

И.З. ГЛУСКИН

Б.И. ИОФЬЕВ

**ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ
АВТОМАТИКА
В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

Том I

Глускин И.З., Иофьев Б.И.

Противоаварийная автоматика в энергосистемах

Москва
«Знак»
2009

Излагаются основы противоаварийной автоматики (ПА), предназначенной для уменьшения ущерба для электроэнергетической системы и ее потребителей от больших аварийных возмущений и особенно для противодействия территориальному распространению катастрофического аварийного процесса. В составе автоматики рассматриваются подсистемы, предупреждающие нарушение разных видов устойчивости энергосистемы и, в частности, ликвидирующие недопустимое понижение и повышение ее частоты и напряжения, а также термическую перегрузку ее элементов.

Рассматривается широкий спектр управляющих воздействий: отключение генераторов и потребителей, управление тепловыми турбинами, деление энергосистемы, управление мощностью статических источников. Излагаются вычислительные, алгоритмические и структурные аспекты формирования управляющего воздействия в зависимости от параметров энергосистемы, характеризующих ее исходное и послеаварийное состояния, а также возмущение и переходный процесс.

Эффективность и роль противоаварийной автоматики рассматриваются в связи с другими аспектами противоаварийного управления и в связи с особенностями ее структуры.

Отражены ретроспектива, современный уровень и тенденции развития противоаварийной автоматики, приведены результаты новейших разработок.

Монография издается в двух томах, каждый из которых состоит из трех частей. Первый том содержит предисловие, введение и три части, которые посвящены общей характеристике противоаварийной автоматики, моделям элементов энергосистемы и процессам в ней, а также управляющим воздействиям, их эффективности и исполнению.

Второй том содержит части 4–6, которые посвящены основам исполнения ПА, алгоритмам расчета управляющих воздействий для устойчивости параллельной работы, прогнозированию, выявлению и прекращению асинхронного режима.

Книга предназначена для инженеров и исследователей, занимающихся автоматизацией энергосистем, а также может быть полезна студентам и аспирантам соответствующих специальностей.

Предисловие

Монография посвящена одному из аспектов противоаварийного управления в электроэнергетических системах — противоаварийной автоматике, предназначенной для уменьшения ущерба энергосистеме и ее потребителям от больших аварийных возмущений и, особенно, для противодействия прекращению ее работы и территориальному распространению катастрофического аварийного процесса. В составе автоматики рассматриваются подсистемы, предупреждающие нарушение разных видов устойчивости энергосистемы: по углу, частоте и напряжению, а также термической устойчивости.

Техника такого управления развивается приблизительно с 1930-х годов, то ускоряясь, то замедляясь, и особенно стремительно последние 40 лет. Использование управляющих противоаварийных устройств в энергосистемах многих стран (Канада, США, Швеция, Япония и др.), как и в энергосистемах бывшего СССР, показало их высокую эффективность. В последнее время эти устройства во многих энергосистемах стали неотъемлемой частью мероприятий, повышающих надежность электроснабжения и живучесть энергосистем.

Развитие данной отрасли противоаварийного управления привлекает к исследованию, разработке, проектированию и эксплуатации соответствующих устройств и систем автоматики все большее число специалистов. Особенно это заметно в странах с множеством больших плотно застроенных электрических сетей, подверженных тяжелым авариям в виде лавины напряжения.

Со временем возникла настоятельная потребность систематизировать имеющийся материал, выработать систему представлений, пусть не очень простую и не слишком совершенную, но достаточно общую. В связи с этим в 70-х и 80-х годах прошлого столетия опубликовано несколько монографий, посвященных различным аспектам противоаварийного управления и, в частности, противоаварийной автоматики. В них отражено то понимание проблем, которое было передовым для того времени, но большей частью не устарело и сегодня. Однако жизнь выдвинула новые проблемы и предложила новые возможности — ответом явились новые решения.

За это время во многих странах развились и расширились районы с высокой плотностью населения, появились и расширились громадные конгломераты непрерывной городской застройки, имеющие, естественно, плотные электрические сети. В такой сети хорошо известная и ранее опасность процесса, ведущего к лавине напряжения, из локальной превратилась в глобальную.

Создание во многих странах рыночного механизма купли-продажи электроэнергии вызвало дополнительные мало предсказуемые потоки мощности по сетям и связям между ними, что явно утяжелило условия работы и сетей и связей.

С другой стороны, объект управления — энергосистема изменяется и в благоприятную сторону. Наиболее наблюдаемо упорное расширение применения управляемых связей с продольными и поперечными элементами управления, основанными на разных физических явлениях, вплоть до накопителей энергии, использующих сверхпроводимость. Отсюда — новые управляющие воздействия автоматики.

Вместе с тем и возможности автоматики стали совсем иными. Главным революционизирующим моментом явилось появление вычислительной техники, теперь обретшей микропроцессорную основу, пределов развития которой не видно.

В 1972 году авторы начали разработку первого алгоритма противоаварийной автоматики, предназначенной для сохранения устойчивости параллельной работы. Он вычислял управляющие воздействия, требуемые для энергосистемы в случае возникновения любого из выявляемых автоматикой данного района аварийных возмущений, и выдавал их в виде команд исполнительным устройствам. Сейчас забавно вспомнить, что речь шла об управляющей машине с тройным резервированием, располагавшейся минимум в девяти шкафах. Она имела оперативную память 32 кбайт (это не опечатка — именно килобайт!), а ее рестарт выполнялся программой, хранившейся на бумажной перфорирующей ленте. Кстати, первое вычислительное устройство противоаварийной автоматики имело не намного лучшие характеристики; оно было введено в работу на Костромской тепловой станции (восемь генераторов по 300 МВт и один 1200 МВт) в 1984 году, проработало там около 20 лет, пока не рассыпалось физически, и за это время помогло предотвратить много аварий.

Алгоритм упомянутого выше назначения представлен в части V монографии в современном виде.

Сегодня возможности микропроцессорной техники позволяют применить такие алгоритмы управления, о которых раньше невозможно было и мечтать, например прогнозирование в реальном времени исхода электродинамического переходного процесса в энергосистеме (часть VI монографии).

Вероятно, современная техника предоставляет большие возможности, чем разработчики противоаварийной автоматики готовы использовать.

Другая удивительная возможность обязана системе единого времени, созданной с помощью искусственных спутников земли. Хотя эта возможность еще не нашла полного применения, не приходится сомневаться, оно будет найдено.

В данной книге авторы попытались представить наиболее острые и принципиальные проблемы современной противоаварийной автоматики в их реальной взаимосвязи. Это, во-первых, принципы управления и структура построения системы; во-вторых, эффективность управления и, в-третьих, алгоритмы управления и методы расчета настройки устройств. В монографии не затрагиваются точные методы расчета установившихся состояний и переходных электромеханических процессов в энергосисте-

мах, методы изготовления, монтажа и эксплуатации устройств автоматизации. Монография ориентирована на имеющийся и мыслимый на ближайшую перспективу уровень возможностей аппаратуры автоматизации, но выполнена по мере возможности вне связи с определенными техническими средствами. Это вызвано, во-первых, лабильностью аппаратуры и, во-вторых, некоторым большим единообразием микропроцессорного выполнения по сравнению с более ранними поколениями аппаратуры.

Данная монография, конечно, не заменяет других литературных источников и по многим вопросам прямо адресует читателя к соответствующей специальной литературе. Цель монографии не столько исчерпать все вопросы и всё в этих вопросах, сколько найти общий к ним подход, определить их связь друг с другом, облегчить для читателя дальнейшее ознакомление и затем собственную творческую работу. Последнее особенно важно, так как многие актуальные задачи противоаварийного управления еще ждут своего решения.

В монографии основное внимание уделяется тем задачам, которые удается решить сегодня или которые могут быть решены в ближайшие годы. Меньшее место отведено еще проблематичному, пусть даже и интересному и в перспективе вполне реальному.

Рассматривать систему управления невозможно в отрыве от модели объекта управления. В качестве основных моделей энергосистемы в монографии приняты схема питания нагрузки через предвключенное сопротивление, а также двух- и трехузловые схемы, в которых два или три генератора с нагрузками работают параллельно через линии электропередачи. Используется прием эквивалентирования двухузловой схемы генератором, работающим через индуктивность на шины неизменной частоты, т.е. на генератор несоизмеримо большей мощности. Такой подход традиционен, а причина выбора именно этих моделей обычна, она — в наличии математического описания, позволяющего анализировать наиболее значимые особенности установившихся состояний и переходных процессов в энергосистеме, на которые опирается построение автоматизации и от которых зависит ее эффективность. Не исключено, впрочем, что попутно оказались выявленными и некоторые довольно слабые зависимости, в то время как другие, даже не такие слабые, но более сложные, остались почти без внимания.

Сложность электромеханических процессов, происходящих в энергосистемах, давно превысила возможность понять их вполне адекватно. Как показывает обширный опыт авторов, чтобы разобраться хотя бы в основных чертах процесса, специалист опирается на известные ему модели, более простые, чем реальная энергосистема. Уровень специалиста во многом определяется уровнем этих моделей. В данной книге описаны те модели, на которые реально опирается построение противоаварийной автоматизации. Конечно, существуют и более подробные, а значит, и более сложные модели, но использовать их для автоматизации пока удается редко, а держать в голове вряд ли возможно. Кстати, отсюда вытекает трудность тестирования автоматизации, основанной на моделях, не прозрачных для человека, и затем — проблема доверия к этой автоматике.

Монография предназначена для специалистов, занимающихся собственно автоматикой. Однако, как показывает опыт, не исключено желание познакомиться только с методами и принципами управления, не

вникая в подробности их реализации. С учетом этого наиболее общие принципиальные вопросы, насколько это было возможным, сосредоточены во введении, в части I и затем в начале каждой следующей части. К сожалению, вряд ли возможно обратное — читать все остальное, кроме этого.

Наряду с ранее опубликованными материалами, в монографии представлены новые результаты, полученные авторами за последние годы, а также разработки, выполненные специально для нее.

Современная вычислительная техника позволяет построить такую систему технических средств и программного обеспечения, которая может удовлетворить потребности определения управляющих воздействий на всех возможных иерархических уровнях противоаварийной автоматики: от объектного, причем самого простого — обслуживающего только свой объект, до самого сложного — уровня большого объединения энергосистем. И наконец, нужно учитывать известную тенденцию сращивания противоаварийной автоматики с другими системами управления. Все это заставляет строить изложение, ориентируясь на некую обобщенную систему, охватывающую большинство возможных вариантов реализации. Конечно, на разных уровнях подлежат реализации разные части этой системы, однако вопросы, рассматриваемые в монографии, менее всего могут быть затронуты этим разнообразием.

Не исключено, что какая-то конкретность уже отживающих технических и программных средств неявно подразумевалась авторами и что по мере выяснения реальных возможностей потребуется выработать соответствующие коррективы.

Работа авторов над книгой, как и вообще работа в области противоаварийной автоматики, протекала при постоянном сотрудничестве со своими коллегами и со специалистами в близких областях техники, более всего в области релейной защиты энергосистем. Авторы пользуются случаем выразить им свою признательность за многостороннюю помощь и поддержку.

Любой прогресс создается конкретными людьми, и противоаварийная автоматика — не исключение. Многие особенности этой техники только кажутся само собой разумеющимися, на самом деле они — плод деятельности конкретных людей, действовавших в конкретных обстоятельствах. Нам кажется, что понимание трудов предшественников — не только условие признательности им, но и тот элемент культуры, без которого невозможны продуктивные технические решения. В надежде помочь читателю расширить собственный опыт опытом предшественников, авторы уделили место упоминанию ведущих специалистов, влиявших на развитие автоматики, и описанию некоторых характерных ситуаций и аварий, которые авторы наблюдали лично.

В последние десятилетия происходит заметное развитие больших технических систем, и мы так или иначе участвуем в этом: мы с удовольствием потребляем сопутствующие блага, иногда замороженно наблюдаем ужасные аварии в этих системах или сами становимся несчастными жертвами этих аварий, многие профессионально участвуют в созда-

нии этих систем. Развитие техники несет человеку и блага и горе. К сожалению, одно без другого невозможно, но тут необходим какой-то баланс, который определяется уровнем культуры людей, уровнем гуманизма общества. Конкретнее говоря, требуется, чтобы общество хорошо понимало свои цели не только в области умножения благ, но и то, на какие жертвы оно готово идти для их достижения, какие жертвы недопустимы, какую цену оно готово платить за безопасность.

Авторы надеются на то, что их знания и опыт позволят хотя бы немного уменьшить опасность больших аварий в энергосистемах.

Наконец, авторы приносят свою благодарность своим почтенным учителям и руководителям, которым с завидной продуктивностью удалось сделать так много для своей профессии в тех сложных и, времена, очень тяжелых условиях их работы и жизни. Назовем самых близких нам: Алексей Михайлович Федосеев, Виктор Михайлович Ермоленко, Сергей Сергеевич Рокотян, Борис Сергеевич Успенский.

Авторы, 2008 г.

Список литературы

1. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Л.А. Жукова. М.: Энергия, 1979.
2. Совалов С.А. Режимы электропередач 400–500 кВ. М., Энергия, 1967.
3. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Энергия, 1969.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1970.
5. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.
6. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия, 1978.
7. Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика и сложные аварийные процессы в электроэнергетической системе. Электричество, 1984, № 3.
8. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
9. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990.
10. Kundur P.C. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.
11. Taylor C.W. Power System Voltage Stability. McGraw-Hill, 1994.
12. Брухис Г.Л., Иофьев Б.И., Тихонов Ю.А., Усачев Ю.В. О руководящих указаниях по противоаварийной автоматике энергосистем. В кн.: Научно-практическая конференция «Актуальные проблемы релейной защиты, противоаварийной автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем в условиях реструктуризации электроэнергетики», М.: НЦ «ЭНАС», 2002.

Введение

В.1. Энергосистема

Электроэнергетическая система (ЭЭС) осуществляет совместное электроснабжение многих потребителей электроэнергии от многих источников этой энергии. Первым толчком к объединению источников электроэнергии была забота о резервировании питания потребителей. Затем стали играть роль и другие интересы:

- уменьшение общей мощности источников благодаря сглаживанию суточного графика изменения нагрузки за счет того, что в разных районах нагрузка разных потребителей достигает своего максимума в разное время (это проявляется благодаря укрупнению энергосистемы и особенно территориальному ее распространению);

- бережное использование наиболее мобильных источников (преимущественно — гидростанций с малыми водохранилищами) только в пиковой части графика нагрузки;

- передача мощности от удаленного источника сравнительно дешевой электроэнергии (обычно таким источником является гидростанция или тепловая станция, работающая на дешевом угле, который слишком дорого перевозить; удаление станции от района потребления может быть вызвано также экологическими соображениями);

- снижение инвестиций и издержек за счет укрупнения самих источников: электростанций, агрегатов на них, мощности связей и преобразовательных установок между частями энергосистемы.

Снижение затрат на сооружение и эксплуатацию энергетических объектов в значительной мере достигается за счет повышения номинальных параметров. Так, сооружаются линии электропередачи все большего номинального напряжения и уменьшается число параллельных линий, поскольку каждая из них способна нести все большую нагрузку. Единичная мощность котлов, турбин, генераторов и трансформаторов постепенно увеличивается. Одновременно котлы, турбины и генераторы приобретают менее благоприятные для энергосистем технические характеристики. Стремление удешевить распределительные устройства высокого напряжения приводит к такому сокращению числа выключателей, при котором в случае отказа выключателя становится вероятной потеря двух однотипных присоединений: двух линий или двух генераторных блоков.

В целом подключение большого количества источников и потребителей электроэнергии к общей электрической сети позволяет в экономических интересах маневрировать сооружением источников и их мощностью. Сообразно разрабатываемым прогнозам, в период проектирования и сооружения ЭЭС экономятся инвестиции и будущие издержки, а в период эксплуатации сообразно имеющимся обстоятельствам — текущие расходы. Это маневрирование осуществляется в рамках пропускной способности сети, которая увеличивается и совершенствуется по мере того, как осознается надобность в этом. Последнее, в свою очередь, ограничено интересами экономии средств и в последнее время заботой об экологии. Например: слишком дорого строить линии электропередачи через широкие водные преграды или высокие горы; линии с напряжением выше 380—500 кВ часто рассматриваются как вредные для живой природы; многие полагают, что привлекательных естественных ландшафтов в промышленных странах осталось слишком мало, чтобы их портить линиями высокого напряжения и т.п.

Роль электрической сети как объединительной среды и требования к ней во многих странах в последнее время возросли в результате приватизации источников электроэнергии.

Грубо говоря, она требуется в интересах повышения эффективности электроэнергетики, которая должна привести к снижению цены на электроэнергию. Однако, как и во многих других сферах, обращение к естественным конкурентным механизмам повышает требования к инфраструктуре. Применительно к энергосистемам это выражается в увеличении трудно предсказуемого конъюнктурного обмена мощностью между районами энергосистемы.

Этот многосторонний прогресс оправдан экономически, но вызывает противоречивые последствия. Становится довольно обычной нагрузка сечений сети, близкая к их пределу пропускной способности. Но сравнительно большие для такой нагрузки возмущения создаются обычными повреждениями или даже просто отключениями оборудования или линии электропередачи. Отсюда возникает опасность частых нарушений параллельной работы энергосистем.

Процесс утяжеления условий, в которых работают линии электропередачи и межсистемные связи, не может восприниматься прямолинейно: в густонаселенном районе, в окрестности мегаполиса они постепенно обрастают плотными сетями.

Прежде всего линии электропередачи от отдельных электростанций превращаются в межсистемные связи, так как в районах этих электростанций возникают энергосистемы. По мере роста нагрузки потребителей в районе, по которому проходит межсистемная связь, и по мере сооружения распределительной сети высокого напряжения, шунтирующей основную связь, она, по существу, может потерять свои признаки связи. Происходит сращивание двух частей энергосистемы в единую сеть. Но одновременно с превращением части линий электропередачи в межсистемные связи, а последних — во внутрисистемные сети происходит сооружение новых удаленных электростанций и новых межсистемных связей между ранее раздельно работавшими районами.

