения режима или параметров линии электропередачи, приводящих к появлению небаланса между мощностью турбин и генераторов, имеет место электромеханический переходный процесс, который при достаточно большой его интенсивности может привести к нарушению синхронной динамической устойчивости.

Для решения задачи АПНУ в современных энергосистемах используются следующие управляющие воздействия (рис. 3.2) [4]:

- отключение генераторов (ОГ);
- аварийное регулирование турбин (АРТ), которое подразделяется на два вида: импульсная разгрузка турбин (ИРТ); длительная разгрузка турбин (ДРТ);
- отключение нагрузки (ОН);
- электрическое торможение (ЭТ) – искусственное подключение в определенных узлах специальных нагрузочных активных сопротивлений на короткое время;
- воздействие на пропускную способность ЛЭП: форсировка конденсаторов установок продольной компенсации индуктивного сопротивления линии; отключение шунтирующих реакторов (ОР);
- деление энергосистемы (ДС) – изменение топологии электрической сети путем отключения некоторых выключателей.

Кроме этого в последнее время прорабатывается возможность применения новых видов управляющих воздействий [13, 14], а именно:

- воздействие на ускоренную реализацию вращающегося резерва на тепловых электростанциях;
- разгрузка гидроагрегатов в сочетании с быстродействующими управляющими воздействиями, в частности с электрическим торможением;
- фазовое управление.

Сохранению устойчивости также способствуют:

- автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин (АРВ), особенно регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ СД);
- форсировка возбуждения, в том числе с принудительным воздействием от устройств противоаварийной автоматики.

В определенной степени сохранению устойчивости (в частности результирующей устойчивости) способствуют первичные регуляторы частоты вращения турбин (АРЧВ).

Перечисленные воздействия следует разбить на две принципиально разные группы:

1. Длительные воздействия, влияние которых распространяется на послеаварийный режим (ОГ, ДРТ, ОН, ДС).

2. Кратковременные воздействия, которые оказывают влияние только во время переходного процесса (ИРТ, ЭТ).

Выделение этих двух групп воздействий важно потому, что длительные воздействия оказывают влияние как на динамическую устойчивость, так и на запасы статической устойчивости в послеаварийном режиме, а кратковременные воздействия оказывают влияние только на динамическую устойчивость.

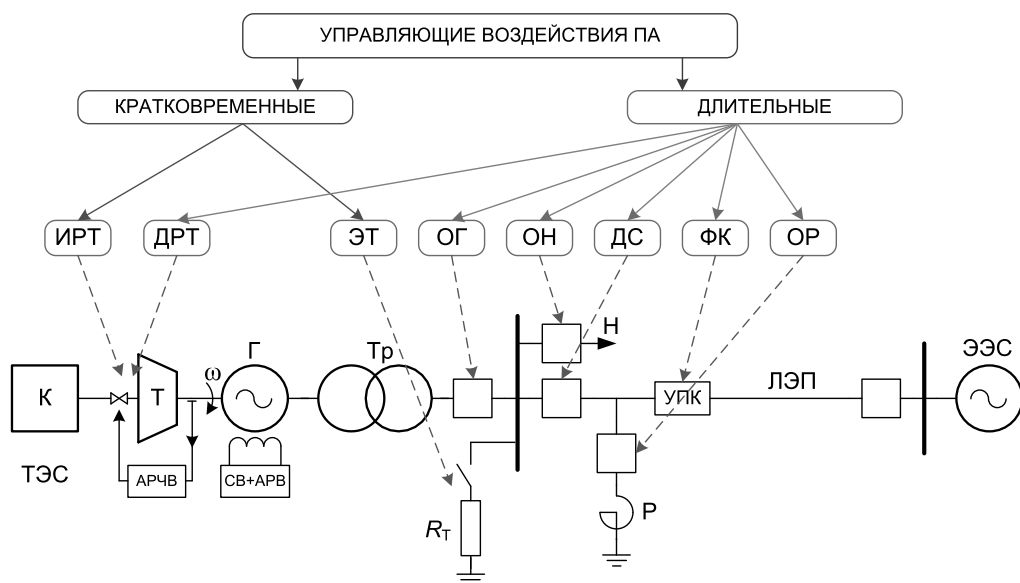


Рис. 3.2 Виды управляющих воздействий ПА для предотвращения нарушения устойчивости энергосистем: К – котел, Т – турбина, Г – генератор, Тр – трансформатор, Н – нагрузка, Р – реактор, УПК – устройство продольной компенсации, R_T – тормозной резистор

4 ТИПОВЫЕ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ, ПРИНИМАЕМЫЕ ПРИ РАССМОТРЕНИИ ВОПРОСОВ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Многообразие структур и режимов энергосистем не позволяют разработать универсальные однозначные рекомендации по выполнению противоаварийной автоматики для всех случаев. Поэтому в специальной литературе предложена классификация энергосистем по их структуре, каждой из которых присущи определенные особенности с точки зрения устойчивости и выполнения противоаварийной автоматики (рис. 4.1 и рис. 4.2) [7, 9].

Прежде всего, возможные структуры энергосистем подразделяются на простые и сложные. К простым относятся такие энергосистемы, которые могут быть сведены к двухмашинной схеме, а к сложным те, которые должны быть представлены тремя и более эквивалентными генераторами.

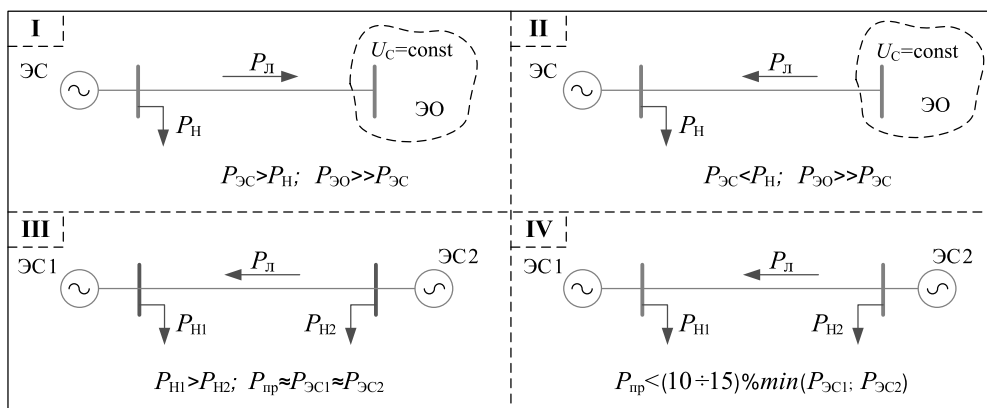


Рис. 4.1 Энергосистемы простой структуры

Типовая структура I. В энергосистеме, замещаемой этой структурой, значительная часть мощности выделенной энергосистемы ЭС передается в энергообъединение ЭО, мощность которого намного больше мощности выделенной части. Существенным обстоятельством здесь является то, что при изменении режима работы электропередачи, например при возникновении небаланса мощности в выделенной энергосистеме, можно не считаться с изменениями частоты и напряжения в энергообъединении.

Типовая структура II. В схеме такой структуры, в сравнительно маломощной энергосистеме ЭС, значительная часть мощности нагрузки покрывается за счет приема из энергообъединения ЭО, мощность которого намного больше мощности выделенной части. Поэтому здесь также можно не считаться с изменениями частоты и напряжения в энергообъединении при изменении или аварийном нарушении режима работы электропередачи.

Типовая структура III. В этой типовой структуре две концентрированные энергосистемы (ЭС1 и ЭС2), соизмеримые по мощности, соединены линиями, образующими сильную связь. Сильная связь характеризуется тем, что переток мощности, предельный по статической аperiodической устойчивости ($P_{пр}$), соизмерим с мощностью соединяемых энергосистем.

Типовая структура IV. То же самое, что и в типовой структуре III, но энергосистемы соединены линиями, образующими слабую связь. Слабая связь характеризуется тем, что переток мощности, предельный по статической аperiodической устойчивости ($P_{пр}$), составляет менее 10÷15% от мощности меньшей из соединяемых энергосистем. В такой типовой структуре большое влияние при определении максимально допустимых перетоков оказывают нерегулярные колебания перетока мощности, обусловленные тем, что в соединяемых частях энергосистемы имеют место нерегулярные изменения мощности нагрузки.

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{HK} = K \sqrt{\frac{P_{H1} P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (4.1)$$

где P_{H1} , P_{H2} – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт. Коэффициент K , имеющий размерность $\sqrt{\text{МВт}}$, принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении. Более подробно нерегулярные колебания мощности будут рассмотрены далее в главе, посвященной рассмотрению слабых связей.

Энергосистемы сложной структуры. Основные общие особенности энергосистем сложной структуры заключаются в следующем:

- возможное влияние режима работы одних связей на предел передаваемой мощности по другим связям;
- нарушение устойчивости или отключение одной связи может вызвать нарушение устойчивости других связей.

На рис. 4.2 представлены некоторые виды энергосистем сложной структуры.

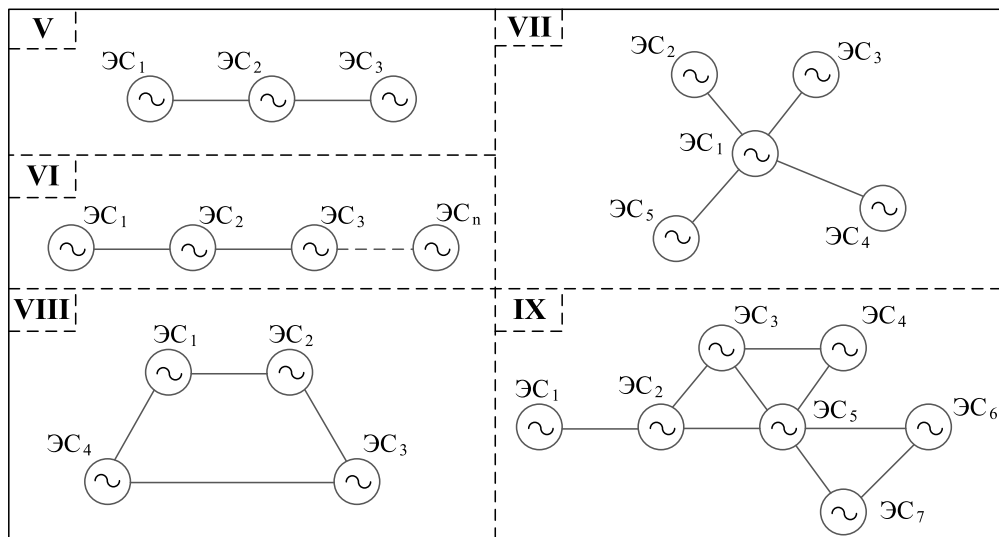


Рис. 4.2 Энергосистемы сложной структуры: V – цепочечная трехмашинная система;
 VI – цепочечная многомашинная система; VII – радиальная система;
 VIII – кольцевая система; IX – многоконтурная система

5 ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСЛОВИЙ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ В ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМЕ

Для рассмотрения закономерностей при разгрузке межсистемной связи принимается схема, представленная на рис. 5.1.

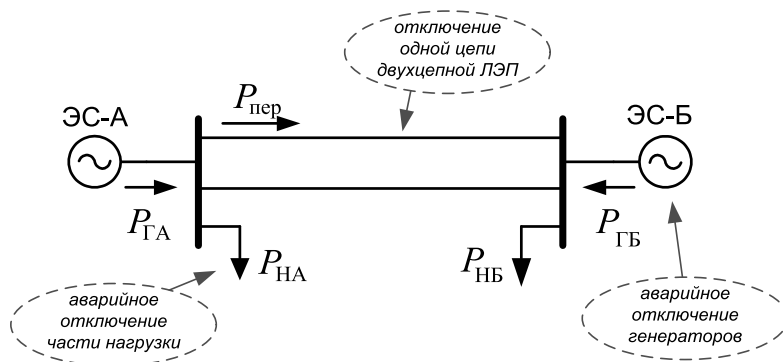


Рис. 5.1 Схема энергосистемы и возможные возмущающие воздействия, которые могут привести к нарушению устойчивости

На рисунке энергосистема ЭС-А является передающей, а энергосистема ЭС-Б приемной. $P_{\text{ГА}}$, $P_{\text{ГБ}}$, $P_{\text{НА}}$ и $P_{\text{НБ}}$ — соответственно суммарные мощности генераторов и нагрузки энергосистем А и Б.

Необходимость разгрузки электропередачи может возникнуть по следующим причинам:

- аварийное отключение части нагрузки в передающей энергосистеме;
- аварийное отключение части генераторов в приемной системе;
- снижение пропускной способности линии в результате отключения параллельных цепей.

Для сохранения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме должен быть снижен переток мощности путем снижения мощности генераторов в передающей части и снижения мощности нагрузки в приемной части. В частности, в передающей части может осуществиться отключение части генераторов, а в приемной – отключение части нагрузки.

Фактическая разгрузка электропередачи зависит не только от мощности отключаемых генераторов $P_{\text{ОГ}}$ и нагрузки $P_{\text{ОН}}$, но и от соотношения мощностей и коэффициентов крутизны статических частотных характеристик энергосистем, связанных разгружаемой линией. В общем случае в зависимости от соотношения мощностей отключаемых генераторов и мощности отключаемой нагрузки частота в объединении может либо снижаться, либо повышаться. Поэтому при определении фактической разгрузки линии необходимо учитывать реакцию генераторов

и нагрузки на изменение частоты в соответствии с их частотными статическими характеристиками [4, 9].

При понижении частоты реакция генераторов и нагрузки ослабляет эффект ОГ, применяемый в передающей части системы, а повышение частоты усиливает. В приемной части наоборот – при понижении частоты эффект ОН усиливается, а при повышении ослабляется.

Поэтому фактическая разгрузка по балансу передающей и приемной энергосистемы равна

$$\Delta P_{\text{РАЗГР}} = P_{\text{ОГ}} \mp \Delta f_* \left[k_{f_{\text{ГА}}} (P_{\text{ГА}} - P_{\text{ОГ}}) + k_{f_{\text{НА}}} P_{\text{НА}} \right]; \quad (5.1)$$

$$\Delta P_{\text{РАЗГР}} = P_{\text{ОН}} \pm \Delta f_* \left[k_{f_{\text{ГБ}}} P_{\text{ГБ}} + k_{f_{\text{НБ}}} (P_{\text{НБ}} - P_{\text{ОН}}) \right], \quad (5.2)$$

где $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}}$ – отклонение частоты, о.е.;

$k_{f_{\text{ГА}}}$, $k_{f_{\text{ГБ}}}$ и $k_{f_{\text{НА}}}$, $k_{f_{\text{НБ}}}$ – коэффициенты крутизны частотных характеристик генераторов и коэффициенты регулирующего эффекта нагрузки энергосистем А и Б соответственно.

В (5.1) знак «–» при понижении частоты, знак «+» при повышении частоты, а в (5.2) наоборот.

Изменение частоты Δf определяется результирующим небалансом мощности и коэффициентом крутизны частотной характеристики энергообъединения, который равен

$$k_f = \frac{P_{\text{НА}} k_{f_{\text{А}}} + P_{\text{НБ}} k_{f_{\text{Б}}}}{P_{\text{НА}} + P_{\text{НБ}}}; \quad (5.3)$$

$$\Delta f = \frac{(P_{\text{ОГ}} - P_{\text{ОН}}) f_{\text{НОМ}}}{(P_{\text{НА}} + P_{\text{НБ}}) k_f}, \quad (5.4)$$

где $k_{f_{\text{А}}}$ и $k_{f_{\text{Б}}}$ – коэффициенты крутизны частотных характеристик энергосистем А и Б (см. раздел 1.3).

Задача обеспечения условий статической устойчивости актуальна для слабых связей, переток по которым намного меньше суммарной мощности энергосистем, поэтому можно принять

$$P_{\text{НА}} \approx P_{\text{ГА}}; \quad P_{\text{НБ}} \approx P_{\text{ГБ}}.$$

При этом $P_{\text{ОГ}} \ll P_{\text{ГА}}$ и $P_{\text{ОН}} \ll P_{\text{НБ}}$, следовательно, допустимо считать

$$P_{\text{ГА}} - P_{\text{ОГ}} \approx P_{\text{ГА}};$$

$$P_{\text{НБ}} - P_{\text{ОН}} \approx P_{\text{НБ}}.$$

С учетом принятых допущений

$$\Delta P_{\text{РАЗГР}} = P_{\text{ОГ}} \mp \Delta f_* P_{\text{НА}} (k_{f_{\text{ГА}}} \rho_{\text{А}} + k_{f_{\text{НА}}}); \quad (5.5)$$

$$\Delta P_{\text{РАЗГР}} = P_{\text{ОН}} \pm \Delta f_* P_{\text{НБ}} (k_{f_{\text{ГБ}}} \rho_{\text{Б}} + k_{f_{\text{НБ}}}). \quad (5.6)$$

В (5.5) и (5.6) введены коэффициенты резерва ρ_A и ρ_B , так как $k_{fГ}$ относят к суммарной номинальной мощности генераторов, а $k_{fН}$ – к фактической суммарной мощности нагрузки.

В данном случае коэффициенты резерва

$$\rho_A = \frac{P_{ГНОМ А}}{P_{НА}}; \quad \rho_B = \frac{P_{ГНОМ Б}}{P_{НБ}},$$

где $P_{ГНОМ А}$ и $P_{ГНОМ Б}$ – суммарная номинальная мощность генераторов энергосистем А и Б.

Исключение Δf_* из (5.5) и (5.6) дает

$$\Delta P_{РАЗГР} = \frac{P_{ОГ} k_{fБ} P_{НБ} + P_{ОН} k_{fА} P_{НА}}{P_{НА} k_{fА} + P_{НБ} k_{fБ}}, \quad (5.7)$$

где $k_{fА} = k_{fГА} \rho_A + k_{fНА}$ и $k_{fБ} = k_{fГБ} \rho_B + k_{fНБ}$.

Если в первом приближении принять $k_{fА} = k_{fБ}$, то

$$\Delta P_{РАЗГР} = \frac{P_{ОГ} P_{НБ} + P_{ОН} P_{НА}}{P_{НА} + P_{НБ}}. \quad (5.8)$$

Из (5.8) видно, что на эффективность разгрузки за счет ОГ или ОН решающее влияние оказывает соотношение мощностей энергосистем.

Наибольшая эффективность ОГ имеет место в случае, когда приемная система намного мощнее передающей.

Если $P_{НБ} \gg P_{НА}$, тогда

$$\Delta P_{РАЗГР} \approx \frac{P_{ОГ} P_{НБ}}{P_{НБ}} = P_{ОГ}.$$

Такие условия также означают, что частота в объединении при реализации ОГ практически изменяться не будет.

Очевидно, что в отношении ОН будет иметь место обратная картина. Эффективность этого управляющего воздействия наибольшая, когда передающая система намного мощнее приемной ($P_{НА} \gg P_{НБ}$). Тогда

$$\Delta P_{РАЗГР} \approx P_{ОН}.$$

В этом случае частота также практически изменяться не будет.

В общем случае при соизмеримых мощностях энергосистем на разгрузку электропередачи в большей или меньшей степени оказывает влияние и ОГ и ОН.

Наилучшим вариантом является сбалансированное воздействие, когда $P_{ОГ} = P_{ОН}$, так как в этом случае частота в объединении практически не изменяется. Однако применение сбалансированного воздействия может ограничиваться фактически располагаемыми объемами ОГ и ОН. Поэтому реально воздействие может быть несбалансированным. При этом

разность ($P_{ог} - P_{он}$) ограничивается некоторым допустимым небалансом противоаварийного управления по условиям [4]:

- максимально допустимого отклонения частоты, которое ограничивается возможностью срабатывания наиболее чувствительной ступени АЧР, а именно АЧР II.

- максимально допустимого наброса мощности в других сечениях, находящихся за пределами зоны действия данной автоматики.

Определение наброса мощности на соседние сечения при несбалансированном воздействии рассмотрим на примере схемы (рис. 5.2).

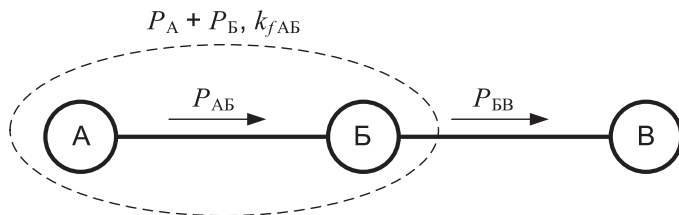


Рис. 5.2 Структурная схема энергосистемы

Суммарные мощности энергосистем А, Б и В, а также коэффициенты крутизны их статических частотных характеристик приняты следующими:

Энергосистема	Суммарная мощность, МВт	Коэффициент крутизны статической частотной характеристики k_f
А	5 000	12
Б	10 000	10
В	20 000	8

Рассматривается следующая задача:

При ослаблении связи БВ требуется ее разгрузка на 500 МВт.

Требуется определить:

1. Суммарную мощность генераторов, подлежащих отключению в энергосистеме Б ($P_{ог}$), при несбалансированном управлении ($P_{он} = 0$).

2. Изменение частоты во всем объединении и наброс мощности на связь АБ при управлении по пункту 1. Предел передаваемой мощности по связи АБ равен $P_{пр.АБ} = 490$ МВт, и в доаварийном режиме эта связь работает с запасом статической устойчивости $K_p = 20\%$.

3. Допустимый небаланс противоаварийного управления, при котором переток мощности по связи АБ не превышает допустимый с коэффициентом запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме, равном 8%.

4. Суммарную мощность отключаемых генераторов в системе Б и суммарную мощность нагрузки, отключаемой в системе В, при которых выполняется условие по пункту 3.

Расчеты:

Суммарную мощность генераторов, подлежащих отключению, при несбалансированном управлении можно определить из соотношения (5.7) при $P_{OH} = 0$:

$$\Delta P_{\text{РАЗГР}} = \frac{P_{\text{ОГ}} P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}}}{(P_{\text{А}} + P_{\text{Б}}) k_{f\text{АБ}} + P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}}}, \quad (5.9)$$

$$\text{где } k_{f\text{АБ}} = \frac{P_{\text{А}} k_{f\text{А}} + P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}}}{P_{\text{А}} + P_{\text{Б}}} = \frac{5000 \cdot 12 + 10000 \cdot 10}{15000} = 10,6.$$

При известной величине $\Delta P_{\text{РАЗГР}}$ из (5.9) следует

$$\begin{aligned} P_{\text{ОГ}} &= \frac{\Delta P_{\text{РАЗГР}} [(P_{\text{А}} + P_{\text{Б}}) k_{f\text{АБ}} + P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}}]}{P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}}} = \\ &= \frac{500 \cdot [15000 \cdot 10,6 + 20000 \cdot 8]}{20000 \cdot 8} \approx 1000 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Снижение частоты во всем энергообъединении

$$\begin{aligned} \Delta f &= \frac{P_{\text{ОГ}}}{k_f (P_{\text{А}} + P_{\text{Б}} + P_{\text{В}})} f_{\text{НОМ}}; \\ k_f &= \frac{P_{\text{А}} k_{f\text{А}} + P_{\text{Б}} k_{f\text{Б}} + P_{\text{В}} k_{f\text{В}}}{P_{\text{А}} + P_{\text{Б}} + P_{\text{В}}} = \frac{5000 \cdot 12 + 10000 \cdot 10 + 20000 \cdot 8}{35000} = 9,14; \\ \Delta f &= \frac{1000}{9,14 \cdot 35000} \cdot 50 = 0,156 \text{ Гц.} \end{aligned}$$

Снижение частоты для энергосистемы А является внешним возмущающим воздействием и вызывает увеличение ее мощности, а соответственно и перетока из энергосистемы А в энергосистему Б на величину

$$\Delta P_{\text{АБ}} = k_{f\text{А}} \frac{\Delta f}{f_{\text{НОМ}}} P_{\text{А}} = 12 \cdot \frac{0,156}{50} \cdot 5000 = 187,2 \text{ МВт.}$$

С учетом принятых выше условий (пункт 2), переток по связи АБ в доаварийном режиме равен

$$P_{\text{АБ.д/ав}} = P_{\text{пр.АБ}} (1 - K_P) - \Delta P_{\text{НК}} = 490 \cdot 0,8 - 49 = 343 \text{ МВт.}$$

Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности по связи АБ $\Delta P_{\text{НК}}$ определена по формуле

$$\Delta P_{\text{НК}} = K \sqrt{\frac{P_{\text{А}} (P_{\text{Б}} + P_{\text{В}})}{P_{\text{А}} + P_{\text{Б}} + P_{\text{В}}}} = 0,75 \cdot \sqrt{\frac{5000 \cdot 30000}{35000}} = 49 \text{ МВт.}$$

Коэффициент K принят равным 0,75 из предположения, что на связи АБ имеется автоматическое регулирование перетока.

Суммарный расчетный переток по связи АБ после применения несбалансированного управляющего воздействия для разгрузки связи БВ равен

$$P_{\text{АБ.п/ав}} = P_{\text{АБ.д/ав}} + \Delta P_{\text{АБ}} = 343 + 187,2 = 530,2 \text{ МВт.}$$

Очевидно, что будет иметь место нарушение статической аperiodической устойчивости по связи АБ.

Чтобы ограничить изменение частоты, а следовательно, и изменение перетоков в соседних сечениях, при разгрузке связи БВ дополнительно к ОГ необходимо применить ОН в приемной системе В.

Используя соотношения вида (5.3), (5.4) и (5.7) для конкретного случая, можно определить небаланс управления $(P_{\text{ОГ}} - P_{\text{ОН}})$, при котором после реализации управления изменение перетока по связи АБ не выйдет за допустимые пределы.

Определим допустимый небаланс управления из условия, при котором наброс мощности на связь АБ будет таким, что после ОГ и ОН в системах Б и В коэффициент запаса статической устойчивости на этой связи будет равен 8%.

Чтобы выполнялось это условие, переток по связи АБ в послеаварийном режиме должен быть равен

$$P_{\text{АБ.п/ав}} = P_{\text{пр.АБ}} (1 - K_P) - \Delta P_{\text{НК}} = 490 \cdot 0,92 - 49 = 401,8 \text{ МВт,}$$

а допустимый наброс мощности на эту связь

$$P_{\text{АБ.доп}} = 401,8 - 343 = 58,8 \text{ МВт.}$$

Такой наброс мощности будет иметь место, если снижение частоты не превысит значения

$$\Delta f_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{АБ.доп}}}{k_{fA} P_A} f_{\text{ном}} = \frac{58,8}{12 \cdot 5000} \cdot 50 = 0,049 \text{ Гц.}$$

Допустимый суммарный небаланс противоаварийного управления

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{НБ.доп}} &= (P_{\text{ОГ}} - P_{\text{ОН}}) = \frac{\Delta f_{\text{доп}} k_{fA} (P_A + P_B + P_V)}{f_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{0,049 \cdot 9,14 \cdot 35000}{50} = 313,5 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Требуемое значение $P_{\text{ОГ}}$ и $P_{\text{ОН}}$ найдем по (5.7) из условия сохранения прежней разгрузки связи БВ $\Delta P_{\text{РАЗГР}} = 500 \text{ МВт}$, приняв

$$\begin{aligned} P_{\text{ОН}} &= P_{\text{ОГ}} - \Delta P_{\text{НБ.доп}}; \\ \Delta P_{\text{РАЗГР}} &= \frac{P_{\text{ОГ}} k_{fB} P_B + (P_{\text{ОГ}} - \Delta P_{\text{НБ.доп}}) k_{fAB} (P_A + P_B)}{k_{fAB} (P_A + P_B) + k_{fB} P_B}. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Выразив из (5.10) $P_{\text{ОГ}}$, получим

$$P_{\text{ОГ}} = \Delta P_{\text{РАЗГР}} + \frac{k_{f\text{АБ}}(P_{\text{А}} + P_{\text{Б}})\Delta P_{\text{НБ, доп}}}{k_{f\text{АБ}}(P_{\text{А}} + P_{\text{Б}}) + k_{f\text{В}}P_{\text{В}}}; \quad (5.11)$$

$$P_{\text{ОГ}} = 500 + \frac{10,6 \cdot 15000 \cdot 313,5}{10,6 \cdot 15000 + 8 \cdot 20000} = 656,3 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{ОН}} = P_{\text{ОГ}} - \Delta P_{\text{НБ, доп}} = 656,3 - 313,5 = 342,8 \text{ МВт}.$$

Полезно обратить внимание на то, что как следует из (5.11), при сбалансированном управлении ($\Delta P_{\text{НБ, доп}} = 0$) соотношение мощностей энергосистем и значения коэффициентов крутизны статических частотных характеристик не оказывают влияния на мощность разгрузки, которая равна $\Delta P_{\text{РАЗГР}} = P_{\text{ОГ}} = P_{\text{ОН}}$.

Большое влияние на изменение перетоков при возникновении небаланса мощности и изменении частоты оказывает коэффициент крутизны статической частотной характеристики энергосистем k_f .

Коэффициент k_f , как было указано выше в разделе 1.3, зависит от большого числа факторов: зоны нечувствительности регуляторов частоты вращения турбин; числа агрегатов, исчерпавших свой регулировочный диапазон; от знака отклонения частоты; от абсолютной величины отклонения частоты и реакции тепловой части электростанций. При прочих равных условиях существенное снижение коэффициента k_f может быть вызвано реакцией тепловой части, что иллюстрируется в таблице 1.1.

Количественное влияние снижения k_f из-за реакции тепловой части электростанций проиллюстрируем на приведенном выше примере. Примем, что энергосистема В состоит в основном из тепловых электростанций, система Б содержит тепловые и гидроэлектростанции в равных долях, а энергосистема А – только гидроэлектростанции. Коэффициенты крутизны частотных характеристик после реакции тепловой части, для принятого состава электростанций, могут иметь следующие значения: $k_{f\text{А}} = 12$; $k_{f\text{Б}} = 7$; $k_{f\text{В}} = 5$.

Расчет по приведенным выше соотношениям при таких коэффициентах и несбалансированном управлении в виде ОГ в энергосистеме Б дает следующее:

- суммарная мощность генераторов, подлежащих отключению $P_{\text{ОГ}} = 1150 \text{ МВт}$;
- снижение частоты во всем энергообъединении $\Delta f = 0,25 \text{ Гц}$;
- увеличение перетока по связи АБ $\Delta P_{\text{АБ}} = 300 \text{ МВт}$.

Как и в предыдущем расчете, будет иметь место нарушение устойчивости по связи АБ. Допустимый небаланс противоаварийного управления, при котором переток по связи АБ не превысит аварийно допустимый, составит $\Delta P_{\text{НБ, доп}} = 225,3 \text{ МВт}$. Требуемая мощность

отключаемых генераторов и отключаемой нагрузки, соответственно, составит: $P_{ог} = 627,3 \text{ МВт}$; $P_{он} = 402 \text{ МВт}$.

Как видно, после реакции тепловой части допускается меньший небаланс противоаварийного управления и, следовательно, другое соотношение между $P_{ог}$ и $P_{он}$.

Рекомендации о практическом учете фактора изменения k_f из-за реакции тепловой части изложены в приведенном ниже, без изменений, фрагменте текста из [9]: «Как правило, оценка статической устойчивости межсистемных связей энергообъединения в двух рассматриваемых установившихся режимах является достаточной (до реакции и после реакции тепловой части). Однако из-за различий в скоростях проявления реакции тепловой части электростанции возможность опасной перегрузки межсистемных связей при переходе от первого режима ко второму не может быть полностью исключена. Проверка устойчивости перехода ко второму режиму требует расчета длительного электромеханического процесса».

6 УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, ПЕРЕДАЮЩИХ МОЩНОСТЬ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА I)

Исходная схема энергосистемы, схема замещения и угловая характеристика мощности эквивалентного генератора, которым замещена передающая энергосистема, приведены на рис. 6.1. Мощность приемной энергосистемы намного больше мощности передающей системы (типовая структура I).

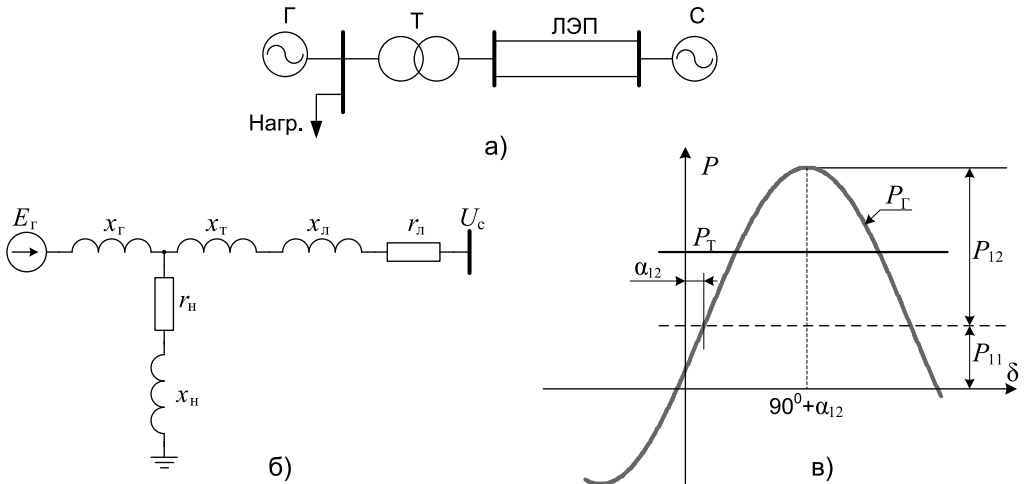


Рис. 6.1 Энергосистема типовой структуры I: а) схема энергосистемы; б) схема замещения энергосистемы; в) угловая характеристика мощности

Выражение угловой характеристики мощности имеет вид

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{12} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$P_{\Gamma} = \frac{E_{\Gamma}^2}{z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{\Gamma} U_c}{z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (6.1)$$

Нарушение устойчивости в энергосистеме типовой структуры I может иметь место по следующим причинам:

- отключение участков линии в результате КЗ и действия релейной защиты (снижение P_{12});
- отключение участков линии без КЗ (снижение P_{12});
- отключение части нагрузки в передающей системе (снижение P_{11});
- снижение ЭДС эквивалентного генератора, замещающего передающую систему, или уменьшение напряжения в приемной системе (снижение P_{12}).

В зависимости от характера, интенсивности возмущения и от параметров предшествующего режима последствия возникших возмущений могут быть различными:

- а) выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима и сохраняется синхронная динамическая устойчивость;
- б) выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима, но синхронная динамическая устойчивость нарушается;
- в) не выполняются условия статической устойчивости послеаварийного режима.

В качестве примера на рис. 6.2 приведены угловые характеристики мощности, соответствующие этим трем возможным ситуациям. Возмущающим воздействием является КЗ с отключением участка связи, в результате чего увеличивается взаимное сопротивление.

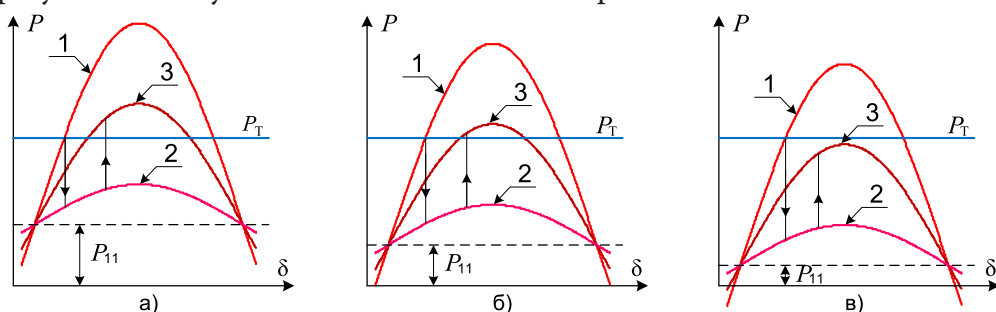


Рис. 6.2 Иллюстрация возможных последствий аварийного возмущения в зависимости от параметров предшествующего режима. Характеристики мощности: 1 – доаварийный режим, 2 – аварийный режим, 3 – послеаварийный режим

Различные последствия по устойчивости в данном примере имеют место из-за различий предшествующего доаварийного установившегося режима. В частности, в трех рассматриваемых случаях в доаварийном режиме различны запасы статической аperiodической устойчивости вследствие изменения нагрузки в передающей системе, что вызывает изменение собственной мощности P_{11} .

Очевидно, что во втором случае требуется применить воздействие для сохранения синхронной динамической устойчивости, а в третьем случае – прежде всего для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме.

Применение воздействий для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме с заданным запасом устойчивости в третьем случае не гарантирует сохранение синхронной динамической устойчивости. Поэтому дополнительно к управляющим воздействиям для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме может потребоваться применение каких-либо кратковременных воздействий для сохранения синхронной динамической устойчивости [7].

Очевидно, что для обеспечения условий статической устойчивости в послеаварийном режиме (случай «в») необходимо снизить переток мощности по электропередаче. В данном случае, когда мощность приемной энергосистемы намного больше мощности передающей энергосистемы, это практически можно сделать только за счет снижения генерирующей мощности в передающей энергосистеме. Снижение мощности нагрузки в приемной энергосистеме неэффективно. Это следует из формулы (5.7) для определения разгрузки линии, за счет отключения части генераторов в передающей энергосистеме и части нагрузки в приемной энергосистеме.

Для снижения генерирующей мощности в передающей энергосистеме необходимо применить управляющее воздействие в виде ОГ или ДРТ, а для сохранения динамической устойчивости ИРТ или ЭТ.

Свойства и особенности различных управляющих воздействий для обеспечения статической и динамической устойчивости рассматриваются далее.

7 ВИДЫ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ, ИХ СВОЙСТВА И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

7.1 Отключение генераторов

Использование ОГ для предотвращения нарушения устойчивости требует учета особенностей, связанных с применением этого управляющего воздействия [4, 7].

Отключение генераторов предпочтительнее применять на ГЭС, так как отключенные генераторы могут быть быстро снова включены в работу. Вредные последствия отключения гидрогенераторов заключаются в том, что при этом возникают повышенные нагрузки на подпятник и обмотку возбуждения. Поэтому ресурс по числу включений и отключений у гидрогенераторов ограничен.

Отключенные турбогенераторы могут быть включены в работу только спустя $0,5 \div 3$ часа. Отключение турбогенератора приводит к полному сбросу нагрузки и увеличению частоты вращения. Полноценно работающий АРЧВ турбины не должен допускать увеличения частоты вращения турбины выше допустимой. Если же АРЧВ не справляется с этой задачей, то срабатывает автомат безопасности и закрывает стопорный клапан турбины. Для повышения надежности возможно одновременно с командой на отключение генераторов подавать сигнал на закрытие стопорных клапанов.

Менее вредным для тепловой части является такой способ реализации ОГ, когда сначала подается команда на закрытие стопорных клапанов, в результате чего мощность турбины резко снижается, генератор переходит в двигательный режим и отключается от сети защитой обратной мощности. При использовании такого способа заметно повышается время реализации управляющего воздействия, поэтому возможность его применения должна проверяться расчетами.

Подлежащую отключению суммарную мощность генераторов можно изменять только ступенчато, с точностью до фактической мощности одного генератора. Поэтому при автоматической реализации ОГ в алгоритме выбора подлежащих отключению генераторов электростанции должна учитываться, в том числе, и их фактическая нагрузка.

Далее применение ОГ рассмотрим на примере задачи предотвращения нарушения устойчивости отдельной электростанции, связанной линиями электропередачи с энергообъединением (рис. 7.1, а).

По мере увеличения числа отключаемых генераторов происходит не только разгрузка электропередачи, но может и несколько снижаться предел передаваемой мощности по следующим причинам:

- по мере отключения генераторов возрастает эквивалентное взаимное сопротивление из-за уменьшения числа параллельно работающих блоков;
- при исчерпании резерва реактивной мощности (достижения максимально допустимого тока возбуждения) у генераторов, остающихся в работе, напряжение на их выводах будет снижаться, что приведет к снижению предела передаваемой мощности.

Возможны сочетания неблагоприятных условий (близкие к генераторам междупазные КЗ, задержка отключения КЗ из-за отказа выключателя и последующего действия УРОВ и др.), при которых разгрузка линии, достаточная для выполнения условий статической устойчивости послеаварийного режима, не обеспечивает сохранение синхронной динамической устойчивости.

Чтобы обеспечить за счет ОГ также сохранение синхронной динамической устойчивости, может потребоваться сравнительно большая суммарная мощность отключаемых генераторов. Это иллюстрируется на примере угловых характеристик простой энергосистемы (рис. 7.1, б, в).

При КЗ на одной из параллельных линий с последующим ее отключением от защит максимум характеристики мощности послеаварийного режима (кривая 3) оказывается ниже уровня суммарной мощности турбин электростанции в доаварийном режиме (P_T). Примем, что для выполнения условия статической устойчивости послеаварийного режима достаточно отключения одного генератора, например Г4. Согласно рис. 7.1, б, данное воздействие приводит к уменьшению суммарной мощности турбин (P'_T) и к выполнению условия статической устойчивости послеаварийного режима, но получаемая при этом площадка торможения оказывается недостаточной для сохранения синхронной динамической устойчивости. Для сохранения условия синхронной динамической устойчивости необходимо увеличить мощность отключаемых генераторов. Получаемая при отключении дополнительно еще и генератора Г3 площадка торможения (см. рис. 7.1, в) достаточна для погашения избыточной кинетической энергии ускорения оставшихся в работе генераторов и, как следствие, сохранения устойчивости их параллельной работы с энергосистемой.

Из-за сопутствующих ОГ негативных факторов, особенно на тепловых электростанциях, увеличение мощности отключаемых генераторов для сохранения синхронной динамической устойчивости весьма нежелательно.

В этом случае предпочтительнее использовать дополнительно какое-либо управляющее воздействие, действующее в течение ограниченного времени, например ИРТ.

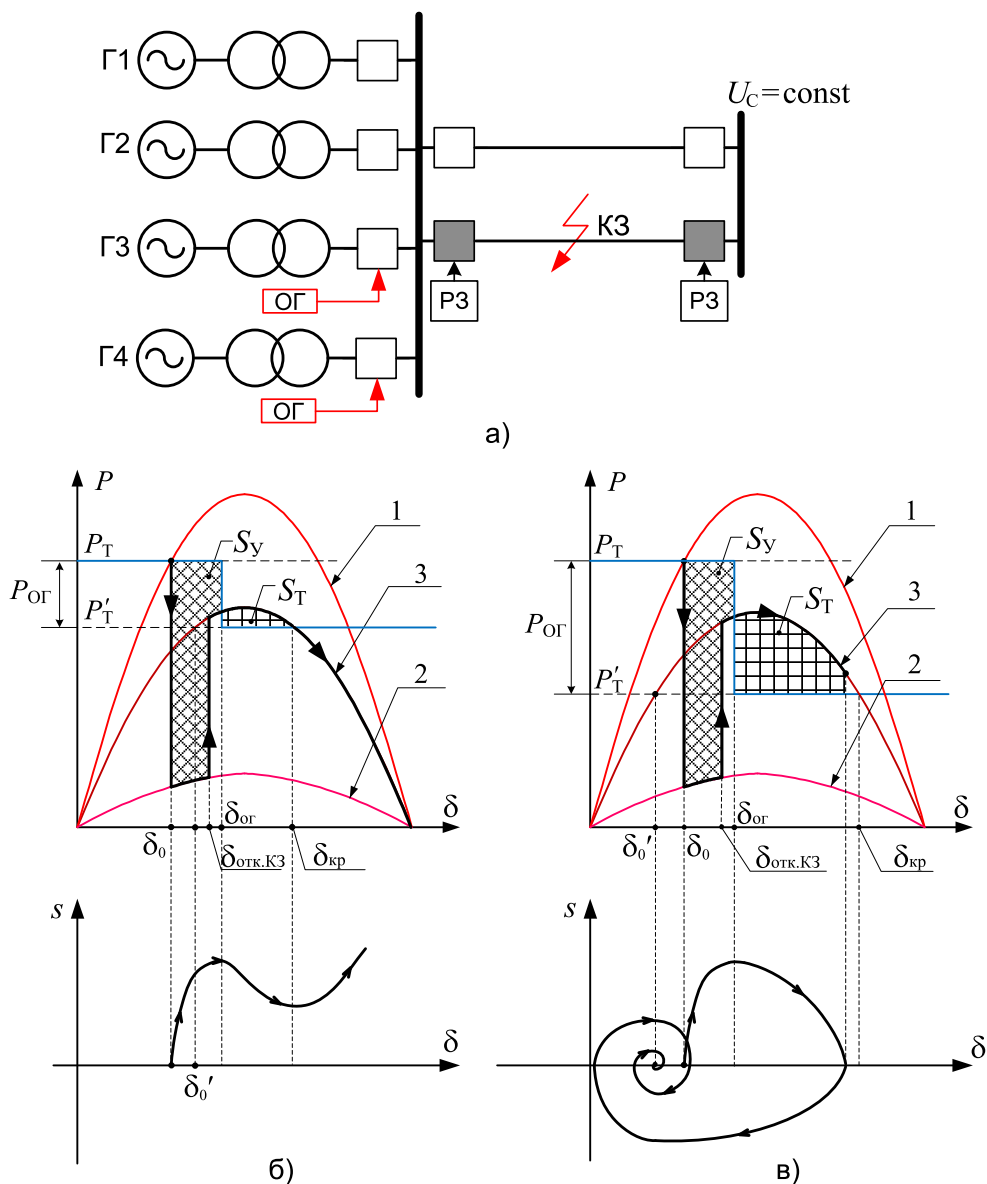


Рис. 7.1 Применение ОГ для сохранения синхронной динамической устойчивости:
 а – схема энергосистемы; б – мощность отключаемых генераторов выбрана по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме,
 в – мощность отключаемых генераторов выбрана по условию сохранения синхронной динамической устойчивости в послеаварийном режиме.
 1 – доаварийный режим, 2 – аварийный режим, 3 – послеаварийный режим,
 S_y – площадка ускорения; S_T – площадка торможения;
 P_T и P'_T – мощность турбин
 в доаварийном и послеаварийном режимах

7.2 Аварийное регулирование турбин

Аварийное регулирование турбин (АРТ) заключается в том, что путем введения в систему регулирования турбин воздействия большой интенсивности добиваются максимально быстрого изменения мощности турбин. Чаще всего таким образом реализуется возможность быстрого уменьшения мощности, но иногда применяется форсированный набор мощности. Эффективность АРТ зависит от скорости изменения мощности, которая определяется динамическими свойствами турбины и регулятора частоты вращения турбины [7].

Один из вариантов структурной схемы модели регулятора и турбины для изучения АРТ приведен на рис. 7.2, заимствованном в [4].

Для осуществления АРТ регулятор турбины дополняется электрогидравлической приставкой (ЭГП), которая от системы противоаварийной автоматики вводит в АРЧВ сигналы большой интенсивности.

На систему регулирования турбины в общем случае могут воздействовать следующие сигналы:

$\eta_{\text{МУТ}}$ – сигнал от механизма управления турбиной;

$\eta_{\text{Э}}$ – сигнал от ЭГП;

$\Delta\omega$ – сигнал отклонения частоты от заданного значения, формируемый АРЧВ.

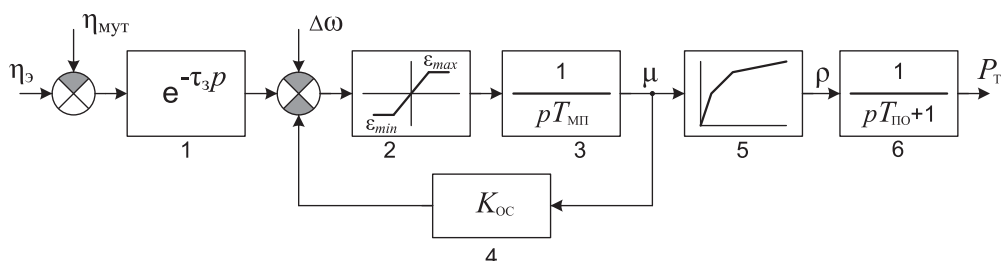


Рис. 7.2 Структурная схема модели регулятора и турбины

На структурной схеме (рис. 7.2) обозначено:

1 – звено временной задержки τ_3 , которым учитывается инерционность в работе ЭГП;

2 – золотник, управляющий масляным приводом регулирующих клапанов турбины устройства АРЧВ. $\varepsilon_{\min}$ и $\varepsilon_{\max}$ – пределы открытия окон золотника в сторону уменьшения и увеличения мощности турбины;

3 – интегрирующее звено, которым учитываются динамические свойства масляного привода;

4 – звено жесткой обратной связи;

5 – звено, которое моделирует движение клапанов турбины;

6 – инерционное звено первого порядка, которое моделирует запаздывание изменения мощности турбины по отношению к изменению положения регулирующих клапанов, обусловленное инерционностью паровых объемов.

Для аварийного регулирования от ЭГП подается сигнал η_3 прямоугольной формы, для количественной оценки которого применяется специальная величина, которая называется «неравномерность». Одна неравномерность – это такой сигнал, который достаточен для изменения мощности турбины от $P_T = P_{T \text{ ном}}$ до $P_T = 0$. Для аварийного регулирования используются сигналы $\eta_3 = 2,5 \div 4$ неравномерности. Глубина разгрузки турбины определяется длительностью $T_{и3}$ сигнала η_3 .

Пусть на вход подается сигнал от ЭГП, длительностью $T_{и3}$ (рис. 7.3, а). Будем считать, что перед подачей сигнала мощность турбины была равна номинальной. При подаче сигнала $\eta_3 = 2,5 \div 4$ неравномерности длительностью $T_{и3}$ золотник быстро переходит в крайнее положение, соответствующее снижению мощности. При этом параметр μ , характеризующий степень открытия регулирующих клапанов, уменьшается по линейному закону практически до нуля (рис. 7.3, б).

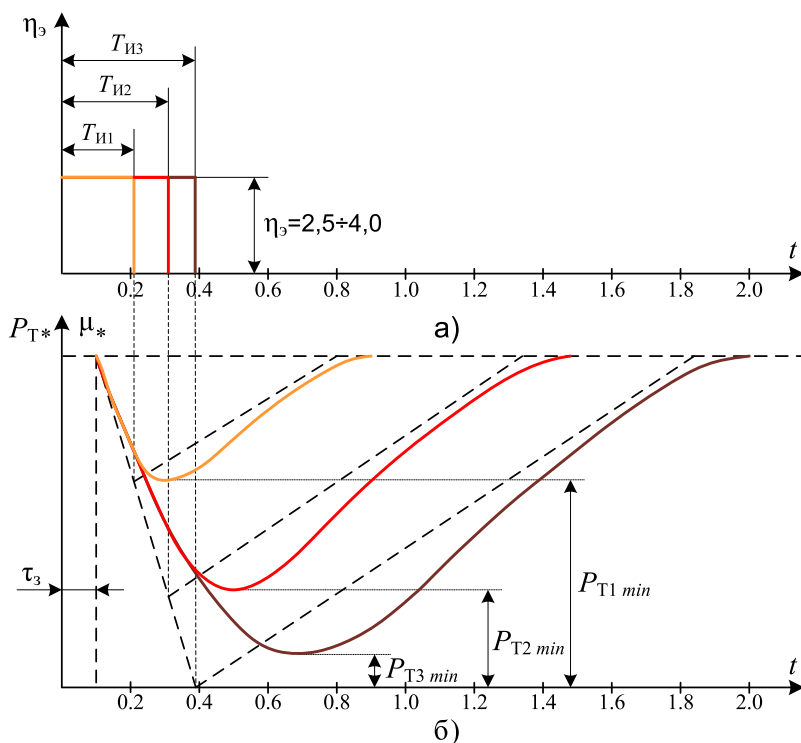


Рис. 7.3 Влияние длительности сигнала от ЭГП на глубину разгрузки турбины

После снятия сигнала η_3 регулирующие клапаны перемещаются в сторону открытия до положения, соответствующего исходной мощности.

Изменение мощности турбины отстает от изменения положения масляного привода из-за инерционности паровых объемов с постоянной времени $T_{\text{по}}$. Если импульс имеет длительность $T_{\text{из}}$ (рис. 7.3), то минимальная мощность турбины равна $P_{T3 \min}$. Если необходимо уменьшить изменение мощности турбины, то уменьшается длительность импульса. Например, при длительности $T_{\text{из2}}$, меньшей $T_{\text{из}}$, мощность турбины уменьшается до $P_{T2 \min}$.

Таким образом, глубина разгрузки турбины регулируется длительностью импульса от ЭГП. При таком регулировании мощности турбины после снятия импульса ЭГП может произойти нарушение устойчивости во втором или последующих циклах качаний. Такая опасность устраняется путем частичного плавного снятия импульса ЭГП, что показано на рис. 7.4, а. Участок плавного снижения сигнала должен соответствовать приблизительно экспоненциальному закону [7, 15].

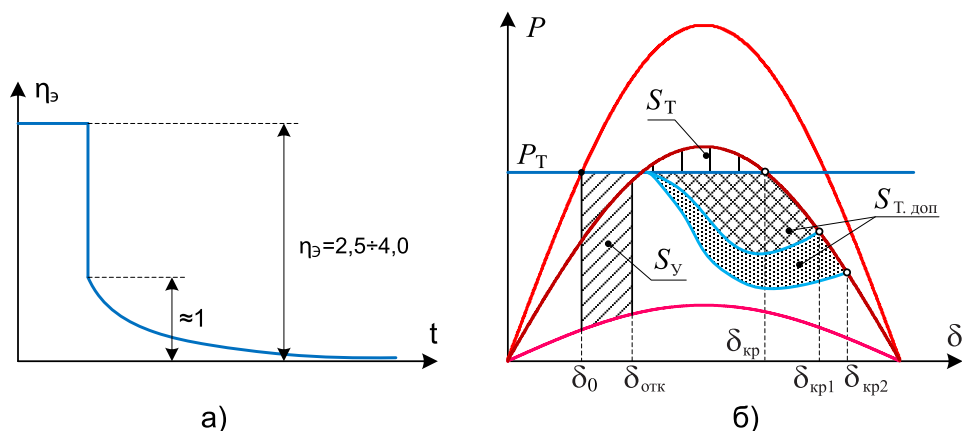


Рис. 7.4 Плавное снятие импульса от ЭГП (а); иллюстрация действия АРТ для сохранения динамической устойчивости (б)

Рассматриваемый вариант аварийного регулирования обеспечивает импульсную разгрузку турбины (ИРТ), так как после снятия сигнала ЭГП мощность турбины восстанавливается до прежнего значения.

Использование ИРТ для сохранения динамической устойчивости иллюстрируется на рис. 7.4, б, где показан случай, когда естественная площадка торможения S_T меньше площадки ускорения $S_у$. Если в какой-то момент вводится ИРТ, мощность турбины снижается и появляется дополнительная площадка торможения $S_{T, \text{доп}}$.

Для реализации длительной разгрузки турбины (ДРТ) дополнительно используется воздействие через механизм управления турбиной (МУТ).

В настоящее время для повышения эффективности ДРТ используются специальные ускоренные МУТ, которые позволяют изменять мощность со скоростью $20 \div 25$ МВт/с у турбин мощностью $200 \div 300$ МВт [4].

Для управления турбиной может применяться комбинированное воздействие от ЭГП для ИРТ и от МУТ для ДРТ. Комбинированная разгрузка иллюстрируется на рис. 7.5. Сигнал $\eta_{\text{МУТ}}$ обеспечивает изменение P_T по кривой 1, а сигнал $\eta_{\text{Э}}$ по кривой 2. При совместном действии этих сигналов P_T изменяется по кривой 3.

Сравнительно быстрая разгрузка турбины на длительное время приводит к повышению давления пара и требует соответствующего изменения режима котельного агрегата за счет регулятора нагрузки котла. Глубина разгрузки при этом не может быть любой, так как она ограничена возможностью срыва процесса горения в топке котла. Допустимая глубина разгрузки зависит от вида используемого топлива. Минимум нагрузки в долях от номинальной составляет:

- для пылеугольных блоков $60 \div 70\%$;
- для мазутных блоков 50% ;
- для газовых блоков 30% .

Разгрузка турбин через МУТ осуществляется обычно на сравнительно короткое время ($15 \div 20$ мин.), необходимое диспетчеру для восстановления условий нормального режима.

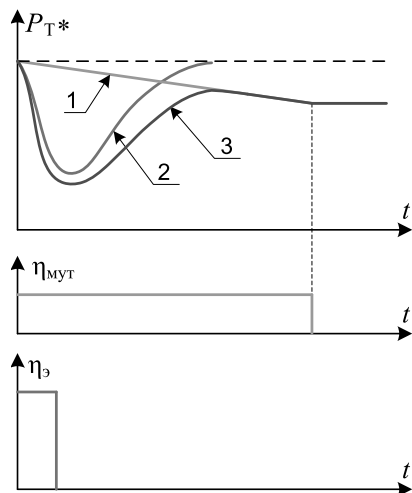


Рис. 7.5 Комбинированная разгрузка турбины (ИРТ+ДРТ)

7.3 Электрическое торможение

Электрическое торможение (ЭТ) заключается в том, что в некоторых точках электрической сети, в частности в точках, близко примыкающих к генераторам, кратковременно подключаются специальные резисторы (силовые), которые называются тормозными резисторами.

Применяют ЭТ в тех случаях, когда необходимо погасить избыточную кинетическую энергию роторов генераторов для сохранения синхронной динамической устойчивости.

При осуществлении ЭТ очень важным является такой практический вопрос, как выполнение, собственно, тормозных резисторов. Так как эти резисторы должны рассеивать большую энергию, то их изготовление по традиционной технологии из сплавов высокой проводимости является очень дорогим. Поэтому в тех случаях, где применяется ЭТ, используются резисторы, например, из электротехнического бетона. В любом случае резисторы рассчитываются только для кратковременных включений.

Для осуществления ЭТ необходимы коммутационные аппараты для подключения резисторов. Главное требование к этим аппаратам – быстроедействие. В принципе, для этой цели могут использоваться обычные высоковольтные выключатели, но так как здесь идет речь о коммутации чисто активной цепи, то могут быть применены более простые коммутационные аппараты с облегченными устройствами дугогашения [4].

Для повышения эффективности ЭТ желательно подключать тормозные резисторы к точкам, электрически наиболее близким к генераторам, избыточную энергию роторов которых необходимо погасить [15].

Действие электрического торможения рассмотрим на примере участка сети, в котором при коротком замыкании отключается одна из двух параллельных цепей ЛЭП (рис. 7.6, а). Количественное влияние тормозного резистора и места его подключения на угловую характеристику мощности рассмотрим с помощью схемы замещения (рис. 7.6, б), на которой r_T – сопротивление тормозного резистора.

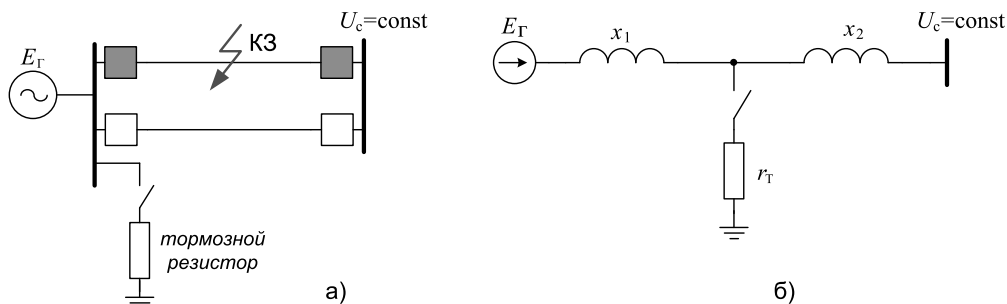


Рис. 7.6 Участок сети (а) и его схема замещения (б) для иллюстрации действия электрического торможения

Примем систему относительных единиц при следующих базисных условиях:

$$x_b = (x_1 + x_2); \quad U_b = U_c; \quad P_b = \frac{E_G U_c}{x_1 + x_2}.$$

Электрическая удаленность точки подключения тормозного резистора определяется соотношением сопротивлений x_1 и x_2 .

Характеристика мощности (см. раздел 1.5.2) в данном случае может быть представлена следующим образом:

$$P_{G*} = \frac{E_{G*}^2}{Z_{11*}} \sin(\alpha_{11}) + \frac{E_{G*} U_{c*}}{Z_{12*}} \sin(\delta - \alpha_{12}) = P_{11*} + P_{m12*} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$Z_{11*} = \frac{(1 - x_{1*})^2 r_{T*}}{r_{T*}^2 + (1 - x_{1*})^2} + j \left(x_{1*} + \frac{(1 - x_{1*}) r_{T*}^2}{r_{T*}^2 + (1 - x_{1*})^2} \right) = r_{11*} + jx_{11*};$$

$$\alpha_{11} = \arctg \left(\frac{r_{11}}{x_{11}} \right);$$

$$Z_{12*} = -\frac{x_{1*}}{r_{T*}}(1 - x_{1*}) + j = r_{12*} + jx_{12*};$$

$$\alpha_{12} = \arctg\left(\frac{r_{12}}{x_{12}}\right).$$

В данном случае P_{11} – это дополнительная активная нагрузка генератора, обусловленная включением тормозного резистора. Обозначим эту мощность $P_{\text{торм}}$.

Примем для расчетов $E_{Г*} = 1,2$; $r_{T*} = 2$. На рис. 7.7 приведены зависимости мощности торможения $P_{\text{торм}}$ и амплитуды взаимной мощности P_{m12*} от удаленности точки подключения, которая характеризуется величиной

$$x_{1*} = \frac{x_1}{x_1 + x_2}.$$

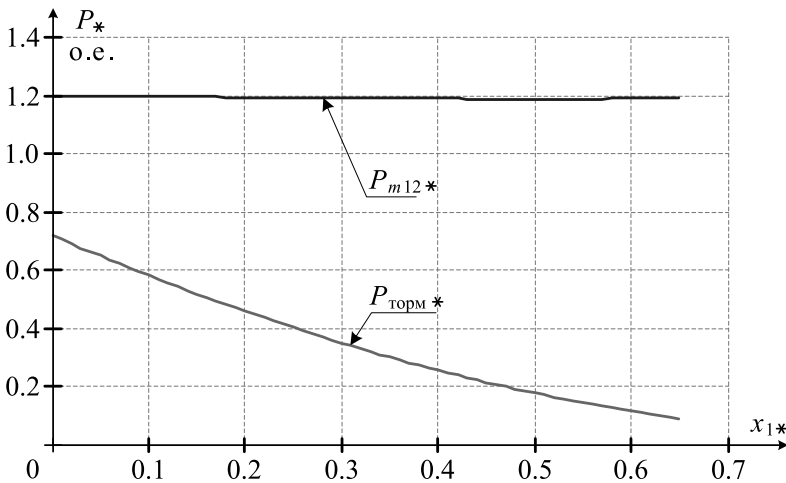


Рис. 7.7 Зависимости мощности торможения $P_{\text{торм}*}$ и амплитуды взаимной мощности P_{m12*} от удаленности точки подключения тормозного резистора

Во-первых, важно обеспечить по возможности малое электрическое удаление точки подключения резистора от генераторов. Во-вторых, видно, что подключение резистора мало влияет на амплитуду взаимной мощности.

Действие электрического торможения иллюстрируется на угловых характеристиках мощности и на фазовой плоскости (рис. 7.8). При рассмотрении этих процессов делается допущение, что за время включенного состояния резистора его сопротивление и напряжение в точке подключения не изменяются.