На этом этапе развития энергосистемы ей свойственны новые характерные опасности, усиливающие друг друга, — термическая перегрузка линий электропередачи и явление, подобное лавине напряжения.

Вероятно, справедливо утверждать, что на каждом этапе развития энергосистемы ей свойственны свои опасности, характерные для этого этапа.

В отдельных районах энергосистемы могут наблюдаться временные облегчения и утяжеления условий работы, и тяжелые условия могут перемещаться по энергосистеме из одного ее района в другой. По мере этих изменений районы энергосистемы и она в целом нуждаются в разного рода противоаварийных мероприятиях, затрагивающих различные стороны ее функционирования. Невозможно представить себе энергосистему, которая может обойтись без этого. В частности, вероятно, в течение еще многих лет энергосистемы будут испытывать потребность в той или иной системе противоаварийной автоматики.

Не затрагивая пока противоаварийной автоматики, нужно иметь в виду, что уровень надежности электроснабжения и живучести ЭЭС определяется целым рядом обстоятельств:

- техническое совершенство и надежность оборудования;
- избыточность и гибкость схемы энергосистемы;
- величина резерва мощности, его размещение и мобильность;
- техническое совершенство и надежность релейной защиты от коротких замыканий, отключающей повреждение, и сетевой автоматики, восстанавливающей схему: автоматическое повторное включение отключившегося элемента и включение резервного питания;
- техническое совершенство и надежность средств параметрического регулирования (регуляторы частоты и напряжения) и управления режимом работы (мощность станции, ее агрегатов, мощность, передаваемая по сечениям ЭЭС).

Все упомянутое выше должно закладываться в ЭЭС в период ее разработки и сооружения и реализовываться в течение ее эксплуатации, причем качество эксплуатации играет очень большую роль.

Нельзя забывать, что ЭЭС – длительно развивающийся объект, и поэтому оба эти периода не разделены во времени, они непрерывны.

С интересующей нас точки зрения выделяются три периода эксплуатации энергосистемы:

- работа энергосистемы в нормальных условиях, когда нет аварийных возмущений. В этот период она управляется операторами, находящимися на нескольких иерархических уровнях оперативного управления, с помощью средств параметрического регулирования и управления режимом работы. Управление исходит из экономических критериев и осуществляется в рамках технических ограничений с учетом готовности в любой момент к успешной нейтрализации тех аварийных возмущений, которые обуславливаются нормированием надежности. Например, предписывается готовность энергосистемы к отключению любой линии электропередачи высшего напряжения или к одновременному отключению двух параллельных или смежных линий на ступень низшего напряжения;

- борьба за жизнь объекта в ходе аварии. Здесь важно отметить, что во время столь быстро протекающих аварийных процессов (от сотых долей секунды до десятков секунд), когда вмешательство персонала оказывается или невозможным, или неэффективным, управление осуществляют релейная защита, сетевая и противоаварийная автоматика, включая быстрое регулирование (конкретнее – ограничение) мощности, передаваемой по сечениям ЭЭС;

- восстановление энергосистемы после аварии. В этот период главная роль возлагается на оператора, действия которого корректируются релейной защитой и противоаварийной автоматикой.

В.2. Регулирование энергосистемы в нормальных условиях

Как и всякий объект управления, ЭЭС постоянно подвергается возмущениям. Чтобы обеспечить в этих условиях поддержание нормальных и экономически выгодных параметров ее работы, она оснащается целым рядом регулирующих устройств. На протекание аварийных процессов

оказывают влияние в первую очередь регуляторы скорости турбин, регуляторы активной мощности генераторов, системы регулирования частоты и обменной мощности, системы регулирования возбуждения и напряжения генераторов и системы регулирования различных других устройств, поддерживающих напряжение.

Для автоматического регулирования напряжения служат регуляторы напряжения синхронных генераторов и различные автоматические устройства, изменяющие коэффициенты трансформации, шунтирующие реакторы и статические конденсаторы, синхронные и статические компенсаторы. Регуляторы напряжения на электростанциях дополняются устройствами выравнивания, а иногда экономического распределения реактивной нагрузки.

Все упомянутые выше устройства автоматики реагируют на изменение одного или нескольких регулируемых параметров. Совместно с объектом регулирования — энергосистемой — они образуют замкнутую многосвязанную систему автоматического регулирования. Интересы обеспечения устойчивости этой системы ограничивают коэффициенты усиления регуляторов такими значениями, что они часто не могут нейтрализовать последствия больших ступенчатых аварийных возмущений: коротких замыканий и отключений оборудования. В этом отношении канал форсировки возбуждения генератора — особый, разомкнутый тракт воздействия.

В.3. Аварийные возмущения и их последствия

Система противоаварийной автоматики, призванная бороться с последствиями определенного вида повреждения в ЭЭС, должна по возможности полно отражать специфику этого повреждения. Но анализируя разнообразие повреждений и следующих после них процессов, в большинстве случаев удается отвлечься от конкретной специфики каждого повреждения и по характеру влияния повреждения на его последствия рассматривать его обобщенно как некоторый вид *аварийного возмущения*.

Почти всегда первопричиной аварийного возмущения является короткое замыкание (КЗ) на каком-либо элементе энергосистемы, отключаемое релейной защитой (РЗ), или его отключение без предшествующего КЗ. Последнее может произойти в результате его перегрузки (или иногда — недогрузки), из-за неправильного действия релейной защиты или ошибки оператора (графически это показано на рис. 1.6 в разделе 1.2 части I).

КЗ может быть одно-, двух- и трехфазным, а также двухфазным на землю. В месте КЗ может иметься переходное активное сопротивление, значение которого заранее неизвестно. КЗ может возникнуть в разных точках элемента сети.

Защита, которая действует наиболее быстро, может отказать в срабатывании, и тогда элемент сети отключается замедленно: каскадное действие основной защиты или с помощью резервных защит, которые во многих случаях действуют с выдержкой времени, с ее второй, третьей и даже четвертой ступенью, и т.д. Если на поврежденном элементе отказала в срабатывании защита в целом, то резервные защиты отключают смежные элементы сети. Задержка отключения КЗ может быть вызвана отказом выключателя в одной, двух или даже трех поврежденных фазах. В этом случае с помощью устройства резервирования при от-

казе выключателя (УРОВ), имеющего выдержку времени, отключается ближайший смежный элемент.

Отключение линии обычно сопровождается автоматическим повторным включением (АПВ): трехфазным медленнодействующим (ТАПВ), быстродействующим (БАПВ) или после однофазного повреждения — однофазным (ОАПВ). Реже применяется повторное включение сборных шин и трансформаторов. Повторное включение может оказаться успешным или неуспешным. В последнем случае происходит повторное КЗ и окончательное отключение поврежденного элемента. После неуспешного ОАПВ обычно отключаются три фазы, как и после ТАПВ.

Всё это разнообразие событий можно свести к аварийным возмущениям в виде ослабления электрической связи между отдельными частями энергосистемы, или к возникновению небаланса активной или реактивной мощности, или ко всему этому вместе. Конечно, попутно важны: знак этого небаланса, его абсолютное значение и, возможно, тяжесть КЗ (именно самого КЗ, а не вызванного им отключения).

Так, КЗ создает кратковременный небаланс между мощностью турбин и генераторов. Это может явиться началом динамического процесса нарушения параллельной работы генераторов. С другой стороны, КЗ ведет к уменьшению вращающего момента двигателей по сравнению с нагрузкой их приводных механизмов, и это может вести к динамической неустойчивости двигателей. Отключение одной из шунтирующих друг друга линий в результате КЗ или без него ослабляет электрическую связь. Отключение генератора создает аварийный дефицит мощности, а отключение тупиковой линии — аварийный избыток мощности. Отключение генератора может вызвать одновременно и ослабление связи между оставшимися в работе генераторами (последнее из-за увеличения эквивалентного сопротивления генераторов в той части системы, где работал отключившийся генератор). Во время паузы ОАПВ возникает ослабление связи, а пока продолжается пауза БАПВ одиночной линии, с обеих ее сторон наблюдается небаланс мощности: с отправной стороны избыток, с приемной — дефицит. Аналогично и разрыв сети ЭЭС ведет к аварийному небалансу мощности с обеих сторон от сечения разрыва.

Далее термины *связь*, *концентрированный узел*, *сеть* и *сечение* употребляются так часто, что нужно их уточнить:

- *связь* образуется линиями высокого напряжения и автотрансформаторами, она соединяет два узла ЭЭС, которые образованы более плотными сетями, концентрированными сравнительно со связью;

- *концентрированный узел* (приблизительно совпадает с понятием *плотная сеть*), имеет по любому внутреннему сечению пропускную способность гораздо большую, чем примыкающие связи или сечения;

- *сечение* пересекает одну или несколько связей ЭЭС, полностью разделяя ее на две части.

Наиболее частой причиной аварии являются следующие аварийные возмущения (АВ):

Ослабление сечения ЭЭС

Под этим понимается отключение части шунтирующих друг друга элементов, через которые проходит сечение. Таким элементом может быть линия или автотрансформатор, реже генератор, а также связь между двумя узлами сети, расположенными по сторонам от сечения.

Следствием ослабления сечения могут явиться следующие обычно отмечаемые аварийные явления:

- нарушение устойчивости параллельной работы генераторов ЭЭС, находящихся по сторонам от этого сечения, — нарушена *устойчивость по углу* (имеется в виду угол между векторами ЭДС генераторов по сторонам от сечения);

- термическая перегрузка элементов, еще оставшихся в сечении, — нарушена *термическая устойчивость*;

- недопустимое понижение напряжения на шинах промежуточной подстанций, близки к данному сечению, возникшее из-за увеличившейся потери реактивной мощности в элементах, еще оставшихся в сечении, — нарушена устойчивость поддержания напряжения или *устойчивость по напряжению*.

Нарушение параллельной работы между частями ЭЭС, находящимися по разным сторонам от сечения, вызывает *асинхронный режим* работы генераторов этих частей (иначе — их *асинхронный ход*), затем обычно автоматическое разделение ЭЭС по этому сечению, разрыв сечения. Это создает или усугубляет аварийный небаланс мощности в отправной и приемной частях, который далее рассматривается как самостоятельное возмущение.

Сущность типичных процессов, которые могут последовать за ослаблением сечения, полезно подробнее охарактеризовать уже во введении. Так, если две части ЭЭС соединены линиями электропередачи, то под нарушением устойчивости параллельной работы этих частей понимается неограниченное нарастание взаимного угла между их эквивалентными ЭДС. Рост этого угла может происходить как угодно долго, если не будет прекращен ресинхронизацией. В течение почти всего процесса, начавшегося с аварийного возмущения, частота в отправной части больше, чем в приемной. Причиной повышения частоты в отправной части является то, что после возмущения разность между мощностью ее турбин и потреблением нагрузки больше, чем пропускная способность электропередачи, или равна ей, или меньше ее, но недостаточно меньше. Иначе говоря, в отправной части имеется избыток генерируемой мощности. Аналогично в приемной части имеется недостаток такой мощности: разность между мощностью нагрузки и турбин слишком велика по сравнению с мощностью, получаемой от отправной части; в приемной части частота понижается. В целом все это означает, что пропускная способность электропередачи меньше той мощности, которую по ней нужно было бы передать, чтобы после возмущения восстановить баланс мощности в отправной и приемной частях и тем самым остановить начавшийся процесс расхождения частот.

Следовательно, чтобы предотвратить нарушение устойчивости, необходимо привести в соответствие баланс мощности в двух частях энергосистемы с пропускной способностью сечения и его элементов. На разных стадиях переходного процесса может требоваться различное превышение пропускной способности над мощностью, которую нужно передавать для соблюдения баланса мощностей. Во время динамического перехода к новым установившимся условиям может требоваться большее превышение пропускной способности над этой мощностью, нужной для баланса. В послеаварийных условиях эта мощность должна быть немного меньшей, чем мощность, предельная по условию статической устойчивости, т.е. та, при передаче которой послеаварийные малые возмущения

не могут привести к нарушению устойчивости. В то же время должны соблюдаться требования термической устойчивости и устойчивости по напряжению.

Отключение части источников активной мощности

Под источником мощности здесь подразумевается любой источник, не имеющий иных связей с рассматриваемой частью ЭЭС, кроме отключившихся: генератор, все линии электропередачи, входящие во внешнее сечение сети, через которое эта часть получает мощность.

Такого рода отключение создает *аварийный небаланс мощности* отрицательного знака, *аварийный дефицит активной мощности*: $P_{nb} < 0$. Конечно, в приемной части энергосистемы, т.е. в той, которая в исходных условиях, до аварийного возмущения, принимала мощность из других частей, это аварийное возмущение более опасно, чем в отправной части.

Поскольку источник активной мощности часто является и существенным источником реактивной мощности (таков, например, генератор), одновременно с аварийным дефицитом активной мощности может возникнуть и *аварийный дефицит реактивной мощности*: $Q_{nb} < 0$. Это в свою очередь вызывает понижение напряжения и как следствие — некоторое уменьшение потребления активной мощности, т.е. уменьшение ее дефицита.

Следствием аварийного дефицита мощности может явиться такое понижение частоты, которое недопустимо для нагрузки энергосистемы и, в том числе, для двигателей ее тепловых электростанций, а также для самих генерирующих агрегатов. Это означает, что нарушена устойчивость поддержания частоты или, короче, *устойчивость по частоте*. Вместе с этим могут возникнуть и другие виды неустойчивости.

Отключение части приемников активной мощности

Под приемником мощности здесь подразумевается любой приемник, не имеющий иных связей с рассматриваемой частью ЭЭС, кроме отключившихся: крупный потребитель, все линии электропередачи, входящие в одно сечение сети, через которое эта ЭЭС передает мощность в другие части, выпрямитель, входящий в так называемую вставку постоянного тока и не шунтированный линиями электропередачи переменного тока.

Отключение части приемников мощности создает *аварийный небаланс мощности* положительного знака, *аварийный избыток активной мощности*: $P_{nb} > 0$. Это аварийное возмущение более опасно, если происходит не в приемной части энергосистемы, а в ее отправной части, т.е. в той, которая в исходных условиях передавала мощность в другие части.

Следствием аварийного избытка мощности может быть нарушение параллельной работы генераторов, термическая перегрузка элементов, недопустимое повышение частоты и напряжения.

Аварийный избыток мощности может вызвать значительное повышение частоты. Если оно составляет 2–3%, то следует разгрузка тепловых агрегатов под действием их регуляторов скорости до мощностей, лежащих вне регулировочных диапазонов. Это приводит к останову тепловых агрегатов. Если параллельно с генераторами тепловых агрегатов работают гидрогенераторы сравнительно большой мощности, то из-за по-

вышения частоты возникает опасность их недопустимого разгона на 10% и немедленного останова.

Разрыв сечения

Под этим понимается отключение всех имеющихся в сечении элементов. Это возмущение является предельным случаем ослабления сечения. Оно может быть, в частности, следствием нарушения параллельной работы по сечению. В свою очередь, оно создает аварийные возмущения по обеим сторонам от сечения в виде аварийных небалансов мощности противоположных знаков, а это может привести к указанным выше явлениям.

Одностороннее отключение линии

Отключение нагруженной длинной линии электропередачи напряжением 380 кВ и выше может создать столь большой сток реактивной мощности с этой линии, что недопустимо повысится напряжение на высоковольтном оборудовании в окрестности включенного конца линии. Механизм повышения состоит в том, что потребление линией реактивной мощности, сопутствующей передаче по ней активной мощности, сменяется приемом от нее реактивной мощности, генерируемой емкостью линии между тремя ее проводами и на землю.

Можно заметить, что начальные повреждения и затем они же, обретая форму аварийных возмущений, могут возникать порознь или практически одновременно, перетекать друг в друга, создавать в отдельных частях ЭЭС или даже во всей ЭЭС причудливые сочетания и развиваться вплоть до полного коллапса системы.

Возможно, что развитие аварийного процесса коснется не всех элементов сечения, а только некоторых из них, нагруженных наиболее неблагоприятно. К этой части элементов, вероятно, подходит часто применяемый термин «*частичное сечение*». Перегрузка такого сечения может явиться следствием любого из названных выше аварийных возмущений. Особенность перегрузки частичного сечения состоит в том, что она, затем термическая перегрузка элементов и лавина напряжения ограничены районом этого сечения.

Указанное не говорит о величине района: он может быть и окрестностью одной подстанции 110 кВ, и большой городской и промышленной структурой.

Упомянутые возмущения тем опаснее, чем больше нагрузка сечения. Чем больше роль сечения сети в балансе мощности отправной или приемной частей, тем опаснее разрыв сети по этому сечению.

Опасность любого из названных возмущений может существенно усугубиться, если оно происходит в результате КЗ, близкого к шинам электростанции или к подстанциям, питающим сильно нагруженные асинхронные двигатели. Такое КЗ порождает динамические процессы, которые приближают неустойчивость по углу и вызывают неустойчивость по напряжению. Особенно опасна *затяжка отключения КЗ*, например при отказе выключателя высокого напряжения или быстроедействие релейной защиты. Следствием отказа может быть потеря

многих неповрежденных элементов системы. Указанные ситуации сравнительно редки, но зато очень опасны. Они опасны для устойчивости по углу даже при небольшой нагрузке сечения. Они особенно опасны для устойчивости по напряжению в плотной электрической сети.

Последние 15–20 лет становятся все более частыми опаснейшие аварии в плотных электрических сетях, снабжающих электроэнергией большие городские и промышленные конгломераты, — в то время как вполне адекватного подхода к необходимой противоаварийной автоматике еще не создано.

Нужно заметить, что роль ПА не ограничивается предотвращением неустойчивости после заметного аварийного возмущения. Встречается на практике постепенное, статическое «сползание» напряжения и частоты к слишком низкому уровню или «подползание» передаваемой через сечение мощности к пределу пропускной способности сечения. Такого рода явление тоже опасно, и иногда его не удается остановить без вмешательства ПА, и поэтому на нее как на последнее средство приходится возлагать сохранение устойчивости по углу, частоте и напряжению во время указанных медленных процессов.