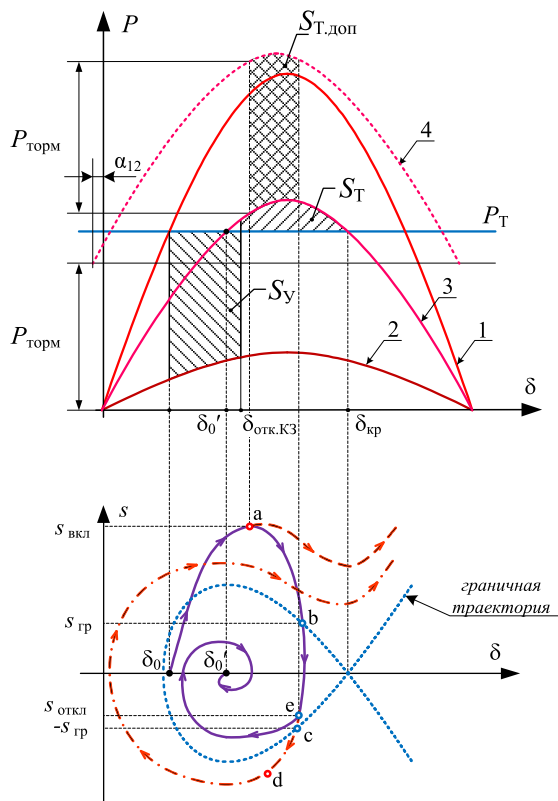


Рис. 7.8 Процессы при электрическом торможении.

1 – характеристика доаварийного режима, 2 – характеристика аварийного режима, 3 – характеристика послеаварийного режима, 4 – характеристика при включении тормозного резистора

При возникновении КЗ и последующем переходе на послеаварийную характеристику имеет место нарушение устойчивости. Изображающая точка на фазовой плоскости движется по линии « $\delta_0 - a$ » и выходит за пределы граничной траектории. Если не применить каких-либо управляющих воздействий, то процесс, в конечном счете, пойдет по пунктирной линии с увеличением s и δ . В данном случае, на стадии процесса, соответствующем точке «а», включаются тормозные резисторы и имеет место резкое уменьшение s . Процесс идет по траектории «а-б-с-д».

Очевидно, что важно своевременно отключить резистор, то есть в тот момент, когда изображающая точка находится внутри граничной траектории (на участке между точками «b» и «с»), например, в точке «е». После этого процесс в виде затухающих колебаний стягивается к точке равновесия на послеаварийной характеристике δ'_0 . Если тормозной резистор будет отключаться с опозданием, например, в точке «d», то будет иметь место переторможение, и процесс пойдет по штрихпунктирной линии.

При этом s и δ будут неограниченно увеличиваться, то есть устойчивость не будет сохранена.

Интенсивность торможения определяется энергией $W_{\text{торм}}$, которая равна $P_{\text{торм}} T_{\text{торм}}$, где $T_{\text{торм}}$ – время включенного состояния резистора.

Чтобы выбрать энергию торможения, при которой будет сохранена синхронная динамическая устойчивость, рассмотрим уравнение движения ротора генератора в промежутке времени, когда включен тормозной резистор

$$T_j \frac{ds}{dt} = P_{T*} - P_{\text{торм}*} - P_{m3*} \sin \delta,$$

где $P_{\text{торм}*}$ – мощность, потребляемая тормозным резистором, о.е.;

P_{m3*} – амплитуда характеристики мощности послеаварийного режима.

При малом запасе статической устойчивости в послеаварийном режиме в промежутке времени включенного состояния тормозного резистора можно принять, что $P_{T*} = P_{m3*} \sin \delta$. Поэтому уравнение движения во время торможения можно записать в виде

$$T_j \frac{ds}{dt} \approx -P_{\text{торм}*}.$$

При решении этого уравнения пределы интегрирования по времени принимаются от момента включения резистора ($t_{\text{вкл}}$) до момента отключения ($t_{\text{откл}}$), а по скольжению – от $s_{\text{вкл}}$ до $s_{\text{откл}}$ (рис. 7.8)

$$T_j \int_{s_{\text{вкл}}}^{s_{\text{откл}}} ds = -P_{\text{торм}*} \int_{t_{\text{вкл}}}^{t_{\text{откл}}} dt.$$

Следовательно

$$T_j (s_{\text{откл}} - s_{\text{вкл}}) = -P_{\text{торм}*} (t_{\text{откл}} - t_{\text{вкл}}).$$

Так как $t_{\text{откл}} - t_{\text{вкл}} = T_{\text{торм}}$, то требуемая энергия торможения, с учетом того что $P_{\text{торм}*} = P_{\text{торм}} / P_{\text{ном}}$, будет равна

$$W_{\text{торм}} = P_{\text{торм}} T_{\text{торм}} = P_{\text{ном}} T_j (s_{\text{вкл}} - s_{\text{откл}}).$$

При использовании электрического торможения дозировка воздействия, как правило, изменяется за счет изменения $T_{\text{торм}}$, а сопротивление резистора остается неизменным.

8 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА II)

Особенности установившихся послеаварийных режимов и переходных процессов в энергосистеме с дефицитом мощности можно рассмотреть на базе схемы, используемой при рассмотрении процессов в энергосистеме с избытком мощности. Главное отличие заключается в том, что мощность турбины эквивалентного генератора выделенной энергосистемы ЭС меньше собственной мощности. Из выражения для активной мощности эквивалентного генератора

$$P_T = P_{11} + P_{12} \sin(\delta - \alpha_{12})$$

следует, что при $P_T < P_{11}$ в установившемся режиме угол δ_0 – отрицательный. Это показано на характеристике мощности (рис. 8.1), на которой угол α_{12} , из-за его малости (не более $5 \div 10^\circ$), не учитывается. Влияние угла α_{12} не имеет принципиального значения для рассмотрения вопросов данного раздела.

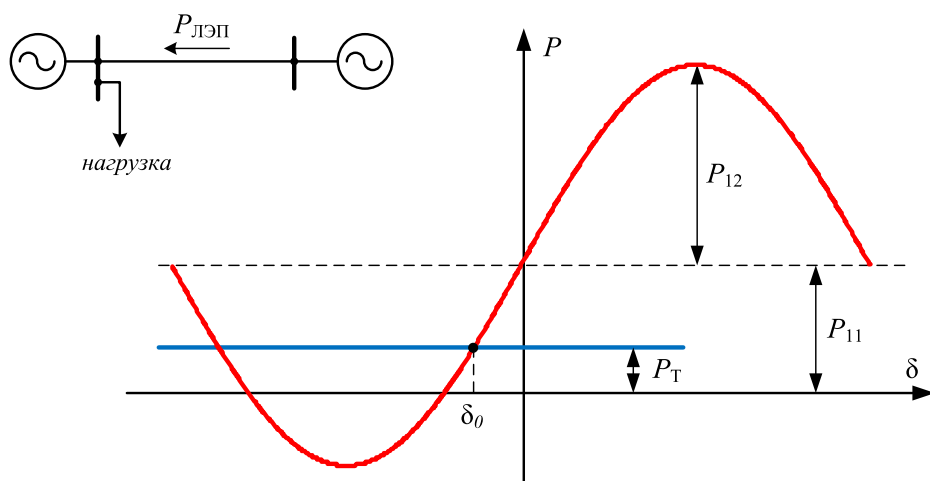


Рис. 8.1 Угловая характеристика мощности эквивалентного генератора дефицитной энергосистемы

Предельный по статической аperiодической устойчивости режим наступает при $\delta = -90^\circ$, что дает

$$P_T = P_{11} - P_{12}. \quad (8.1)$$

Такой результат справедлив лишь в том случае, если по мере загрузки электропередачи напряжение в узлах нагрузки приемной системы практически не снижается, что может быть при достаточном резерве

реактивной мощности. Условие (8.1) может нарушиться из-за уменьшения мощности турбин P_T , увеличения собственной мощности P_{11} и ослабления электропередачи, то есть снижения мощности P_{12} . В этом случае происходит нарушение устойчивости, которое проявляется в виде увеличения угла между векторами ЭДС эквивалентных генераторов. Такой процесс условно называют нарушением устойчивости по углу.

С ростом загрузки электропередачи или при ее ослаблении, например из-за отключения параллельной цепи, может иметь место заметное снижение напряжения в узлах нагрузки приемной энергосистемы. В этом случае не исключено нарушение устойчивости нагрузки энергосистемы (лавинообразная остановка асинхронных двигателей, сопровождающаяся возрастанием потребления реактивной мощности и снижением напряжения). При этом синхронность работы генераторов может и не нарушаться. Такой исход процесса условно называют нарушением по напряжению. Возможно и одновременное нарушение устойчивости как по углу, так и по напряжению [7].

Повышение загрузки электропередачи или ее ослабление требует введения управляющих воздействий для ее разгрузки с целью обеспечения условий устойчивости в послеаварийном режиме.

В рассматриваемой типовой структуре мощность передающей системы намного больше мощности приемной, поэтому отключение генераторов в передающей системе неэффективно. Наиболее действенным в таком случае, а часто и единственно возможным, мероприятием является отключение части нагрузки в приемной системе.

Даже в том случае, когда мощности систем соизмеримы, несбалансированное отключение генераторов в передающей системе может привести к недопустимому снижению частоты или перегрузке смежных сечений.

Если рост загрузки электропередачи происходит сравнительно медленно из-за увеличения нагрузки приемной системы, то не исключается при этом мобилизация имеющихся резервов мощности по команде диспетчера. Это мероприятие может реализовываться также и автоматически.

Пуск автоматики разгрузки и дозировка воздействий в общем случае может производиться по факту возникновения возмущения (например, отключение параллельной линии) с контролем перетока в доаварийном режиме или при превышении перетоком некоторого заданного уровня.

Вместо контроля непосредственно перетока может контролироваться угол между векторами напряжения по концам электропередачи. Контроль по углу является более совершенным, так как в изменении угла отражаются все факторы, влияющие на приближение к границе устойчивости, а именно – собственно переток активной мощности и изменение модулей напряжения.

При изменении доли мощности нагрузки приемной системы, покрываемой собственными генераторами, изменяется влияние свойств

нагрузки на условия устойчивости. Для анализа процессов в этом случае нагрузка должна быть учтена по возможности точно, а именно своими статическими характеристиками активной и реактивной мощности по напряжению. Признаком приближения режима к предельному служит снижение напряжения до критического значения. Сложность анализа условий устойчивости по напряжению обусловлена разнообразием и нестабильностью статических характеристик нагрузки, особенно статических характеристик реактивной мощности по напряжению.

Существенное влияние на развитие аварийных процессов при глубоких снижениях напряжения оказывает «саморазгрузка» потребителей из-за отпадания магнитных пускателей и действия защиты минимального напряжения. При относительном снижении напряжения до $0,65 \div 0,75$ саморазгрузка может составлять $10 \div 30\%$ [7, 16].

Электромеханические переходные процессы в системе с дефицитом мощности в зависимости от места и вида КЗ, свойств нагрузки и других факторов отличаются большим многообразием как в количественном, так и в качественном отношении, поэтому предотвращение нарушения синхронной динамической устойчивости представляет собой весьма сложную задачу. Это обстоятельство иллюстрируется на трёх характерных случаях возможных переходных процессов (рисунки заимствованы в [7]).

1. Короткое замыкание на передающем конце линии (рис. 8.2).

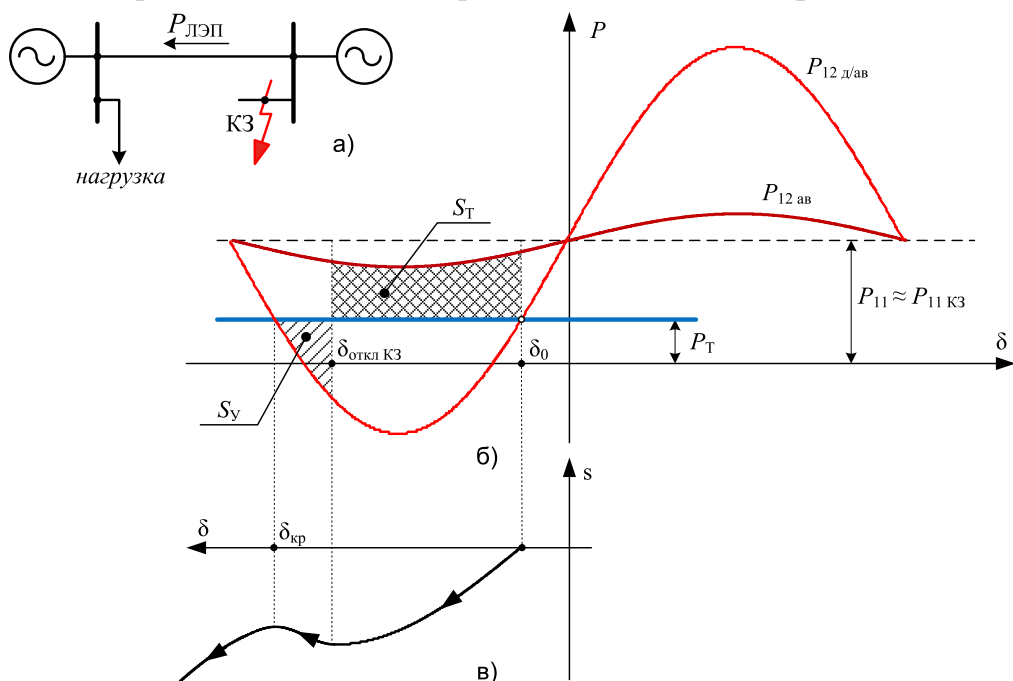


Рис. 8.2 Нарушение синхронизма генераторов приемной системы при КЗ на передающем конце электропередачи: а) схема энергосистемы; б) угловые характеристики мощности; в) изображение процесса на фазовой плоскости

Так как КЗ электрически удалено от приемной системы, то напряжение в приемной системе снижается незначительно. Значит, можно принять, что мощность нагрузки также практически не снижается, то есть в принятой схеме замещения $P_{11} \approx P_{11\text{ КЗ}}$. Поскольку при КЗ мощность, передаваемая по линии, снижается, то генераторы приемной системы тормозятся и при некоторой достаточно большой длительности существования КЗ может нарушиться синхронная динамическая устойчивость в области отрицательных скольжений.

2. Короткое замыкание в приемной энергосистеме.

На рис. 8.3 приведен случай, когда при КЗ генераторы приемной системы тормозятся, но синхронная динамическая устойчивость сохраняется.

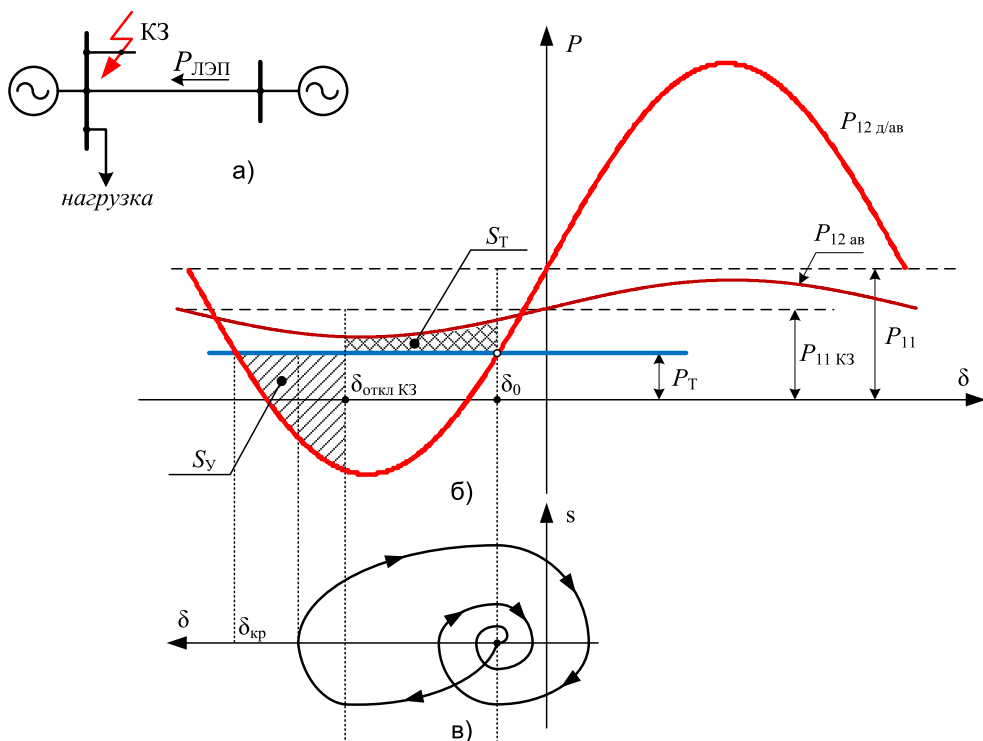


Рис. 8.3 Переходный процесс при КЗ в приемной системе, когда мощность нагрузки слабо зависит от напряжения, синхронная динамическая устойчивость сохраняется:

а) схема энергосистемы; б) угловые характеристики мощности; в) изображение процесса на фазовой плоскости

Так как КЗ близко к узлам нагрузки приемной энергосистемы, напряжение в этих узлах существенно снижается, что вызывает также и снижение мощности нагрузки в соответствии с их статическими характеристиками. При этом в аварийном режиме происходит саморазгрузка приемной энергосистемы, но в целом она остается дефицитной, то есть $P_{11\text{ КЗ}} > P_T$. За счет саморазгрузки за время существования КЗ интенсивность торможения

генераторов приемной энергосистемы уменьшается и синхронная динамическая устойчивость может сохраниться.

3. Короткое замыкание в приемной энергосистеме. Мощность нагрузки сильно снижается в аварийном режиме.

Это может иметь место, собственно, из-за свойств нагрузки, а также, например, при трехфазном КЗ, когда напряжение в некоторых узлах может снизиться практически до нуля. Из-за существенного снижения нагрузки саморазгрузка энергосистемы становится столь большой, что в аварийном режиме мощность эквивалентной турбины превышает электрическую мощность генератора ($P_T > P_{11 \text{ КЗ}}$). В результате этого ротор последнего ускоряется. При сравнительно большой длительности отключения КЗ может произойти нарушение синхронной динамической устойчивости в области положительных скольжений (рис. 8.4).

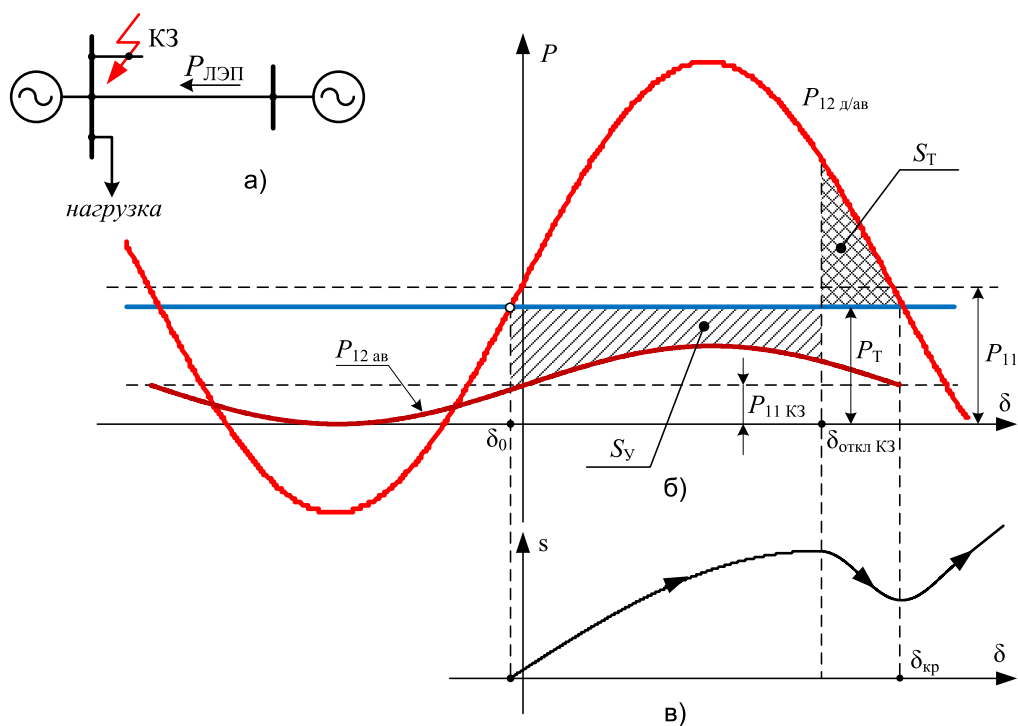


Рис. 8.4 Переходный процесс при КЗ в приемной системе, когда мощность нагрузки сильно зависит от напряжения, синхронная динамическая устойчивость нарушается:

а) схема энергосистемы; б) угловые характеристики мощности;

в) изображение процесса на фазовой плоскости

Многообразие и неоднозначность переходных процессов в ЭС по типовой структуре II затрудняет выбор видов управляющих воздействий и их настройку. В связи с этим при прочих равных условиях желательно обеспечивать по возможности быстрое отключение КЗ, так как это во всех случаях снижает вероятность нарушения устойчивости.

9 УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОЕДИНЕННЫХ СЛАБЫМИ СВЯЗЯМИ (ТИПОВАЯ СТРУКТУРА IV)*

Слабыми связями принято считать связи, у которых предел передаваемой мощности по статической аperiodической устойчивости не превышает $10 \div 15\%$ от суммарной мощности генераторов меньшей из связанных систем.

Особенности слабых связей:

- большое влияние нерегулярных колебаний нагрузки в соединяемых энергосистемах на режим работы связи;
- малая зависимость уровня напряжения в соединяемых энергосистемах от режима работы связи;
- сравнительно малое изменение частоты в связываемых энергосистемах при существенных нарушениях режима связи.

9.1 Нерегулярные колебания мощности

Процесс формирования нерегулярных колебаний на режим работы электропередачи рассмотрим на примере простейшей схемы, в которой одна из энергосистем заменена эквивалентным генератором (Γ), а вторая представлена энергосистемой ($\mathcal{E}\mathcal{C}$) бесконечной мощности (рис. 9.1) [7].

Причиной нерегулярных колебаний мощности по межсистемным

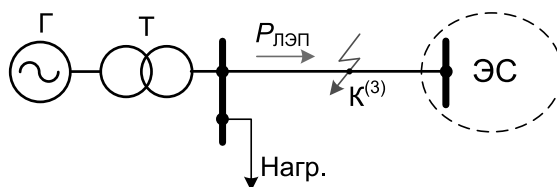


Рис. 9.1 Схема для рассмотрения режимов работы слабой связи

связям является колебание нагрузки в энергосистемах. Причем амплитуда колебаний перетока может превышать амплитуду колебаний нагрузки в связи с тем, что по отношению к изменению взаимного угла роторов генераторов энергосистема является электромеханической колебательной системой. Для выявления основных закономерностей колебаний взаимного

* Типовая структура III, характеризующаяся сильной связью между соединяемыми ею энергосистемами, сходна со второй и отличается тем, что передающая энергосистема соизмерима по мощности с приемной. Причинами нарушений устойчивости в этом случае могут быть внезапные возмущения в передающей системе, в частности отключение значительной нагрузки. Для повышения устойчивости энергосистем этой типовой структуры могут применяться те же мероприятия, что были указаны для структур I и II типов, в связи с чем дальнейшее рассмотрение такой типовой структуры опускаем и переходим к типовой структуре IV, характеризующейся слабыми связями.

угла и перетока мощности эта электромеханическая колебательная система может быть описана дифференциальным уравнением второго порядка.

Характеристику мощности эквивалентного генератора в схеме на рис. 9.1 примем в виде

$$P_{Г*} = P_{11*} + P_{12*} \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (9.1)$$

Для упрощения далее углом α_{12} пренебрегаем. При слабой связи $P_{12*} \approx (0,1 \div 0,15) P_{11*}$.

Уравнение движения ротора эквивалентного генератора в о.е. с учётом колебаний нагрузки (вывод уравнения см. в разделе 1.5.1)

$$\frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + \frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} D \frac{d\delta}{dt} + P_{11*} + P_{12*} \sin \delta = P_{Т*} + \Delta P_{\text{Нм}*} \sin \lambda t, \quad (9.2)$$

где $P_{Т*}$ – мощность турбины эквивалентного агрегата системы;

$\Delta P_{\text{Нм}*}, \lambda$ – амплитуда и частота колебаний нагрузки.

Разделим все члены (9.2) на $\frac{1}{\omega_{\text{НОМ}}} T_j$ и учтем, что $P_{Т*} - P_{11*} = P_{\text{ЛЭП } 0*}$ есть мощность, передаваемая по линии (без учета потерь и нерегулярных колебаний).

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} + \frac{D}{T_j} \frac{d\delta}{dt} + \frac{P_{12*} \sin \delta}{T_j} \omega_{\text{НОМ}} = (P_{\text{ЛЭП } 0*} + \Delta P_{\text{Нм}*} \sin \lambda t) \frac{\omega_{\text{НОМ}}}{T_j}. \quad (9.3)$$

Линеаризуем уравнение (9.3) для малых отклонений угла $\Delta \delta$ относительно точки устойчивого равновесия при перетоке $P_{\text{ЛЭП } 0*}$:

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{D}{T_j} \frac{d\Delta \delta}{dt} + \frac{P_{12*} \Delta \delta \cos \delta_0}{T_j} \omega_{\text{НОМ}} = \Delta P_{\text{Нм}*} \sin \lambda t \frac{\omega_{\text{НОМ}}}{T_j}. \quad (9.4)$$

Коэффициенты уравнения (9.4) имеют следующий физический смысл:

$\sqrt{\frac{P_{12*} \cos \delta_0}{T_j}} \omega_{\text{НОМ}} = \omega_{\text{рез}}$ – резонансная частота электромеханической системы;
 $\frac{D}{T_j} = d$ – коэффициент демпфирования (затухания) колебаний.

Из уравнения (9.4) можно найти амплитуду вынужденных колебаний угла в зависимости от амплитуды и частоты колебания нагрузки $\Delta P_{\text{Нм}*}, \lambda$.

Принимая установившееся решение (9.4) в виде $\Delta \delta = \Delta \delta_m \sin(\lambda t + \gamma)$ и применяя далее некоторые преобразования, получим

$$\Delta \delta_m = \frac{\Delta P_{\text{Нм}*} \frac{180}{\pi}}{\frac{T_j}{\omega_{\text{НОМ}}} \sqrt{(\omega_{\text{рез}}^2 - \lambda^2)^2 + (d\lambda)^2}} \text{ град.} \quad (9.5)$$

На рис. 9.2 по (9.5) построена зависимость амплитуды колебаний угла от частоты λ при следующих исходных данных: $T_j = 12$ с, $P_{12*} = 0,15$, $\delta_0 = 45^\circ$, $\Delta P_{Hm*} = 0,01$. Резонансная частота системы при принятых значениях:

$$f_p = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{0,15 \cdot 0,707 \cdot 314}{12}} = 0,265 \text{ Гц.}$$

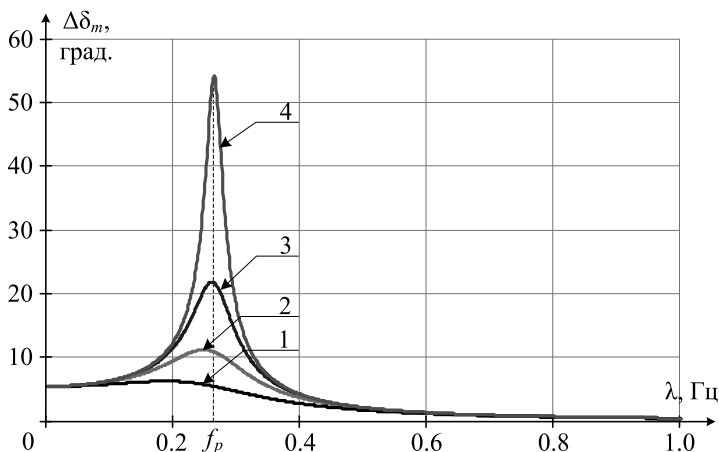


Рис. 9.2 Амплитуда колебаний угла δ_m при различных значениях коэффициента демпфирования: 1) $D = 20$; 2) $D = 10$; 3) $D = 5$; 4) $D = 2$

Как видно, в окрестностях резонансной частоты может иметь место резкое увеличение амплитуды колебаний взаимного угла. Также очевидна важная роль демпфирующих свойств системы для подавления нерегулярных колебаний перетока.

В пределах сохранения примерно линейной зависимости амплитуды колебаний перетока от амплитуды колебаний взаимного угла кратность увеличения амплитуды колебаний перетока по отношению к амплитуде колебаний нагрузки при резонансной частоте определяется соотношением

$$\frac{\Delta P_{HK.max}}{\Delta P_{Hm}} = \frac{\sqrt{\omega_{ном} T_j P_{12*} \cos \delta_0}}{D}.$$

Например, при $D = 5$ и исходных данных, используемых выше, эта кратность равна 4.

При увеличении частоты колебаний нагрузки амплитуда колебаний перетока резко снижается, и при частотах, превышающих резонансную частоту в несколько раз, амплитуда колебаний перетока снижается практически до нуля.

Медленные изменения нагрузки (с частотой значительно меньшей резонансной частоты системы) вызывают практически пропорциональные изменения перетока, зависящие в общем случае от соотношения мощностей систем и коэффициентов крутизны статических частотных характеристик.

Специально проводимые в энергосистемах измерения на ряде слабых связей дали следующие результаты [7]. Амплитуда высокочастотных колебаний около 0,5%, амплитуда низкочастотных колебаний около 1% от мощности меньшей энергосистемы, которая в разных случаях составляла от 500 до 7000 МВт.

В [7] приводятся также и более конкретные рекомендации по значениям $\Delta P_{\text{НК}}$ в зависимости от мощности меньшей из соединяемых энергосистем.

При отсутствии данных об амплитуде нерегулярных колебаний на основе измерений на конкретной линии в руководящих указаниях по устойчивости рекомендуется принимать амплитуду нерегулярных колебаний по ранее рассмотренной формуле (4.1).

9.2 Особенности обеспечения синхронной динамической устойчивости по слабым связям

Нарушение динамической устойчивости по слабым связям в принципе может вызываться КЗ с последующим отключением участков параллельных цепей, отключением параллельных связей без КЗ, возникновением аварийного небаланса мощности в одной из соединяемых энергосистем.

При КЗ и отключении участков слабой связи относительные небалансы мощностей в соединяемых частях энергосистемы малы. Поэтому динамическая устойчивость может сохраняться даже при сравнительно большом времени отключения КЗ.

Небольшие относительные небалансы, в том числе и при разрыве связи, обуславливают на слабых связях достаточно высокую эффективность, например, быстродействующего АПВ (БАПВ).

Примем, что при трехфазном КЗ на линии (рис. 9.1) в результате действия РЗ происходит полный разрыв связи с последующим БАПВ. Определим предельное время $t_{\text{пр}}$ полного цикла БАПВ из условия сохранения синхронной динамической устойчивости:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{КЗ}} + t_{\text{БАПВ}},$$

где $t_{\text{КЗ}}$ – полное время отключения линии при КЗ;

$t_{\text{БАПВ}}$ – время БАПВ.

Характеристики мощности для определения предельного угла отключения показаны на рис. 9.3. Для упрощения также принято, что мощность нагрузки в соединяемых энергосистемах при КЗ не изменяется. Этот пример в основном заимствован из [7].

В исходном режиме $P_{12*} = 0,15$; $P_{\text{ЛЭП}*} = 0,106$; $\frac{P_{\text{ЛЭП}*}}{P_{12*}} = 0,707$; $\delta_0 = 45^\circ$.

Мощности P_{12} и $P_{\text{ЛЭП}}$ приняты в относительных единицах по отношению к номинальной мощности передающей системы.

Запас статической устойчивости без учета нерегулярных колебаний перетока при численных данных, для которых построены графики – $K_p = 0,29$.