С большинством указанных аварийных возмущений имеет дело какая-то одна подсистема ПА (состав подсистем дан в пункте В.5), задачей которой является сохранение соответствующего вида устойчивости. Другие подсистемы вступают в действие в случае дальнейшего неблагоприятного развития процесса, и для них не столь важна первопричина процесса. Например, асинхронный режим является аварийным возмущением для соответствующей подсистемы ПА вне зависимости от вызвавшей его причины.

В.4. Противоаварийное управление

Все упомянутые атрибуты надежности и живучести ЭЭС участвуют в процессе противоаварийного управления, но только часть из них служит непосредственно этой цели, и именно она рассматривается как противоаварийное управление в узком смысле этого термина. Это — системы автоматики, действующие в ходе аварии.

Заметим, что противоаварийное управление — мягкий термин. Мы будем к нему прибегать, когда речь идет не о собственно противоаварийной автоматике, а о таких более общих проблемах, как ее функции, расчет управляющих воздействий и т.п.

Важнейшей особенностью противоаварийного управления является его эшелонированность: различные системы управления призваны предупредить развитие аварийной ситуации на различных ее стадиях, резервируя друг друга.

Так, релейная защита предшествует действию противоаварийной автоматики и снижает интенсивность возмущений в энергосистеме. Она осуществляет быстрое отделение поврежденного элемента от энергосистемы, препятствуя этим разрушению оборудования и нарушению ее функционирования. Эти цели достигаются и при отказе отдельных со-

ставляющих защиты и высоковольтных выключателей, что обеспечивается широко применяемым в ней резервированием и характеризует ее как эшелонированную систему.

Устройства АПВ делают попытку быстро включить отключенный элемент снова в работу. Устройства АВР обеспечивают, когда это возможно, питание потребителей от резервных источников.

Параллельно с противоаварийной автоматикой действуют системы регулирования частоты, активной мощности, возбуждения генераторов и напряжения.

Существенной проблемой, возникающей при создании средств противоаварийного управления, является непротиворечивость воздействий от различных систем автоматики — воздействие от одной системы не должно выдвигать дополнительных требований к другим системам или эти требования должны быть минимальными, ясными и, конечно, выполнимыми.

С развитием энергосистем настолько усложнились аварийные ситуации, утяжелились их последствия, увеличилось число взаимодействующих видов автоматики, что четкое функциональное деление задач между системами автоматики стало абсолютно обязательным условием создания новой системы или реконструкции существующей. Использование какой-либо системы в составе противоаварийного управления возможно только в том случае, если ее воздействие не нарушает работу других систем. Особенно же опасно использование систем управления, когда воздействие от системы непредсказуемо и ее применение требует изменения функций уже работающих систем. Несогласованность действий смежных специалистов приводит к досадным недоразумениям и иногда даже к авариям (такая авария описана в части I). Чтобы этого избежать, разработчик противоаварийного мероприятия должен тщательно проверять со специалистами в других областях невмешательство или допустимость вмешательства планируемого мероприятия в смежные проблемы ЭЭС.

Особенного внимания требует взаимодействие ПА с системами технологической защиты и автоматики электростанций и их агрегатов.

В.5. Назначение и состав противоаварийной автоматики

Уже в начале 30-х годов прошлого века стало выясняться, что совместность производства и потребления электроэнергии вызывает потребность в некой автоматике, которая в 60-х годах была названа противоаварийной [В7].

В общем плане противоаварийная автоматика должна сохранить максимум оставшихся после аварийного возмущения источников электроэнергии для питания соответствующего количества потребителей. По крайней мере, имеется в виду сохранение максимума источников в состоянии готовности к быстрому приему полной нагрузки и сохранение питания наиболее ответственных потребителей электроэнергии.

Функции ПА реализуется несколькими ее подсистемами. Вот перечень этих функций и подсистем с их названиями, примененными в Руководящих указаниях по противоаварийной автоматике:

Сохранение устойчивости параллельной работы генераторов обеспечивается подсистемой АПНУ – *автоматического предотвращения нарушения устойчивости*;

Разгрузка термически перегруженного оборудования обеспечивается подсистемой АОПО – *автоматического ограничения перегрузки оборудования*;

Ликвидация асинхронного режима обеспечивается подсистемой АЛАР – *автоматической ликвидации асинхронного режима*;

Сохранение устойчивости по напряжению обеспечивается подсистемой АОСН – *автоматического ограничения снижения напряжения* и подсистемой АОПН – *автоматического ограничения повышения напряжения*;

Сохранение устойчивости по частоте обеспечивается подсистемой АОСЧ – *автоматического ограничения снижения частоты* (сюда же входит автоматическая частотная разгрузка – АЧР) и подсистемой АОПЧ – *автоматического ограничения повышения частоты*;

Отделение станции на сбалансированную нагрузку или генератора на нагрузку собственных нужд выполняют подсистемы АОСН и АОСЧ.

Эти функции ПА представлены на рис. В.1 вместе с относящейся к ним основной информацией. В предаварийных условиях для выполнения любых функций может требоваться информация, обозначенная S_x^I , о состоянии схемы сети и для некоторых функций – информация о нагрузке сети, обозначенная P^I . Используется следующая информация об аварийном возмущении (AB) и процессе ($АП$):

ΔS_x – информация об изменении схемы, т.е. об отключении какого-то ее элемента;

P и P' – активная мощность и скорость ее изменения;

ΔP – сброс активной мощности, т.е. величина, на которую она снижается ступенчато (за 0,01–0,05 с);

δ и δ' – угол между ЭДС или напряжениями в точках сети, близких к ЭДС, и скорость его изменения;

f и f' – частота переменного тока и скорость ее изменения;

Z – сопротивление, т.е. отношение подведенных к устройству напряжения и тока;

U – напряжение;

ΔU – сброс напряжения, т.е. величина, на которую оно снижается ступенчато (за 0,01–0,05 с);

Q – реактивная мощность;

I – ток.

На диаграмме показаны наиболее известные *управляющие воздействия* ($УВ$) противоаварийной автоматики и их принадлежность к различным ее функциям:

ОГ — отключение генераторов (имеется в виду отключение части генераторов гидростанций и в некоторых случаях, если это технологически допустимо, тепловых и атомных электростанций);

РТ — разгрузка турбин (имеется в виду снижение мощности паровых турбин, способных разгружаться достаточно быстро, без последующего автоматического восстановления прежней нагрузки или с таковым);

ОН — отключение нагрузки и, возможно, ее обратное включение (имеется в виду отключение части нагрузки потребителей, легко переносимых кратковременный перерыв электроснабжения; часто можно встретить аббревиатуру САОН — система автоматического отключения нагрузки);

ДС — деление системы на несинхронно работающие части (применяется как самостоятельное УВ и для усиления влияния других УВ, если они сами по себе недостаточны);

ОЭ — отключение элемента энергосистемы: линии электропередачи или автотрансформатора (применяется как последнее средство спасти элемент от перегрева, а также как средство избавить энергосистему от излишних потерь реактивной мощности и, как уже упомянуто, — отделить подстанцию от емкости линии);

Q — управление устройствами, генерирующими и потребляющими реактивную мощность:

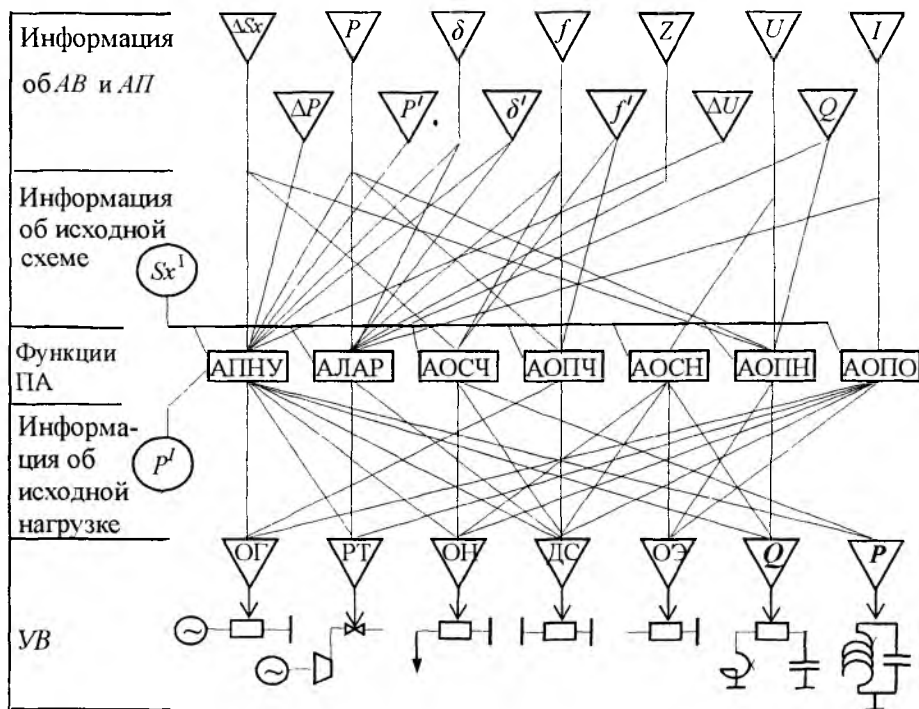


Рис. В.1. Функции ПА, информация для них и их управляющие воздействия

- форсировка возбуждения генератора – ФВ, в случае необходимости дополняющая действие его собственной системы возбуждения,
- форсировка продольной компенсации линии электропередачи – ФК,
- отключение шунтирующего реактора – ОР,
- управление статическим компенсатором и т.п.;

P – управление устройствами, генерирующими и потребляющими активную мощность:

- управление накопителем энергии,
- электрическое торможение – ЭТ.

Для общности нужно упомянуть по крайней мере еще одно *УВ* – воздействие на быструю реализацию резерва генерируемой активной мощности путем включения в работу резервных генераторов (обычно – гидравлических, газотурбинных и дизельных генераторов) и подъема мощности работающих турбин (последнее – в том случае, если это не осуществляют их регуляторы скорости). Это *УВ* целесообразно для целей АПНУ, АОПО и АОСЧ.

Для сохранения устойчивости ЭЭС управляющие воздействия действуют в двух направлениях: первое – на изменение соотношения между активной и реактивной мощностью генерируемой и потребляемой в ЭЭС в целом или в ее отправной и приемной частях; второе – на увеличение пропускной способности линий электропередачи, чтобы она удовлетворяла требованиям устойчивости.

Оба направления используются порознь или совместно. Первое из них сопряжено с перераспределением мощности в энергосистеме, изменением частоты и напряжения в гораздо большей степени, чем второе. Поэтому там, где это возможно, прежде всего используется второе направление. Если необходимо, применяется и первое.

На рис. В.2 представлена наиболее обобщенная структура ПА. Она относится к любому из аварийных трактов (АТ) прохождения аварийного сигнала (АС) от пускового устройства (ПУ) через устройство вычисления *УВ* (устройство автоматической дозировки *УВ* – устройство АДВ) и далее в виде управляющей команды (УК) до исполнительного устройства (ИУ).



Рис. В.2. Обобщенная структура ПА

Пусковые устройства могут быть чисто логическими (выявление отключения линии по положению ее выключателей), измерительно-логическими (выявление аварийной перегрузки связи между частями системы), а также могут включать в себя канал телепередачи дискретных сигналов (сигнал об отключении линии с противоположной стороны) или аналоговых величин (активная мощность, фаза напряжения).

Исполнительные устройства могут быть чисто логическими (отключение шунтирующих реакторов) или также и измерительными (деление энергосистемы, разгрузка турбин).

Для качественного выполнения многих функций ПА требуется информация о состоянии энергосистемы в момент, который непосредственно предшествует возникновению аварийного возмущения и началу переходного процесса, т.е. об исходном ее состоянии. Это, прежде всего, информация об исходной схеме сети и передаваемой в ней мощности. Эта информация вводится в устройство АДВ. Централизованная система ПА имеет одно устройство АДВ. Современные устройства АДВ выполняются на микропроцессорной технике.

Далеко не всегда доаварийную информацию можно получить полностью непосредственно в месте установки устройства АДВ. Чаще приходится использовать устройства телепередачи информации. От них не требуется большой быстроты действия. Важнее надежность работы, а при телепередаче аналоговых величин еще и точность. Может требоваться передача информации и в обратную сторону.

Во многих случаях аварийное возмущение связано с отключением элемента сети. Тогда интенсивность этого возмущения может быть оценена с использованием информации о новом составе сети.

Устройство АДВ взаимодействует с цепями прохождения аварийных сигналов и команд через релейное выходное устройство, преобразующее АС в УК. Релейное устройство может быть расположено там же, где устройство АДВ, или на другом объекте. В последнем случае требуется телепередача сигналов настройки от устройства АДВ к релейному устройству. Оно может быть выполнено различно; первоначальный наиболее осторожный вариант – устройство автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий (АЗД), настраиваемое устройством АДВ в доаварийных условиях [В11].

Тракт обслуживает одно аварийное возмущение. Он может начинаться не с одного, а с нескольких пусковых устройств, если обслуживаемое аварийное возмущение выявляется посредством практически одновременного срабатывания всех этих ПУ. Подобно этому, в тракте может присутствовать несколько исполнительных устройств, которые определены устройством АДВ в данных условиях. Тракт может быть образован одним устройством, и через одно устройство могут проходить разные тракты.

Входящие в тракт органы автоматики могут располагаться на одном объекте энергосистемы или, в пределе, каждый на своем объекте. Поэтому на рис. В.2 показаны как непосредственные связи между устройст-

вами (сплошными линиями), так и телепередача АС через устройства П-Д и телепередача УК через устройства Д-И (штриховыми линиями). Для телепередачи аварийных сигналов и команд требуется применять быстродействующие и надежные устройства.

Простой тракт с однозначным действием, не зависящим от условий, в которых работает энергосистема до возникновения аварийного возмущения, имеет только ПУ и ИУ и не нуждается в устройстве АДВ. В простейшем случае все органы, с функцией АДВ или без таковой, могут быть объединены в одном приборе. Но возможны и дополнительные звенья, например звено Д-П для настройки пусковых устройств с помощью устройства АДВ.

В.6. Принцип действия

Управляющие воздействия ПА являются функцией доаварийного, аварийного и послеаварийного состояний энергосистемы. Одной из основных проблем противоаварийного управления является дозирование *УВ* на минимально необходимом уровне (этот уровень тем выше, чем медленнее реализуется *УВ*), а если эта цель достигается не единственным решением, то и оптимизация *УВ*.

Управляющее воздействие, необходимое только для устойчивости динамического перехода, может быть кратковременным — *снимающееся управляющее воздействие*. Если же оно требуется для выполнения условия устойчивости послеаварийного состояния, то оно должно быть длительным — *неснимающееся управляющее воздействие*. Такое воздействие имеет серьезные недостатки по сравнению со снимающимся, поскольку вносит длительное возмущение и поэтому требует более сложного и точного управления. Однако снимающееся *УВ* доступно далеко не везде, и поэтому обычно приходится применять неснимающееся *УВ* также и в интересах динамического перехода.

Промежуточное положение между снимающимися и неснимающимися воздействиями занимает такое отключение элемента энергосистемы, которое исправляется посредством автоматического повторного включения (АПВ), — *исправляемое управляющее воздействие*. Конечно, исправление применимо не ко всякому отключаемому автоматикой элементу. В основном это касается потребителей, которые отключены автоматикой. Для применения исправляемого *УВ* требуется включение в состав ПА функции слежения за послеаварийным состоянием энергосистемы на предмет контроля допустимости включения и определения целесообразного момента включения.

Требование о минимизации *УВ* исходит из того, что любой его вид в той или иной степени наносит ущерб оборудованию энергосистемы или потребителю электроэнергии.

Недостаточное или избыточное *УВ* в равной степени может негативно сказаться на решении задачи.

Особенности конкретной функции противоаварийной автоматики диктуют выбор или *защитного принципа* действия, согласно которому

ПА реагирует на уже наступившее недопустимое состояние энергосистемы, или *прогнозирования* того, что такое состояние наступит.

Защитный принцип реализуется по ходу переходного процесса путем сопоставления величин, характеризующих текущее состояние ЭЭС, с известными пороговыми значениями или соотношениями электрических величин, которые вводятся в автоматику заранее. Разработку автоматики на основе этого принципа стимулирует стремление упростить и удешевить ее, особенно для крупной энергосистемы. Поэтому производится поиск универсального набора и соотношения величин, которые могли бы выявить опасность переходного процесса и определить необходимое управление.

Например, в [1.25] предложено взять за основу соотношение некоторого усредненного в рамках энергосистемы напряжения с усредненным же значением реактивной мощности, получаемой от генераторов. Другой вариант – выработка противоаварийного решения на основе массового измерения фазовых углов на шинах энергосистемы.

Прогнозирование направлено на проверку допустимости нового состояния ЭЭС, которое наступит в результате первоначального события, аварийного возмущения, и допустимости переходного процесса, ведущего к этому состоянию. Оно реализуется или на основе выявления аварийного возмущения, или по мере переходного процесса, следующего за этим возмущением. Отсюда термины: *управление по параметрам возмущения и управление по параметрам процесса*. Возможно также определение параметров возмущения не сразу во время возмущения или вслед за ним, а по мере развития процесса, т.е. по параметрам процесса.

Новое, т.е. послеаварийное, состояние моделируется наложением выявленного аварийного возмущения и проверяемого *УВ* на доаварийное состояние. Известны два способа проверки допустимости этого состояния и перехода к нему: способ *I* – путем прямого расчета ЭЭС, направленного на проверку устойчивости, способ *II* – путем сопоставления послеаварийного состояния и перехода к нему с их ограничениями, предварительно рассчитанными и заложенными в автоматику.

При управлении по параметрам возмущения обычно удается достигнуть заметно большей быстроты действия, чем при управлении, ожидающем признаков опасности по ходу развития процесса.

Интересна классификация алгоритмов еще по одному признаку – когда именно выполняются расчеты по проверке допустимости послеаварийного состояния и перехода к нему: до или после появления аварийного возмущения. Эти способы построения алгоритма так и называются ДО и ПОСЛЕ. Способ ДО применим только для прогнозирования, а способ ПОСЛЕ – как для прогнозирования, так и для защитного алгоритма. Естественно, способ ДО имеет дело с ограниченным количеством заранее выбранных опасных ситуаций, и в этом смысле способ ПОСЛЕ, вообще говоря, способен более гибко учитывать реальные условия.

Кратко охарактеризованные выше способы осуществления автоматизации различаются во многих отношениях:

- в принципе достижимой эффективностью, т.е. быстротой действия, чувствительностью, селективностью и надежностью;
- степенью привлекательности для ее разработчиков и для персонала энергосистемы;
- затратами на создание и обслуживание, которые сопоставляются с имеющимися техническими и финансовыми возможностями;
- потерями для энергосистемы и для потребителей, возникающими при функционировании автоматизации.

Выбор того или иного из указанных выше способов является ответственным решением, которому предшествует многосторонний анализ многих обстоятельств.

В.7. Развитие. Предыстория

Первый серьезный интерес к проблемам устойчивости энергосистем и противоаварийного управления возник в начале 1930-х годов практически одновременно в СССР и США. Приблизительно в это время R.H. Park, E.H. Vanacker и A.A. Gorev, наряду с другими замечательными достижениями, создали основы анализа двухузловой схемы. Главным побудительным мотивом явилось то, что в то время наблюдались частые нарушения устойчивости из-за медленного отключения коротких замыканий. Внимание исследователей и экспериментаторов было сосредоточено на возможности сохранить устойчивость тепловой станции путем быстрой разгрузки паровых турбин.

Глубокий теоретический анализ влияния быстрой разгрузки тепловых турбин на устойчивость, сопровождаемый графиками многочисленных переходных процессов, рассчитать которые в то время было очень трудно, был выполнен Р.И. Майером [В9]. Результаты первых экспериментов по разгрузке турбин, выполненных в начале 30-х годов на станции Бобрики (сейчас – Новомосковская ГРЭС), были описаны П.С. Ждановым, Р.И. Майером и И.М. Марковичем [В10]. Для фиксации тяжести короткого замыкания в ВЭИ тогда же было разработано реле сброса активной мощности – видимо, первое реле специально для противоаварийной автоматизации.

Тот номер журнала, в котором напечатана статья о разгрузке турбин [В10], характеризует и обстановку, в которой создано это достижение. Он открывается передовой статьей от имени редакции, в которой бичуется вредительство в энергетике и самокритично признается слабая борьба редакции с этим явлением. Судя по тому, как сразу после этого изменился состав редакции, самокритика ей не помогла.

На верхневолжских гидростанциях в 1940-х годах применялось отключение части генераторов при ослаблении электропередачи 220 кВ в сторону Москвы.

В СССР наиболее тяжелая до последнего времени авария случилась в Москве в 1948 году. В результате ряда аварийных событий произошла

почти полная потеря электроснабжения города с его властными учреждениями, предприятиями, метро, жилыми районами... Авария началась с отключения линий 220 кВ, по которым передавалась городу значительная мощность от верхневолжских гидростанций, продолжилась потерей связей со станциями, расположенными южнее Москвы, и завершилась остановкой почти всех городских теплофикационных станций. К счастью, одна из них (станция автомобильного завода) со своей нагрузкой своевременно отделилась от остальной сети. От этой станции удалось подать напряжение другим станциям для восстановления их работы.

Эта авария не была приписана вредительству, но все равно она крепко запомнилась энергетикам. Память об авариях в СССР и об их последствиях для причастных и не причастных диктовала энергетикам скрупулезное выполнение своих обязанностей в течение еще нескольких более мягких десятилетий. Этому же способствовало премирование эксплуатационного персонала за безаварийную работу: премия исчислялась каждому сотруднику персонально вплоть до 56% от оклада, но нарастала постепенно в течение года отсутствия аварии по его вине; потерять ее и оказаться на обычном окладе было крайне нежелательно. Строгости стали препятствовать тому, чтобы специалист лично принял решение, он стал окунается в волокиту осторожных письменных согласований. Но нельзя забывать, что были замечательные исключения.

Развитие противоаварийной автоматики в СССР ускорилось со второй половины 1950-х годов в связи с вводом в работу линий электропередачи 400 и 500 кВ, идущих к Москве от крупных гидростанций в Куйбышеве и Сталинграде.

Проектируя первую в мире электропередачу напряжением 400кВ, «Теплоэлектропроект» (точнее, его Отделение дальних передач, главным инженером и идеологом которого был С.С. Рокотян) предусматривал только те средства противоаварийной автоматики, которые казались самыми необходимыми для намечавшейся в то время простой схемы электропередачи (две параллельные линии с тремя промежуточными переключательными пунктами без отборов мощности и с шунтирующими реакторами). Эти средства значительно повышали устойчивость параллельной работы гидростанции с приемной энергосистемой, а их выполнение в период эксплуатации оказалось бы трудным. Так, на гидростанции в Куйбышеве было предусмотрено электрическое торможение генераторов (оно было смонтировано, но не доведено даже до испытаний), а на среднем переключательном пункте под Арзамасом — форсировка установки продольной емкостной компенсации путем отключения одного из трех параллельно работающих мостов конденсаторов. Отключение гидрогенераторов впервые было запроектировано для гидростанции в Сталинграде.

По мере возникновения напряженных пусковых схем этих электропередач и накопления опыта эксплуатации выявлялись все новые требования к автоматике, а это приводило к тому, что она совершенствовалась и усложнялась. В этом отношении огромный вклад в развитие автоматики внесли эксплуатирующие организации и особенно специали-

сты, осуществлявшие диспетчерское управление центральными энергосистемами СССР (ОДУ ЕЭС Центра).

В этой небольшой организации, которая занималась тогда техническими вопросами, ее начальник К.Т. Нахапетян собрал инженеров очень высокой квалификации, выходцев из Мосэнерго, и командовал ими, разумно предоставляя им возможность помногу работать, не шадя и себя. Это были: в службе режимов энергообъединения С.А. Совалов и С.Н. Баскаков, в службе релейной защиты и автоматики Н.В. Чернобровов, М.Ф. Мельников, А.Б. Барзам, потом М.А. Беркович, в оперативной службе В.Т. Калита. Эти специалисты обратили внимание проектных и научных организаций, а также руководства Министерства на необходимость развернуть работу в области противоаварийной автоматики и доказали ее эффективность опытом эксплуатации.

Однако обязательность проектирования была введена чисто бюрократическим путем. Во время очередной кампании Госстроя по пересмотру ценников на проектные работы Нормунд Евгеньевич Рибель (ближайший помощник В.М. Ермоленко) предложил Б.И. Иофьеву включить в предложения Энергосетьпроекта рядом с ценником на релейную защиту еще и ценник на мало кому тогда известную противоаварийную автоматику. Тот придумал несколько не очень определенных позиций. Благодаря красноречию Н.Е. Рибеля, этот ценник был защищен и утвержден и значит, появилось законное право и чуть ли не обязанность включать разделы по противоаварийной автоматике в документацию и сметы объектов электроэнергетики. Затем, во время очередной кампании Министерства энергетики по пересмотру Правил устройства электроустановок аналогичным образом был включен раздел о противоаварийной автоматике. Это сделало ее применение обязательным. Затем последовала разработка более подробных Руководящих указаний по противоаварийной автоматике.

Разработка противоаварийной автоматики стала неотъемлемой частью проектной работы по наиболее крупным энергетическим объектам. Разработку проектов Энергосетьпроект вел сначала только в Москве, а затем к этому пришлось привлечь десять наиболее сильных отделений института. Заказ аппаратуры противоаварийной автоматики для подстанций вели территориальные отделения Энергосетьпроекта, а для тепловых, гидравлических и атомных станций — их генеральные проектировщики: Теплоэлектропроект, Гидропроект и Атомэлектропроект.

Первые итоги проделанной в СССР работы были подведены на широком научно-техническом совещании по противоаварийной автоматике, проведенном в Москве в 1963 году. Там был представлен подробный доклад о результатах значительного этапа в создании противоаварийной автоматики — опыте проектирования первого комплекса устройств такой автоматики (он потребовался для передачи большой мощности Братской гидростанции в Иркутск и Красноярск). По текстам докладов этого совещания и, в частности, по упомянутому докладу [В1] можно заметить, что многие проблемы и решения того времени актуальны и сегодня.

Работа над противоаварийной автоматикой велась в этот период и в США, где R.H. Park получил патент чуть ли не на нее в целом. Этот патент поразителен как своей величиной, так и тем, что все элементы автоматики, в том числе и логические, были интерпретированы электро-механическими приборами с пружинами, рычагами, защелками, что

было сопровождено многочисленными изящными чертежами. Однако в США это не получило тогда практической реализации.

Очень значительные дискуссии о надежности и живучести ЭЭС и о противоаварийной автоматике вызвала авария в Нью-Йорке в ноябре 1965 года. Она была вызвана последовательностью событий, типичных с сегодняшней точки зрения. Но были и два новых обстоятельства. Во-первых, восстановление электроснабжения происходило очень медленно из-за невозможности подать напряжение сразу на большую кабельную сеть, обладающую большой зарядной емкостью и еще не имеющую нагрузки. Во-вторых, отсутствие освещения в городе привело к мародерству. Ущерб от этой аварии оценивался миллиардами долларов.

В США комиссии очень высокого уровня анализировали эту аварию и вырабатывали рекомендации. Одна из них пригласила С.С. Рокотяна, чтобы выслушать его мнение, вытекающее из другого опыта. Оно, естественно, заключалось в том, что надежность и живучесть большой ЭЭС достигается не только усилением сети, которое, конечно, полезно, но и централизованным в каких-то пределах оперативным управлением и противоаварийной автоматикой. Это было названо «тощий план». Принят же был «жирный план», сводившийся почти исключительно к строительству новых энергообъектов.

В СССР к этой аварии отнеслись как к очень поучительному примеру, но сделали выводы скорее по «тощему плану», и это способствовало расширению работ в области противоаварийной автоматики.

Роль противоаварийной автоматики в обеспечении надежности и живучести понималась тогда и понимается теперь в разных странах и энергосистемах специалистами разных профилей далеко неоднозначно. Но представляется, что хотя бы с одним общим утверждением могли бы согласиться все: недооценка ее возможностей ведет, как правило, или к большой аварийности или к необходимости значительных дополнительных затрат на основные сооружения энергосистемы, а переоценка — к излишней аварийности из-за ее отказов.

До этого времени для противоаварийной автоматики применялась только аппаратура, выпускаемая заводами для релейной защиты. Первый успех в области создания промышленностью специализированной аппаратуры был достигнут в 1965—1967 годах при проектировании автоматами противоаварийной автоматики линий электропередачи 500 кВ от Асуанской ГЭС в Каир. Правительственное постановление вынудило завод «Нептун» (г. Одесса) поставить в Египет аппаратуру быстрой телепередачи аварийных сигналов или команд автоматики, а завод ЧЭАЗ в городе Чебоксары — электромеханические реле максимальной активной мощности, реле максимальной реактивной мощности и максимальное реле напряжения с высоким коэффициентом возврата.

В 1965—1970 годах удалось создать регулярные структуры децентрализованной противоаварийной автоматики. Головными комплексами автоматики такого рода, помимо египетского, были проекты для Конаковской тепловой станции, для строящейся Красноярской гидростан-

ции и для линий связи Поволжье—Центр (в связи со строительством Саратовской гидростанции). На базе этих разработок была проведена типизация всех основных узлов противоаварийной автоматики. Здесь важнейшим шагом — психологическим и техническим — явилось повышение гибкости логической части устройств за счет применения коммутаторов.

Противоаварийная автоматика, управляющая быстрой разгрузкой тепловых турбин, впервые была разработана для Конаковской станции с ее восемью турбинами 300 МВт. Система была успешно испытана и введена в действие.

Это явилось плодом совместной работы специалистов очень разных профилей: М.З. Хейфец, М.С. Фрагин и математик Е.А. Любан (отдел регулирования Ленинградского металлического завода — ЛМЗ) создали идеологию электрогидравлического управления тепловой турбины с промежуточным перегревом пара и установили на турбину быстрый электрогидравлический преобразователь; Г.Р. Герценберг и В.С. Мельников (ВЭИ) создали устройство — электрическую часть системы регулирования турбины; Я.Н. Лугинский (Всесоюзный институт электроэнергетики — ВНИИЭ) эрудированно способствовал выработке общих решений; У.К. Курбаналиев (ГРЭС) обеспечил внедрение на станции; С.А. Совалов и В.А. Семенов (Центральное диспетчерское управление — ЦДУ) рассчитали настройку автоматики, создали схему испытаний и провели их на станции.

Таким образом, от первых исследований и экспериментов до промышленного применения прошло три десятилетия.

Электронная аппаратура противоаварийной автоматики была впервые разработана группой Ф.М. Розенблюма (Всесоюзный научно-исследовательский институт релестроения — ВНИИР, Чебоксары) с использованием полупроводниковых приборов. Это были измерительные и пусковые устройства, реагирующие на активную и реактивную мощность, напряжение, частоту и угол между векторами напряжений. Следующее поколение этой аппаратуры было разработано там же в конце 1970-х годов на интегральных микросхемах. Эту аппаратуру через несколько лет начали производить малыми сериями. В нее постепенно вводились элементы цифровой техники.

Параллельно с этим сотрудники ВНИИЭ и одесского завода «Нептун» довели число аварийных сигналов или команд до 12. Телепередача осуществлялась за 0,03 с через несколько участков линий электропередачи, информация могла быть использована и дополнена на любом из промежуточных объектов, и в аппаратуру был введен канал для передачи информации в нормальных условиях работы энергосистемы.

И проектирование противоаварийной автоматики, и ее настройка в энергосистеме требует проведения расчетов электромеханических переходных процессов. Пока не появились достаточно быстродействующие ЭВМ и затем настольные компьютеры, эти расчеты выполнялись на электронных моделях энергосистем, в которых элементы сети представлялись физическими аналогами, а расчет переходного процесса велся

шаг за шагом оператором путем регулировки моделей всех участвующих генераторов. Естественно, на этой технике невозможно было выполнять большое число расчетов.

В решении этой проблемы для наиболее важных объектов исключительную роль сыграл Научно-исследовательский институт постоянного тока (НИИПТ, Ленинград), который создал у себя физическую модель энергосистемы. Схему энергосистемы и характеристики элементов можно было изменять применительно к объекту моделирования. Перемотаж и настройка модели занимали каждый раз много времени и требовали много труда и внимания, но затем расчеты делались в реальном времени. Первая серия таких расчетов для противоаварийной автоматики была выполнена группой Л.А. Кошечева для Братской гидроэлектростанции. Усилиями Е.А. Марченко и Л.А. Кошечева эта модель к пику своего развития содержала несколько десятков генераторов, и на ней можно было исследовать сложнейшие процессы. Однако в 1980-х годах появилась все более успешная альтернатива в виде расчетов на больших ЭВМ, а к началу 1990-х годов стало ясно, что эта модель не выдерживает конкуренции с компьютерами.

В.8. Дальнейшее развитие

Теоретические и практические работы по централизации выработки управляющих воздействий ПА на основе применения в ней вычислительной техники ознаменовали переход к современному этапу развития ПА. Переломный момент отмечен докладом на сессии CIGRE в 1974 году [1.19]. В нем охарактеризованы две структуры комплексов противоаварийной автоматики: децентрализованная, разработанная для линий электропередачи от Волжских ГЭС к Москве, и централизованная — для линий электропередачи от Братской гидроэлектростанции к районам Иркутска и Красноярска.

О начальном этапе разработки и применения вычислительной техники уже упомянуто в предисловии. После устройства, вычисляющего управляющие воздействия противоаварийной автоматики на Костромской станции, удалось разработать и в 80-х годах включить в работу еще три подобных устройства:

- на Братской гидроэлектростанции для передачи ее мощности в районы Иркутска и Красноярска;
- на Итатской подстанции 500 кВ в районе Саяно-Шушенской гидроэлектростанции на связях районов Красноярска и Кузбасса;
- на Западно-Украинской подстанции 750 кВ для передачи мощности из СССР на Запад в соседние страны.

Эти устройства собирали доаварийную и аварийную информацию с нескольких объектов, расположенных на расстоянии вплоть до трех участков линий электропередачи, и направляли туда управляющие команды.

В стране еще не было подходящей для противоаварийной автоматики вычислительной техники, для первых применений использовалась разработанная в ЦНИИКА (Москва) изготовленная заводом Севкавэ-

лектронмаш (Нальчик) вычислительная аппаратура, надежность и живучесть которой была достигнута за счет параллельной работы трех комплектов аппаратуры и мажоритарного сопоставления их данных чуть ли не на каждом такте процесса вычислений. Для Западно-Украинской подстанции Энергосетьпроекту удалось создать вычислительный комплекс из двух серийных мини-ЭВМ и заставить их параллельно работать и обмениваться решениями. Производительность такого комплекса была несколько выше, чем предыдущих, а живучесть ниже.

Начало перехода к применению в ПА вычислительной техники отражено циклом докладов [В11] и затем в сборнике [В4], вводная статья которого дает представление о наиболее актуальных в то время (а во многом и ныне) проблемах.

В 80-х годах Ю.Д. Садовский, П.Я. Кац, И.А. Богомоллова (НИИПТ) разработали для энергосистем Урала оригинальный алгоритм расчета управляющих воздействий противоаварийной автоматики, нужных для параллельной работы энергосистем Урала, а в ВЭИ было организовано его функционирование в подходящей мини-ЭВМ. Тем самым было создано вычислительное ядро полностью централизованной системы противоаварийной автоматики.