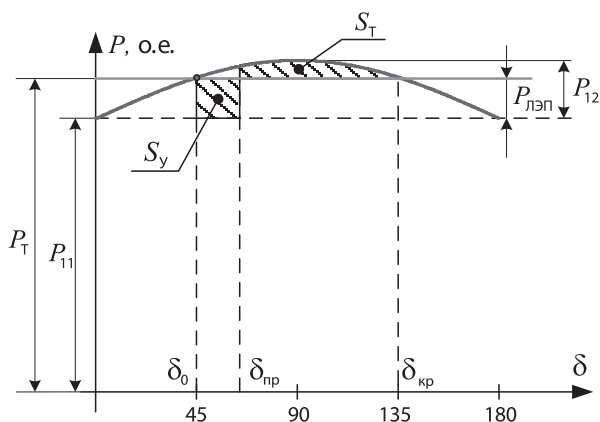


Рис. 9.3 К определению предельного угла отключения КЗ по условию сохранения динамической устойчивости связи при действии БАПВ

На основе правила площадей и с учетом того, что за время существования трехфазного КЗ и паузы БАПВ $P_{12*} = 0$, получим следующее выражение для определения предельного угла отключения $\delta_{пр}$:

$$\cos \delta_{пр} = (\pi - 2\delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0. \quad (9.6)$$

За время $t_{пр}$ при принятых условиях небаланс мощности не изменяется и равен $P_{ЛЭП*}$. Поэтому уравнение движения ротора эквивалентного генератора, определяющего изменение угла на интервале от момента возникновения КЗ до момента повторного включения, имеет вид:

$$\frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = P_{ЛЭП*}. \quad (9.7)$$

Из (9.7) может быть найдено предельное время:

$$t_{пр} = \sqrt{\frac{2\Delta \delta T_j}{\omega_{ном} P_{ЛЭП*}}}, \quad (9.8)$$

где $\Delta \delta = \delta_{пр} - \delta_0$.

Например, при $P_{12*} = 0,15$, $T_j = 12$ с и $\delta_0 = 45^\circ$ по (9.6) и (9.8) получаем $\delta_{пр} = 66^\circ$ и $t_{пр} = 0,51$ с.

В [7] указано, что фактически суммарное время отключения КЗ и БАПВ может составлять около 0,4 с. Таким образом, в рассматриваемом примере синхронная динамическая устойчивость после успешного БАПВ сохраняется.

При нарушении устойчивости слабой связи по любым причинам имеет место асинхронный режим. Одна из особенностей асинхронного режима по слабым связям заключается в том, что он, как правило, не вызывает

нарушения режима работы внутри соединенных концентрированных энергосистем. Поэтому, если на слабой межсистемной связи нет ответственных промежуточных нагрузок или промежуточных электростанций, включенных вблизи центра качаний, то допустимо существование асинхронного режима некоторое время. В течение этого времени может иметь место самопроизвольная ресинхронизация.

Вероятность успешной ресинхронизации может повышаться благодаря соответствующим действиям балансирующей автоматики или действиям персонала.

Если синхронная работа не восстанавливается спустя заданное время асинхронного режима, то производится деление энергосистемы. Время, в течение которого ожидается ресинхронизация, до действия делительной автоматики принимается равным $10 \div 20$ с. Считается, что этого времени достаточно для самопроизвольной ресинхронизации за счет действия АРЧВ турбин или действия специальной автоматики, воздействующей на мощность турбин и отключения части нагрузки.

Если асинхронный режим может вызвать нарушение работы потребителей, расположенных вблизи центра качаний, или нарушение устойчивости промежуточных энергосистем, то требуется быстросрабатывающая АЛАР.

Опасность асинхронного режима на слабых связях для промежуточных нагрузок или электростанций усугубляется тем, что из-за малых относительных небалансов соединяемых энергосистем частота скольжения мала, и поэтому время, в течение которого напряжение вблизи центра качаний снижается, может быть большим.

При допустимости асинхронного режима для успешной последующей ресинхронизации скольжение должно быть достаточно малым. Это следует, например, из практического критерия ресинхронизации для передающей энергосистемы, связанной с энергосистемой бесконечной мощности (см. раздел 1.6.2). По этому критерию ресинхронизация произойдет, если среднее скольжение будет удовлетворять условию

$$s_{cp} \leq \sqrt{\frac{P_{12*}}{\omega_{ном} T_j}}. \quad (9.9)$$

В рассматриваемом выше примере $P_{12*} = 0,15$, $T_j = 12$ с, максимальное значение среднего скольжения, при котором возможна ресинхронизация $s_{cp} = 0,0063$.

Для восстановления нормального режима энергосистемы повторное включение ранее автоматически отключенных слабых связей может осуществляться устройствами несинхронного АПВ или АПВ с улавливанием синхронизма.

Для того, чтобы произошло втягивание в синхронизм после АПВ, должны выполняться два условия:

- среднее скольжение перед включением не должно превышать допустимого значения, определяемого по (9.9);
- переток по линии, который установится после включения, не должен превышать допустимый по условиям статической устойчивости.

Если считать, что в мощной приемной системе частота не изменяется, то после включения линии переток определяется скольжением (разностью частот) и коэффициентом крутизны частотной характеристики передающей энергосистемы k_{f1} (рис. 9.1)

$$P_{\text{ЛЭП}^*} = s_{\text{ср.доп}} k_{f1}. \quad (9.10)$$

Принимая $s_{\text{ср.доп}} = 0,0063$ и $k_{f1} = 7$, получим $P_{\text{ЛЭП}^*} = 0,0441$.

Полученное значение должно быть сопоставлено с допустимым перетоком, определяемым требуемым значением запаса статической устойчивости.

10 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Системы ПА могут быть построены по следующим принципам [12].

1. Управляющее воздействие вводится только на основании оценки параметров режима (в том числе переходного режима) – этот способ аналогичен системе управления с обратной связью, работающей по принципу непрерывного сравнения фактического состояния объекта с требуемым. В отличие от системы регулирования одной величины, здесь задача заключается в том, чтобы удерживать значения некоторых выбранных параметров в определенной области (в частности, области устойчивости). Этот способ имеет недостаток, заключающийся в том, что он не позволяет обеспечить необходимое быстроедействие.

2. Управляющее воздействие вводится по факту возникновения возмущения. Очевидно, что этот принцип, безусловно, имеет преимущество по быстродействию. Однако есть и существенные трудности в его реализации. В связи с тем, что энергосистема является сложным и изменяющимся объектом, то результирующие передаточные функции от возмущения к параметрам процесса и передаточные функции от управления к параметрам процесса не остаются неизменными.

3. Комбинированный принцип заключается в том, что управляющие воздействия подаются по факту возникновения возмущения, а затем корректируются по параметрам переходного процесса.

10.1 Информация, необходимая для функционирования устройств противоаварийной автоматики

Информационные параметры для построения ПА определяются в каждом случае конкретными условиями и конкретными задачами. Однако можно выделить наиболее типичные виды информации, которые используются в большинстве случаев [9].

1. Информация о схеме и режиме энергосистемы в доаварийном состоянии. Схема в каждый момент времени может характеризоваться составом включенного оборудования, так как основная топология схемы практически не подвержена быстрому изменению. Электрический режим в доаварийном режиме определяется фактической загрузкой генераторов, потоками мощности по ЛЭП, взаимными углами между векторами напряжений по концам каких-либо линий, уровнями напряжений. Информация о доаварийном режиме изменяется медленно, она должна как бы дежурить в управляющем устройстве в ожидании возмущения. Поэтому для сбора и передачи этой информации не требуется быстродействующей аппаратуры и быстродействующих каналов связи.

2. Информация о возмущениях. Типичным возмущением является отключение какого-либо элемента. При этом для ПА важно дополнить эту информацию о причинах отключения, а именно отключение без КЗ или отключение в результате КЗ. Если отключение элемента произошло из-за КЗ и последующего действия РЗ, то требуется по каким-либо признакам оценить тяжесть КЗ. Тяжесть КЗ можно оценить по сбросу мощности генераторов при КЗ. Весьма представительной характеристикой тяжести КЗ является напряжение прямой последовательности. Это объясняется тем, что синхронный момент на валу генераторов определяется в основном именно составляющими прямой последовательности.

3. Информация об аварийном небалансе мощности, который может возникнуть из-за отключения генераторов, нагрузок или отделения участков энергосистемы с несбалансированной нагрузкой. Принципиально возникающий небаланс в первый момент времени можно оценить по ускорению движения роторов генераторов.

10.2 Функциональная структура систем противоаварийной автоматики и способы формирования управляющих воздействий

В общем случае аппаратура ПА должна содержать следующие элементы [4, 9]:

1. Элементы для измерения и фиксации параметров доаварийного режима (контроль предшествующего режима – КПР).

2. Пусковые органы (ПО) – выявляющие факт возникновения возмущения, например, фиксация отключения линии (ФОЛ), фиксация отключения трансформатора (ФОТ) и др. Если отключение элемента произошло в результате КЗ, то при необходимости может применяться фиксация тяжести КЗ.

3. Устройства автоматической дозировки воздействия (АДВ) – это вычислительное устройство.

4. Исполнительные органы (ИО).

5. Средства для телепередачи информации:

- о доаварийном режиме;
- об аварийных возмущениях;
- о командах управления.

6. В зависимости от принятого способа обработки информации может использоваться устройство автоматического запоминания дозировки (АЗД).

Принципиально возможно использование двух способов АДВ [9]:

1. Способ «ПОСЛЕ» (рис. 10.1, а). По этому способу обработка информации для выработки управляющих воздействий начинается только после того, как поступили сигналы о возмущениях от пусковых органов.

Поэтому вычислительные устройства для реализации способа

«ПОСЛЕ» должны иметь очень высокое быстродействие.

2. Способ «ДО» (рис. 10.1, б). По этому способу дозировка управляющих воздействий для определенного диапазона предшествующих режимов вычисляется заранее, и затем возможные дозировки запоминаются устройством АЗД. Далее, в зависимости от возникшего возмущения, выбирается та дозировка, которая в соответствии с выполненными ранее расчетами является наилучшей для данной ситуации. Использование этого способа не требует применения вычислительных устройств высокого быстродействия.

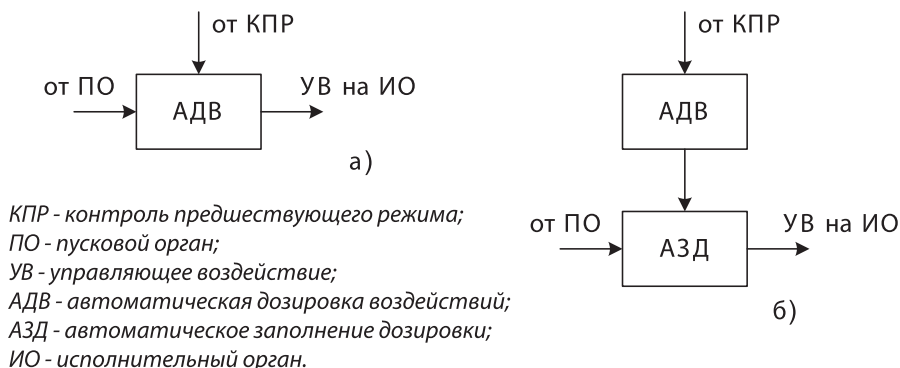


Рис. 10.1 Принципиальные способы выполнения АДВ: а) «ПОСЛЕ»; б) «I-ДО»

Способ «ДО» в свою очередь подразделяется на два вида, условно названные «I-ДО» и «II-ДО».

Способ «I-ДО» основан на применении математической модели в составе комплекса противоаварийной автоматики, с помощью которой циклически производится расчет дозировки воздействий с последующей их передачей в устройство АЗД.

Способ «II-ДО» основывается только на проведении большого объема предварительных расчетов, на основе которых заполняются таблицы дозировки управляющих воздействий. При проведении предварительных расчетов практически можно учесть лишь некоторое конечное число возможных схемно-режимных ситуаций.

Принцип формирования управляющих воздействий «I-ДО» используется в современных централизованных комплексах противоаварийного управления, упрощенные структурные схемы которых приведены на рис. 10.2 [4].

В централизованных комплексах по рис. 10.2 информация о схеме и режиме района противоаварийного управления по телеканалам передается в центральное логико-вычислительное устройство (ЛВУ), которое выполнено на базе ЭВМ. В вычислительном устройстве по заложенным в нем программам формируются дозировки управляющих воздействий (выполняются функции АДВ) для каждого пускового органа, и вычисленные дозировки передаются на устройство запоминания дозировки АЗД.

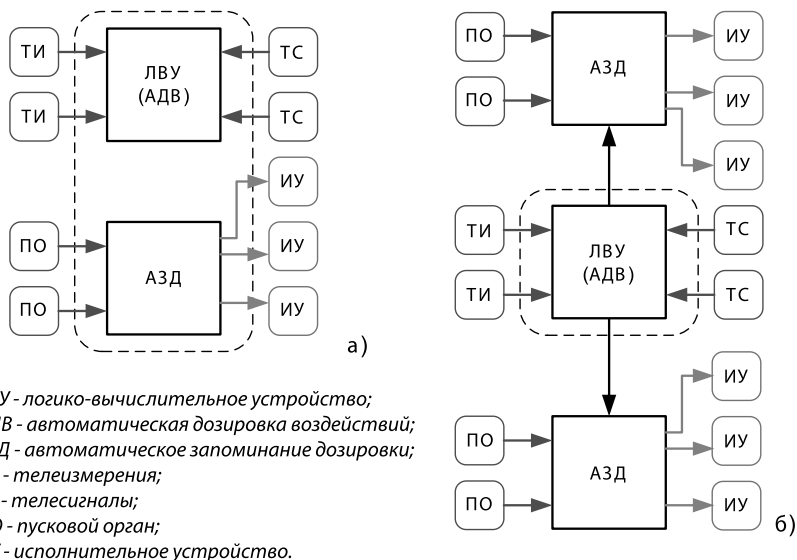


Рис. 10.2 Централизованные комплексы АПНУ: а) первый вариант; б) второй вариант

Применение устройств АЗД обеспечивает максимально возможное быстродействие в подаче управляющих воздействий после срабатывания любого пускового органа. Поскольку схема и режим контролируемого района могут меняться, то настройка АЗД меняется циклически с интервалом времени, достаточным для расчета в ЛВУ дозировки воздействий для всех пусковых органов централизованного комплекса.

Построение централизованных комплексов по рис. 10.2, а и б, отличаются следующим. В комплексе по рис. 10.2, а, устройство АЗД совмещено с ЛВУ, поэтому все каналы передачи информации о состоянии объекта и сигналы от пусковых органов по телеканалам передаются на совмещенное ЛВУ, АЗД. От места установки совмещенного ЛВУ, АЗД также передаются команды к местам реализации управляющих воздействий.

В централизованном комплексе по рис. 10.2, б, часть устройств АЗД устанавливается в местах, приближенных к объектам, где реализуются управляющие воздействия. В этом случае вынесенные АЗД связываются с ЛВУ телеканалами. В зависимости от конкретных условий использование вынесенных АЗД может дать экономию в количестве скоростных телеканалов.

В современных энергосистемах, расположенных на большой территории, невозможно выполнить противоаварийное управление на базе единого централизованного комплекса (по рис. 10.2, а), так как для этого потребуется чрезвычайно большое число протяженных телеканалов.

Направлением перспективного развития системы противоаварийного управления является координация централизованных комплексов ПА

посредством создания координирующей системы противоаварийной автоматики, позволяющей обеспечить учет в каждом отдельном централизованном комплексе информации об изменении схемы и режима районов, контролируемых другими централизованными комплексами, а также координацию, оптимизацию и распределение управляющих воздействий.

10.3 Некоторые децентрализованные устройства противоаварийной автоматики

В ряде случаев целесообразно применение децентрализованных устройств АПНУ, функционирование которых определяется в основном местной информацией, получаемой в месте их установки. Ниже приводятся примеры некоторых децентрализованных устройств АПНУ [4, 13].

Автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи (АРОЛ)

Отключение одной из линий некоторого сечения приводит к снижению предела передаваемой мощности. При неблагоприятной схемно-режимной ситуации в послеаварийном режиме фактический переток может превысить предел передаваемой мощности оставшихся линий сечения. Поэтому необходима разгрузка сечения. Выбор параметров настройки и видов воздействия проводится в два этапа.

1. Определяется объем разгрузки из условия статической устойчивости в послеаварийном режиме с заданным запасом устойчивости.
2. Выбранные параметры разгрузки по условиям статической устойчивости проверяются на сохранение динамической устойчивости в послеаварийном режиме. Если динамическая устойчивость в переходном режиме нарушается, то целесообразно дополнительно использовать кратковременные воздействия (ИРТ или ЭТ).

Для работы автоматики контролируются:

- доаварийный переток по сечению;
- доаварийная схема;
- факт отключения линии.

Управляющие воздействия:

- ОГ или разгрузка турбин в передающей части энергосистемы;
- ОН в приемной части;
- АЗГ в приемной части энергосистемы.

Применение управляющего воздействия на АЗГ способствует разгрузке электропередачи и создает возможность для полного или частичного включения потребителей, отключенных действием АРОЛ.

Автоматика разгрузки при отключении генератора (АРОГ)

Этот вид автоматики предназначен для предотвращения нарушения устойчивости по связям и предотвращения нарушения устойчивости нагрузки при отключении генераторов или энергоблоков в дефицитной части энергосистемы.

Для работы автоматики контролируются:

- фактическая мощность, которую вырабатывал генератор до отключения;
- переток мощности по контролируемому сечению;
- факт отключения генератора.

Управляющие воздействия:

- ОН в дефицитной энергосистеме.

Выбор параметров настройки и видов воздействия проводится в два этапа.

1. Определение объема разгрузки из условия статической устойчивости.
2. Проверка достаточности воздействий, принятых для сохранения статической устойчивости, также и для сохранения динамической устойчивости. Эту проверку рекомендуется делать в том случае, если мощность отключившегося энергоблока соизмерима с суммарной мощностью дефицитной энергосистемы.

Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ)

Контроль загрузки электропередачи осуществляется по активной мощности или по фазовому углу между векторами напряжений по концам электропередачи.

Причины перегрузки по мощности:

- возникновение внезапного дефицита мощности в приемной части энергосистемы;
- возникновение внезапного избытка мощности в передающей части системы;
- медленное увеличение перетока мощности и фазового угла по электропередаче при изменении режима в энергосистеме;
- наброс мощности на контролируемую линию и увеличение фазового угла при отключении шунтирующей связи.

Если снижение предела передаваемой мощности при отключении шунтирующей связи существенно, то применяется АРОЛ. В этом случае АРПМ является резервной по отношению к АРОЛ. Для разгрузки электропередачи в АРПМ применяются такие же управляющие воздействия, как и в АРОЛ.

Автоматика разгрузки при близких или затяжных коротких замыканиях (АРБКЗ, АРЗКЗ)

При близких или затяжных коротких замыканиях велика вероятность нарушения синхронной динамической устойчивости. В качестве наиболее тяжелого нормативного возмущения принимается отключение короткого замыкания действием УРОВ при отказе выключателя (или одной фазы выключателя).

В качестве управляющих воздействий для сохранения устойчивости могут применяться:

- на тепловых электростанциях ИРТ или ИРТ в сочетании с ДРТ, и при отсутствии такой возможности – ОГ;
- на гидравлических электростанциях – ОГ;
- на тепловых и гидравлических электростанциях – ЭТ;
- деление энергосистемы.

Для дозировки воздействий должна использоваться информация о предшествующем режиме, а именно суммарная активная мощность электростанции или (и) загрузка электропередачи, и фиксация тяжести короткого замыкания. Тяжесть короткого замыкания может оцениваться по сбросу мощности генераторов при КЗ (см. раздел 1.6.1) или по снижению напряжения прямой последовательности. Последний вариант более прост в реализации и является предпочтительным в случаях, когда расчетами подтверждена требуемая точность определения объема противоаварийного управления.

11 АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

11.1 Характерные особенности изменения электрических величин при двухчастотном асинхронном режиме

В зависимости от числа групп генераторов, имеющих разные частоты после нарушения устойчивости, асинхронный режим (АР) может быть двухчастотным или многочастотным. Если разные частоты имеют только две группы генераторов, то такой АР является двухчастотным. В противном случае АР является многочастотным.

Поскольку применяемые в настоящее время устройства АЛАР рассчитаны на действие только при двухчастотном АР, рассмотрим наиболее существенные особенности изменения электрических величин для такого режима. Эти особенности можно выявить с помощью простой схемы (рис. 11.1), в которой связанные линии энергосистемы замещены неизменными по модулю ЭДС. Линия принята однородной по всей длине.

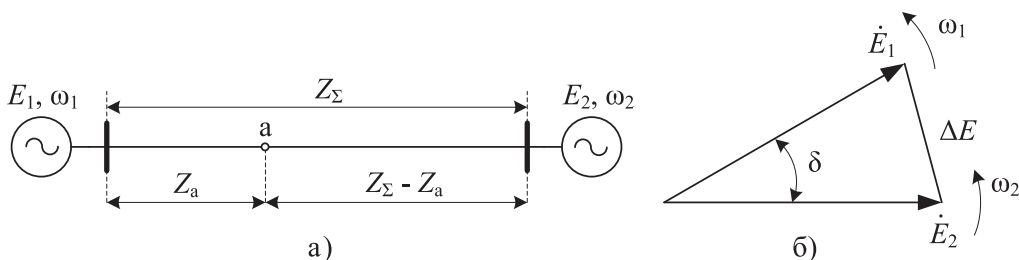


Рис. 11.1 Двухмашинная схема (а) и ее векторная диаграмма (б)

При АР угловые частоты вращения векторов ЭДС ω_1 и ω_2 не равны между собой. Далее при анализе электрических величин в этой схеме направление вектора ЭДС $\dot{E}_2$ принимаем за ось отсчета углов.

В общем случае, когда в процессе АР разность частот (частота скольжения) $\omega_1 - \omega_2 = \omega_s$ не остается постоянной, угол δ равен

$$\delta = \int \omega_s dt + \delta_0, \quad (11.1)$$

где δ_0 – значение угла между векторами ЭДС в момент возникновения АР. Если принимается, что $\omega_s = \text{const}$, то

$$\delta = \omega_s t + \delta_0. \quad (11.2)$$

Принимая в соответствии с векторной диаграммой (рис. 11.1) $\dot{E}_1 = E_1 e^{j\delta}$, можно записать в общем виде необходимые соотношения для электрических величин:

1. Ток по линии

$$\dot{I}_{AP} = \frac{E_1 e^{j\delta} - E_2 e^{j0}}{Z_{\Sigma}}. \quad (11.3)$$

2. Напряжение в любой точке «а» линии, положение которой определяется сопротивлением Z_a от этой точки до точки присоединения ЭДС $\dot{E}_1$

$$\dot{U}_a = E_1 e^{j\delta} - \dot{I}_{AP} Z_a. \quad (11.4)$$

3. Сопротивление на зажимах реле сопротивления, определяемое как отношение напряжения в некоторой точке «а» к току в линии

$$Z_p = \frac{\dot{U}_a}{\dot{I}_{AP}} = r_p + jx_p. \quad (11.5)$$

4. Мощность по линии, измеряемая в некоторой точке «а»

$$\dot{S}_a = \dot{U}_a \dot{I}_{AP} = P + jQ. \quad (11.6)$$

По соотношениям (11.3) – (11.6) могут быть получены зависимости соответствующих электрических величин при изменении угла δ . Для параметров Z_p и $\dot{S}_a$ при этом, как будет рассмотрено ниже, практическое значение имеют годографы соответственно на комплексной плоскости сопротивления (r - x) и на комплексной плоскости мощности (P - Q).

На рис. 11.2–11.6 приведены графики, построенные по соотношениям (11.3) – (11.6). При построении графиков принята система относительных единиц при следующих базисных величинах:

$$E_6 = E_2; \quad z_6 = z_{\Sigma}; \quad S_6 = \frac{E_6^2}{z_6}; \quad I_6 = \frac{E_6}{z_6}.$$

Также принято

$$\frac{E_1}{E_2} = k; \quad Z_{\Sigma} = z_{\Sigma} e^{j\theta}; \quad \frac{z_a}{z_{\Sigma}} = z_{a*}.$$

Для всех графиков:

кривая 1 – $k = 1$;

кривая 2 – $k = 0,8$;

кривая 3 – $k = 1,25$.

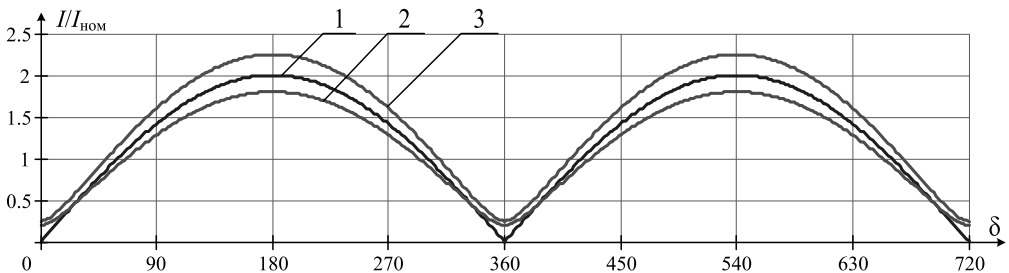


Рис. 11.2 Изменение тока по электропередаче при асинхронном режиме

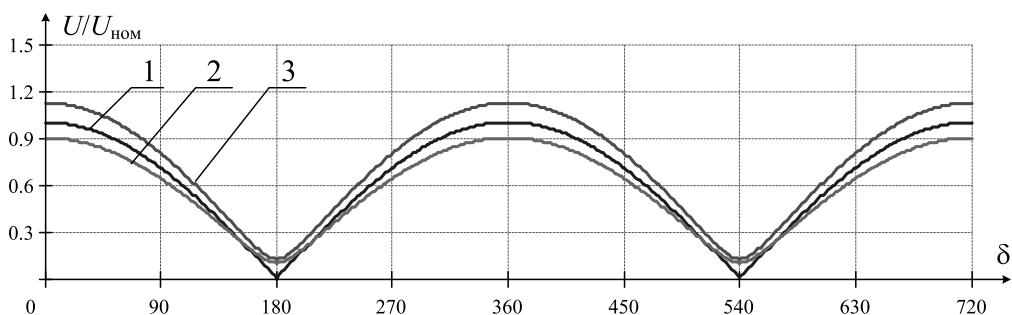


Рис. 11.3 Изменение напряжения при асинхронном режиме в точке, соответствующей электрическому центру качаний при $k = 1$

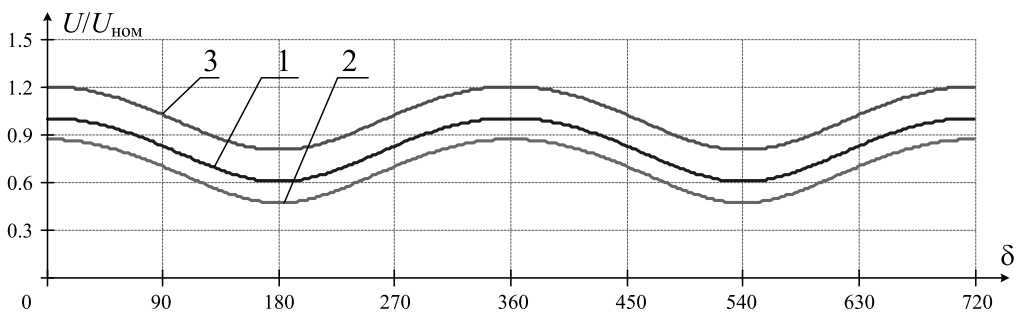


Рис. 11.4 Изменение напряжения при асинхронном режиме в точке, удаленной от электрического центра качаний ($z_{a*} = 0, 2$)

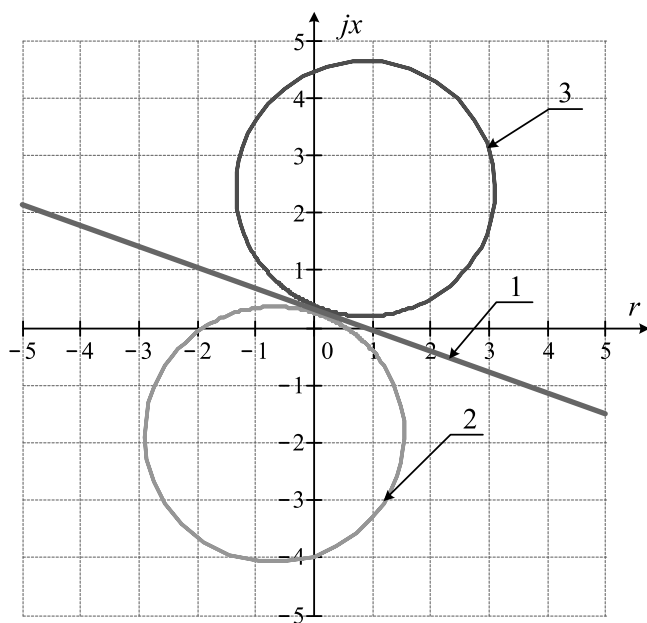


Рис. 11.5 Годографы сопротивления, подводимого к реле сопротивления, подключенного в точке, удаленной от электрического центра качаний ($z_{a*} = 0, 2$)

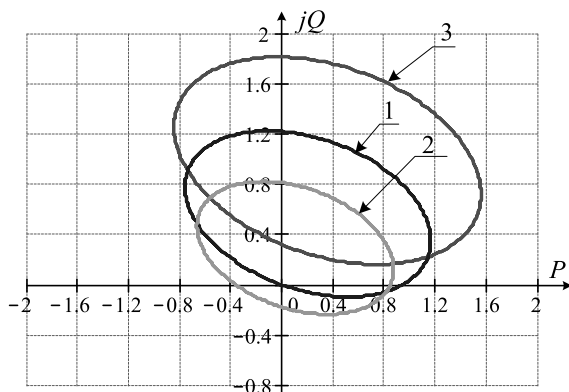


Рис. 11.6 Годографы мощности, измеряемой в точке, удаленной от электрического центра качаний ($z_{a*} = 0,2$)

Для пояснения ряда принципиальных положений целесообразно также рассмотреть некоторые соотношения, приняв еще одно допущение, а именно: сопротивление связи между эквивалентными ЭДС будем считать чисто реактивным. При этом абсолютное значение тока при асинхронном режиме будет равно

$$I_{AP} = \frac{\sqrt{E_1^2 + E_2^2 - 2E_1E_2\cos\delta}}{x_\Sigma}.$$

Если еще принять дополнительно, что $E_1 = E_2 = E$, то

$$I_{AP} = \frac{2E}{x_\Sigma} \sin \frac{\delta}{2}.$$

Абсолютное значение напряжения в точке «а»

$$U_a = \sqrt{E_2^2(1 - x_{a*})^2 + E_1^2x_{a*}^2 + 2E_1E_2(1 - x_{a*})x_{a*}\cos\delta}, \quad (11.7)$$

где $x_{a*} = x_a/x_\Sigma$ – относительная удаленность точки «а» от начала линии.

По (11.7) можно установить, что при любом соотношении модулей ЭДС при $\delta = 180^\circ$ на линии существует точка, в которой напряжение равно нулю. Эту точку принято называть «электрическим центром качаний» (ЭЦК).

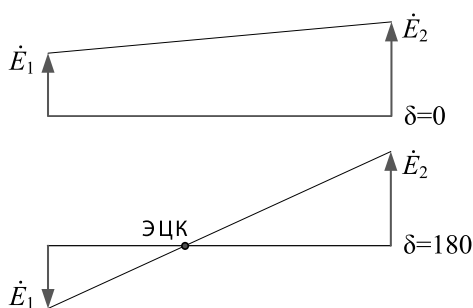


Рис. 11.7 Положение электрического центра качаний

В простом случае, для которого получена формула (11.7), положение ЭЦК определяется соотношением

$$x_{a*} = \frac{k}{1+k}.$$

Это обстоятельство поясняется на рис. 11.7.

Для анализа расчетных данных, а также при выполнении устройств АЛАР, важное значение имеет

рассмотрение характера изменения напряжения в точках, расположенных по разные стороны от ЭЦК.

На рис. 11.8 показано изменение векторов напряжения в двух точках линии при изменении угла δ .

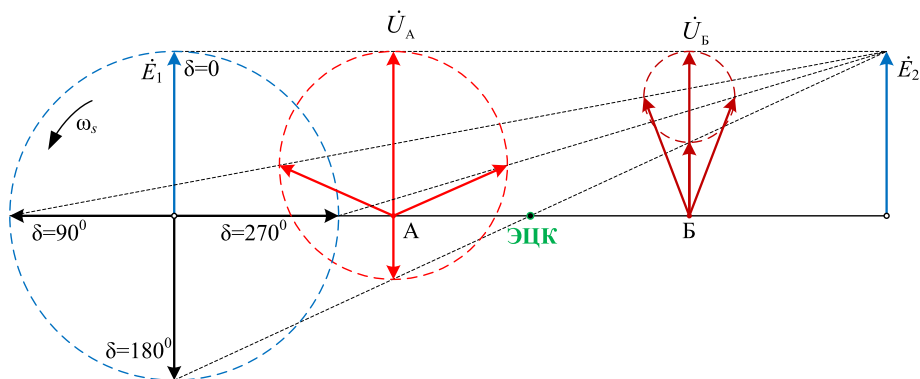


Рис. 11.8 Изменение векторов напряжения в двух точках линии при изменении угла δ

Как видно, векторы напряжений в точках, расположенных по разные стороны от ЭЦК, совершают относительно друг друга полные провороты (например, $\dot{U}_A$ и $\dot{E}_2$), а векторы напряжений в точках, лежащих по одну сторону от ЭЦК, совершают качания по фазе, не превышающие $\pm 90^\circ$ (например, $\dot{E}_2$ и $\dot{U}_B$).