Затем, для применения в энергосистемах Поволжья, в НИИПТ и ВЭИ эта система была усовершенствована. Эта система, кроме центральной части, расположенной в диспетчерском управлении Поволжья (Самара), обладает удаленными специализированными терминалами, расположенными на объектах энергосистем и имеющими резервный упрощенный алгоритм управления.

Известны многочисленные примеры применения противоаварийной автоматики в Канаде, США, Швеции, Японии. Во второй половине минувшего века она наиболее широко применялась в энергосистемах на территории бывшего СССР. Здесь развилось не фрагментарное, как в других странах, а обычное, почти повсеместное, применение противоаварийной автоматики. Опубликовано несколько работ, содержащих, в частности, серьезные данные об авариях и эффективности ПА.

Общая характеристика ПА в СССР на начало 1980-х годов дана в [В12]:

«...за счет использования противоаварийной автоматики достигнуто увеличение передаваемой мощности по основным связям на 10–12 тыс. МВт. ...централизованная автоматика ОЭС Урала значительно расширила возможности загрузки транзитных связей. За счет увеличения обменных потоков мощности и предотвращаемого ущерба от системных аварий эффективность автоматики составила около 500 тыс. руб. в год при затратах на ее разработку и реализацию около 400 тыс. руб...»

Ежегодно в ЕЭС СССР регистрируется около 300 случаев, связанных с работой различного рода ПА. Лишь малая их часть (несколько процентов) приводит к авариям, которые квалифицируются как системные; остальные нарушения локализуются действием противоаварийной автоматики в начальной стадии развития аварийных событий. Так, ежегодно предотвращается 80–100 нарушений устойчивости, ликвидируется 80–100 асинхронных режимов, прекращается 100–140 недопустимых повышений или понижений частоты и напряжения. При отсутствии этой автоматики во многих случаях происходило бы развитие аварий с обесточением потребителей на значительной территории.

Анализ эффективности работы системы АЧР в ЕЭС СССР за ряд последних лет (несколько сотен случаев работы АЧР) показывает, что вместе с комплексом других средств противоаварийного управления она обеспечила успешную ликвидацию около 90–95% аварийных ситуаций с дефицитом активной мощности. В среднем ежегодно отмечается 120 случаев успешной работы АЧР. Отдельные случаи развития нарушений, причиной которых была недостаточная эффективность разгрузки (5–10%), как правило, носят характер местных локальных аварий с особо большим (нерасчетным) дефицитом мощности...»

Нельзя не обратить внимания на то, что указанное выше увеличение передаваемой мощности на тысячи мегаватт достигнуто вложениями в ПА приблизительно в 10 раз меньшими, чем потребовалось бы для строительства сетей нужной для этого пропускной способности.

Из [8], в частности, известно, что в середине 1980-х годов все многочисленные устройства ПА, которыми оснащена ЕЭС СССР, располагали возможностью воздействовать на отключение 240 генераторов двадцати девяти гидроэлектростанций и на отключение или аварийную разгрузку 360 генераторов тепловых и атомных электростанций. ПА имела такого же порядка возможности в централизованном отключении нагрузки. Возможности децентрализованного отключения нагрузки, используемого во избежание лавины частоты или напряжения, значительно шире. Кроме того, устройства ПА могли отключить почти любую линию напряжением от 220 до 750 кВ и многие линии 110 кВ, а также отключить и включить компенсирующие устройства — шунтовые реакторы и конденсаторы.

В [8] содержатся сведения о ПА в энергосистемах Японии и Канады, имеющие на редкость ясный экономический аспект (там же можно увидеть ссылки на литературные источники сведений).

Микропроцессорными системами ПА занялись в Японии раньше, чем в других странах, там такие системы были созданы в ряде энергосистем. Так, в энергосистеме Тюбу с начала 1980-х годов функционирует трехуровневая иерархическая система, в состав которой входят 13 ЭВМ, включая ЭВМ, установленную на ЦДП энергосистемы [8]. Отмечается высокая эффективность системы, внедрение которой позволило повысить пропускную способность основной сети 275 и 500 кВ на 200–400 МВт.

В канадской энергосистеме Ontario Hydro [8] для передачи мощности от атомной станции Bruce, быстро развивающейся до 8 агрегатов по 800 МВт, имелось две линии 500 кВ и пять линий 230 кВ, по которым можно было передать 1570 МВт. Мощность станции росла, и для ее выдачи потребовалось строительство еще двух ВЛ 500 кВ. Однако оно откладывалось по причинам экологического характера. Пока их не построили, потребовалось создать ПА, которая при аварийном отключении одной-двух линий отключала в зависимости от условий до трех агрегатов АЭС и до 1500 МВт нагрузки в приемной части энергосистемы (ступенями по 50 МВт).

В сети, связанной с этой станцией и влияющей на ее способность передавать мощность, имелось 6 подстанций, 9 линий 500 кВ, 27 выключателей 500 кВ, 22 линий 230 кВ, 39 выключателей 230 кВ и 5 трансформаторов. В течение 45% времени какие-либо два элемента или даже большее их число выведены из работы. Таким образом, сочетаний возможных ремонтов и повреждений, которые могут быть опасны для станции, очень много.

На основании предварительных расчетов формировались таблицы пропускной способности сети для различных наиболее часто возникающих аварийных отключений ее элементов. На основании этих таблиц при возникновении конкретного отключения вычислялись и реализовывалось управляющие воздействия.

Кроме того, на случай возникновения других, более редких возмущений предусматривался упрощенный расчет пропускной способности и необходимых *УВ* на базе двухузловой модели энергосистемы.

В системе автоматики предусмотрена активная помощь оперативному персоналу в послеаварийный период, позволяющая восстановить за 5 минут баланс активной мощности и за 30 минут — питание всех отключенных потребителей.

Затраты на создание этой системы ПА составили 33 млн долларов, благодаря ей от станции передавалось до 3000 МВт и затем даже до 4800 МВт, что обеспечило экономический эффект 113 млн. долларов в 1982 году и 160 млн. долларов в 1983 году.

В докладе [В8] представлены две очень показательные стороны современного состояния ПА в США и Канаде, косвенно характеризующие и другие стороны: во-первых, уровень нормирования ПА, во-вторых, данные о том, как выглядит современная система ПА. Так, видно, что нормирование ПА прошло путь от употребления, насколько известно, довольно разрозненных терминов в 1980-х годах до обстоятельных нормативных документов. В качестве современной системы представлена централизованная система ПА энергосистемы British Columbia Hydro на Юго-Западе Канады.

Эта энергосистема входит в протяженное энергообъединение WECC, вытянутое вдоль берега приблизительно на 2500 км. Она располагает несколькими электростанциями общей мощностью около 8000 МВт, удаленными от потребителей и друг от друга. Через две подстанции она передает мощность на Юг (в США) и через одну — на Восток.

Система ПА выявляет аварийное отключение семи линий электропередачи 230 и 500 кВ и вырабатывает *УВ*, минимально необходимые для сохранения устойчивости по углу. Она выявляет аварийное понижение напряжения и частоты на подстанциях и вырабатывает *УВ*, минимально необходимые для сохранения устойчивости по напряжению и по частоте. Кроме того, система предотвращает термическую перегрузку.

Расчет *УВ* выполняется вычислительным комплексом ЭВМ на центральном пункте системы, где взаимодействуют ЭВМ, решающая задачи SCADA (цикл решения задачи составляет 2 минуты) и ЭВМ-вычислитель *УВ* ПА, в котором каждые четыре минуты на основе информации, получаемой от системы SCADA, ведется расчет новых *УВ*, соответствующих изменяющемуся состоянию энергосистемы (с точностью 50 МВт).

Информация о рассчитанных *УВ* передается с центрального пункта на пункты автоматического запоминания дозировки. В этих же пунктах выполняется реализация части *УВ*. Для этого сигналы об аварийном отключении контролируемых линий электропередачи передаются в эти пункты (а также и в центральный пункт). Часть из упомянутых пунктов реализации *УВ* являются вместе с тем пунктами распределения *УВ*, они передают управляющие команды еще в несколько пунктов реализации *УВ*.

Из аварийных сигналов формируется информация о каком-либо из 80 аварийных возмущений, из которых 33 связаны с повреждением линий электропередачи 500 кВ. Для этих случаев в распоряжении системы

имеется отключение 30 генераторов на восьми электростанциях, отключение пять линий и коммутация одного шунтирующего реактора. Перегрузка кабеля, по которому снабжается остров с городом Ванкувер, ликвидируется отключением там нагрузки.

Реализация *УВ* происходит через 0,17 с после отключения линии электропередачи.

Оператор энергосистемы контролирует ход настройки системы ПА и управляет ею с помощью обширного графического и табличного интерфейса. Одна из таблиц служит для трактов ПА, действующих в зависимости от аварийного возмущения, другая — для трактов, действующих по ходу аварийного процесса.

Обращают на себя внимание два из выводов авторов доклада [В8]: учитывая относительно низкую стоимость ПА по сравнению с основным оборудованием, важно не пытаться минимизировать ее стоимость, проектируя ПА маргинального качества; при создании ПА важно организовать взаимодействие со специалистами, занимающимися теми многочисленными аспектами работы энергосистемы, которые затрагиваются созданием ПА.

Утверждая, что имеющийся опыт использования противоаварийной автоматики в целом благоприятен, нельзя забывать, что он, во-первых, относится в основном к тем сечениям энергосистем, через которые передается значительная мощность, и, во-вторых, еще не дал хорошо отработанных технических решений. Опыт решения задач, относящихся к частичным сечениям, к борьбе с лавиной частоты и, особенно, напряжения, более скромнен. Это, скорее всего, вызвано тем, что в этих случаях для спасения энергосистемы требуется пойти на отключение части потребителей, а решиться на это трудно. Отсюда — склонность недооценивать актуальность решения этих задач.

Очень многое в известных тяжелейших авариях последних десятилетий определяется отсутствием или крайне слабым уровнем противоаварийной автоматики. Ограниченность ее возможностей определяется недостаточной управляемостью энергосистем в аварийных условиях. Расширению ее применения мешают и недостатки аппаратуры и программного обеспечения, являющиеся обратной стороной ограниченного применения. Конечно, и потенциальный рынок устройств ПА уже по сравнению, например, с устройствами релейной защиты элементов напряжением 110–220 кВ. Так, потребность энергосистем России в аппаратуре ПА оценивается на уровне 500 микропроцессорных аппаратов в год.

Противоаварийная автоматика может дать тем больший эффект, чем проще схема и режим работы ЭЭС. В сложных по конфигурации и географически протяженных энергосистемах, имеющих многочисленные шунтирующие связи, автоматика резко усложняется, ее создание и обслуживание удорожается. В связи с этим встречается излишнее недоверие к возможностям ПА, обязанное, вероятно, недооценке того, что об-

ласть эффективного применения устройств ПА по мере ее совершенствования заметно расширяется.

Повышения эффективности противоаварийного управления можно ожидать в связи с расширением спектра управляющих воздействий, особенно снимающихся воздействий, что ведет к снижению требований к их минимизации. Внушает оптимизм создание новых управляемых элементов: преобразователей частоты (в частности, вставок постоянного тока), линий электропередачи постоянного тока, фазоповоротных устройств, статических источников активной и реактивной мощности. Для противоаварийного управления благоприятно также развитие таких потребителей электроэнергии, которые можно использовать в качестве потребителей-регуляторов: гидроаккумулирующие станции в режиме потребления активной мощности, холодильные и нагревательные установки и т.п.

Громадное влияние на противоаварийную управляющую технику оказало и еще окажет применение микропроцессорной техники. Ее использование дает возможность повысить техническое совершенство автоматики и, вместе с тем, сохранить надежность ПА на достаточном уровне. При переходе на микропроцессорную технику удастся не снизить требования к допустимым изменениям параметров внешней среды, габаритам и стоимости аппаратуры. Документирование состояния ЭЭС, состояния аппаратуры и действий персонала способствует удобству обслуживания и снижению числа ошибок операторов. Происходит унификация устройств, т.е. создание различных по функциям устройств ПА из небольшой номенклатуры основных блоков, что используют большие корпорации — производители управляющей техники. Развитие вычислительной техники позволило объединять разные функции автоматики и оперативного управления в едином аппарате, обслуживающем линию электропередачи или высоковольтный аппарат, и в единой системе управления объектом. Появилась также возможность объединять устройства автоматики в большие территориально-распределенные комплексы для централизованного решения задачи с использованием большого количества информации от нескольких объектов.

На этом пути важно избегать создания излишне централизованных монстров, как можно больше задач решать децентрализованно, а остальные — путем создания иерархически построенной структуры с централизацией на нижнем уровне и координирующими органами на верхнем уровне. Это утверждение, которое исходит из понятных практических соображений, представляется верным, несмотря на очевидное формальное алгоритмическое преимущество неограниченной централизации.

Применительно к распределенному объекту, каким является энергосистема, важную роль играют средства сбора удаленной информации и средства быстрой доставки аварийных сигналов и команд на дальнее расстояние. При создании комплекса противоаварийной автоматики ранее следовало учитывать жесткие ограничения в этом отношении, ограничения технические и стоимостные. Эти ограничения особенно

ощутимы в тех странах, где для передачи аварийных сигналов и команд обычно использовались специфические каналы связи, идущие по проводам высоковольтных линий электропередачи. Сегодня становится все более реальной быстрая и надежная передача информации с помощью каналов, образованных с помощью оптоволоконных кабелей, и это, можно надеяться, снимет много ограничений на объем и удаленность информации, используемой автоматикой. Наблюдается также прогресс в области передачи циркулярных команд с помощью несущих радиочастот.

Несколько лет назад появилась новая возможность формирования информации о фазовых сдвигах между синусоидальными величинами, имеющимися в энергосистеме, с помощью сигналов времени от системы спутников. Таким образом можно получить достаточно полную информацию, например, об углах сдвига между фазами напряжений на шинах большого числа подстанций. Хотя исследования в этой области еще не привели к существенным результатам, вряд ли можно сомневаться в том, что открывшаяся новая возможность способна оказать существенное влияние на принципы построения противоаварийной автоматики. Наиболее очевидна возможность использовать эту технику для значительного повышения точности и безотказности оценивания и идентификации текущего состояния энергосистемы, что очень важно и для ПА. Оптимизм внушает то, что уже созданы экспериментальные системы с большим числом подстанций и измерений фаз напряжений, и то, что, насколько известно, необходимая для таких систем аппаратура не слишком дорога.

Список литературы

В1. Гладышев В.А., Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н. Противоаварийная автоматика электропередач 500 кВ, отходящих от гидростанций (опыт проектирования). В кн.: Средства противоаварийной автоматики энергосистем. М.: Энергия, 1964.

В2. Ермоленко В.М., Иофьев Б.И. Основные вопросы противоаварийной автоматики современных энергетических систем. Тр. института «Энергосетьпроект». Вып. I. М.: Энергия, 1970.

В3. Berkovich M.A., Ermolenko V.M., Tzarev M.I., Chernobrovov N.V. Automation for Preventing System Faults in Power Pools. CIGRE, 1970, Session 24 August – 2 September. Rep. 34-06.

В4. Иофьев Б.И. Введение к кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научн. тр. института «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат, 1982.

В5. Брухис Г.Л., Гладышев В.А. Комплекс противоаварийной автоматики с централизацией дозирования управляющих воздействий в ЭВМ. Сб. научн. тр. института «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат, 1982.

В6. Чекаловец Л.Н., Темченко В.Ф., Кобец Б.Б. и др. Комплекс АДВ западной части ОЭС Сибири с центром на ПС Итатская. В кн.: Тез. докл. на 7-м Всес. совещании работников служб электрических режимов ОДУ и энергосистем. Дивногорск, 1986.

В7. Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в отделе релейной защиты. В кн.: Научно-практич. конф. «Актуальные проблемы релейной защиты, противоаварийной автоматики, устойчивости и моделирования энергосистем в условиях реструктуризации электроэнергетики». М.: НЦ «ЭНАС». 2002.

B8. *Henville C.F., Struyk E.* RAS and stretched Power Systems. Western Protective Relaying Conference. Spokane, WA, 17-19.10.2006.

B9. *Майер Р.И.* Аварийное регулирование паровых турбин как мера увеличения устойчивости электрической системы. Электричество. 1934. №13.

B10. *Жданов П.С., Майер Р.И., Маркович И.М.* Аварийное регулирование на Сталиногорской ГРЭС. Электрические станции. 1937. № 6.

B11. *Иофьев Б.И.* Способы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых ПА; *Васькова Т.В., Чекаловец Л.Н.* Алгоритмы автоматической дозировки управляющих воздействий, подаваемых ПА; *Брухис Г.Л., Лагускер В.М., Смирнов Э.П. и др.* Способы обеспечения надежности устройства автоматической дозировки управляющих воздействий ПА (АДВ) и его связь с цепями прохождения аварийных сигналов; *Гуревич А.М., Давыдовская Н.И., Нейштадт И.С. и др.* Цифровое устройство дозировки управляющих воздействий ПА. Доклады на III Всес. научно-технич. совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Л.: Энергия. 1973.

B12. *Воропай Н.И., Ершевич В.В., Лугинский Я.Н. и др.* Под ред. С.А. Совалова. Управление мощными энергообъединениями. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Часть I

Общая характеристика ПА

Глава 1.

Роль ПА в аварийных процессах

1.1. Объект управления

Для выяснения роли противоаварийной автоматики в сохранении электроснабжения и обеспечении живучести ЭЭС при простых и сложных аварийных процессах она сопоставляется с рядом других мероприятий, прежде всего конструктивного и технологического характера. Вне рассмотрения остаются некоторые другие аспекты: организационно-техническое обеспечение, борьба персонала за надежность и живучесть во время переходного процесса и в восстановительный период и т.п.

1.1.1. Экономичность и надежность электроснабжения многих потребителей от многих источников

Как упоминалось во введении, организация электроснабжения потребителей одновременно от многих источников определяется в большой степени потребностью в резервировании. Оно же является важным аспектом построения и противоаварийной автоматики, но, прежде чем рассмотреть резервирование автоматики (часть IV), коснемся близкой проблемы — резервирования в энергосистеме.

Если одного или сразу нескольких потребителей питать от единственного источника, то он или они окажутся без питания всякий раз, когда этот источник не работает. Причин же для этого много: профилактический ремонт, о котором потребитель может быть предупрежден, или аварийный ремонт, возникающий внезапно, перебои в получении энергоносителя — топлива или воды и т.д. Отсюда выход в установке двух, трех и даже четырех источников, как это делают в автономных энергосистемах (корабль, самолет и т.п.).

Если создается несколько источников, возникает проблема, как их использовать. Можно постоянно использовать только один из источников, а остальные держать в холодном или горячем резерве.

Под горячим резервом понимается состояние немедленной готовности к использованию, преимущественно только под действием автоматики и без необходимости вмешательства оператора. Холодный резерв реализуется медленней, поскольку требуются те или иные пусковые операции. Например, в случае аварийного понижения частоты на шинах гидростанции ее остановленный агрегат обычно пускается автоматически, однако на разворот турбины до скорости вращения, близкой к номинальной, на синхронизацию генератора и затем на набор агрегатом нагрузки уходит заметное в аварийных условиях время.

Можно, наоборот, заставить все имеющиеся источники, будучи недогруженными, работать на общую нагрузку. Наконец, возможен и промежуточный вариант, когда часть источников работает на общую нагрузку, часть держится в горячем резерве, а остальные в холодном.

Очевидно, что упомянутые способы резервирования дают разный эффект. С другой стороны, создание резерва требует капитальных затрат, его содержание — текущих издержек, а эксплуатация недогруженных агрегатов или агрегатов, находящихся в горячем резерве, — дополнительных затрат энергоносителя. В результате выбор того или иного способа является серьезной оптимизационной задачей, которая не относится к теме данной монографии.

Прогресс техники ведет к укрупнению источников. Это и, конечно, резервирование источников привело к совместному их использованию сразу многими потребителями электроэнергии.

Взаимодействие частей энергосистемы наталкивается на два обстоятельства: ограниченную пропускную способность ее электрической сети и ограниченную маневренность источников энергии.

Существует несколько уровней решения задачи о выборе способов и уровня резервирования источников энергии. На самом простом не учитываются разница между горячим и холодным резервом, потери мощности в элементах энергосистемы, а также упомянутые выше ограничения.

Конструктивное обеспечение надежности и живучести, как и качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, заключается в создании резервов: энергетических ресурсов, мощности генераторов и пропускной способности сети (со всем тем, что для них требуется, — от шахт до реактивной мощности), а также в создании систем автоматического и оперативного (диспетчерского) управления.

Оптимальное распределение затрат на все перечисленное есть сложнейшая задача, которая, не будучи решенной в общем виде, осмысливается и решается по частям, причем опыт постоянно подсказывает корректировку распределения.

Чем больше экономится на надежности снабжения электростанций топливом, на надежности оборудования электростанций, на равномерности распределения источников электроэнергии по отношению к узлам нагрузки, на величине суммарной установленной мощности генераторов (особенно на мобильной, автоматически управляемой мощности), тем больше требуемая пропускная способность электрической сети. Передача и энергии и мощности по ней в известных пределах целесообразна, о чем ясно говорят и теория и опыт. Подобно этому подтверждена правильность некоторого уменьшения запаса пропускной способности за счет развития систем управления с целью экономии суммарных затрат при сохранении качества электроэнергии, надежности электроснабжения и живучести энергосистемы на приемлемом уровне.

Последнее утверждение не стало общепризнанным. В этом сказываются понятное недоверие к эффективности систем управления применительно к столь сложному и ответственному объекту управления, каким являются многие современные ЭЭС, и опасение, что система управления окажется недостаточно совершенной, это приведет к большим авариям, и экономически оптимальное, казалось бы, решение на деле окажется не удовлетворительным.

Известно, что авария может создавать очень существенные экономические потери даже в том случае, если удалось ограничиться только сознательно управляе-

мым отключением потребителей. Неуправляемое же их отключение делает еще вероятней то, что надежность электроснабжения окажется неприемлемо низкой ввиду ущерба экономического характера и, тем более, ввиду внеэкономических потерь — ситуации последнего рода должны быть принципиально исключены или, в крайнем случае, выровнены во всех сравниваемых вариантах управляемой энергосистемы. Подобным вопросам посвящена глава 3 части I.

С другой стороны, вера в столь широкие возможности систем управления (и среди них, прежде всего, противоаварийной автоматики), которые не зависят ни от уровня управляемости энергосистемы, ни от характеристик самих систем управления, связана с недооценкой последствий низкого качества электроэнергии и аварий, возможных из-за несовершенства систем управления, и, в конечном итоге, — с недоучетом интересов потребителей электроэнергии.

Обе точки зрения ведут к излишним затратам. Кибернетический скепсис — это излишние вложения сегодня, а кибернетические иллюзии — излишние издержки завтра.

Еще опаснее, если при недостаточном запасе пропускной способности не вкладывать ресурсы ни в ее повышение, ни в создание должной системы управления.

Функции противоаварийной автоматики обычно нормируются на основе компромисса между двумя указанными точками зрения. Принцип, который обычно кладется в основу нормирования, представлен в виде диаграммы на рис. 1.1. Здесь по горизонтальной оси отложена некая величина, характеризующая тяжесть исходного, т.е. доаварийного, состояния ЭЭС и зависящая от *состояния исходной схемы* Sx^I и активной мощности P^I , передаваемой в этой схеме непосредственно перед возникновением аварийного возмущения. Это состояние обозначено верхним индексом I . По вертикальной оси отложена некая величина, характеризующая тяжесть *аварийного возмущения* AB . Принимается, что энергосистема должна располагать такой электрической схемой и такими устройствами автоматики отдельных своих элементов (регуляторы скорости турбин, регуляторы возбуждения генераторов, релейная защита и т.п.), чтобы при обычных, наиболее частых повреждениях этих элементов, если они возникают в наиболее вероятных состояниях, не требовалось вмешательства ПА с целью сохранения устойчивости параллельной работы. Эта область обозначена на диаграмме цифрой 1.

Эту область определяют по-разному. Так, во многих ЭЭС действует очень простое правило, называемое $N-1$ или $N-2$. Оно означает, что текущий режим работы должен вестись так, чтобы в случае отключения любой одной линии электропередачи или одновременно любых двух линий из имеющихся N

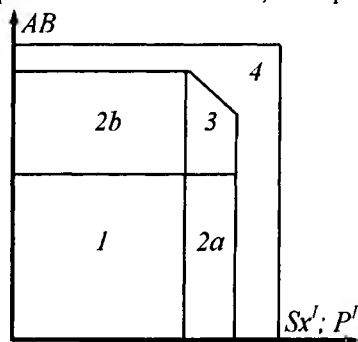


Рис. 1.1. Диаграмма применимости ПА

линий устойчивость ЭЭС обеспечивалась без надобности в ПА. При этом, скорее всего, под ПА понимается наиболее известная из ее подсистем — подсистема АПНУ.

Часто считают, что соблюдение даже наиболее мягкого из этих правил, правила *N-1*, гарантирует безаварийность. Однако соблюдение и более жесткого правила *N-2* не может дать такой гарантии, а следовательно, для повышения безаварийности те или иные средства противоаварийного управления и в этом случае целесообразны.

Универсальность правила *N-1* не кажется абсолютной. Вряд ли нужно одинаково подходить к устройству двух таких ЭЭС: одна обслуживает территорию с малой плотностью населения и с потребителями, не привыкшими к роскоши непрерывного электроснабжения, а другая — компактный экономически сильно развитый район.

Для межгосударственного сечения бывает организационно затруднительно реализовать известный критерий *N-1* и тем более *N-2* и *N-3*. Для сечения с линиями наиболее высокого напряжения выполнить то же самое условие слишком дорого.

Усилению сечения препятствует необходимость больших затрат в строительстве. В то же время инвестиции целесообразны скорее в строительство электростанций, поскольку доходность вложений в генерацию электроэнергии существенно выше, нежели в сетевые объекты. В сетях риска для инвестиций меньше, но и рентабельность существенно ниже.

Коль скоро область 1 не требуется обслуживать этим видом противоаварийной автоматики, для ее применения остаются три области:

- область 2а — сочетание обычного повреждения с состоянием ЭЭС, более напряженным, чем наиболее вероятное (например, такова *ремонтная схема*, т.е. схема, в которой выведен в ремонт какой-либо важный ее элемент и которая поэтому обладает существенно пониженной пропускной способностью по сравнению с *полной схемой*; такова повышенная нагрузка сети, возникшая, например, из-за стремления максимально использовать мощность гидростанции во время паводка, чтобы не сливать зря воду в нижний бьеф и т.п.);

- область 2б — сочетание повреждения более тяжелого, чем обычные повреждения, с наиболее вероятным состоянием ЭЭС (таково, например, КЗ, сопровождаемое отказом выключателя и, возможно, в дополнение к этому отключением еще одного и при том важного элемента сети);

- область 3 — сочетание тяжелого повреждения с тяжелым же состоянием ЭЭС, сочетание, при котором эффективности первого эшелона ПА (сохранение параллельной работы частей ЭЭС) не всегда удастся добиться.

Наконец, имеется и область 4, на действие в которой этот вид ПА не рассчитан.

1.1.2. Структура двухузловой схемы, ее состояния и процессы в ней

Чтобы хотя бы бегло охарактеризовать основные явления и процессы, в которых участвует ПА, необходимо рассмотреть двухузловую схему (рис. 1.2) с помощью структуры, показанной на рис. 1.3 в виде схемы системы автоматического регулирования — САР.

Во второй части монографии эти звенья, а также состояния и стадии процессов представлены более строго и подробно на основе аналитических моделей.

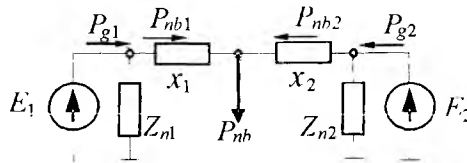


Рис. 1.2. Электрическая схема параллельной работы двух генераторов с нагрузками

В прямоугольниках показаны характеристики звеньев САР: вид передаточной функции или нелинейности. Направления воздействий показаны стрелками. Суммирование воздействий показано перекрещенным кружком. Если воздействие изменяет знак, то соответствующий сектор показан черным.

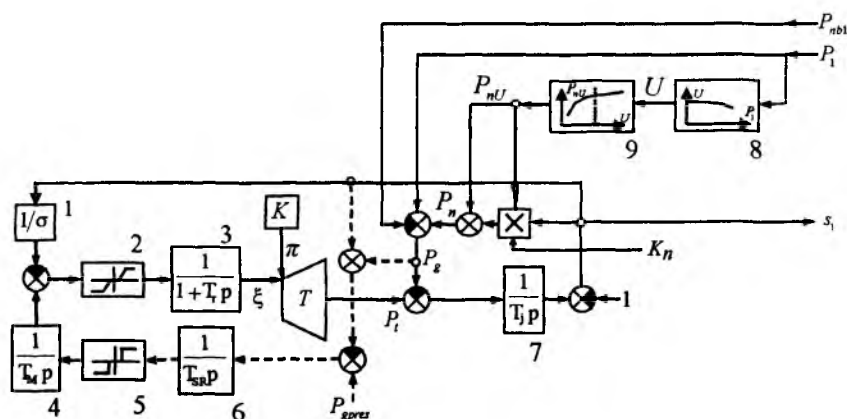
На структурной схеме показаны только те звенья, которые представляют отправную часть энергосистемы 1 и отходящую от нее электропередачу. Приемная часть 2 — точно такая же, как отправная.

Турбина

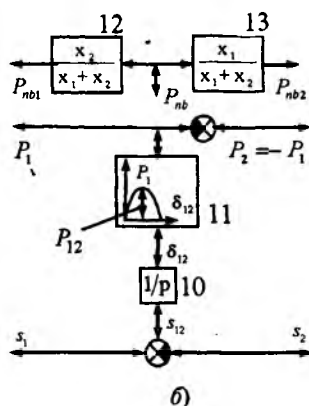
Она представлена одним звеном T . Если этот сложный агрегат представить себе в качестве одного инерционного звена, то его постоянная времени составила бы от десятых долей секунды в процессе уменьшения мощности тепловой турбины до 5–10 секунд в процессе увеличения ее мощности. Система регулирования тепловой турбины представлена звеньями с 1 по 3. Звено 1 — регулятор скорости. Его статизм у тепловой турбины $\sigma = 0,04 \div 0,05$. Зона нечувствительности ее системы регулирования (звено 2) обычно составляет до $\pm 0,005$, т.е. при номинальной частоте $f_{\text{ном}} = 50$ Гц до $\xi = \pm 0,25$ Гц. У гидравлической турбины оба эти параметра могут иметь меньшие значения. Звено 3 представляет инерционность системы регулирования; эта постоянная инерции T_r у тепловой турбины обычно находится в пределах $0,2 \div 0,5$ с, а у гидравлической турбины достигает $3 \div 5$ с. Звено 2 показывает также ограничение сигнала регулирования и открытия клапанов (направляющего аппарата) турбины.

Звено 4 представляет механизм управления турбины (МУТ) — обычно электромотор, с помощью которого оператор и система регулирования мощности турбины (или, как показано на схеме, — активной мощности генератора) изменяет открытие клапанов (направляющего аппарата). На схеме МУТ управляется вторичной системой регулирования частоты и мощности генератора с помощью импульсного регулятора 5. Поскольку этот регулятор подает на двигатель полное напряжение, МУТ представлен интегрирующим звеном 4. Это означает, что двигатель МУТ вращается до тех пор, пока на него подано напряжение.

Постоянная времени T_m при управлении от систем регулирования частоты и мощности выбирается обычно порядка $30 \div 60$ с. Имеется в виду, что при подаче напряжения на вход двигателя в течение времени T_m мощность турбины изменяется на ± 1 .



а)



б)

Рис. 1.3. Структурная схема взаимодействия элементов объекта управления (параллельно работающие два генератора с нагрузками) и его систем управления
 а) турбина, ее система управления, генератор и нагрузка;
 б) связь со вторым генератором.

Мощность тепловой турбины определяется расходом пара D , который зависит от открытия ее клапанов ξ и от параметров свежего пара и вакуума, из них главный — давление свежего пара π на выходе из котла K . Ориентировочно можно полагать, что $D = \xi \times \pi$. Во время переходного процесса давление может претерпевать такие значительные изменения, что ими пренебречь нельзя.

Подобно тому как мощность тепловой турбины зависит от параметров пара, мощность гидравлической зависит от напора. Однако в отличие от параметров пара, значение напора в течение переходного процесса можно полагать неизменным.

Вторичная система регулирования представлена на структурной схеме интегрирующим звеном б, к которому подается задание $P_{g \text{ рег}}$, а также активная мощность генератора P_g , сравниваемая с заданием, и частота; последнее — чтобы астатическая система регулирования мощности не блокировала статический регулятор скорости.

Нагрузка

Мощность нагрузки зависит как от напряжения, так и от частоты на ее шинах. Это представлено звеньями 8, 9 и 10.

Звено 8 связывает напряжение в узле U с передаваемой в другой узел мощностью P_1 ; эта связь нелинейна, индивидуальна для каждой электрической сети и определяется ее расчетом.

Звено 9 определяет зависимость мощности нагрузки P_{nU} от напряжения U . Эта зависимость определяется типом нагрузки: она может совсем отсутствовать или, наоборот, являться квадратичной (такова осветительная нагрузка). Некоторые типы нагрузки имеют особенно неблагоприятные характеристики. Например, асинхронные двигатели реагируют на глубокое понижение напряжения существенным уменьшением потребляемой активной мощности и резким увеличением потребляемой реактивной мощности, что еще более понижает напряжение. В результате этого процесса асинхронные двигатели потребителей тормозятся и, в пределе, останавливаются (опрокидываются), и выходят из синхронной работы их синхронные двигатели — возникает явление, называемое «лавиной напряжения».

На данной схеме мощность нагрузки P_n в итоге складывается из двух составляющих: первая — номинальное значение P_{nU} этой нагрузки, вторая — изменение нагрузки при изменении частоты. Эта составляющая равна $k_n s P_{nU}$, где $s = f / f_{\text{ном}} - 1$ — скольжение ротора генератора относительно синхронной оси, т.е. разность между значением частоты, отнесенным к ее номинальному значению, и единицей, и k_n — коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте, в зависимости от типа нагрузки равный 1,0÷3,0.

Генератор

Мощность генератора P_g складывается из трех составляющих: мощности нагрузки P_n , передаваемой от узла мощности P_1 и мощности P_{nbl} , связанной с возникновением аварийного небаланса мощности P_{nb} , показанного на рис. 1.2 — об этом см. ниже.

Уравнение движения ротора генератора представлено интегрирующим звеном 7. На его вход подана разность мощностей турбины и генератора ($P_t - P_g$), которая интегрируется с постоянной инерции вращающихся масс агрегата (обычно 6–12 с). Выходом звена является скольжение s .

Если на вход звена 7 подать постоянное воздействие $(P_t - P_g) = P_{g \text{ ном}}$, то через время, равное значению T_j , значение s изменится от нуля до единицы.

Регуляторы напряжения синхронных машин действуют через системы возбуждения с устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Эти устройства, кроме своего основного назначения — сохранения статической устойчивости в нормальном режиме, имеют и иные: демпфирование качаний генераторов и сохранение статической устойчивости послеаварийного режима. Многие устройства АРВ сами осуществляют и форсировку возбуждения (ФВ) при аварийных возмущениях, причем ФВ проходит во многих случаях по тем же каналам, что и регулирующие воздействия. Поэтому устройства АРВ в такой же мере относятся к автоматике нормального режима, как и к противоаварийному управлению, хотя в рамках последнего имеют свои особые существенные черты.