Электрические величины, характер изменения которых показан на рис. 11.2–11.6, используются при выполнении устройств АЛАР.

11.2 Виды устройств АЛАР

С учетом ожидаемого влияния АР на прилегающие элементы энергосистемы можно выделить три характерных ситуации, в каждой из которых требуется применение определенного способа ликвидации АР и соответствующего устройства АЛАР [4].

Ситуация 1. Вблизи ЭЦК расположены узлы примыкания крупных ответственных потребителей или узлы примыкания промежуточных электростанций. При этом может оказаться недопустимым даже однократное увеличение угла δ до 180 градусов. Это объясняется тем, что напряжение в зоне ЭЦК может значительно снижаться на время, которое определяется частотой скольжения. Например, при частоте скольжения 0,5 Гц напряжение вблизи ЭЦК снижается ниже критического $U_{кр} = 0,7U_{ном}$ на время около 1 с. Такое существенное и длительное снижение напряжения может привести к нарушению устойчивости нагрузки потребителей и, как следствие, к нарушению технологического процесса. При наличии промежуточных электростанций длительное снижение напряжения может привести к нарушению их устойчивости и переходу двухчастотного АР в многочастотный.

В такой ситуации должна применяться АЛАР, которая осуществляет деление энергосистемы (ДС), как правило, при увеличении угла δ до 110° – 150° . Необходимо обратить внимание на то, что возможны тяжелые случаи, когда при уставках АЛАР более 90° предотвратить переход двухчастотного АР в многочастотный не удастся. В этом случае применяется неселективное опережающее ДС при углах до 90° .

Ситуация 2. При асинхронном режиме и достижении значения угла $\delta \approx 180^\circ$ нарушения устойчивости промежуточных электростанций и нарушение работы потребителей не происходит. В то же время расчеты показывают, что ресинхронизация маловероятна.

В этом случае целесообразно применение АЛАР, осуществляющей ДС в пределах первого цикла АР.

Ситуация 3. Если расчеты показывают, что достаточно велика вероятность ресинхронизации после нарушения устойчивости, то применяется АЛАР, осуществляющая ДС по факту прохождения заданного числа циклов АР.

В устройствах АЛАР по заданному числу циклов может предусматриваться подача управляющих воздействий на восстановление баланса мощности в частях энергосистемы, идущих несинхронно (ОГ или АРТ в избыточной части и ОН в дефицитной части).

11.3 Быстродействующие устройства АЛАР, осуществляющие деление при $\delta < 180^\circ$

Измерительные органы такого устройства могут реагировать либо непосредственно на увеличение угла δ , либо на ток линии, который возрастает с увеличением угла. Основная особенность таких устройств заключается в том, что не всегда удается отстроиться от режима глубоких синхронных качаний.

Характер изменения угла или тока при синхронных качаниях зависит от типа связей: слабая или сильная. Затухающие колебания угла при синхронных качаниях происходят с собственной частотой электромеханических колебаний, которая, например, для одномашинной системы, без учета коэффициента затухания, равна

$$\omega_{\text{эл.мех}} \approx \sqrt{\frac{P_{12*} \cos \delta_0 \omega_{\text{НОМ}}}{T_j}}.$$

На слабых связях P_{12*} является малой величиной, кроме того, запасы статической устойчивости на этих связях также невелики, поэтому и $\cos \delta_0$ также сравнительно мал. В таком случае при аварийных небалансах мощности, соизмеримых с пропускной способностью связи, угол δ нарастает медленно.

На сильных связях, наоборот, P_{12*} велико, и запас статической устойчивости, как правило, выше, то есть меньше δ_0 и больше $\cos \delta_0$. Поэтому при возмущениях большой интенсивности, но не приводящих к нарушению динамической устойчивости, угол δ нарастает быстро. Сказанное иллюстрируется на рис. 11.9.

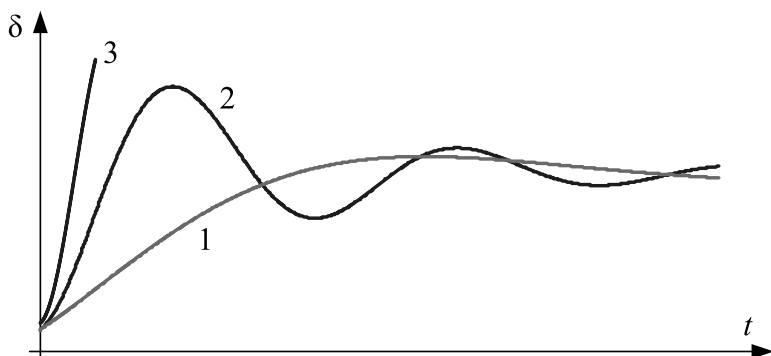


Рис. 11.9 Синхронные качания: 1 – при слабой связи; 2 – при сильной связи; 3 – начальная стадия асинхронного режима

Возможны два варианта технического исполнения быстродействующей АЛАР [4].

Вариант 1. Устройство, реагирующее на увеличение тока линии.

Это устройство выполняется с помощью трех токовых реле, включенных на ток каждой фазы. Контакты реле соединяются последовательно, что исключает работу устройства при всех несимметричных КЗ.

Отстройка от трехфазных КЗ возможна только при их отключении быстродействующими защитами за счет введения выдержки времени $0,2 \div 0,3$ с. Ток срабатывания выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока $I_{\text{ср}} = k_{\text{зап}} I_{\text{раб. max}}$ и из условия чувствительности к максимальному току при АР и при таких схемно-режимных условиях, когда этот максимальный ток при $\delta \approx 180^\circ$ имеет наименьшее значение

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{AP max}}}{k_{\text{ч}}}; \quad k_{\text{ч}} = 1,4 \div 1,5; \quad k_{\text{зап}} = 1,2 \div 1,3.$$

Вариант 2. Устройство, основанное на принципе моделирования угла между векторами эквивалентных ЭДС.

Принцип моделирования угла поясняется на схеме рис. 11.10.

Выражения для вычисления векторов ЭДС во вторичных цепях:

$$\begin{aligned} \dot{E}_1 &= \dot{U} - \dot{I}_1 Z_1; & \dot{E}_{M1} &= \frac{\dot{U}}{n_{TV}} - \frac{\dot{I}_1 Z_{M1}}{n_{TA}}; & Z_{M1} &= Z_1 \frac{n_{TA}}{n_{TV}}; \\ \dot{E}_2 &= \dot{U} - \dot{I}_2 Z_2; & \dot{E}_{M2} &= \frac{\dot{U}}{n_{TV}} - \frac{\dot{I}_2 Z_{M2}}{n_{TA}}; & Z_{M2} &= Z_2 \frac{n_{TA}}{n_{TV}}, \end{aligned}$$

где $\dot{E}_{M1}$ и $\dot{E}_{M2}$ – векторы ЭДС во вторичных цепях;
 Z_{M1} и Z_{M2} – сопротивления во вторичных цепях, соответствующие сопротивлениям участков линии;
 n_{TA} и n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока TA и трансформатора напряжения TV соответственно.

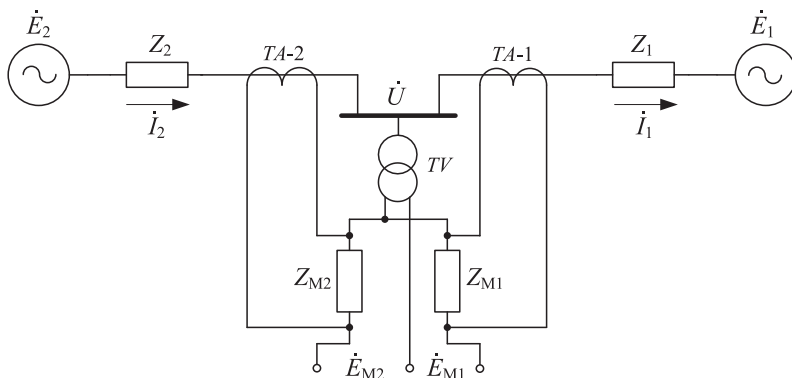


Рис. 11.10 Схема, поясняющая работу устройства, основанного на принципе моделирования угла между векторами эквивалентных ЭДС

В конкретных случаях не обязательно моделирование векторов ЭДС. Могут моделироваться векторы напряжения по концам какого-либо участка электропередачи. Однако во всех случаях обязательным является глубокий охват моделируемым сопротивлением электрического центра качаний.

Практически выбор значения сопротивлений модели не столь однозначен, как в приведенном простом примере, так как, например, необходимо учитывать возможность изменения параметров электропередачи в ремонтных режимах.

В современных устройствах АЛАР моделирование векторов напряжения в выбранных точках электрической сети выполняется программно.

Настройка АЛАР по углу состоит в подборе таких сопротивлений модели и выборе такой уставки срабатывания фазоизмерительного устройства, чтобы при всех возможных схемах, включая ремонтные, подача команды на ДС происходила при значениях углов между ЭДС, удовлетворяющих условию

$$\delta_{min} \leq \delta_i \leq \delta_{max},$$

где δ_{max} – максимально допустимый угол между ЭДС из условия предотвращения нарушения работы потребителей или нарушения устойчивости промежуточных электростанций;

δ_{min} – минимальное значение угла из условия желательной отстройки от синхронных качаний.

11.4 Устройство АЛАР, действующее на первом цикле асинхронного режима

Для построения устройства АЛАР этого вида используются реле сопротивления, которые включаются на ток и напряжение в месте установки АЛАР, и реле мощности [9]. Для пояснения принципов выполнения этого вида АЛАР характеристики реле сопротивления на комплексной плоскости приняты в виде окружности. В современных цифровых устройствах могут быть применены характеристики другой формы, но основные принципы выбора их расположения на комплексной плоскости остаются такими же.

В случае использования реле сопротивления и реле мощности недостаточно информации об изменении абсолютных значений этих величин, так как при асинхронном режиме меняются соотношения между активным и реактивным сопротивлением, измеряемым реле сопротивления Z_p , а также между активной и реактивной мощностью, измеряемой реле мощности. Изменение этих величин следует рассматривать соответственно на комплексных плоскостях сопротивлений и мощности.

При АР вектор Z_p непрерывно изменяется, и геометрическое место концов этого вектора образует на комплексной плоскости некоторую линию – годограф. Годографы сопротивления для простой ЛЭП с однородным сопротивлением по всей длине и отсутствии промежуточных нагрузок и подпиток приведены на рис. 11.11. Реле сопротивления, для которого изображены годографы, установлено в некоторой точке электропередачи – точке А. На комплексной плоскости место установки реле сопротивления – это начало координат.

В общем случае годографы сопротивления представляют собой окружности с центрами O_1 или O_2 и радиусами R_1 или R_2 соответственно. Их расположение зависит от соотношения модулей ЭДС.

Конец вектора сопротивления при изменении угла перемещается по годографу в направлении, указанном стрелками (рис. 11.11). Минимальное значение сопротивления, измеряемого реле сопротивления, соответствует углу $\delta = 180^\circ$ и характеризует сопротивление (расстояние) до ЭЦК. Например, при $E_1 = E_2$ и $\delta = 180^\circ$ сопротивление до ЭЦК $Z_{\text{ЭЦК}}$ равно отрезку «А-а». Это дает возможность контролировать расположение ЭЦК.

При выполнении устройств АЛАР также возникает задача отстройки от снижения сопротивления при КЗ. Для этого используются два реле сопротивления: грубое и чувствительное.

Выбор характеристик реле сопротивления поясняется на рис. 11.12. Расчетным путем получают семейство годографов сопротивления на комплексной плоскости. Часть этих годографов соответствует условиям срабатывания данного устройства АЛАР, а другая часть – внешнему АР, который должен ликвидироваться другими устройствами АЛАР.

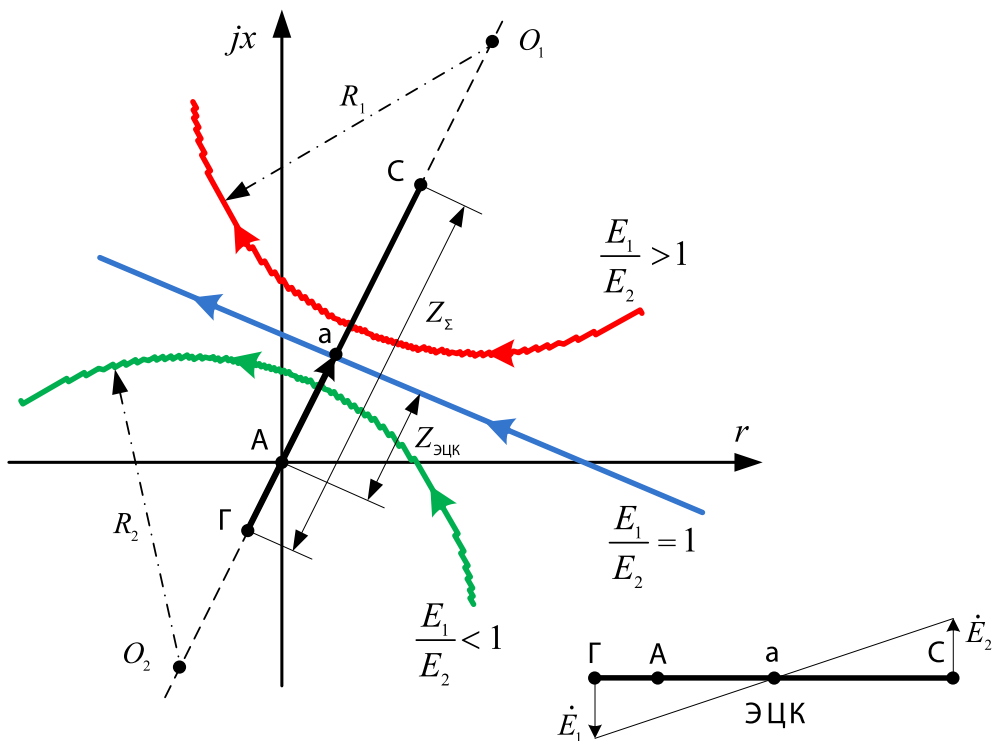


Рис. 11.11 Годографы сопротивления при АР для простой линии электропередачи:
 Z_{Σ} – суммарное сопротивление линии, векторы напряжений по концам которой
 имеют различные частоты

Примем, что годографы сопротивлений, соответствующие условию срабатывания данного устройства АЛАР – это годографы 3 и 4 (рис. 11.12, а). Характеристика грубого реле $Z_{гр}$ выбирается таким образом, чтобы расчетные годографы 3 и 4 пересекали эту характеристику. Характеристика чувствительного реле $Z_{чув}$ должна охватывать характеристику грубого реле. Основным ограничением для выбора этой характеристики является отстройка от максимального рабочего режима, которому соответствует вектор сопротивления Z_H .

На рабочие годографы 3 и 4 наносятся моменты времени в соответствии с определенной стадией процесса. Как видно, чувствительное и грубое реле при АР срабатывают последовательно – сначала чувствительное (в момент t_2), а затем грубое (момент t_3) (рис. 11.12, а, б).

Разброс по времени срабатывания $\Delta t = t_3 - t_2$ различен при АР и при КЗ, так как при АР электрические величины меняются сравнительно медленно ($Z_{АР}$), а при КЗ быстро ($Z_{КЗ}$) (рис. 11.12, б). Это обстоятельство используется для отстройки АЛАР от КЗ путем сравнения Δt с некоторым постоянным временем t_0 . Если $\Delta t < t_0$, то действие АЛАР блокируется.

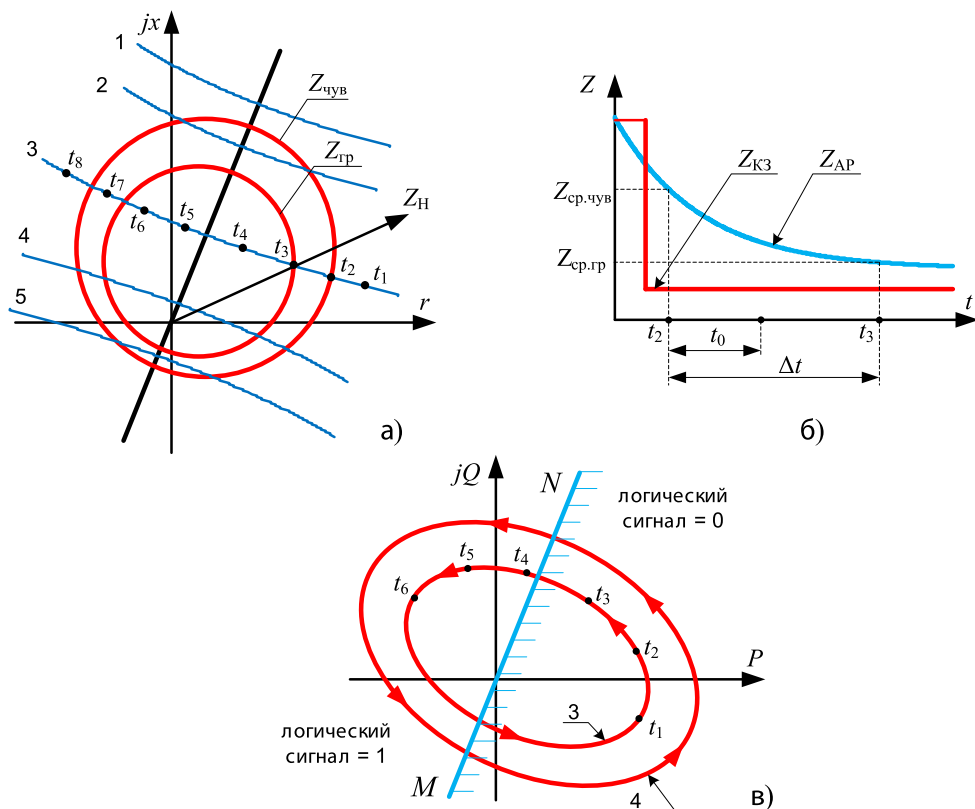


Рис. 11.12 Пояснения к выбору характеристик реле сопротивления и реле мощности:
 а – годографы сопротивления, б – характеристики реле сопротивления,
 в – годографы мощности

Кроме этих двух признаков для повышения достоверности выявления АР используется дополнительно реле мощности, которое настраивается таким образом, чтобы изменение логического сигнала на его выходе происходило, когда грубое реле сопротивления находится в сработавшем состоянии. Для выполнения этого условия на годографы мощности, которые получены для тех же самых режимов, для которых получены годографы сопротивлений, наносятся метки времени. Это позволяет выбрать характеристику срабатывания «М-Н» (рис. 11.12, в) в соответствии с приведенным выше условием согласованного действия грубого реле сопротивления и реле мощности.

Несмотря на то, что, как правило, скорость изменения электрических величин при АР значительно меньше, чем при КЗ, необходимо проверить отсутствие отказа в запуске АЛАР при возможных больших частотах скольжения. Время $\Delta t = t_3 - t_2$ в общем случае равно

$$\Delta t = \frac{\delta_3 - \delta_2}{\omega_s},$$

где δ_3 и δ_2 – значения угла в моменты времени t_3 и t_2 ; ω_s – частота скольжения.

Как видно, при увеличении частоты скольжения Δt уменьшается. Возможна такая ситуация, когда при достаточно большой частоте скольжения $\Delta t \leq t_0$. Частоту скольжения, при которой данная ситуация имеет место, называют частотой скольжения отказа [4]

$$\omega_{s\text{отк}} \geq \frac{\delta_{\text{ср.гр}} - \delta_{\text{ср.чув}}}{t_0}.$$

Уставка срабатывания грубого реле должна быть выбрана такой, чтобы характеристика реле надежно охватывала весь пучок рабочих годографов Z асинхронных режимов, при которых АЛАР должна действовать.

11.5 Устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов асинхронного режима

Один из вариантов выполнения устройства АЛАР этого типа содержит реле сопротивления и реле мощности. Определенное логическое объединение выходных дискретных сигналов этих реле позволяет осуществить счет полуциклов АР. Признаком полуцикла является изменение логического сигнала на выходе реле мощности в зоне срабатывания реле сопротивления (движение от точки 1 к точке 2) или в зоне возврата реле сопротивления (движение от точки 2 к точке 1) [9]. Пояснения приведены на рис. 11.13.

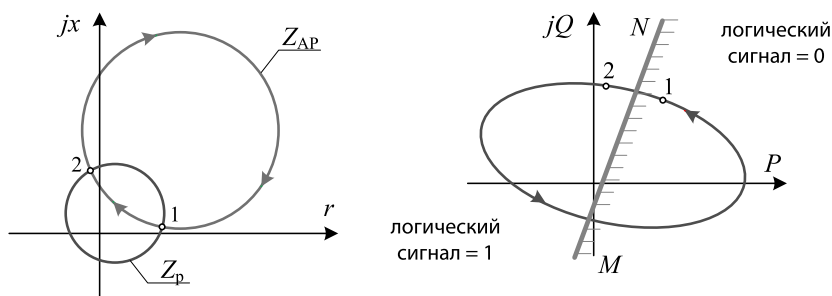


Рис. 11.13 Пояснения к принципу определения количества полуциклов АР

Характеристика реле сопротивления Z_p должна быть выбрана так, чтобы выполнялись следующие условия:

- характеристика должна надежно охватывать годографы сопротивления асинхронных режимов, при которых данное устройство должно работать;
- должна быть обеспечена отстройка от наиболее тяжелых нагрузочных режимов;
- должна быть обеспечена отстройка от асинхронных режимов, при которых должны работать устройства АЛАР на смежных участках электропередачи.

Если невозможно в полной мере выполнить последнее условие, то отстройка от внешних асинхронных режимов может быть обеспечена заданием различного числа циклов срабатывания.

Поскольку АЛАР по числу циклов целесообразно применять в тех случаях, когда имеется достаточно большая вероятность ресинхронизации, то в процессе счета циклов предусматривается контроль длительности цикла асинхронного режима. Если длительность очередного цикла АР больше критического периода $T_{кр}$, соответствующего условию возможности ресинхронизации, то действие устройства АЛАР блокируется на время, заведомо достаточное для втягивания в синхронизм, и набранное число циклов сбрасывается. Если ресинхронизация не наступает, то по истечении максимально допустимого времени АР, которое рекомендуется устанавливать в пределах 15-30 с, осуществляется ДС по сечению АР.

Критический период $T_{кр}$ может быть определен по максимальному значению среднего скольжения, при котором уже возможна ресинхронизация. Это среднее значение равно (см. раздел 1.6.2)

$$s_{ср.доп} = \sqrt{\frac{P_{12*}}{T_j \omega_{ном}}}.$$

Критическая длительность периода асинхронного режима

$$T_{кр} = \frac{2\pi}{s_{ср.доп} \omega_{ном}}.$$

В устройстве АЛАР по числу циклов может быть предусмотрено определение факта уменьшения или увеличения частоты в соединяемых частях энергосистемы, и в зависимости от этого могут подаваться балансирующие управляющие воздействия, а именно в энергосистеме с уменьшением частоты – ОН, в энергосистеме с увеличением частоты – ОГ или разгрузка турбин. Реализация таких управляющих воздействий повышает вероятность ресинхронизации.

В ряде случаев возможно возникновение АР в условиях, когда линии электропередачи работают в неполнофазном режиме (при одной отключенной фазе). Устройства АЛАР, установленные на таких линиях, должны правильно работать как в полнофазном, так и в неполнофазном режиме. В связи с этим выполнен ряд работ, например [17], в которых предлагаются алгоритмы и техническая реализация устройства АЛАР, правильно функционирующего как в симметричных, так и в несимметричных режимах.

11.6 Принципы размещения устройств АЛАР и выбор точки деления

Согласно [37], все связи 110–330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, должны защищаться двумя установленными на разных объектах электроэнергетики устройствами АЛАР. На всех ЛЭП 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП.

Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. Логика действия устройства АЛАР может предусматривать ДС на другом объекте, но при этом должно быть предусмотрено действие последней ступени этого устройства АЛАР на ДС на объекте, на котором оно установлено.

Настройка устройств АЛАР должна обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при КЗ;
- выявление расположения электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

В сетях 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле. Устройства АЛАР, установленные на связях 110–220 кВ и не использующие действие на ОН или ОГ с целью ресинхронизации, должны реализовывать действие на ДС не позднее четырех циклов асинхронного режима.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше тепловых и гидроэлектростанций. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями. Согласование устройств АЛАР, установленных на генераторах, с сетевыми устройствами АЛАР должно осуществляться в зависимости от конкретных условий, в частности, в зависимости от знака скольжения ротора генератора.

При выборе места установки устройства АЛАР необходимо исходить из следующих основных условий:

- места установки устройств должны быть такими, чтобы обеспечивалась их наилучшая настройка (чувствительность, селективность);
- сечение, по которому осуществляется ДС, должно быть выбрано таким образом, чтобы небаланс в разделившихся частях энергосистемы был наименьшим.

Ниже приведен пример размещения устройства АЛАР на межсистемной связи с промежуточным отбором мощности, причем направление перетока мощности по связи может быть как от ЭС2 к ЭС1, как показано на рис. 11.14, так и в противоположном направлении [4].

В случае направления перетока от ЭС2 и возникновения АР роторы генераторов в избыточной энергосистеме ЭС2 ускоряются, а в дефицитной ЭС1 замедляются. Таким образом, устройство АЛАР₂ фиксирует положительное скольжение, а устройство АЛАР₁ отрицательное скольжение. Это является признаком разрешения или блокировки действия устройства АЛАР. В данном случае должно действовать устройство АЛАР₁ на отключение выключателя $Q1$. При этом промежуточная нагрузка H остается подключенной к избыточной энергосистеме ЭС2.

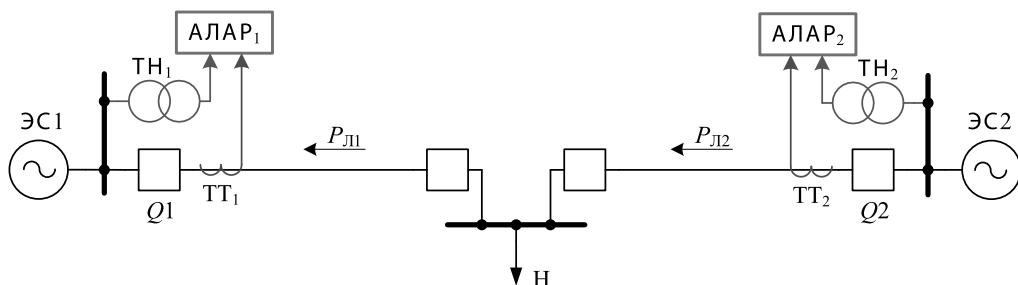


Рис. 11.14 Схема размещения и действия АЛАР на транзите с промежуточными отборами мощности

Если направление перетока мощности по связи изменится на противоположное, то будет блокироваться устройство АЛАР₁ и действовать устройство АЛАР₂ на отключение выключателя $Q2$. Таким образом, ДС производится так, что в любых условиях нагрузка промежуточной подстанции остается подключенной к избыточной части энергосистемы.

12 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) предназначено для предотвращения недопустимого снижения частоты в дефицитных частях ЭС при их аварийном отделении от энергообъединения. В отделившемся дефицитном районе может иметь место не только снижение частоты, но и снижение напряжения. Результирующий дефицит активной мощности, определяющий степень снижения частоты, зависит также и от изменения активной мощности нагрузки в соответствии с ее статическими характеристиками по напряжению.

12.1 Процессы в электроэнергетических системах при дефиците активной мощности

В современных энергосистемах наиболее типичной причиной возникновения дефицита мощности является аварийное отключение элементов (линий, автотрансформаторов), связывающих дефицитный район с остальной частью энергосистемы. Если в отделившейся части отсутствует быстрореализуемый резерв мощности в виде недогруженных турбоагрегатов, то может иметь место недопустимое снижение частоты. Следует также иметь в виду, что резерв мощности турбоагрегатов должен быть обеспечен соответствующей паропроизводительностью котельных агрегатов. Возможность и скорость мобилизации вращающегося резерва на тепловых электростанциях зависит от многих факторов: принятого способа регулирования мощности турбин, типа котельного агрегата (барабанный, прямоточный), текущего состояния теплового оборудования. Вращающийся резерв мощности на гидроэлектростанциях с точки зрения предотвращения недопустимого снижения частоты менее эффективен, так как инерционность регулирования гидротурбин значительно больше, чем у паровых турбин [5].

Если в дефицитной части энергосистемы все генераторы работают синхронно, то их можно представить в виде одного эквивалентного агрегата. Процесс изменения частоты эквивалентного агрегата приближенно описывается следующим дифференциальным уравнением:

$$T_j \frac{df_*}{dt} = P_{T*} - P_{Г*}, \quad (12.1)$$

где T_j – эквивалентная постоянная механической инерции энергосистемы;
 f_* – частота в относительных единицах;
 P_{T*} и $P_{Г*}$ – соответственно мощность турбины и генератора эквивалентного агрегата в относительных единицах.

Эквивалентная постоянная механической инерции энергосистемы определяется по формуле [8]:

$$T_j = \frac{\sum_{i=1}^n T_{j\Gamma i} P_{\text{ном.}\Gamma i} + \sum_{k=1}^m T_{j\text{дв.}k} P_{\text{ном.дв.}k}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}\Gamma i}},$$

где $T_{j\Gamma i}$ и $P_{\text{ном.}\Gamma i}$ – соответственно механическая постоянная инерции и номинальная мощность отдельного агрегата;

$T_{j\text{дв.}k}$ и $P_{\text{ном.дв.}k}$ – соответственно механическая постоянная инерции и номинальная мощность отдельного двигателя.

Электрическая мощность генераторов в основном определяется мощностью нагрузки $P_{\text{н}}$ и потерями в линиях и трансформаторах. В дальнейшем приближенно полагаем $P_{\Gamma} = P_{\text{н}}$. При рассмотрении системных процессов в технической литературе обычно механическую мощность турбин, определяющую генерацию электрической мощности, обозначают как P_{Γ} . Поэтому, для единообразия с общепринятыми обозначениями, уравнение (12.1) будем рассматривать в виде

$$T_j \frac{df^*}{dt} = P_{\Gamma^*} - P_{\text{н}^*}. \quad (12.2)$$

Установившееся значение частоты после окончания переходного процесса, вызванного возникновением небаланса мощности, определяется зависимостью P_{Γ^*} и $P_{\text{н}^*}$ от частоты, то есть статическими характеристиками турбин и нагрузки по частоте.

Важно также учитывать статические характеристики турбин в условиях истощения их регулировочного диапазона, то есть при максимальном открытии регулирующих клапанов. Данные о статической характеристике турбины в таких условиях рассмотрены в разделе 1.2.1 (характеристика 1 на рис. 1.8). Эта характеристика такова, что при малых отклонениях частоты от номинальной (порядка нескольких Гц) мощность турбины изменяется незначительно. Если нагрузка турбины меньше максимальной, то ее статическая характеристика определяется свойствами и параметрами АРЧВ (см. раздел 1.2.2).

В данном случае речь идет о характеристиках эквивалентного агрегата, поэтому должны использоваться эквивалентные значения коэффициента крутизны статической частотной характеристики или соответствующее эквивалентное значение коэффициента статизма. Эквивалентный коэффициент крутизны частотной характеристики группы «n» параллельно синхронно работающих агрегатов определяется выражением (1.28), рассмотренным в разделе 1.3.

Активная мощность нагрузки в общем случае зависит и от частоты, и от напряжения. В данном случае требуется результирующая статическая характеристика активной мощности нагрузки от частоты. При определении этой характеристики учитывается, что в условиях возникновения дефицита активной мощности и снижения частоты, как правило, снижается и напряжение.

Так как практически изменения частоты и напряжения относительно невелики, то статическую характеристику нагрузки линеаризуют в окрестностях значений частоты и напряжения в предшествующем установившемся режиме ($f = f_0$ и $U = U_0$). Результирующий коэффициент регулирующего эффекта активной мощности нагрузки по частоте, с учетом одновременного изменения частоты и напряжения, равен [5]:

$$k_{fH} = \frac{dP_*}{df_*} = \left(\frac{\partial P_*}{\partial f_*} \right) + \left(\frac{\partial P_*}{\partial U_*} \right) \left(\frac{dU_*}{df_*} \right). \quad (12.3)$$

Производные в (12.3) вычисляются при $f_* = f_{0*}$ и $U_* = U_{0*}$. Базисная мощность принимается равной суммарной мощности нагрузки в момент возникновения небаланса мощности $P_6 = P_{H0}$.

Величины $\partial P_*/\partial f_*$ и $\partial P_*/\partial U_*$ зависят от свойств конкретных потребителей электроэнергии, а величина dU_*/df_* зависит от параметров генераторов, сетевых элементов, свойств автоматических регуляторов возбуждения.

Составляющая $\partial P_*/\partial f_*$ определяется в основном двигательной частью нагрузки. Активная мощность, потребляемая электродвигателем без учета потерь, определяется соотношением (1.14)

$$P_D = \omega M_{\text{мех}}.$$

Как видно, даже при $M_{\text{мех}}$, не зависящем от частоты вращения, активная мощность изменяется пропорционально частоте. Момент сопротивления вентиляторов и насосов в зависимости от их исполнения и режима работы может зависеть от частоты вращения в степени $2 \div 4$. Таким образом, может иметь место довольно сильная зависимость потребляемой двигателем активной мощности от частоты.

Как правило, получение статических характеристик реальной нагрузки энергосистемы расчетным путем не представляется возможным, поэтому рекомендуется использовать данные о значениях коэффициента регулирующего эффекта нагрузки, полученные на основе натурных экспериментов в энергосистемах. Наиболее часто встречающиеся значения коэффициента k_{fH} лежат в пределах $1 \div 3$.

Далее рассмотрим переходный процесс изменения частоты при возникновении дефицита мощности ΔP .

Зависимость изменения частоты от времени с момента возникновения небаланса может быть получена решением дифференциального уравнения (12.2), линеаризованного при малых отклонениях частоты Δf от исходного установившегося режима ($f = f_0$).

Суммарная мощность нагрузки и мощность генераторов в относительных единицах при линеаризованных статических характеристиках могут быть приняты в виде

$$\begin{aligned} P_{\Gamma*} &= P_{\Gamma 0*} - \rho k_{f\Gamma} \Delta f_*; \\ P_{H*} &= P_{H 0*} + k_{fH} \Delta f_*, \end{aligned} \quad (12.4)$$

где $P_{\Gamma 0*}$ – мощность генераторов в момент возникновения небаланса мощности;

$k_{f\Gamma}$ – коэффициент крутизны статической частотной характеристики генерирующей части энергосистемы;

ρ – коэффициент резерва (см. формулу (1.31) в разделе 1.3).

Подставляя выражения (12.4) в уравнение (12.2) и принимая $f_* = 1 + \Delta f_*$, получим

$$T_j \frac{d\Delta f_*}{dt} \rho + \Delta f_* k_f = -\Delta P_*, \quad (12.5)$$

где $\Delta P_* = (P_{H 0*} - P_{\Gamma 0*})$ – первоначально возникший дефицит.

Коэффициент резерва ρ в уравнении (12.5) учитывает то обстоятельство, что в исходном уравнении движения (12.2) все оставляющие отнесены к номинальной мощности эквивалентного генератора, а в уравнении (12.5) к мощности нагрузки в момент возникновения дефицита.

Целесообразно отметить, что коэффициент резерва ρ характеризует не фактически имеющийся резерв мощности на загрузку генераторов, а отношение суммарной номинальной мощности генераторов к мощности нагрузки в момент возникновения дефицита.

В полученном уравнении множитель при Δf_* есть коэффициент крутизны частотной характеристики энергосистемы, определяемый в соответствии с выражением (1.31).

Решение уравнения (12.5) имеет вид

$$\Delta f_*(t) = -\Delta f_{уст*} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_f}} \right). \quad (12.6)$$

В этом уравнении $\Delta f_{уст*}$, установившееся относительное изменение частоты, равно

$$\Delta f_{уст*} = \frac{-\Delta P_*}{\rho k_{f\Gamma} + k_{fH}}. \quad (12.7)$$

Величина $T_f = \frac{T_j}{\rho k_{f\Gamma} + k_{fH}}$ имеет физический смысл постоянной времени изменения частоты.

В формуле (12.7) $\rho k_{f\Gamma}$, как правило, больше, чем k_{fH} . Поэтому при наличии резерва мощности турбин, соизмеримого с возникшим дефицитом, установившееся изменение частоты может быть сравнительно небольшим. В случае отсутствия резерва, когда $k_{f\Gamma} = 0$,

установившееся изменение частоты значительно больше, так как определяется только регулирующим эффектом нагрузки.

При постоянстве мощности турбин и отсутствии принудительных воздействий на мощность нагрузки во время переходного процесса частота будет изменяться по закону (рис. 12.1)

$$f_*(t) = f_{0*} - \Delta f_*(t), \quad (12.8)$$

где $\Delta f_*(t)$ определяется по (12.6) при $k_{f\Gamma} = 0$.

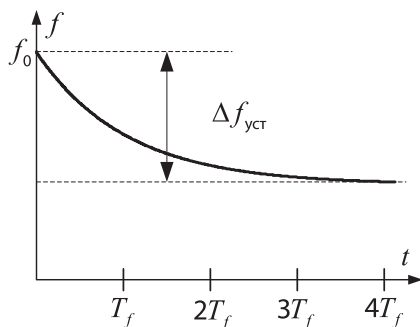


Рис. 12.1 Изменение частоты при возникновении дефицита мощности и отсутствии реализуемого вращающегося резерва на ТЭС ($k_{f\Gamma} = 0$)

В таких условиях, а именно когда исчерпана мощность генераторов, даже при сравнительно небольшом дефиците мощности, установившееся значение отклонения частоты может быть недопустимо большим. Например, если $\Delta P_* = 0,1$ и $k_{fH} = 2$, установившееся изменение частоты равно

$$\Delta f_{уст} = \frac{\Delta P_*}{k_{fH}} f_{ном} = 2,5 \text{ Гц.}$$

Протекание процессов при возникновении дефицита мощности, как это приведено выше, возможно только в том случае, если снижение частоты не оказывает влияние на паропроизводительность котельных агрегатов тепловых электростанций. Практически это влияние в большей или меньшей степени всегда имеет место.

Упомянутая выше зависимость механического момента сопротивления на валу электродвигателей от частоты вращения, естественно, означает и наличие зависимости производительности механизмов собственных нужд от частоты вращения, что в данном случае имеет принципиальное значение. Это объясняется тем, что снижение частоты и соответствующее снижение производительности механизмов собственных нужд тепловых электростанций, таких, например, как питательные и циркуляционные насосы, вентиляторы, дымососы, приводит к снижению паропроизводительности котельных агрегатов. Наиболее существенное влияние на паропроизводительность котельных агрегатов оказывает снижение производительности питательных электронасосов, поскольку они работают на противодавление [5].

В соответствии с [35], для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49,0 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные электронасосы. При длительном, более 1 мин. снижении частоты ниже 48,0 Гц возникает угроза срыва режимов питательных насосов и останова энергоблоков от технологических защит.

Таким образом, если резерв мощности оказывается недостаточным или отсутствует, то снижение частоты, вызванное дефицитом мощности, приводит к снижению производительности механизмов собственных нужд, что вызывает, в свою очередь, снижение мощности турбин. То есть дефицит мощности при снижении частоты не уменьшается, а увеличивается. Это ускоряет снижение частоты, и процесс может принять лавинообразный характер, что может привести к полной остановке электростанций. Такой характер процесса в энергосистеме принято называть «лавина частоты».

Характеристики турбины и нагрузки, при которых имеет место явление лавины частоты, например, при отделении дефицитного района от мощной энергосистемы, показаны на рис. 12.2.

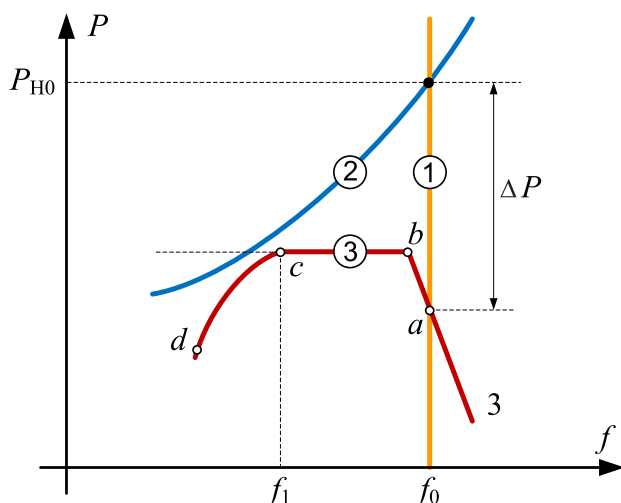


Рис. 12.2 Пояснение к возникновению явления лавины частоты при отделении дефицитного района от мощной энергосистемы

В доаварийном режиме частота в энергосистеме поддерживается практически постоянной системными устройствами автоматического регулирования частоты и мощности, и характеристикой эквивалентной турбины энергосистемы является прямая 1. Характеристика нагрузки в отделяющемся районе занимает положение 2. После отделения дефицитного района характеристика эквивалентной турбины изображается кривой 3. При отделении энергорайона от энергосистемы возникает дефицит мощности ΔP и частота начинает снижаться. До исчерпания вращающегося резерва (участок «a-b») мощности турбин изменяются в соответствии с

коэффициентом крутизны их частотных характеристик $k_{f\Gamma}$. На участке «b-c» снижение частоты на паропроизводительность котлов еще не сказывается, и поэтому мощность турбины остается практически неизменной, что соответствует статической характеристике нерегулируемой турбины при постоянном давлении пара. При снижении частоты до значений, меньших f_1 , производительность механизмов собственных нужд и, соответственно, паропроизводительность котлов снижается настолько, что поддержание мощности турбины становится невозможным, и она уменьшается (участок «c-d»). Если нагрузка такова, что ее характеристика 2 и характеристика турбины 3 на этом участке не пересекаются, то дальнейший процесс снижения частоты и мощности приобретает лавинообразный характер.

Кроме возможного лавинообразного развития аварийной ситуации имеется еще одна важная причина, из-за которой опасно отклонение частоты от номинальной. Паровые турбины конструируются таким образом, чтобы частота собственных механических колебаний лопаточного аппарата и валопроводов отличалась от номинальной частоты. Если частота отклоняется от номинальной и приближается к значениям частот собственных колебаний лопаточного аппарата, то в нем возникают колебания с увеличенной амплитудой, что приводит к сокращению срока службы турбины. В случае совпадения частоты с частотой собственных колебаний может произойти разрушение лопаток.

Для современных турбин допустима длительная работа в диапазоне частот $49,5 \div 50,5$ Гц, а при больших отклонениях частоты допустимое время работы турбины ограничено и регламентируется в нормативных документах [35, 40].

Исходя из совокупности приведенных выше возможных негативных последствий снижения частоты, в [41] приводятся требования и способы выполнения АОСЧ.

Автоматика ограничения снижения частоты должна обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема по условиям работы оборудования и собственных нужд электростанций может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей после нормализации частоты.

Для выполнения этих функций АОСЧ осуществляет:

а) автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты в диапазоне от минимально допустимого значения до значений, превышающих верхние уставки автоматической частотной разгрузки;

б) автоматическую частотную разгрузку (АЧР) при снижении частоты ниже 49,2 Гц;

в) дополнительную автоматическую разгрузку (ДАР) при больших дефицитах активной мощности, сопровождающихся большой скоростью снижения частоты;

г) выделение электростанций (энергоблоков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку (частотная делительная автоматика – ЧДА) в случае неэффективности действия АЧР;

д) частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты.

Совместное действие перечисленных выше подсистем АОСЧ должно обеспечивать следующие временные ограничения работы энергосистемы с пониженной частотой:

- с частотой ниже 49,0 Гц – не более 40 с;
- с частотой ниже 47,0 Гц – не более 10 с;
- с частотой ниже 46,0 Гц – не допускается.

12.2 Автоматический частотный ввод резерва

При снижении частоты имеет место увеличение мощности недогруженных генераторов на тепловых и гидравлических электростанциях за счет действия автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ). Наибольшее благоприятное влияние на возможное ограничение снижения частоты оказывает реализация резервов на тепловых электростанциях. Это объясняется тем, что за счет быстрого открытия регулирующих клапанов турбины часть имеющегося резерва (примерно 30-40%) реализуется достаточно быстро за время порядка 1 с. Дальнейший рост мощности турбины замедляется из-за снижения давления пара и отставания соответствующего изменения паропроизводительности котельных агрегатов. Иллюстрация процесса изменения мощности теплового энергоблока при снижении частоты представлена на рис. 12.3 [5].

На рис. 12.3 «а-б» – участок быстрого изменения мощности, «б-в» – участок изменения мощности за счет энергии пара в тракте промперегрева; «в-г» и «г-д» – изменение мощности с учетом увеличения паропроизводительности котельного агрегата.

Изменение мощности турбины, как показано на рис. 12.3, имеет место в том случае, если энергоблок снабжен главным регулятором котла, который поддерживает постоянство давления на входе турбины за счет соответствующего изменения подачи топлива в топку котла.

На гидравлических электростанциях при снижении частоты также происходит увеличение мощности агрегатов, имеющих резерв на загрузку. Инерционность регулирования мощности гидротурбин примерно на порядок больше, чем у паровых турбин [5]. Поэтому этот вид резерва не может быть эффективным средством, предотвращающим снижение частоты при сравнительно больших дефицитах мощности.

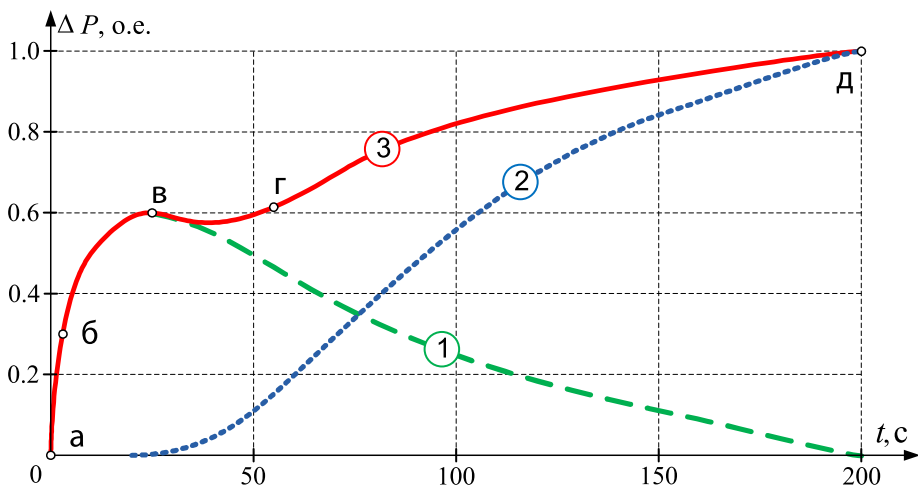


Рис. 12.3 1 – процесс изменения мощности при отсутствии автоматического регулирования паропроизводительности котельного агрегата; 2 – составляющая мощности, обусловленная регулированием паропроизводительности котельного агрегата; 3 – результирующая кривая изменения мощности

Кроме резервов мощности, реализуемых штатными системами автоматического регулирования мощности энергоблоков, в комплексе АОСЧ используется специальный вид автоматики АЧВР [41]. Эта автоматика при понижении частоты в энергосистеме осуществляет следующие управляющие воздействия:

- частотный пуск резервных гидроагрегатов;
- перевод в генераторный режим гидроагрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;
- ускоренный набор нагрузки на гидроагрегатах, имеющих резервную мощность;
- отключение гидроагрегатов гидроаккумулирующих электростанций, работавших в насосном режиме, или их разгрузку и перевод в генераторный режим.

Уставки по частоте устройств АЧВР должны быть на $0,2 \div 0,5$ Гц выше уставок первых очередей АЧР.

Время реализации перечисленных видов резерва сравнительно велико. Так, пуск резервных гидроагрегатов и набор полной нагрузки может быть осуществлен за $50 \div 90$ с, а перевод гидроагрегатов в генераторный режим из режима синхронного компенсатора за $10 \div 30$ с [5]. Поэтому и ввод этих резервов не может быть средством гарантированного предотвращения снижения частоты. Однако реализация всех имеющихся резервов, как за счет штатных систем регулирования мощности, так и за счет специальной автоматики АЧВР, важна для обеспечения восстановления режима работы потребителей и электростанций при нормализации частоты.

12.3 Автоматическая частотная разгрузка

Если при полной или частичной реализации вращающегося резерва имеет место снижение частоты за пределами допустимых значений, то единственным способом предотвращения развития аварии в таких ситуациях является отключение части потребителей, организованное определенным образом, что и выполняет АЧР.

Автоматическая частотная разгрузка должна удовлетворять следующим требованиям [5]:

1. АЧР не должна допускать снижения частоты ниже определенного уровня на время, большее, чем некоторое допустимое ($t_{\text{доп}}$) для этого уровня частоты. То есть должна обеспечиваться некоторая предельно допустимая частотно-временная зона. С учетом данных о допустимом времени работы энергосистемы при понижении частоты допустимая частотно-временная зона приведена на рис. 12.4.

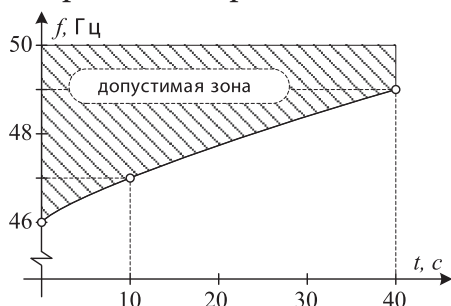


Рис. 12.4 Допустимая частотно-временная зона при работе АЧР (точками выделены значения частоты и времени, в соответствии с [35])

2. Суммарная мощность потребителей, отключенных АЧР, должна быть по возможности минимальной. АЧР должна вступать в действие после того, как полностью или частично реализуется вращающийся резерв на тепловых и атомных электростанциях. Если реализуемых вращающихся резервов нет, то мощность отключаемых потребителей не

должна превосходить возникший аварийный дефицит мощности.

3. АЧР должна обеспечить подъем частоты до значений, при которых энергосистема может длительно работать. В том случае, если дефицит возник из-за отделения части энергосистемы от энергообъединения, то к АЧР предъявляется требование восстановления частоты до значений, при которых может сработать АПВ с улавливанием синхронизма и возможна успешная ресинхронизация.

4. Экономический ущерб при отключении потребителей должен быть по возможности минимальным. Для выполнения этого требования в первую очередь отключаются менее ответственные потребители.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) является важнейшей составной частью автоматики ограничения снижения частоты. АЧР при определенном снижении частоты из-за возникновения дефицита активной мощности действует на отключение части по возможности менее ответственных потребителей энергии.

Базовым вариантом выполнения АЧР в настоящее время является одновременное применение трех видов устройств, которые принято называть категориями.

1. АЧР I – быстродействующая разгрузка для прекращения процесса снижения частоты, осуществляющая отключение потребителей очередями с различными постепенно снижающимися уставками по частоте.

2. АЧР II – медленнодействующая разгрузка, осуществляющая отключение потребителей очередями, имеющими одну или несколько близких уставок по частоте и различные постепенно увеличивающиеся уставки по времени.

3. Дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) – действующая при больших дефицитах мощности и предназначенная для ускорения отключения потребителей.

В составе АЧР I применяется также специальная очередь АЧР. Специальная очередь АЧР предназначена для предотвращения снижения частоты в ЕЭС ниже 49,0 Гц в случаях, когда не удастся реализовать оперативные ограничения потребителей, а также для предотвращения перегрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности в энергообъединении [9].

Необходимость ограничения снижения частоты, при указанных условиях, ниже 49,0 Гц обусловлена следующими обстоятельствами. В соответствии с особенностями технологического процесса на АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц некоторые энергоблоки АЭС должны быть автоматически или оперативно разгружены до определенного уровня, что приведет к дальнейшему снижению частоты. Также применение специальной очереди АЧР способствует удержанию частоты в ЕЭС на уровне, превышающем верхние уставки АЧР II.

Частота срабатывания специальной очереди АЧР принимается равной 49,2 Гц с выдержкой времени 0,3 с. Мощность нагрузки, отключаемой специальной очередью АЧР, должна составлять 3-4% от расчетного объема потребления [37, 48].

При выполнении основного объема АЧР различают два ее вида – это АЧР I и АЧР II. В свою очередь, АЧР II подразделяется на два вида – АЧР II несовмещенная, действующая на отключение выделенного объема потребителей, и АЧР II совмещенная, действующая на отключение потребителей, подключенных к АЧР I.

Рассмотрим возможный выбор параметров настройки АЧР по частоте и времени при полностью несовмещенном действии АЧР I и АЧР II [41].

Уставки по частоте категории АЧР I рекомендуется принимать в диапазоне $f_{\text{АЧР I}} = 48,8 \div 46,5$ Гц (возврат +0,1 Гц). Количество очередей АЧР I определяется интервалом по частоте Δf между очередями АЧР I, который принимается в пределах $0,1 \div 0,2$ Гц. Таким образом, максимальное число очередей может составлять от 12 до 24-х.

Выдержка времени действия очередей АЧР I вводится, например, для отстройки от режима синхронных качаний. При этом практически ложное действие можно ожидать только у очередей с высокими уставками по частоте в диапазоне $48,8 \div 47,5$ Гц. В соответствии с [41], достаточной во всех случаях является выдержка времени 0,3 с. Однако следует иметь в виду, что введение выдержки времени в действие очередей АЧР I повышает вероятность глубокого снижения частоты. Поэтому, если возможно возникновение значительных дефицитов мощности, то допускается снижение выдержки времени до 0,15 с или вообще не вводить выдержку времени в действие АЧР I [5].

Верхняя уставка АЧР I принимается равной 48,8 Гц, чтобы обеспечивались условия реализации резерва на тепловых электростанциях до отключения потребителей. Пояснение этого обстоятельства приведено на рис. 12.5.

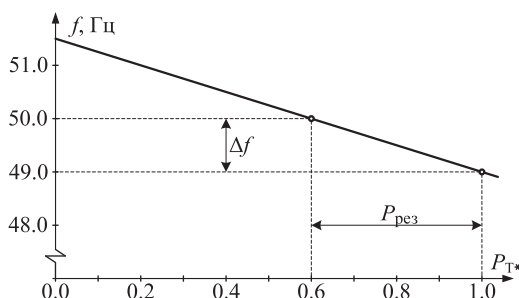


Рис. 12.5 Пояснение к процессу загрузки генераторов ТЭС при понижении частоты

Примем с запасом, что резерв мощности некоторых блоков на ТЭС составляет 40%. Коэффициент статизма АРЧВ паровых турбин, как правило, составляет 5%. Поэтому если частота снижается до 49 Гц, то есть до уставки первой очереди АЧР I, регулирующие клапаны полностью открываются, так как при принятых условиях

$$\Delta P_{Г*} = \frac{\Delta f_*}{k_c} = \frac{0,02}{0,05} = 0,4.$$

Однако следует иметь в виду, что фактически мощность турбины увеличится в соответствии с новым положением регулирующих клапанов только в том случае, если будет иметь место соответствующее увеличение паропроизводительности котельных агрегатов.

Для пояснения процессов при действии АЧР примем вариант, когда АЧР II имеет один пусковой орган по частоте. Частоту срабатывания этого пускового органа примем равной $f_{АЧР II} = 49,1$ Гц. Диапазон выдержек времени очередей АЧР II может приниматься от $5 \div 10$ с до $60 \div 90$ с. Диапазон до 90 с принимается, если возможна мобилизация резервов мощности на ГЭС. Интервал по времени между очередями АЧР II примем равным 3 с. Таким образом, число очередей АЧР II может составлять от 20 до 30.

Уставка по частоте АЧР II принята из условия необходимости восстановления частоты до значений, при которых энергосистема может длительно работать. Особенно важно, что при таком значении частоты полноценно восстанавливается технология выработки электроэнергии на ТЭС.

Суммарная мощность нагрузки, которая должна отключаться очередями АЧР I, определяется следующим образом:

$$P_{\text{АЧР I}} > \Delta P + 0,05 P_{\text{H0}},$$

где ΔP – максимальный расчетный дефицит;

$0,05 P_{\text{H0}}$ – пять процентов от P_{H0} принимается в запас.

Суммарная мощность потребителей, подключаемых к АЧР II, принимается большей из двух условий:

$$P_{\text{АЧР II}} \geq 0,1 P_{\text{H0}};$$

$$P_{\text{АЧР II}} \geq 0,4 P_{\text{АЧР I}}.$$

В случае если $P_{\text{АЧР II}}$ принята равной $0,4 P_{\text{АЧР I}}$, то суммарная минимально необходимая мощность потребителей, подключенных к устройствам АЧР, будет равна

$$P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧР I}} + P_{\text{АЧР II}} \geq \Delta P + 0,05 P_{\text{H0}} + 0,4 (\Delta P + 0,05 P_{\text{H0}}) = 1,4 \Delta P + 0,07 P_{\text{H0}}. \quad (12.9)$$

Суммарную мощность потребителей, подводимых под АЧР, желательно распределить между очередями АЧР I и АЧР II по возможности равномерно [5]. Наименее ответственные потребители подключаются к первым очередям АЧР I и АЧР II, а наиболее ответственные – к последним очередям. При невозможности равномерного распределения мощности нагрузки по очередям АЧР потребители с большей мощностью подключаются к первым очередям.

Выполнение АЧР I и АЧР II, состоящими из большого числа очередей, отключающих нагрузку сравнительно небольшими долями, придает АЧР свойство системы автоматического регулирования с обратной связью. Такая система, как известно, может выполнять свои основные функции при изменении параметров объекта и интенсивности возмущений. Применительно к АЧР это означает, что она способна выполнять задачу предотвращения недопустимого снижения частоты и последующего восстановления частоты в условиях, когда в зависимости от текущего состояния энергосистемы изменяется коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте, постоянная механической инерции, а также и значение возникающего дефицита мощности.

На рис. 12.6 иллюстрируется характер изменения частоты при возникновении дефицита мощности и действии АЧР.

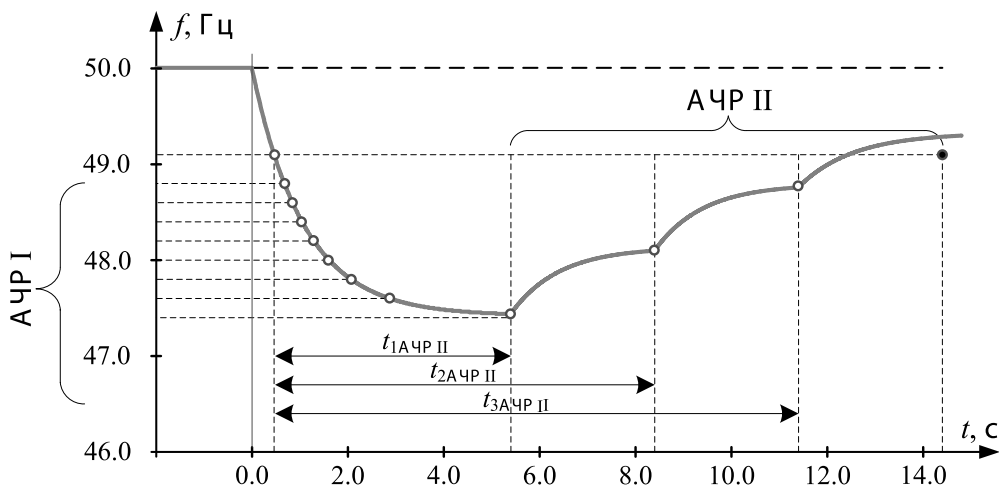


Рис. 12.6 Изменение частоты при действии полностью несовмещенных очередей АЧР I и АЧР II

Описанный выше вариант выполнения АЧР, когда очереди АЧР I и АЧР II действуют на отключение отдельных потребителей, то есть не совмещены, имеет следующий недостаток. При возникновении больших дефицитов, приводящих к большой скорости снижения частоты, за сравнительно малое время может сработать большое число очередей АЧР I, включая и последние очереди, к которым подведены ответственные потребители. Из-за большой скорости снижения частоты и наличия конечного времени срабатывания очередей АЧР I при таких условиях суммарная мощность, отключенная от АЧР I, может оказаться близкой или даже большей возникшего дефицита. В результате этого частота может восстановиться выше частоты срабатывания АЧР II. Поэтому даже первые очереди АЧР II, имеющие выдержки времени, могут не сработать, и отключение неответственных потребителей, подведенных к этим очередям, может не произойти. Таким образом, последовательность отключения потребителей по их ответственности нарушается. Пояснение приведено на рис. 12.7, а.

Возможен также режим, когда возникают медленно нарастающие и повторно повторяющиеся небольшие дефициты мощности, при которых значение частоты находится в пределах между $f_{\text{АЧР II}}$ и первыми очередями $f_{\text{АЧР I}}$. Если такая ситуация имеет место в течение достаточно длительного времени, то все или почти все очереди АЧР II сработают и отключат в том числе и ответственных потребителей последних очередей, в то время как у АЧР I сработают только небольшое число первых очередей (рис. 12.7, б). Как видно, и в этом случае последовательность отключения потребителей по их категоричности также нарушается.

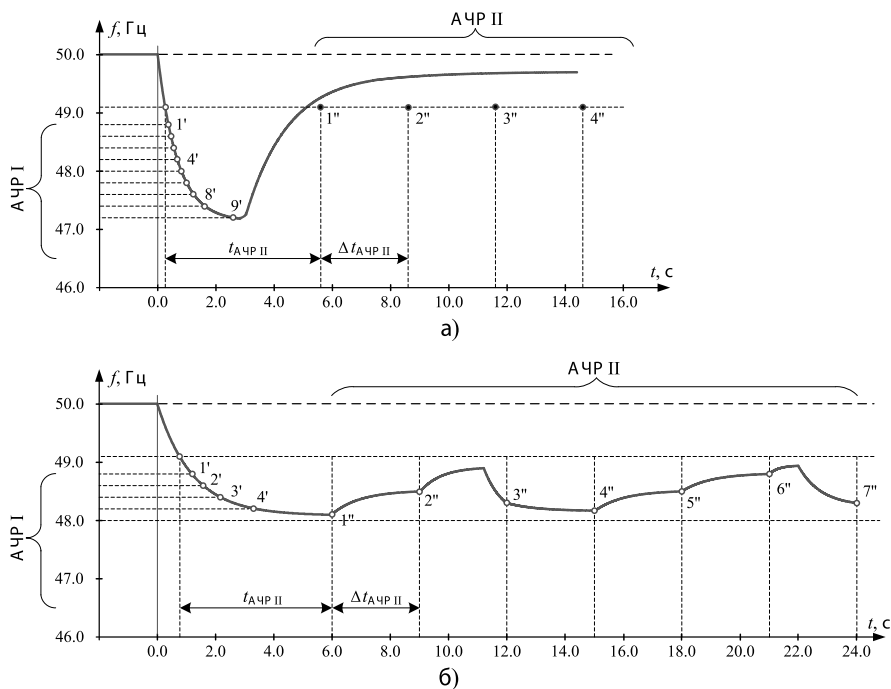


Рис. 12.7 Возможные случаи аварийного изменения частоты и действие АЧР при полностью несовмещенных очередях АЧР I и АЧР II.