Передача мощности

Переход от разности скольжений $(s_1 - s_2) = s_{12}$ к взаимному углу δ_{12} между векторами ЭДС генераторов происходит в интегрирующем звене *10* на рис. 1.3б. В звене *11* совершается переход от этого угла к передаваемой мощности P_1 . Зависимость P_1 от δ_{12} имеет вид синусоиды, которая может быть заметно сдвинута относительно обеих осей; эти сдвиги зависят от того, насколько близко к ЭДС включена нагрузка, и от углов сопротивлений, входящих в данную схему (рис. 1.2).

В простейшем случае, когда отправной узел вообще не имеет нагрузки и связан с приемным узлом неизмеримо большей мощности чисто индуктивным сопротивлением, эти сдвиги отсутствуют, и зависимость P_1 от δ_{12} действительно является синусоидой, симметричной относительно обеих осей, как показано в звене *11*.

Величина P_2 подводится к структурной схеме приемного узла как величина P_1 со знаком минус, что позволяет эту структурную схему построить точно так же, как для отправного узла.

Демпфирование колебаний

Демпфирование колебаний взаимного угла в рамках структурной схемы на рис. 1.3 создается благодаря регулируемому эффекту нагрузки и, возможно, регуляторам скорости турбин. Иначе колебания оказались бы незатухающими. В действительности, основное демпфирование создают не отраженные на структурной схеме факторы: асинхронный момент генераторов и их системы регулирования возбуждения. Асинхронный момент дает дополнительную нагрузку первому генератору, приблизительно пропорциональную относительному скольжению, а второму — пропорциональную той же величине с обратным знаком [4,10,11].

Состояния и стадии переходного процесса в ЭЭС

В интересах создания алгоритмов действия ПА непрерывный переходный процесс, происходящий в ЭЭС под действием *AB* и *UB*, оказалось продуктивным рассматривать разделенным на несколько состояний и стадий.

Понятно, что разделить переходный процесс на отдельные стадии можно лишь очень ориентировочно. Например, системы вторичного регулирования частоты и мощности начинают действовать непосредственно с момента появления *AB*. Их влияние на передаваемую мощность можно рассматривать в последнюю очередь только потому, что они в большинстве случаев действуют несоизмеримо медленнее, чем идут остальные процессы, и в силу этого их действием на начальных стадиях и влиянием на начальные состояния можно пренебречь. Разделение переходного процесса является непрямым и традиционным условием аналитического обобщенного изучения. Более того, даже при подробных расчетах конкретной энергосистемы с помощью вычислительной техники часто приходится поступать точно так же.

Эти состояния и стадии описаны во второй части монографии при помощи аналитических моделей, которые наиболее важны и вместе с тем достаточно просты для создания ПА и применения в ней. Не слишком углубляясь в этот вопрос, здесь тем не менее нужно назвать их и кратко охарактеризовать. Итак, в качестве основных состояний и стадий

процесса перехода ЭЭС от исходного состояния к послеаварийному состоянию выделены следующие (попутно представлены также основные моменты выявления необходимых $УВ$):

- исходное состояние (обозначение — I);
- возникновение $АВ$ и ввод $УВ$, если последнее требуется исходя из прогноза того процесса и тех состояний, которые возникнут в результате наложения $АВ$ на состояние I (управление по возмущению) (во всех случаях цель $УВ$ — получение процессов и состояний, устойчивых или удовлетворительных с точки зрения технологических ограничений);
- электромагнитное распределение мощности;
- электромеханический переходный процесс $I-QC$ и электромеханическое распределение мощности, не учитывающие изменение мощности турбин и нагрузки в результате изменения частоты;
- ввод $УВ$ по причине того, что этот процесс $I-QC$ прогнозируется как неустойчивый;
- квазиустановившееся состояние, сокращенно QC , не учитывающее изменение мощности турбин и нагрузки под действием изменения частоты;
- ввод $УВ$ по причине того, что состояние QC признается неустойчивым;
- изменение частоты и перераспределение мощности между турбинами и нагрузками, вызванное сложившимся в состоянии QC аварийным небалансом мощности в ЭЭС;
- ввод $УВ$ по причине того, что этот процесс $QC-SC$ прогнозируется как неустойчивый;
- установившееся состояние, сокращенно SC ;
- ввод $УВ$ по причине того, что состояние SC признается неустойчивым.

Электромагнитное перераспределение мощности

Оно происходит практически мгновенно в момент ввода $АВ$ или $УВ$ и определяется расчетом электрической сети.

На структурной схеме рис. 1.3b показан принцип распределения аварийного небаланса мощности. Конечно, генератор воспринимает тем большую долю возмущения, чем ближе электрически он расположен к точке приложения небаланса мощности P_{nb} . Ориентировочно можно полагать, что каждый генератор испытывает свою долю P_{nb} так, как показано в звеньях 12 и 13, т.е. небаланс ложится на ЭДС обратно пропорционально сопротивлениям, на которые они удалены от точки приложения небаланса: $P_{nb1} / P_{nb2} = x_2 / x_1$. По аналогии с рычагами это называют правилом моментов.

При возмущении в отправном узле можно рассматривать практически предельный случай, когда $x_1 \gg x_2$ и возмущение $P_{nb1} = P_{nb}$ оказывает приложенным только к первому генератору. Аналогично, при возмущении в приемном узле $x_1 \gg x_2$ и небаланс изменяет мощность только второго генератора: $P_{nb2} = P_{nb}$.

Если $P_{nb} > 0$, т.е. отключилась какая-то нагрузка и возник аварийный избыток мощности, то согласно схеме мощности обоих генераторов уменьшаются, если же $P_{nb} < 0$ — увеличиваются.

Если возникло КЗ на электропередаче или просто отключилась какая-либо из образующих ее линий, или произошло то и другое, то такого рода возмущение на структурной схеме рис. 1.3б выражается уменьшением максимума P_{12} характеристики мощности в звене II. Поскольку можно считать, что взаимный угол δ_{12} между ЭДС, связанными с положением роторов генераторов, сразу не изменяется или изменяется мало, уменьшение P_{12} практически однозначно приводит к уменьшению передаваемой мощности P_1 и, следовательно, к изменению мощности P_g , отдаваемой генератором, — в отправном узле к уменьшению, в приемном к увеличению.

КЗ может находиться вдалеке от главных линий электропередачи между узлами, где-то в распределительной сети. Это КЗ может вызвать столь глубокое понижение напряжения на нагрузке, что ее уменьшение, опасное для устойчивости работы самой нагрузки, приведет к заметному уменьшению мощности генератора. И в этом случае следующее за КЗ отключение какой-то из линий распределительной сети усугубляет понижение напряжения на нагрузке.

Итак, любое возмущение в силу электромагнитного перераспределения активной мощности приводит к изменению мощностей, отдаваемых генераторами, что и вызывает дальнейший электромеханический процесс.

Электромеханический переходный процесс I-QC до действия регуляторов скорости

Изменение мощностей генераторов приводит к интегрированию скольжения в обеих частях системы до тех пор, пока имеющийся небаланс на входе звена 7 и аналогичного звена в приемном узле тем или иным способом не будет устранен. Этот небаланс в двух узлах имеет одинаковый знак при возмущении в виде P_{nb} и различный при уменьшении P_{12} . Следовательно, возникновение P_{nb} изменяет скольжение в обоих узлах в одну сторону, но в общем случае из-за несимметричности точки ввода P_{nb} и из-за неодинаковости постоянных инерции T_j — в разной мере. Уменьшение P_{12} изменяет скольжения и в разные стороны и различно по абсолютному значению. Наличие разности скольжений приводит к ее интегрированию и к возникновению приращения взаимного угла δ_{12} .

Опасны в первую очередь процессы, в которых этот угол растет, т.е. приближается к значению, при котором передаваемая мощность достигает своего максимума P_{12} , и тем более переходит это значение.

При $P_{nb} < 0$ (возник аварийный дефицит мощности — отключилась часть генераторов) рост угла возможен, если ротор приемного узла тормозится сильнее, чем отправного. Первая причина этого состоит в том, что $|P_{nb1}| < |P_{nb2}|$ из-за $x_2 < x_1$, вторая — в том, что приемная часть как бы

легче отправной, — это выражается в том, что $T_{j2} < T_{j1}$, где сравниваются две постоянные инерции, приведенные к одной базисной мощности.

Приведение к базисной мощности P_b осуществляется по формуле $T_j = T_{j\text{ном}} P_{t\text{ном}} / P_b$, где $P_{t\text{ном}}$ и $T_{j\text{ном}}$ — номинальные значения мощности генератора и его постоянной инерции.

Наиболее интенсивен рост угла, когда обе указанные причины имеют одновременно. Предельный случай — аварийный дефицит мощности в приемной системе: $x_1 \gg x_2$, $P_{nb1} = 0$, $P_{nb2} = P_{nb}$.

Совершенно симметричен рассмотренному случай аварийного избытка мощности, когда $P_{nb} > 0$ (отключилась часть нагрузки), рост угла возможен, если $x_1 < x_2$ т.е. $P_{nb2} < P_{nb1}$, или $T_{j1\text{ном}} P_{t1\text{ном}} < T_{j2\text{ном}} P_{t2\text{ном}}$, или имеет место то и другое одновременно. Предельный случай — аварийный избыток мощности в отправной системе: $x_1 \ll x_2$, $P_{nb2} = 0$, $P_{nb1} = P_{nb}$.

Росту взаимного угла препятствуют два обстоятельства: первое — увеличение передаваемой мощности, второе — регулирующий эффект нагрузки. Оба эти обстоятельства могут оказаться недостаточными, чтобы остановить рост угла, и тогда, перейдя критическое значение, которое лежит в пределах приблизительно от 90 до 180°, угол растет еще скорее — и наступает нарушение динамической устойчивости. Оно приводит к тому, что отдельные части ЭЭС, в каждой из которых имеются генераторы, приобретают разные частоты, т.е. работают несинхронно ($s_{12} \neq 0$), — явление, называемое нарушением параллельной работы или «потерей синхронизма». Это приводит систему к *асинхронному режиму* (АР).

Существенное уменьшение напряжения на нагрузке и соответствующее изменение потребляемой ею активной и реактивной мощности ведет к соответствующему взаимному движению генераторов, которое происходит по уже описанным путям структурной схемы, а также к процессу торможения асинхронных двигателей.

Квазиустановившееся послеаварийное состояние QC и его статическая устойчивость

После АВ и УВ, пока можно не считаться с последствиями изменения частоты, наступает установившееся с точки зрения электромеханических колебаний взаимного угла состояние QC. В нем продолжается переходный процесс, связанный с движением всей системы в целом относительно синхронной оси и с дальнейшим перераспределением мощности в ней. Это состояние не подлинно установившееся, а квазиустановившееся. Оно является некоторым, хорошо фиксированным промежуточным этапом процесса.

Условие статической устойчивости взаимного движения в этом состоянии требует, чтобы передаваемая мощность с некоторым запасом не превышала ее возможный максимум: $P_1 < P_{12}$.

Обычно статическую устойчивость QC-состояния в противоположность последовательности самих явлений проверяют прежде, чем дина-

мическую устойчивость перехода к нему: вопрос о динамической устойчивости лишен интереса, если не выполняется условие статической устойчивости.

В рамках той модели энергосистемы, которая здесь рассматривается, наличие ускорения роторов системы в целом, т.е. среднего взвешенного ускорения, означает беспредельное и монотонное изменение углов роторов относительно синхронной оси и неограниченное изменение скольжения. В действительности это не происходит, так как нагрузка обладает регулирующим эффектом по частоте, а турбины снабжены регуляторами скорости. В установившемся состоянии скольжение, хотя и отличается от исходного нулевого, имеет конечное значение.

Если рассматривается установившееся состояние, то предполагается, что частота в сети неизменна, а следовательно, мощность турбин не может отличаться от мощности своих генераторов. Это отличие может наблюдаться лишь в квазистационарном состоянии.

Установившееся состояние SC после действия регуляторов скорости и его статическая устойчивость

В установившемся состоянии SC полностью проявляется изменившееся значение частоты и отсюда влияние регулирующего эффекта нагрузки, зон нечувствительности регуляторов скорости и распределения резерва мощности по турбинам. Пути прохождения этих влияний нетрудно проследить на рис. 1.3.

Параметры упомянутых обстоятельств известны не вполне достоверно и поэтому обычно учитываются в расчете наиболее неблагоприятным возможным сочетанием.

Условие статической устойчивости взаимного движения в состоянии SC требует, как и в состоянии QC, чтобы передаваемая мощность с некоторым запасом не превышала ее возможный максимум: $P_1 < P_{12}$. Однако имеется особенность — в состав передаваемой мощности включают так называемые ее нерегулярные колебания [4, 1.15].

Переходный процесс изменения частоты, мощности турбин и нагрузок, ведущий к SC-состоянию параллельной работы генераторов, по упомянутой причине неполной достоверности, а также из-за сложности расчета рассчитывается далеко не всегда. Обычно молчаливо полагают, что требование о вводе запаса статической устойчивости и вдобавок учет нерегулярных колебаний гарантируют от нарушения устойчивости во время переходного процесса. Однако исследование этого вопроса авторам не известно.

Аварийный небаланс мощности может быть столь велик, а причиной может стать, например, разрыв связи ($P_{12} = 0$) между узлами, представленными на рис. 1.2 и 1.3, что состояние SC наступит при недопустимо низкой или недопустимо высокой частоте.

Повышение частоты ведет к тому, что любая из турбин тепловых электростанций разгружается за границу ее регулировочного диапазона. Понижение частоты ведет к остановке двигателей, обслуживающих теп-

ловое оборудование на электростанциях, — явление, называемое «лавиной частоты». Для тепловых турбин выход за скольжение $s = \pm 0,1$ нельзя допустить даже кратковременно. В пределе все это ведет к отключению генераторов электростанций.

Так возникает проблема неустойчивости по частоте, причем этот вид неустойчивости может резко проявиться и во время переходного процесса, который поэтому приходится хотя бы ориентировочно рассчитывать.

Влияние вторичных регуляторов частоты и мощности

Для автоматического регулирования частоты при небольших колебаниях нагрузки используются в основном регуляторы скорости турбин, имеющие статические характеристики, а для более точного регулирования — системы вторичного регулирования, обычно астатические. Последние обычно дополняются экономическим распределением нагрузки между турбинами и регулированием активной мощности, передаваемой по сечениям энергосистемы: административным, коммерческим или слабым в отношении пропускной способности. Упомянутое регулирование мощности в принципе может сыграть как положительную, так и отрицательную роль в послеаварийных условиях работы энергосистемы.

Система регулирования частоты и мощности, применительно только к турбине, показанная на рис. 1.3, ведет себя по-разному в зависимости от места приложения небаланса мощности — в своей или в чужой части энергосистемы, в зависимости от коэффициентов усиления и возможной несимметрии структуры или настройки. В предельном случае, исключив в обеих частях ЭЭС воздействие по частоте, приходят к системе вторичного регулирования только передаваемой мощности. Часто вместо двустороннего регулирования этой мощности выполняют одностороннее — ограничение передаваемой мощности [1.29]; оно вступает в действие только при превышении мощностью заданного значения.

Регуляторы скорости действуют при аварийном небалансе мощности благоприятно для устойчивости только в той части системы, где возник небаланс. Из этого можно заключить, что с точки зрения устойчивости параллельной работы предпочтительнее действие вторичной системы в невозмущенной части не в ту же сторону, что регуляторы скорости, а в противоположную. В возмущенной части, наоборот, желательна помощь вторичной системы регуляторам скорости.

Важно заметить, что под противодействием вторичной системы регулирования регуляторам скорости имеется в виду скорее нейтрализация уже свершившегося действия последних, чем предупреждение их влияния. Это связано с объективно обусловленной значительно меньшей быстротой действия вторичной системы по сравнению с первичной. Правда, действие регуляторов скорости тепловых блоков на набор мощности может частично и нейтрализоваться.

При другом виде возмущения — понижении пропускной способности электропередачи (на рис. 1.3 понижение P_{12} в звене *II*) система регулирования обменной мощности, стремясь восстановить прежнее значение P_1 , может вызвать нарушение устойчивости. Поэтому при ослаблении связи между узлами нужно автоматически уменьшать соответствующим образом задание передаваемой мощности.

Пример наиболее явного неблагоприятного для устойчивости вторичного регулирования — действие астатического регулятора частоты в отправном узле после возникновения аварийного дефицита мощности в приемном: если в отправном узле хватит резервной мощности, то передаваемая мощность увеличится на всю величину дефицита.

Если характеристики системы вторичного регулирования таковы, что ее действие в послеаварийных условиях может вызвать перегрузку электропередачи, прибегают к автоматическому отключению этой системы после возникновения аварийного возмущения или при действии устройств ПА.

Таким образом, после аварийного возмущения влиянием вторичных систем регулирования на передаваемую мощность пренебрегать нельзя.

1.1.3. Типы сети ЭЭС и проявления неустойчивости

Изложенное в предыдущем разделе позволяет дополнить перечисление четырех проявлений неустойчивости энергосистемы, помещенное во введении, их наиболее очевидным признакам и последствиям:

— *неустойчивость по углу* — неустойчивость параллельной работы генераторов, возникающая из-за ослабления сечения между двумя частями ЭЭС или из-за повышения передаваемой в сечении мощности. Повышение мощности происходит или резко, являясь следствием возникновения аварийного небаланса мощности в одной из частей ЭЭС, или нарастает постепенно из-за недостаточно контролируемого изменения нагрузок. Неустойчивость по углу ведет к асинхронному режиму, который в свою очередь опасен неустойчивостью по частоте и по напряжению;

— *неустойчивость по частоте* — неустойчивость поддержания частоты, являющаяся следствием аварийного небаланса активной мощности, возникшего в ЭЭС или в ее отделившейся части. Это выражается в недопустимом для потребителей и для оборудования повышении или понижении частоты, которое может привести к прекращению электроснабжения (лавина частоты);

— *неустойчивость по напряжению* — неустойчивость поддержания напряжения в ЭЭС или в ее части, являющаяся следствием возникновения аварийного небаланса реактивной мощности или тяжелого короткого замыкания. Это выражается в недопустимом повышении или понижении напряжения. Повышение напряжения опасно для оборудования высокого напряжения. Понижение напряжения опасно полной остановкой асинхронных двигателей и тепловых электростанций, оно особенно опасно прекращением электроснабжения во всей части ЭЭС, имеющей плотную электрическую сеть (лавина напряжения);

— *термическая неустойчивость* ЭЭС возникает из-за увеличенной послеаварийной нагрузки ее элементов. В результате может возникнуть или их последовательное отключение, или увеличение потерь реактивной мощности в перегружившемся сечении, и, затем, неустойчивость по напряжению.