На рисунке: $t_{\text{АЧР II}}$ – выдержка времени первой очереди АЧР II; $\Delta t_{\text{АЧР II}}$ – интервал по времени между очередями АЧР II; 1', 2', 3', ... – очереди АЧР I; 1'', 2'', 3'', ... – очереди АЧР II; ○ – очередь отработала; ● – очередь не отработала

Указанный недостаток несовмещенного выполнения АЧР устраняется путем совмещения действия некоторых очередей АЧР I и АЧР II на отключение одних и тех же потребителей [5].

Выполнение АЧР с совмещением действия некоторых очередей рекомендуется к применению во всех случаях. Параметры настройки и порядок совмещения регламентируется в нормативном документе [41]. В соответствии с этим рекомендуется для АЧР I принимать параметры настройки такими же, как и при несовмещенном действии АЧР, а для АЧР II следующим образом. Часть очередей АЧР II не совмещается, и для них принимается частота срабатывания $f_{\text{АЧР II}}^{\text{H}} = 49,1$ Гц (возврат +0,1 Гц), выдержка времени очередей в диапазоне от 5,0 до 40,0 с и максимальным интервалом между очередями 5,0 с. Для совмещенных очередей АЧР II принимается

$$\begin{aligned}
 f_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 49,0 \text{ Гц (возврат } +0,1 \text{ Гц); } & t_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 5,0 \div 20,0 \text{ с; } & \Delta t_{\text{max}} &= 5,0 \text{ с; } \\
 f_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 48,9 \text{ Гц (возврат } +0,2 \text{ Гц); } & t_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 20,0 \div 35,0 \text{ с; } & \Delta t_{\text{max}} &= 5,0 \text{ с; } \\
 f_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 48,8 \text{ Гц (возврат } +0,3 \text{ Гц); } & t_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 35,0 \div 50,0 \text{ с; } & \Delta t_{\text{max}} &= 5,0 \text{ с; } \\
 f_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 48,7 \text{ Гц (возврат } +0,4 \text{ Гц); } & t_{\text{АЧР II}}^{\text{C}} &= 50,0 \div 70,0 \text{ с; } & \Delta t_{\text{max}} &= 5,0 \text{ с. }
 \end{aligned}$$

Таким образом, разные очереди АЧР II могут иметь до 5 уставок по частоте. Если для совмещенных очередей АЧР II используется более одной уставки по частоте, то очереди с более низкими уставками по частоте должны иметь большие уставки по времени. Для совмещенных очередей АЧР II важно иметь возможность установки определенного значения частоты возврата, тем большей, чем ниже уставка по частоте. При принятых частотах возврата гарантируется восстановление частоты до значений не менее 49,1 Гц.

Суммарная мощность потребителей, подводимых под несовмещенную АЧР II, определяется по следующему условию:

$$P_{\text{АЧР II}}^{\text{H}} \geq 0,1P_{\text{H0}}.$$

Суммарная мощность потребителей, подводимых под совмещенную АЧР II, должна составлять не менее 60% от суммарной мощности нагрузки, подключенной к АЧР I.

Очереди АЧР I с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР II с большими уставками по времени.

При неполном совмещении АЧР I и АЧР II весь объем мощности, подключенный к устройствам АЧР I с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР II.

Суммарная мощность нагрузки, подводимая под АЧР при совмещении очередей, составляет [5]

$$P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧР I}} + P_{\text{АЧР II}} \geq \Delta P + 0,05P_{\text{H0}} + 0,1P_{\text{H0}} = \Delta P + 0,15P_{\text{H0}}. \quad (12.10)$$

Сопоставление (12.9) и (12.10) показывает, что начиная с $\Delta P > 0,2$ суммарная расчетная мощность, подводимая под АЧР, меньше в случае совмещения очередей АЧР I и АЧР II.

Для примера рассмотрим вариант выполнения АЧР с совмещением очередей АЧР I и АЧР II. Пусть для некоторого конкретного объекта расчетная максимальная мощность, подводимая под АЧР и определенная по формуле (12.10), в своем составе содержит нагрузки 1-ой, 2-ой и 3-ей категорий ответственности, что показано в таблице 12.1. При этом принято, что мощности всех нагрузок практически равны друг другу.

Таблица 12.1

Категория ответственности	Количество нагрузок	Обозначение
Первая категория	4	H ₁₁ , H ₁₂ , H ₁₃ , H ₁₄
Вторая категория	5	H ₂₁ , H ₂₂ , H ₂₃ , H ₂₄ , H ₂₅
Третья категория	6	H ₃₁ , H ₃₂ , H ₃₃ , H ₃₄ , H ₃₅ , H ₃₆

Возможный вариант распределения нагрузок между очередями АЧР I и АЧР II (совмещенной и несовмещенной), с учетом рекомендаций [41], представлен на рис. 12.8.

Рассмотрим порядок отключения нагрузок очередями АЧР при снижении частоты, показанном на рис. 12.8, приняв, что из-за большой

начальной скорости снижения частоты пусковые органы очередей АЧР II срабатывают практически одновременно. Также пренебрегаем задержкой в отключении потребителей от очередей АЧР I после достижения уставки их срабатывания.

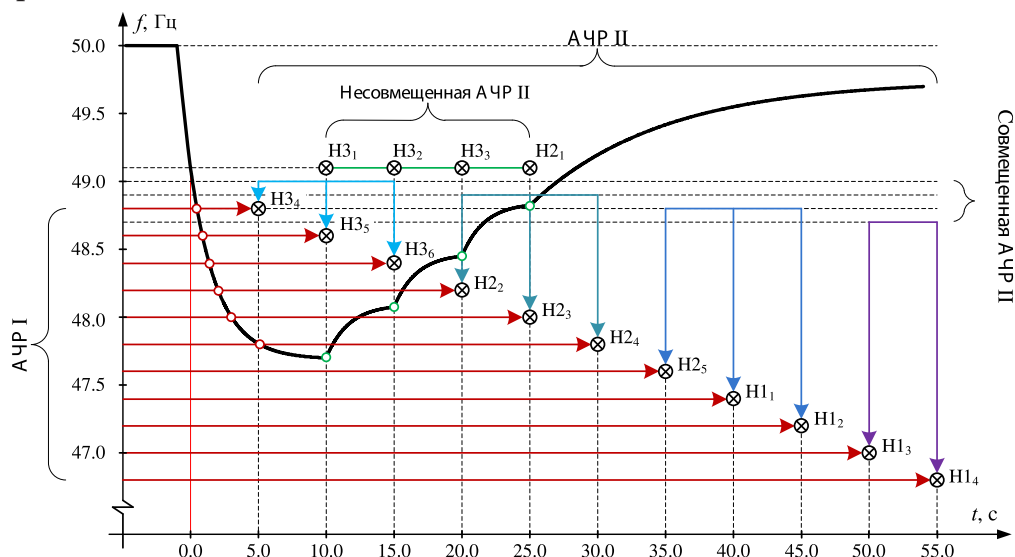


Рис. 12.8 Распределение нагрузок между очередями АЧР I и АЧР II (момент времени 0,0 с соответствует достижению частотой уставки несовмещенной АЧР II)

Как видно из рисунка, на первой стадии процесса срабатывают первые шесть очередей АЧР I и отключают нагрузки $H_{З_4}$, $H_{З_5}$, $H_{З_6}$, H_{2_2} , H_{2_3} и H_{2_4} . Снижение частоты прекратилось, и далее начинается процесс поднятия частоты очередями несовмещенной АЧР II (отключение нагрузок $H_{З_1}$, $H_{З_2}$, $H_{З_3}$, H_{2_1}). При этом также срабатывают первые очереди совмещенной АЧР II, но подведенные к ним нагрузки уже отключены от сработавших очередей АЧР I. В результате действия несовмещенных очередей АЧР II значение частоты становится выше уставки частоты возврата измерительных органов АЧР II, и работа АЧР прекращается. Таким образом, процесс снижения частоты ликвидирован за счет отключения потребителей третьей категории и части потребителей второй категории. Наиболее ответственные потребители первой категории остались в работе.

После действия устройств АЧР частота в отделившемся районе энергосистемы в послеаварийном режиме может принимать некоторое значение из диапазона $49,2 \div 49,8$ Гц. При этом разрыв генераторов на загрузку использован полностью, а верхние уставки АЧР ниже установившегося значения частоты. В этом случае восстановление частоты должен обеспечить оперативный персонал согласно правилам [35].

12.4 Дополнительная автоматическая разгрузка

Дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) применяется для обеспечения эффективности действия АЧР в случае возникновения больших дефицитов активной мощности (более 45% от потребления). При больших дефицитах мощности, как следует из уравнения (12.2), может иметь место большая начальная скорость снижения частоты. Например, если $\Delta P = 0,45$ и $T_j = 10$ с, то начальная скорость снижения частоты будет равна 2,25 Гц/с.

Ожидаемый положительный эффект использования ДАР реализуется только в том случае, если отключение части нагрузки будет осуществляться до начала работы АЧР I или в процессе срабатывания ее первых очередей. Поэтому в качестве пускового фактора для действия ДАР не должно использоваться, собственно, снижение частоты, а следует применять пусковые органы, фиксирующие возмущающие воздействия, приводящие к появлению дефицита мощности. Например, для пуска ДАР может использоваться факт отключения элементов, по которым осуществляется питание дефицитного района или отключение генераторов. Мощность отключаемой от ДАР нагрузки может дозироваться с учетом направления и значения мощности в предшествующем режиме.

Для обеспечения необходимого объема ДАР может потребоваться отключение потребителей, находящихся в удаленных точках энергосистемы. В этом случае задача может быть решена с использованием каналов телеотключения. В том случае, если такой вариант выполнения ДАР технически невозможен, то может быть использован фактор скорости снижения частоты на каждой подстанции, где производится отключение нагрузки.

Уставка для пуска ДАР по скорости снижения частоты для каждого конкретного случая определяется с помощью расчетов на базе специальных программных комплексов.

Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается такой величины, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал предельный ($\Delta P_{\text{пред}}$), при котором обеспечивается эффективность работы АЧР. Допускается подключение одних и тех же потребителей к АЧР и ДАР.

Если известны величины расчетного дефицита (ΔP) и предельного дефицита по условию эффективности работы АЧР, минимальная мощность дополнительной разгрузки ($P_{\text{д.р.}}$) определяется соотношением [5]

$$P_{\text{д.р. min}} = k_3 \frac{\Delta P_* - \Delta P_{\text{пред}*}}{1 - \Delta P_{\text{пред}*}}, \quad (12.11)$$

где k_3 – коэффициент запаса, принимается равным 1,1.

В формуле (12.11) учтено, что после отключения нагрузки от ДАР относительный небаланс определяется по отношению к уменьшенной мощности $P_{\text{H0}} - P_{\text{д.р.}}$.

12.5 Частотная делительная автоматика

Частотная делительная автоматика (ЧДА) применяется для:

- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций в случае отказа или недостаточной эффективности устройств АОСЧ;

- обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

Сохранение в работе части генераторов благодаря действию ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме.

Частотная делительная автоматика осуществляет выделение электростанций на примерно сбалансированную нагрузку или выделение отдельных агрегатов на питание собственных нужд. Генерирующая мощность в выделенной части должна быть принята несколько большей, чем мощность нагрузки. Баланс мощности в этой части в таких условиях в результате действия регуляторов частоты вращения турбин установится при несколько повышенной частоте в соответствии со статизмом регуляторов.

Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после предварительного срабатывания АЧР I. Как правило, применяются две ступени с уставками по частоте и времени в следующих диапазонах [41]:

1 ступень: $46,0 \div 47,0$ Гц / $0,3 \div 0,5$ с;

2 ступень: $47,0 \div 47,5$ Гц / $30 \div 40$ с.

12.6 Краткие сведения о частотном автоматическом повторном включении

После работы АЧР и отключения части нагрузки в зависимости от конкретных условий возникший дефицит может быть ликвидирован за счет:

- загрузки ранее недогруженных гидрогенераторов;
- перевода гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в режим выдачи активной мощности;

- ввода в работу ранее отключенных гидроагрегатов;
- восстановления связи с избыточной частью энергосистемы включением ранее отключенной линии и последующей ресинхронизацией. Включение линии может произойти в том числе и устройством АПВ с улавливанием синхронизма.

Частотное АПВ осуществляет включение ранее отключенных потребителей по факту повышения частоты. Уставки по частоте устройства ЧАПВ принимаются несколько выше верхних уставок возврата очередей АЧР II. Подъем частоты до установок ЧАПВ означает, что в результате

каких-либо факторов, из перечисленных выше, дефицит мощности уменьшается.

Уставки ЧАПВ по частоте и по времени должны быть такими, чтобы выполнялась определенная последовательность повторного включения потребителей по их категорийности, а именно первыми должны включаться более ответственные потребители. Для выполнения такого требования ЧАПВ также выполняется в виде большого числа очередей, имеющих различные выдержки времени. К первым очередям ЧАПВ с меньшими уставками по времени подключаются более ответственные потребители.

Благодаря выполнению ЧАПВ в виде большого числа очередей, действующих на включение небольшой доли суммарной нагрузки, не происходит повторного значительного снижения частоты ниже частоты возврата пусковых органов ЧАПВ.

В соответствии с нормативным документом [41], рекомендуется уставки ЧАПВ по частоте принимать в пределах $f_{\text{ЧАПВ}} = 49,4 \div 49,9$ Гц (возврат $-0,1$ Гц). Нагрузки, подведенные к очередям АЧР I и АЧР II, определенным образом распределяются между очередями ЧАПВ, а именно на уставках ЧАПВ $49,4 \div 49,6$ Гц выполняется включение нагрузки нижних по частоте очередей АЧР I ($47,0 \div 46,5$ Гц) с меньшими выдержками времени. Остальная нагрузка АЧР I и несовмещенной АЧР II равномерно распределяется на частотах ЧАПВ не ниже $49,7$ Гц с большими выдержками времени.

Уставка по времени первой очереди ЧАПВ принимается не менее 10 с. Уставки последующих очередей с интервалами не менее 5 с. Выдержка времени между очередями принимается достаточно большой для того, чтобы не допустить срабатывание последующей очереди до окончания переходного процесса снижения частоты, вызванного включением предыдущей очереди. Если установившееся значение частоты из-за включения предыдущей очереди окажется ниже частоты возврата ЧАПВ, то действие ЧАПВ приостанавливается.

К одной очереди ЧАПВ допускается подключение не более $2-2,5\%$ от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР.

Ликвидация дефицита после АЧР может произойти в результате повторного включения линии связи дефицитного района с мощным энергообъединением. В этом случае ЧАПВ должно выполняться так, чтобы при повторном включении нагрузки отличие частоты в дефицитном районе от частоты энергообъединения не превышало допустимого из условия возможности ресинхронизации. Это отличие частоты зависит от параметров линии связи между дефицитным районом и энергообъединением. При сильных связях допустимое отличие частоты составляет $0,5 \div 1,5$ Гц, а при слабых связях $0,05 \div 0,2$ Гц [5]. Указанные отличия частоты должны учитываться при выборе параметров устройства АПВ с улавливанием синхронизма.

13 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты и обеспечения сохранности оборудования электростанций.

В первую очередь, повышение частоты опасно для паровых турбин ТЭС и АЭС. Вращающиеся детали турбины рассчитываются на допустимую частоту вращения, превышающую ее номинальное значение на 20% (при номинальной частоте вращения 3000 об./мин. максимально допустимая частота вращения составит 3600 об./мин., что соответствует частоте электрической сети 60 Гц) [18]. В то же время опасным является превышение частоты уровня 51 Гц вследствие возникновения резонансных колебаний лопаточного аппарата турбин и вибрации роторов турбин, длительное существование которых может привести к их поломке. Так, согласно ГОСТ 24278-89 [40], в аварийных условиях при значении частоты сети из диапазона 50,5 ÷ 51,0 Гц допустимая продолжительность работы турбины составляет не более 3 мин. и не более 500 мин. за весь срок ее эксплуатации. Еще более жесткие требования к ограничению повышения частоты предъявляются со стороны атомных электростанций. Для них, согласно Стандарту ОАО «СО ЕЭС» [35], установлены допустимые по величине и длительности отклонения частоты (в сторону увеличения) от номинального значения, представленные в таблице 13.1

Таблица 13.1

Частота, Гц	Тип реактора	
	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Выше 51,00	Эксплуатация запрещается	Эксплуатация запрещается
50,50 – 51,00	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год и 10 случаев за срок службы реактора)	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год)
50,00 – 50,50	Эксплуатация без ограничений	Эксплуатация без ограничений

Для защиты паровых турбин от недопустимого повышения частоты они снабжаются автоматом безопасности, срабатывание которого приводит к полному прекращению подачи пара в турбину. Уставка автомата безопасности составляет 10–12% от номинальной частоты вращения турбины (частота сети 55 ÷ 56 Гц) [40].

Требования к оборудованию ГЭС, с точки зрения механической прочности при повышении частоты, менее жесткие. Поэтому максимально допустимая частота вращения гидрогенераторов значительно больше, чем у турбогенераторов.

В современных мощных ОЭС отключение потребителей (даже наиболее мощных из них) не приводит к заметному нарушению баланса мощностей. Возникающие при этом отклонения частоты корректируются автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ). Устройства АРЧВ, воздействующие на регулирующие органы турбины, позволяют поддерживать значение частоты сети в пределах, обозначенных в Стандарте [36].

При возникновении аварии, сопровождающейся отключением линий связи и разделением энергосистемы, в одной из ее частей возникает дефицит мощности, а в другой избыток. Избыток мощности в начальный момент времени, при снижении генерирующей мощности ТЭС за счет действия АРЧВ, может быть больше суммарного объема резерва на разгрузку активной мощности, и частота будет продолжать повышаться (ГЭС, из-за инерционности системы АРЧВ гидротурбин, в начальный момент практически не участвуют в регулировании частоты). В таких случаях, для ликвидации избытка активной мощности энергосистемы, когда частота повышается до аварийно недопустимого уровня и выше, применяются вынужденные мероприятия по аварийному отключению генерации. Для выявления таких ситуаций и формирования команды на ОГ и предназначена АОПЧ.

Согласно [37], устройства АОПЧ необходимо устанавливать на электростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц с учетом действия первичного регулирования частоты.

Уставки устройств АОПЧ должны быть ниже уставок автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС и находиться в диапазоне $51,0 \div 53,0$ Гц.

Устройства АОПЧ ликвидируют аварийный избыток активной мощности района за счет ОГ и ДС.

При выделении энергосистемы (части энергосистемы) с преобладанием ГЭС, если генерация ГЭС не менее чем на 20% превышает нагрузку выделившегося района, применяются устройства АОПЧ, действующие в первую очередь на отключение генераторов ГЭС [9, 42]. Также возможно применение устройств, действующих на отделение части энергосистемы с ТЭС, с примерно сбалансированной нагрузкой, от части энергосистемы с ГЭС.

Выполнение АОПЧ для рассмотренного случая может быть следующим:

- первая ступень – отключает часть генераторов ГЭС (уставка $51,0 \div 51,5$ Гц) без специально вводимой выдержки времени;
- вторая ступень – отключает меньшую, по сравнению с первой ступенью, часть генераторов ГЭС для повышения точности АОПЧ из-за трудности оценки необходимого объема отключения при

непредсказуемости аварийных ситуаций (уставка $51,0 \div 52,0$ Гц) и может быть выполнена с выдержкой времени;

- третья ступень – резервирует действие первых двух ступеней АОПЧ и при повышении частоты отключает связи между ГЭС и ТЭС с выделенной на ТЭС нагрузкой (уставка $52,5 \div 53,0$ Гц) без каких-либо выдержек времени.

Ввиду многообразия процессов даже в одном районе энергосистемы параметры настройки АОПЧ выбираются на основании проведения расчетов с помощью современных программных комплексов.

Необходимость отделения ТЭС от части энергосистемы с ГЭС, если несмотря на принятые меры продолжается повышение частоты, заключается в том, что турбогенераторы, полностью разгрузившись от действия АРЧВ, переходят в режим синхронного двигателя и их частота вращения может возрасти до значений частоты срабатывания автоматов безопасности.

В узлах энергосистем, питающихся только от ГЭС, должны предусматриваться устройства АОПЧ, ограничивающие аварийное повышение частоты до значений не более 60 Гц, отключением части гидроагрегатов для обеспечения нормальной работы двигательной нагрузки потребителей [42].

Подобно тому, как и в АОСЧ, при выполнении АОПЧ может использоваться скорость изменения частоты, значение которой в первый момент после возникновения возмущения пропорционально возникшему избытку мощности. Это позволяет более точно выбрать дозировку управляющих воздействий. При технической возможности для определения дозировки управляющих воздействий, а именно мощности отключаемых генераторов, может вводиться воздействие по факту отключения линии связи избыточного района с энергообъединением с контролем доаварийного перетока.

14 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Свойства и параметры элементов современных электрических сетей таковы, что связь между напряжениями в узлах электрической сети определяется в основном перетоками реактивной мощности. Это обстоятельство наиболее четко проявляется в тех случаях, когда реактивные сопротивления элементов участков электрической сети значительно превышают активные сопротивления. Такие соотношения параметров имеют место для линий 220 кВ и выше и для трансформаторов практически любой мощности. В сетях напряжением 110 кВ и ниже активные сопротивления могут быть соизмеримы с реактивными, и в этом случае связь между напряжениями в узловых точках сети зависит как от перетоков активной мощности, так и реактивной. Однако воздействие на переток активной мощности не может быть средством воздействия на уровни напряжения, поскольку необходимая активная мощность определяется потребностями нагрузки. При рассмотрении вопроса о поддержании необходимого уровня напряжения у потребителей, в том числе и в аварийных условиях, необходимо учитывать статические характеристики нагрузки и статические характеристики центров питания потребителей как источников реактивной мощности. Под этими статическими характеристиками понимается зависимость реактивной мощности соответственно нагрузки и источников от напряжения. Если нагрузка подключена к шинам неизменного напряжения ($U_{\text{ист}} = \text{const}$) через некоторое реактивное сопротивление ($x_{\text{ист}}$), то статические характеристики источника, сопоставленные со статическими характеристиками нагрузки, имеют вид, показанный на рис. 14.1. Статические характеристики построены в относительных единицах при следующих условиях: в исходном режиме $U_{\text{нагр}^*} = U_{\text{ном}^*} = 1,0$; $U_{\text{ист}^*} = 1,15$; $x_{\text{ист}^*} = 0,15$; $Q_{\text{ном}^*} = 1,0$.

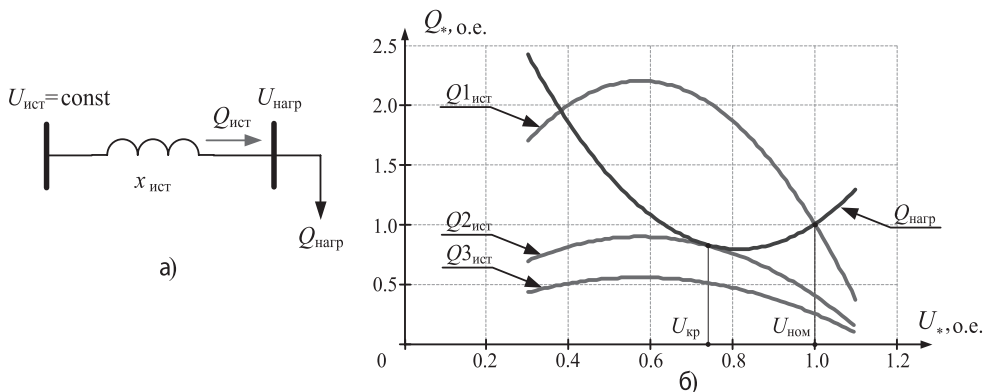


Рис. 14.1 Расчетная схема (а) и статические характеристики реактивной мощности нагрузки $Q_{\text{нагр}}$ и источника $Q_{\text{ист}}$ по напряжению (б): $Q1_{\text{ист}}$, $Q2_{\text{ист}}$ и $Q3_{\text{ист}}$ построены соответственно для $x1_{\text{ист}^*} = 0,15$, $x2_{\text{ист}^*} = 0,37$ и $x3_{\text{ист}^*} = 0,6$

В исходном режиме статическая характеристика источника $Q1_{\text{ист}}$ пересекается со статической характеристикой нагрузки при $U_{\text{нагр}*} = 1,0$ и $U_{\text{нагр}*} = 0,38$, а зона устойчивой работы определяется критерием $\frac{d(Q_{\text{ист}} - Q_{\text{нагр}})}{dU_{\text{нагр}}} < 0$ [3, 6]. Утяжеление режима имитируется увеличением сопротивления $x_{\text{ист}*}$. Если это сопротивление увеличивается до 0,37, то статические характеристики источника $Q2_{\text{ист}}$ и нагрузки касаются друг друга, что соответствует граничному режиму по устойчивости нагрузки. Напряжение в таком граничном режиме принято называть критическим напряжением. Дальнейшее увеличение сопротивления $x_{\text{ист}*}$ приводит к тому, что характеристика источника занимает положение $Q3_{\text{ист}}$ и вообще не пересекается с характеристикой нагрузки. Следовательно, устойчивый режим невозможен и имеет место лавинообразное увеличение потребления реактивной мощности и снижение напряжения. Подобные три режима возможны также при неизменной характеристике источника и увеличении мощности нагрузки.

Основной задачей АОСН является предотвращение нарушения устойчивости нагрузки из-за снижения напряжения ниже критического при возникновении возмущений, приводящих к дефициту реактивной мощности.

Одним из типичных случаев, когда может возникнуть недопустимое снижение напряжения, является отключение части связей, питающих дефицитный район энергосистемы.

Граница допустимых значений напряжения в узле нагрузки (критическое напряжение) определяется в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [38].

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки определяются нормируемыми коэффициентами запаса по напряжению (K_U) и критическими напряжениями ($U_{\text{кр}}$) (см. раздел 2.4).

Для ликвидации дефицита реактивной мощности в качестве управляющих воздействий АОСН могут быть воздействия, которые увеличивают выработку реактивной мощности и (или) уменьшают ее потребление. В первую очередь рекомендуется использовать управляющие воздействия, не связанные с отключением потребителей. Такими управляющими воздействиями могут быть:

- отключение шунтирующих реакторов (ШР) в сетях 330 кВ и выше;
- форсированное снижение мощности управляемых шунтирующих реакторов;
- форсировка специальных источников реактивной мощности, а именно статических тиристорных компенсаторов и батарей статических конденсаторов.

Основное назначение ШР в сетях 330 кВ и выше заключается в поглощении реактивной мощности, генерируемой линией электропередачи, что необходимо в тех случаях, когда в режимах малых нагрузок напряжение может повышаться выше допустимого. Кроме этого ШР используются для снижения внутренних перенапряжений при одностороннем отключении линии. Естественно, что отключение реакторов приводит в целом к повышению вырабатываемой реактивной мощности в районе электрической сети.

Конденсаторы поперечной компенсации предназначены для генерации реактивной мощности в узлах ее наибольшего потребления, что приводит к снижению перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам и снижению потери напряжения в этих элементах. Для поддержания уровня напряжения в аварийных ситуациях может применяться форсировка мощности батарей статических конденсаторов. Форсировка осуществляется коммутацией параллельно-последовательных групп конденсаторов таким образом, что к каждому отдельному конденсатору прикладывается повышенное напряжение или подключением ранее отключенных конденсаторов. В первом случае мощность конденсаторной батареи увеличивается пропорционально квадрату напряжения, приложенного к отдельному конденсатору.

Отключение потребителей как управляющее воздействие АОСН допускается в случае невозможности или неэффективности применения других, например, вышеописанных мероприятий. Данное воздействие, если это возможно, выполняют в тех узлах, где выявлено опасное понижение напряжения. В случае невозможности отключения в этих узлах потребителей по причине их высокой ответственности допускается применение отключения менее ответственных потребителей в других узлах связанной сети [13]. Эффективность отключения нагрузки в таких случаях должна проверяться расчетами.

В качестве пускового органа в устройстве АОСН используются два измерительных органа минимального напряжения с высоким коэффициентом возврата, которые для повышения надежности питаются от разных трансформаторов напряжения.

Согласно Стандарту [43], устройство АОСН должно иметь не менее 3-х ступеней с индивидуальными выдержками времени в диапазоне от 0 до 60 с и уставками по напряжению от 0,7 до $0,95 U_{ном}$. Меньшая выдержка времени должна обеспечить отстройку от действия устройств РЗ и сетевой автоматики (АПВ и АВР).

Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

При выполнении расчетов по выбору типа и дозирровок управляющих

воздействий АОСН в расчетных моделях необходимо, кроме по возможности точного учета статических характеристик нагрузок, учитывать также наличие на двигателях потребителей защиты минимального напряжения и возможность самоотключения низковольтных двигателей, питающихся через магнитные пускатели. Объем саморазгрузки, как ранее упоминалось в разделе 8, у разных нагрузок может составлять от 10% до 30%.

15 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Устройства АОПН предназначены для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании электроэнергетической системы.

Наиболее распространенной причиной, приводящей к повышению напряжения в сетях 330 кВ и выше, является одностороннее отключение длинных линий электропередачи. При этом наблюдается значительное повышение напряжения на разомкнутом конце и в меньшей степени на стороне, присоединенной к шинам питающей подстанции. При этом уровень напряжения на оборудовании может превысить допустимое значение.

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования различных классов напряжения приводятся в ГОСТ 1516.3-96 [44]. Для примера приведем данные для электрооборудования класса напряжения 500 кВ.

Таблица 15.1

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, о.е., не более, при длительности t и количестве повышений в год n							
		t=8 ч	3 ч	1 ч	20 мин.	5 мин.	1 мин.	20 с	1 с
		n≤200	n≤125	n≤75	n≤50	n≤7	n≤5	n≤4	-
500 кВ	Силовые трансформаторы	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,25	$\frac{1,90}{1,50}$
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,36	2,00
	Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,60	2,20

Прим.: в числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе – между фазами.

Напряжение и ток в любой точке линии, в том числе и при одностороннем ее отключении, могут быть определены по известным уравнениям линии с распределенными параметрами. У линий напряжением 330 кВ и более активные сопротивления значительно меньше индуктивных и активные проводимости в нормальных условиях эксплуатации значительно меньше емкостных проводимостей. Поэтому могут быть использованы уравнения длинной линии без учета потерь в следующей форме:

$$\dot{U}(l) = \dot{U}_1 (\cos \beta l - Q_{1*} \sin \beta l - j P_{1*} \sin \beta l); \quad (15.1)$$

$$\dot{I}(l) = \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3}z_B} (P_{1*} \cos \beta l + jQ_{1*} \cos \beta l - j \sin \beta l), \quad (15.2)$$

где $\dot{U}_1$ – напряжение в начале линии, кВ;

P_{1*} и Q_{1*} – активная и реактивная мощности в начале линии, отнесенные к натуральной мощности;

β – коэффициент фазы, определяемый как $\beta = \sqrt{x_{L \text{ уд}} b_{C \text{ уд}}}$;

z_B – волновое сопротивление линии, определяемое как $z_B = \sqrt{x_{L \text{ уд}} / b_{C \text{ уд}}}$;

$x_{L \text{ уд}}$, $b_{C \text{ уд}}$ – удельные индуктивное сопротивление и емкостная проводимость линии соответственно, Ом/км, См/км;

l – расстояние от начала линии до точки, для которой выполняется расчет токов и напряжений, км.

В режиме холостого хода линии и неучете потерь ($P_{1*} = 0$) напряжение в любой точке линии определяется соотношением

$$U_*(l) = \cos \beta l - Q_{1*} \sin \beta l, \quad (15.3)$$

где $U_*(l) = \frac{U(l)}{U_1}$ – кратность напряжения в некоторой точке линии по отношению к напряжению в начале линии.

Реактивную мощность в (15.3) найдем из выражения (15.2) при $I(l) = 0$ и $P_{1*} = 0$

$$Q_{1*} = -\frac{\sin \beta l}{\cos \beta l}. \quad (15.4)$$

Подстановка в (15.3) выражения (15.4) и l , равной полной длине линии $l_{\text{ЛЭП}}$, дает выражение для напряжения на разомкнутом конце линии

$$U_{2*}(l_{\text{ЛЭП}}) = \cos \beta l_{\text{ЛЭП}} + \frac{\sin \beta l_{\text{ЛЭП}}}{\cos \beta l_{\text{ЛЭП}}} \sin \beta l_{\text{ЛЭП}},$$

где $U_{2*}(l_{\text{ЛЭП}}) = \frac{U_2(l_{\text{ЛЭП}})}{U_1}$ – кратность напряжения на разомкнутом конце линии по отношению к напряжению в начале.

На рис. 15.1 представлена зависимость напряжения на разомкнутом конце линии в функции от ее длины. Для построения зависимости принята линия 500 кВ со следующими удельными параметрами: $x_{L \text{ уд}} = 0,306$ Ом/км; $b_{C \text{ уд}} = 3,62$ мкСм/км (для провода номинальным сечением 400/51 мм², количество проводов в фазе – 3).

Повышение напряжения при одностороннем отключении линии может иметь место не только в конце линии и ее промежуточных точках, но и в начале линии. Степень повышения напряжения в начале линии зависит от сопротивления элементов, через которые линия подключена к точкам мощной энергосистемы, напряжение в которых можно считать неизменным.

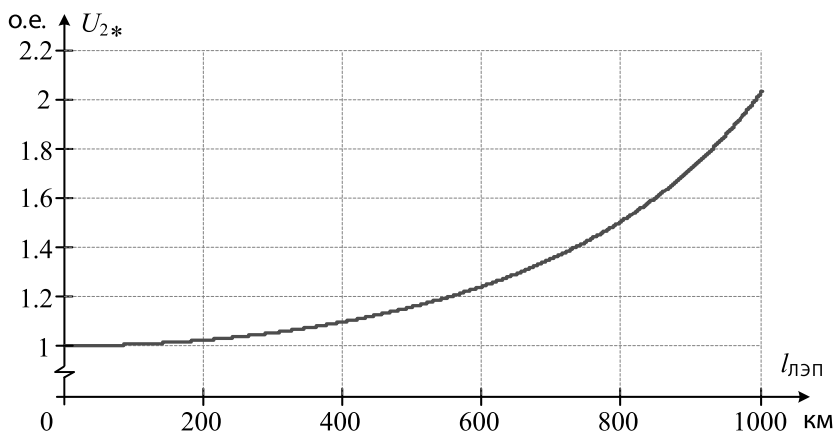


Рис. 15.1 Зависимость напряжения на разомкнутом конце линии 500 кВ от ее длины

Напряжение в начале линии при ее одностороннем отключении может быть определено по схеме рис. 15.2.

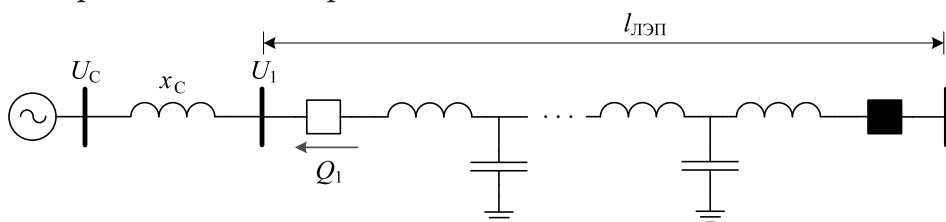


Рис. 15.2 Схема замещения для определения напряжения на питающем конце линии при ее одностороннем отключении

Напряжение на шинах питающего конца линии равно

$$U_1 = U_c - \frac{Q_1 x_c}{U_c}.$$

Принимая во внимание, что $Q_1 = Q_{1*} P_{\text{нат}}$, $P_{\text{нат}} = U_c^2 / z_B$, и поделив все члены уравнения на U_c , после некоторых преобразований получим

$$U_{1*} = 1 - Q_{1*} \frac{x_c}{z_B}.$$

Для построения зависимости $U_{1*} = f(x_c)$ примем линию 500 кВ длиной $l_{лэп} = 500$ км. Удельные параметры линии те же, что и по рис. 15.1. Реактивную мощность Q_{1*} , как и ранее, определим из выражения (15.4), при $l = l_{лэп}$. Результаты расчетов приведены на рис. 15.3.

Управляющими воздействиями устройства АОПН могут быть воздействия на включение ранее отключенных ШР, которые частично или полностью компенсируют реактивную мощность, генерируемую отключенной линией, и воздействия на средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. Шунтирующие реакторы, как правило, устанавливаются по обоим концам линии.

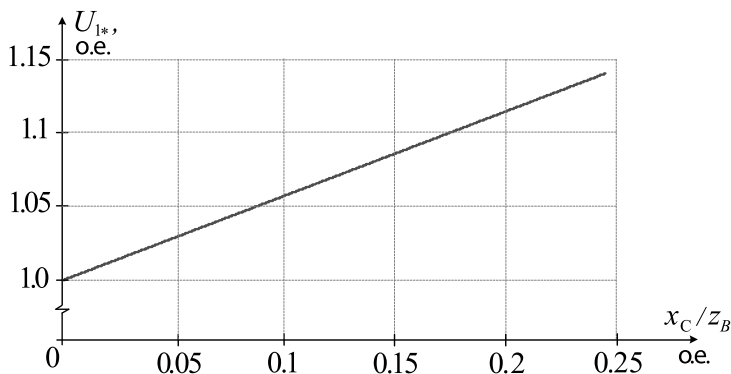


Рис. 15.3 Зависимость напряжения на питающем конце линии, при одностороннем ее отключении, от сопротивления питающей системы

Устройства АОПН устанавливаются на всех ЛЭП 500 кВ и выше длиной более 200 км с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки АОПН на ЛЭП 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП 330 кВ и ниже определяется специальными расчетами [37].

Устройства АОПН, как правило, выполняются двухступенчатыми и контролируют величину и длительность повышения напряжения в каждой фазе. В тех случаях, когда от шин подстанции отходит несколько линий, для определения линии, отключенной с противоположного конца, используется признак по величине и направлению реактивной мощности линии. Для линии, отключенной с одного конца, характерно увеличение реактивной мощности в направлении от линии к шинам.

Первая ступень по напряжению с уставкой $(1,1 \div 1,25)U_{ном}$ с первой выдержкой времени, равной $1 \div 2$ с, действует на включение шунтирующих реакторов с питающей стороны и, при наличии технической возможности, с противоположной стороны. Со второй выдержкой времени, равной 2–5 с, эта ступень действует на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ, если включение ШР не привело к снижению напряжения ниже напряжения возврата реле напряжения этой ступени.

Возможности современной микропроцессорной техники позволяют выполнить АОПН с зависимой от уровня напряжения выдержкой времени в соответствии с вольт-временной характеристикой электротехнического оборудования, задаваемой согласно ГОСТ [44] (см. таблицу 15.1). Как видно из данных таблицы 15.1, для оборудования заданы 9 точек вольт-временной характеристики. Согласно [35], для промежуточных длительностей перенапряжений значения перенапряжений интерполироваться не должны. При длительностях между $0,1 \div 1,0$ с; $1 \div 20$ с и т.д. допустимо повышение напряжения не более установленного для ближайшей большей длительности. С учетом этого вольт-временная характеристика, например, для силового трансформатора 500 кВ, будет выглядеть, как показано на рис. 15.4.

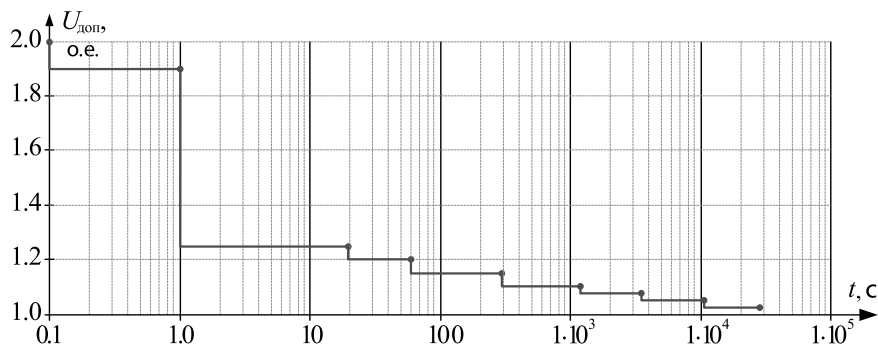


Рис. 15.4 Вольт-временная характеристика допустимого повышения фазного напряжения силового трансформатора 500 кВ

Поскольку напряжение на разомкнутом конце линии значительно больше, чем на передающем (см. рис. 15.1 и рис. 15.3), то для включения реактора на разомкнутом конце линии могут быть применены специальные конструкции выключателей с устройствами искрового присоединения [19]. Искровое присоединение реактора обеспечивается искровым промежутком ИП, который подключается параллельно контактам 2 выключателя Q (рис. 15.5). В исходном режиме контакты 1 выключателя Q замкнуты, а контакты 2 – разомкнуты. Разъединитель QS замкнут.

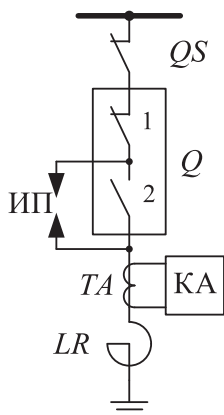


Рис. 15.5 Поясняющая схема устройства искрового присоединения

При возникновении перенапряжений искровой промежуток пробивается и происходит безынерционное включение ШР через электрическую дугу на электродах промежутка. Появление в реакторе тока вызывает срабатывание токового реле KA , подключенного к трансформатору тока TA , и через промежуточное реле подает команду на замыкание контактов 2 выключателя. При этом искровой промежуток шунтируется и дуга на его электродах гаснет. Реактор остается включенным через выключатель. Контакты 1 выключателя, имеющие дутогасительную систему, предназначены для его отключения, так как при выполнении данной операции

контактами 2 возможен повторный пробой искрового промежутка и появления команды на их повторное включение. Контакты 1 позволяют также исключить включение реактора при срабатывании его защиты, которая действует на их размыкание и через выдержку времени, при условии отсутствия тока в цепи реактора, на отключение разъединителя QS (при наличии дистанционного управления).

В АОПН может также применяться **предварительная** более чувствительная **ступень** по напряжению с уставкой $(1,025 \div 1,1)U_{ном}$.

Эта чувствительная ступень воздействует на средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, к которым относятся: синхронные и статические компенсаторы реактивной мощности и трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием коэффициента трансформации под нагрузкой или линейными (вольтдобавочными) трансформаторами.

В высоковольтных электрических сетях возможно также повышение напряжения, вызванное резонансными процессами [9]. Резонансные процессы и повышение напряжения могут возникнуть в неполнофазных режимах на линиях с включенными шунтирующими реакторами.

В режиме с одной отключившейся фазой А (рис. 15.6, а) параллельно соединенные емкость относительно земли и шунтирующий реактор этой фазы оказываются подключенными через две междуфазные емкости к ЭДС включенных фаз, как показано на рис. 15.6, б [20].

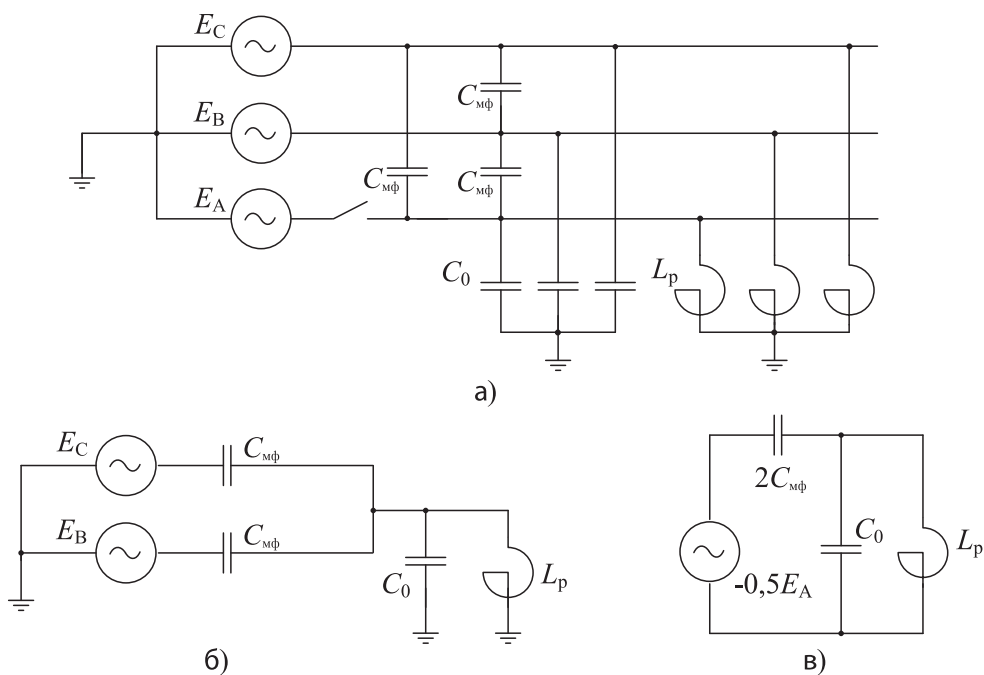


Рис. 15.6 Схемы замещения для пояснения возникновения перенапряжений при одной отключившейся фазе: а) трехфазная исходная схема; б) схема подключения элементов отключенной фазы к ЭДС неотключенных фаз; в) эквивалентная однолинейная схема замещения

Замена параллельно соединенных ветвей с ЭДС и междуфазных емкостей одной эквивалентной дает схему по рис. 15.6, в.

Эквивалентная ЭДС в схеме рис. 15.6, в, определяется из соотношения

$$\dot{E}_{\text{эkv}} = \frac{\dot{E}_B C_{\text{мф}} + \dot{E}_C C_{\text{мф}}}{2C_{\text{мф}}}.$$

Так как $\dot{E}_B + \dot{E}_C = -\dot{E}_A$, то $\dot{E}_{\text{ЭКВ}} = -0,5\dot{E}_A$.

Если емкость фазы относительно земли C_0 оказывается перекомпенсированной реактором L_p , то есть если $1/\omega L_p \gg \omega C_0$, то параллельно соединенные емкость фазы C_0 и реактор L_p образуют сопротивление индуктивного характера. Такое соотношение между емкостной проводимостью фазы и проводимостью реактора может иметь место на сравнительно коротких линиях [20]. При таких условиях образуется контур из последовательно соединенных эквивалентных емкости и индуктивности, в котором, как известно, имеет место резонанс напряжений. Если резонансная частота этого контура близка к частоте источника, то напряжение на его элементах может значительно превышать напряжение источника.

При двух отключенных фазах подобные условия создаются для каждой из отключенных фаз. Схема замещения для определения напряжения на отключенных фазах для такого случая приведена на рис. 15.7.

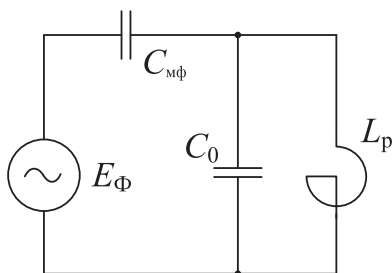


Рис. 15.7 Однолинейная схема замещения для иллюстрации возможности возникновения резонансных перенапряжений при двух отключившихся фазах

Очевидно, что и в этом случае при $1/\omega L_p \gg \omega C_0$ образуется контур из последовательно соединенных емкости $C_{\text{мф}}$ и эквивалентной индуктивности отключенных фаз, и на них может иметь место повышение напряжения.

При неблагоприятном сочетании параметров в неполнофазном режиме перенапряжения могут достигать больших значений, поэтому в устройство АОПН вводится **вторая ступень** с напряжением срабатывания $(1,4-1,5)U_{\text{ном}}$. Эта ступень имеет выдержку времени 0,1–0,2 с для отстройки от кратковременных перенапряжений, устраняемых действием разрядников [9]. Вторая ступень по напряжению также действует на отключение линии с двух сторон с запретом АПВ.

16 АВТОМАТИКА ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ ОБОРУДОВАНИЯ

В энергосистемах по различным причинам, в том числе и при возмущениях, приводящих к аварийному отключению каких-либо элементов, возможно повышение тока в оборудовании сверх допустимых значений, что принято называть перегрузкой оборудования по току. Особенность такой аварийной перегрузки заключается в том, что опасность представляет не собственно увеличение тока, а возможность нагрева элементов оборудования до недопустимой температуры. Время нагрева до определенного значения температуры зависит от значения тока при перегрузке и от условий рассеивания тепла в окружающую среду. Поэтому АОПО должна действовать как по фактору увеличения тока при перегрузке, так и по фактору времени перегрузки.

Перегрузке могут быть подвержены различные элементы энергосистемы. На генераторах защита от перегрузки по току обмотки статора и обмотки ротора осуществляется локальными устройствами, поскольку как фиксация перегрузки, так и управляющие воздействия для ее устранения реализуются непосредственно на генераторе. Защита от токовой перегрузки обмотки статора выполняется в составе комплекса РЗ генератора, а защита от перегрузки обмотки ротора – в составе системы автоматического регулирования возбуждения.

В электрических сетях перегрузке могут быть подвержены такие элементы, как силовые трансформаторы, провода линий электропередачи, высокочастотные заградители, трансформаторы тока на подстанциях и др.

В нормальных условиях эксплуатации разрешается в отдельные часы суток перегружать силовые трансформаторы сверх номинального тока так, чтобы за счет недогрузки в другие часы обеспечивался износ изоляции обмоток от перегрева не более того, который соответствует нормальному режиму работы трансформатора. Такие условия эксплуатации обеспечиваются обслуживающим персоналом на основе известных графиков нагрузки с помощью имеющихся оперативных средств управления электрическим режимом.

Необходимость автоматического ограничения перегрузки трансформаторов возникает, например, при отключении на подстанции одного или двух из группы параллельно работающих трансформаторов или же отключении какого-либо другого элемента сети, вызывающего увеличение перетока мощности через трансформатор.

В таких условиях допустимая продолжительность перегрузки в зависимости от ее кратности нормируется независимо от типа системы охлаждения трансформаторов и независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды [45]. Типовые данные о допустимой продолжительности кратковременных

аварийных перегрузок масляных трансформаторов приведены в таблице 16.1.

Таблица 16.1

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Допустима длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10

В конкретных случаях нормы по перегрузочной способности трансформаторов могут быть изменены по данным эксплуатирующей организации.

Допустимая токовая перегрузка линии электропередачи ограничивается допустимым значением температуры провода. Необходимость ограничения температуры провода воздушных ЛЭП обусловлена тем, что при повышении температуры снижается механическая прочность провода, а также из-за теплового расширения (удлинения) изменяются габариты ЛЭП, а именно расстояние до земли и расстояния до каких-либо препятствий и пересечений [46].

В соответствии с [46] нормируется два значения температуры провода:

- длительно допустимая температура по условиям механической прочности;
- аварийно допустимая температура.

Этим двум значениям температуры соответствуют два значения тока:

- длительно допустимый ток ($I_{\text{дл.доп}}$) – ток, нагревающий провод при заданных климатических условиях до длительно допустимой температуры;
- аварийно допустимый ток ($I_{\text{ав.доп}}$) – ток, нагревающий провод при заданных климатических условиях до аварийно допустимой температуры.

Рекомендации по выполнению АОПО приводятся в [35, 47].

Для ограничения перегрузки должны использоваться управляющие воздействия, с помощью которых можно целенаправленно снизить поток мощности через перегруженные элементы. Такими управляющими воздействиями могут быть:

- автоматическая загрузка генераторов в дефицитной части энергосистемы (АЗГ);
- автоматическая разгрузка генераторов в избыточной части энергосистемы (ДРТ);
- отключение генераторов в избыточной части энергосистемы (ОГ);
- отключение нагрузки в дефицитной части энергосистемы (ОН);
- включение или отключение и изменение режима работы устройств компенсации реактивной мощности;
- деление энергосистемы (ДС), обеспечивающее такое перераспределение потоков мощности, при котором ликвидируется перегрузка оборудования.

В отличие от использования разгрузочных управляющих воздействий для сохранения устойчивости, когда они должны вводиться за минимально возможное время, в данном случае управляющие воздействия могут вводиться спустя промежуток времени, зависящий от кратности токовой перегрузки.

Если реализация перечисленных управляющих воздействий не приводит к необходимому ограничению тока по контролируемым элементам, то цепи, токи по которым превышают допустимые значения, автоматически отключаются. При отключении перегруженного элемента вводится запрет его АПВ.

Отключение перегруженного элемента и управляющее воздействие вида ДС могут привести к выходу параметров режима за пределы нормально допустимых у других элементов электрической сети, в частности превышению допустимых перетоков в некоторых сечениях. При этом, как рекомендуется в [47], если ограничение связано с перегрузкой оборудования ЛЭП (ВЧ-заградители, трансформаторы тока и др.), то отключение выполняется обязательно. Если ограничивающим фактором является перегрузка собственно проводов ЛЭП, то отключение выполняется только в том случае, когда это не приводит к перегрузке другого оборудования.

Данные, на основе которых выбирается структура и параметры настройки АОПО, предоставляет подразделениям системного оператора организация, осуществляющая эксплуатацию оборудования [47]. Эти данные должны содержать сведения о длительно допустимом токе ($I_{\text{дл.доп}}$) для проводов линий, линейного оборудования, трансформаторов и автотрансформаторов. Для элементов, допускающих кратковременную перегрузку по току, предоставляются данные о допустимом токе перегрузки ($I_{\text{ав.доп}}$) и соответствующей ей допустимой длительности перегрузки ($t_{\text{ав.доп}}$).

АОПО по возможности должно быть выполнено так, чтобы, во-первых, наиболее полно использовать разгрузочную способность оборудования, а во-вторых, исключить избыточную реализацию управляющих воздействий. Уровень совершенства АОПО зависит от полноты и точности данных о разгрузочной способности оборудования, предоставляемых эксплуатирующей организацией.

Температура перегруженного элемента зависит не только от кратности перегрузки, но и от ряда других факторов. Например, температура провода воздушной ЛЭП зависит от температуры окружающего воздуха, силы и направления ветра, солнечной радиации. На правильный выбор вида и интенсивности управляющих воздействий влияет также учет схемы и электрического доаварийного режима.

В связи с этим наилучшим является адаптивное устройство АОПО, параметры настройки которого автоматически корректируются на основе непрерывной фиксации основных влияющих факторов. Есть предложение использовать для построения АОПО воздушных ЛЭП косвенный метод

определения температуры провода на основе использования тепловой модели линии с учетом температуры окружающего воздуха [21].

Практически в настоящее время в качестве частичной адаптации рекомендуется вводить сезонную перестройку параметров АОПО.

Общие рекомендации по выбору структуры и параметров настройки АОПО приведены в [35, 47]. Согласно этим рекомендациям, АОПО должна иметь несколько ступеней с разными уставками по току. Каждая ступень по току может иметь несколько ступеней по времени.

Выполнение АОПО, состоящей из нескольких ступеней, позволяет обеспечить определенную последовательность реализации управляющих воздействий и исключить их излишнюю реализацию после снижения тока до длительно допустимого значения. В первую очередь реализуется возможность снижения тока без отключения каких-либо элементов, а именно путем загрузки или разгрузки генераторов электростанций в пределах имеющихся регулировочных диапазонов и воздействие на управляемые источники реактивной мощности. Затем последовательно может выполняться ОГ или ДС и ОН. В последнюю очередь выполняется воздействие на отключение перегруженного элемента с учетом выполнения дополнительных условий, о которых упомянуто выше.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Список литературы, на которую имеются ссылки в тексте пособия:

1. Кошечев Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. Л.: Энергоатомиздат: Ленингр. отделение, 1990. – 140 с.: ил.
2. Системный оператор Единой энергетической системы: Цели и задачи противоаварийного управления [Электронный ресурс] // URL: http://www.so-ups.ru/index.php?id=rza_goals (дата обращения: 25.02.2015).
3. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., – 1985. – 536 с.: ил.
4. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.
5. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.: ил.
6. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.: ил.
7. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.: ил.
8. Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.: ил.
9. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 415 с.: ил.
10. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Жукова Л.А. – М.: Энергия, 1979. – 455 с.: ил.
11. Глушкин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах (в 2-х томах). Том 1. – М.: «Знак». 2009. – 568 с.: ил.
12. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 415 с.: ил.
13. Семенов В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004. – 104 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 6(66)].
14. Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 144 с.: ил.
15. Веников В.А. Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем. Учебник для вузов / В.А. Богданов, В.А. Веников, Я.Н. Лугинский, Г.А. Черня; Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1979. – 447 с.: ил.

16. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.: ил.
17. Танфильев О.В. Совершенствование алгоритмов автоматики ликвидации асинхронного хода для работы в условиях неполнофазных режимов. Автореферат дисс. канд. техн. наук. Новосибирск, 2010. – 20 с.
18. Веллер В.Н. Автоматическое регулирование паровых турбин. Изд. 2-е, перераб. – М.: Энергия, 1977. – 408 с.: ил.
19. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.: ил.
20. Базуткин В.В. и др. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь; Под общ. ред. В.П. Ларионова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.: ил.
21. Воронин В.А. Повышение эффективности управления нормальными и аварийными электрическими режимами в районах мегаполисов. Автореферат дисс. канд. техн. наук. Иваново, 2014. – 20 с.

Список дополнительной литературы:

22. Веников В.А. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем. Учебник / В.А. Веников, Э.Н. Зуев, М.Г. Портной и др.; Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1982. – 247 с.: ил.
23. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие. Новосибирск: НГТУ, М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
24. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие. – 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2014. – 648 с.
25. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
26. Алексеев О.П. Автоматика электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; Под. ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981 – 480 с.: ил.
27. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 112 с.: ил.
28. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 3-е изд., исправленное. Под ред. чл.-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 476 с.: ил.

29. Наровлянский В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. – М.: Энергоатомиздат. 2004. – 360 с.
30. Баркан Я.Д. Эксплуатация электрических систем: учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с.: ил.
31. Барзам А.Б. Системная автоматика. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.: ил.
32. Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Савин М.М. Автоматизация энергетических систем: учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. – М.: «Энергия», 1977. – 440 с.: ил.
33. Костюк А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.: ил.
34. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.: ил.

Список нормативной документации, используемой при написании пособия:

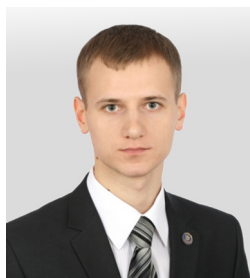
35. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. СТО 59012820.29.240.007-2008. Утвержден и введен в действие 24.09.2008.
36. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. СТО 59012820.27.100.003-2012. Утвержден и введен в действие 05.12.2012 (с изменениями от 29.07.2014).
37. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.001-2011. Утвержден и введен в действие 19.04.2011 (с изменениями от 29.07.2014).
38. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
39. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.27.010.001-2013. Утвержден и введен в действие 18.01.2013.

40. ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 22 с.
41. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010. Введен в действие 01.01.2010.
42. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. Дополненное с исправлениями. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2008. – 440 с.
43. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики. СТО 56947007-33.040.20.123-2012. Дата введения 24.05.2012.
44. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998. – 50 с.
45. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Минэнерго России от 19.06.2003). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 264 с.
46. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Утвержден и введен в действие 13.02.2013 (с изменениями от 19.01.2015).
47. Методические указания по выбору логики действия и уставок срабатывания автоматики ограничения перегрузки оборудования. Разработаны ОАО «СО ЕЭС», 2008. – 4 с.
48. ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2013. – 23 с.



Роберт Александрович Вайнштейн

д.т.н., профессор кафедры электроэнергетических систем Национального исследовательского Томского политехнического университета. Родился в 1937г. Окончил Томский политехнический институт в 1960 г.



Евгений Алексеевич Понамарев

к.т.н., старший научный сотрудник ООО НПП «ЭКРА». Родился в 1984 г. Окончил электроэнергетический факультет Оренбургского государственного университета в 2006 г. В период с 2006 по 2009 гг. обучался в аспирантуре Томского политехнического университета. В 2010 г. защитил кандидатскую диссертацию. Выполняет работы по моделированию электроэнергетических систем и испытаниям алгоритмов устройств РЗ и ПА на программно-аппаратном комплексе реального времени RTDS.



Владимир Александрович Наумов

к.т.н., заместитель генерального директора — технический директор ООО НПП «ЭКРА». Родился в 1979 г. Окончил электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова в 2001 г. В 2005 г. защитил кандидатскую диссертацию во ВНИИЭ.



Роман Вадимович Разумов

руководитель сектора инжиниринга устройств автоматики ООО НПП «ЭКРА». Родился в 1986 г. Окончил электроэнергетический факультет Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова в 2008 г. Выполняет работы по разработке, проектированию, выпуску и техническому сопровождению в процессе эксплуатации устройств противоаварийной автоматики.

ISBN 978-5-9907177-0-1



ВАЙНШТЕЙН Роберт Александрович
ПОНАМАРЕВ Евгений Алексеевич
НАУМОВ Владимир Александрович
РАЗУМОВ Роман Вадимович

ОСНОВЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Учебное пособие

Научный редактор:

ШЕВЦОВ В.М., к.т.н., профессор кафедры «ТОЭ и РЗА»
Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова.

Подписано в печать 02.11.2015 г.

Формат: 64х98/16. Печать офсетная. Бумага офсетная.

Физ. печ. л. 11,375. Усл. печ. л. 14,037.

Тираж 500 экз.

Заказ 153082.

Отпечатано в ООО «Типография «НН Пресс»,
428022, РФ, Чувашская Республика, г. Чебоксары,
пр-д Машиностроителей, д. 1с



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ОСНОВАН в 1896 году

МИРОВОЙ УНИВЕРСИТЕТ В ТОМСКЕ

В 2009 году присвоена

КАТЕГОРИЯ –

**Национальный
исследовательский
университет**

Входит в число **11**
российских вузов-
победителей
конкурса
«5-100»

РЕЙТИНГ
QS World
University
Rankings:
501-550

«ЭКСПЕРТ РА»:
1 место
за пределами
Москвы и
Санкт-Петербурга



УНИВЕРСИТЕТ является членом **11** авторитетных международных организаций, в том числе Ассоциации ведущих европейских университетов в области инженерного образования и исследований (**CESAER**) и Консорциума ведущих европейских и азиатских технических университетов (**CLUSTER**)

Опорный вуз
для крупнейших
корпораций России

**ОАО "СО ЕЭС",
ОАО "Газпром",
ГК "Росатом" и др.**

Подготовка специалистов для энергетики ведется в **Энергетическом институте** ТПУ. Вопросы противоаварийной автоматики изучаются в составе специализированной магистерской программы **«Управление режимами электроэнергетических систем»**. Состав и содержание специальных дисциплин по этой программе согласованы с **ОАО «СО ЕЭС»**. Учебный процесс реализуется преподавателями ТПУ с участием ведущих специалистов Системного оператора.

tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Свидетельство о государственной аккредитации ТПУ № 1126 от 22.10.2014 г. Серия 90A01 №0001202
Лицензия на право ведения образовательной деятельности № 1069 от 04.08.2014 г. Серия 90Л01 № 0008046



Инжиниринговая компания ООО «КомплектЭнерго» была образована в 2005 году НПП «ЭКРА» для осуществления комплексных поставок электротехнического оборудования.

С 2015 года ООО «КомплектЭнерго» входит в Группу Компаний «ЭКРА».

ООО «КомплектЭнерго» предлагает комплексные решения для энергетики: проектирование, комплексные поставки электротехнического оборудования, автоматизацию подстанций, реконструкцию подстанций, переоборудование подстанций, строительно-монтажные и пусконаладочные работы, гарантийное и сервисное обслуживание, а также обучение персонала Заказчика.

Деятельность компании «КомплектЭнерго» ориентирована на следующие сегменты энергетического рынка:

Генерирующие компании РусГидро, ОГК, ТГК;

Объекты «ФСК ЕЭС»;

Распределительные сетевые компании.

В ходе комплексных поставок оборудования «КомплектЭнерго» в т.ч. осуществляет и поставку шкафов противоаварийной автоматики серии ШЭЭ 22Х, разработанных специалистами НПП «ЭКРА» на базе терминала ЭКРА 22Х.



ПРОЕКТИРОВАНИЕ



КОМПЛЕКСНАЯ
ПОСТАВКА



CRM



СЕРВИСНОЕ И ГАРАНТИЙНОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ



ПНР



ОБУЧЕНИЕ