Неустойчивость по частоте или неустойчивость по напряжению может привести к отключению всех тепловых электростанций, первая — из-за остановки двигателей собственных нужд, вторая — иногда по той же причине и чаще — из-за перегрузки генераторов реактивной мощностью.

Подсистемы ПА, кратко охарактеризованные во введении, призваны бороться со всеми перечисленными основными видами аварийных явлений в ЭЭС, но, к счастью, не все они могут возникнуть в одной и той же сети ЭЭС, поскольку характер сетей различен. Для целей данного изложения важнее всего различать два типа сетей ЭЭС, уже упомянутые в разделе В.3 введения:

- связь или сечение между двумя частями ЭЭС (имеется в виду электрическая связь между концентрированными узлами ЭЭС и линия, которое пересекает все связи, соединяющие две части ЭЭС),

- концентрированный узел или плотная сеть (имеется в виду электрическая сеть, имеющей очень сильные сечения, сечения, не ограничивающие обмен мощностью между ее частями).

Можно ориентировочно соотнести разные виды неустойчивости с разными типами сети.

Неустойчивость по углу относится к сечению или связи, но может возникнуть и в плотной сети. Во-первых, в результате потери ряда элементов сети какое-то ее сечение может стать настолько слабым, что его пропускная способность окажется гораздо меньше, чем в других сечениях этой бывшей везде плотной сети. Чаще всего потеря многих элементов бывает вызвана отключением КЗ резервными защитами или последовательной термической перегрузкой и отключением шунтирующих друг друга элементов сети. Во-вторых, вблизи электростанции, работающей в плотной сети, может возникнуть тяжелое КЗ (близкое к шинам КЗ, отключение которого сильно задержалось по каким-либо причинам), которое способно вызвать быстрое нарушение динамической устойчивости генераторов станции относительно остальной части ЭЭС.

Неустойчивость по частоте возникает в плотной сети, отделившейся от остальной части ЭЭС по сечению, в котором до этого передавалась настолько большая мощность, что это создает в сети аварийный небаланс мощности того или иного знака, превышающий регулировочные возможности генерирующих источников и нагрузки отделившейся части.

Неустойчивость по напряжению, проявляющаяся в его понижении, свойственна плотной сети. Она может быть вызвана явлениями, происходящими как внутри нее, так и вне.

В числе внутренних причин — тяжелое КЗ в этой сети или медленное снижение напряжения из-за недостатка по каким-либо причинам реактивной мощности. Одна из возможных причин последнего, важная для противоаварийного управления — уже упомянутая последовательная

термическая перегрузка и отключение шунтирующих друг друга элементов сети.

В числе внешних причин — возникновение асинхронного режима в сечении, к которому примыкает плотная сеть в качестве промежуточного узла нагрузки или дополнительной генерации. Особенно опасна задержка прекращения этого явления, например, в надежде на естественную вяло идущую ресинхронизацию. Сходную опасность представляют глубокие и длительные качания роторов генераторов друг относительно друга в сечении, близком к узлу с нагрузкой. Имеются в виду качания, которые не приводят к асинхронным проворотам и поэтому названы — *синхронные качания*. Как бы ни были глубоки синхронные качания, они не сопровождаются столь же глубокими понижениями напряжений, как асинхронный режим, но зато эти понижения более длительны, так как период качаний больше.

Распространенная причина длительных синхронных качаний — неудовлетворительное состояние части систем регулирования возбуждения, которое приводит к плохому демпфированию качаний. Кроме того, цепочечные схемы некоторых энергосистем имеют столь сложный состав частот собственных колебаний, что к реальным системам регулирования возбуждения невозможно предъявить претензии — они принципиально бессильны.

Любое из упомянутых явлений может перерасти в другое, еще более опасное для ЭЭС, распространится в том или ином виде на другие части ЭЭС и в конечном итоге привести к ее катастрофическому коллапсу. Часть из них имеет локальный характер, например — опасное для оборудования повышение напряжения, другая часть затрагивает основы функционирования ЭЭС, устойчивость работы всей ЭЭС или ее значительной части.

1.1.4. Сечение (связь) между двумя частями ЭЭС

Противоаварийное управление наиболее изучено, разработано и наиболее часто применяется в схеме, которая анализируется с помощью модели, состоящей из двух эквивалентных генераторов со своими нагрузками и связи между ними, — двухузловой схеме, в общем рассмотренной в предыдущем разделе. Эта модель вполне приемлема, если в ЭЭС имеются две концентрированные части, которые находятся по сторонам от сечения, пропускная способность которого существенно (примерно в пять раз) меньше, чем любого сечения внутри этих частей.

Чтобы предупредить часто возникающее недоразумение, отметим, что основные предельные передаваемые мощности, используемые в системе управления в рамках этой модели, определяются не в ней самой, а рассчитываются вне ее, в не столь эквивалентированной схеме ЭЭС.

Усложнение схемы ЭЭС, хотя бы переход от двухузлового ее представления, в котором присутствует одна связь, пересекаемая только одним сечением, к трехузловому с двумя-тремя связями и сечениями, со-

провождается сужением круга относящихся к этим схемам знаний, которые продуктивно применимы в ПА. Это хорошо заметно, если сопоставить материалы о двух- и трехузловой схемах во второй части монографии.

Целесообразный объем функций ПА существенно зависит от пропускной способности сечения ЭЭС, и это наиболее ясно как раз на примере двухузловой схемы.

Увеличение запаса пропускной способности при прочих равных условиях (главное из них — одинаковая передаваемая в сечении мощность) повышает устойчивость параллельной работы по данному сечению к аварийным возмущениям, возникающим как в самом этом сечении, так и в соединяемых им частях ЭЭС, в то время как последствия потери связи изменяются мало. Отсюда ясна возможность — с увеличением запаса сузить функции ПА.

Иначе и неоднозначно влияет увеличение пропускной способности, если оно идет не в запас, а связано, как обычно, с увеличением загрузки сечения передаваемой мощностью. Чтобы выявить это, сравним три сечения с одинаковым относительным запасом пропускной способности, например, с нормируемым в России запасом, составляющим 20%.

Первое сечение — слабое, имеющее пропускную способность на уровне 3–5% от суммарной мощности источников любой из двух частей ЭЭС. Это сечение имеет малый по абсолютной величине запас, и поэтому для устойчивости параллельной работы по образующей его связи опасны многие, часто возникающие аварийные возмущения. Но кратковременный асинхронный режим, следующий за перегрузкой связи и затем ее отключение не опасны, так как не вызывают опасного понижения напряжения и столь значительного аварийного небаланса мощности в соединяемых частях ЭЭС, компенсация которого потребовала бы отключения ответственных потребителей. Поэтому сложные устройства ПА, предотвращающие потерю данной связи, вряд ли целесообразны, а необходимы устройства для ликвидации асинхронного режима.

Второе сечение — со средней пропускной способностью на уровне 10–30%. Так как у него запас по абсолютной величине больше, чем у первого сечения, угроза перегрузки возникает реже. Однако она столь существенна, что ПА требуется не только для борьбы с асинхронным режимом, но и для сохранения параллельной работы, а также для устранения опасных последствий разделения системы по этому сечению: недопустимого отклонения частоты и реже напряжения. Такие связи — главная область применения ПА для устойчивости по углу.

Третье сечение — сильное. Угроза нарушения параллельной работы в данном случае возникает редко, но это нарушение очень опасно, так как создает большое понижение напряжения и большой аварийный небаланс мощности. В окрестности такого сечения опасно возникновение лавины напряжения. Как известно из мировой практики, наиболее тяжелые аварии, связанные с потерей живучести ЭЭС, возникают именно на сильных связях, обладающих большой, но не во всех случаях доста-

точной пропускной способностью. Сохранению параллельной работы по сильной связи с помощью ПА препятствует ряд обстоятельств. Главное из них то, что при столь интенсивном возмущении, которое опасно для сильной связи, требуются очень интенсивные управляющие воздействия (например, электрическое торможение генераторов электростанции, централизованная система быстрого отключения большого количества потребителей электроэнергии и т.п.), а их создание дорого, ввод этих воздействий без надобности тоже дорог и вдобавок бывает опасен, а надобность возникает редко. Хотя известны примеры применения ПА на довольно сильных связях, в целом проблема борьбы с авариями на них решается не без затруднений.

В сущности, случай сильного сечения близок к тому, что мы имеем дело не с двумя относительно обособленными частями ЭЭС, а с плотной сетью, чему посвящен следующий раздел.

В пункте 1.2.3 следующего раздела введены понятия об определенном (О) и хаотичном (Х) сценариях процесса. Применительно к сечению можно составить следующий пример этапов процесса в двухузловой (Д) схеме по определенному сценарию – процесса ДО:

1 – ослабление (после повреждения) сечения между мощной станцией и приемной системой;

2 – из-за недостаточного объема предусмотренных *УВ* нарушение параллельной работы в этом сечении;

3 – быстрое отключение всех элементов, входящих в сечение устройствами, предназначенными для ликвидации асинхронного режима;

4 – большой дефицит мощности в приемной части энергосистемы приводит к отключению части потребителей устройствами, предназначенными для удержания частоты на приемлемом уровне.

Пример аналогично начатого, но затем развивающегося хаотично процесса в двухузловой схеме – процесса ДХ:

1 – аналогично пункту 1 в предыдущем процессе по сценарию ДО;

2 – аналогично пункту 2 в предыдущем процессе по сценарию ДО;

3 – на одном из элементов сечения отказало быстродействующее устройство АЛАР, и асинхронный режим станции ликвидируется медленными устройствами;

4 – из-за задержки прекращения асинхронного режима глубокие понижения напряжения в районе электрического центра качаний приводят к неуправляемым отключениям ответственных потребителей, благодаря чему частота остается на приемлемом уровне.

Как видим, в данном случае определенный сценарий отличается от хаотичного тем, что в нем ничего не предопределенного персоналом энергосистемы не произошло и что он завершился управляемым отключением потребителей, т.е. прежде всего потребителей, сравнительно легко терпящих перерыв питания, и это произошло вместо неуправляемого отключения ответственных потребителей. Это отличие может дать в сотни раз отличающиеся ущербы.

Оба процесса имеют по несколько ступеней развития, и в обоих проявляются недостатки ПА, но в сценарии ДО отсутствует явление неуправляемости, а в сценарии ДХ оно имеется.

1.1.5. Неустойчивость напряжения в плотной сети

Анализируя явления в плотной сети, нельзя забывать о том, что такого рода сеть свойственна областям с большой плотностью населения, с развитой промышленностью и, возможно, с важными центрами управления функционированием общества.

Развитие аварий в концентрированной схеме случается редко, но все-таки не исключено совсем. Такая схема может работать без аварий десятки лет, но когда авария возникает, последствия оказываются катастрофическими.

По мере того, как проходят годы после тяжелой аварии, сменяется одно-два поколения персонала энергосистемы, развивается привычная вера в ее неуязвимость. Тем временем условия работы энергосистемы изменяются, взаимозависимость частей сети и аварийных процессов усиливается, но в этом хорошо видны только положительные стороны, опасность же скрыта. Игрет роль и обычная психологическая склонность полагать, что, если хорошее состояние длится долго, то оно стабильно продолжится. В результате концентрированная энергосистема бывает не снабжена даже элементарной противоаварийной автоматикой, а операторы не тренированы на серьезные аварии и совершают грубые ошибки во время восстановления системы после аварии.

Далее приведены стилизованные примеры сравнительно быстрых и медленных процессов потери устойчивости по напряжению, а также краткие комментарии к ним.

Динамический процесс

Он связан с опрокидыванием асинхронных двигателей. В данном случае имеется в виду, что напряжение, подведенное к двигателю, резко снижается до критического значения, при котором момент, развиваемый двигателем, становится меньше противодействующего момента приводимого в движение механизма. Это быстро увеличивает скольжение двигателя и потребляемую им реактивную мощность, а последнее, в свою очередь ведет к дальнейшему снижению напряжения.

Примеры динамического процесса

1. Если в плотной сети коротких линий междуфазное КЗ отключается медленно, то ряд подстанций оказывается в зоне заметно пониженного напряжения (ниже 80÷85%), а время отключения может оказаться достаточным для опрокидывания двигателей, получающих питание от этих подстанций при соответственно недопустимо низком напряжении.

Возможность медленного отключения КЗ связана с различными обстоятельствами и, частности, с некоторыми особенностями релейной защиты, охарактеризованными в конце данного раздела. В разделе 1.2.3 такой процесс обозначен ДО — процесс в двухузловой схеме по определенному сценарию.

2. Процесс вызван довольно редкой последовательностью отказов при КЗ. Оно возникло близко к шинам крупной электростанции, длительно не отключено (например, в течение $0,5 \div 1,0$ с) из-за отказа быстрой ступени релейной защиты или из-за отказа выключателя и, вдобавок, устройства, резервирующего его отказ. Это привело к выходу ее генераторов в асинхронный режим работы, а он вызвал глубокие понижения напряжения в основной сети. Следствием этого явилось раскачивание и выход из синхронной работы генераторов на близких электростанциях, останов двигателей как у потребителей, так и на электростанциях.

Такой процесс обозначен КХ — процесс в концентрированной схеме по хаотичному сценарию.

Последние годы часто считают удобным различать два вида неустойчивости по напряжению, в сущности, подобных двум видам неустойчивости по углу, динамической и статической. Процессы, подобные описанным выше называют Short-Term, что буквально означает кратковременность, в коротких пределах. По аналогии с неустойчивостью по углу этот вид неустойчивости можно назвать динамической неустойчивостью по напряжению.

Статический процесс

Этот вид неустойчивости вызывается продолжительным процессом понижения напряжения. По аналогии с неустойчивостью по углу этот вид неустойчивости можно назвать статической неустойчивостью по напряжению, иначе Long-Term, т.е. — продолжительность, длинный срок.

Процесс может начаться, например, с того, что во время ремонта части элементов сети, энергосистема и ее ПА не были подготовлены к отключению еще какого-то из важных элементов, а он как раз отключился. Это вызвало перегрузку током еще какого-то элемента, он отключился, затем перегрузился следующий элемент и т.д. Отключение каждого следующего элемента усугубляет перегрузку еще оставшихся в работе, провоцирует отключение следующего элемента и ведет к увеличению реактивных сопротивлений сети и потере реактивной мощности в ней. Прогрессирующее ослабление сети особенно опасно, если оно сопровождается потерей части источников активной и реактивной мощности или если отключение перегруженного элемента производится его защитой не от перегрузки, а от КЗ — последнее в том случае, если перегрузка успела привести к повреждению элемента. Несмотря на понижение напряжения в сети, ее нагрузка может не снизить потребления активной и даже увеличивать потребление реактивной мощности. Это характерно для нагрузки, в которой велика доля асинхронных двигателей. Процесс ведет к лавине напряжения.

Далее такой процесс обозначен КО — процесс в концентрированной схеме по определенному сценарию. Этот процесс хорошо охарактеризован в [4]: «...вблизи режима опрокидывания двигателей процесс прогрессирующего понижения напряжения становится очень заметным. Персонал станции и системы не может судить непосредственно о росте токов роторов, статоров и скольжений двигателей, входящих в состав

комплексной нагрузки в то время, когда они приближаются к опрокидыванию, но наблюдает резкое лавинообразное снижение напряжения. Процесс этот и получил поэтому название лавины напряжения. Появлению лавины напряжения обычно предшествуют режимы при недостаточно высоком возбуждении генераторов или при увеличении реактивных сопротивлений связи».

Важный нюанс данного процесса — в результате перегрузки генераторы, расположенные близко к аварийному району, могут отключиться. Что является причиной, а что следствием: затормаживание двигателей и увеличение потребления ими реактивной мощности или отключение генераторов и понижение напряжения, — не ясно, и представляется возможным как то, так и другое.

Наконец, полезно уточнить возможную последовательность событий. После возникновения в системе явного недостатка реактивной мощности напряжение может восстановиться до довольно высокого уровня под действием АВР генераторов, регулирующего эффекта нагрузки и автоматических переключений шунтовых конденсаторов и реакторов. Благодаря этому первоначально затормозившиеся двигатели могут ускориться до нормальной скольжения. Однако далее можно ожидать повторного ухудшения, связанного с неспособностью системы к длительной мобилизации ресурсов реактивной мощности. В попытке поддержать напряжение, регуляторы возбуждения генераторов исчерпывают перегрузочные способности по току возбуждения, они отключаются или снижают ток возбуждения под действием ограничителей возбуждения или действий операторов. Имеющиеся на автотрансформаторах устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) начинают поднимать напряжения в распределительной сети, восстанавливая уровень нагрузки и увеличивая тем самым потери на стороне высокого напряжения. Сказывается также самовосстановление части нагрузок под действием регуляторов их производительности, температуры и т.п. В результате напряжение снова понижается, но на этот раз более глубоко из-за того, что возможности его поддержания уже исчерпаны.

Если в энергосистеме отсутствуют устройства АОСН, то остается надежда на то, что неустойчивость по напряжению не наступит благодаря отключению многих потребителей их защитными автоматами (магнитными пускателями, которые удерживаются во включенном положении напряжением сети и т.п.). Невозможно предвидеть это достаточно достоверно, но такая надежда во многих случаях оправдывается, и лавина напряжения до конца не развивается.

Классификация процессов не абсолютна

Между двумя описанными видами неустойчивости вряд ли можно всегда провести четкую границу.

Так, статическая неустойчивость развивается медленно, только пока напряжение не снизится до критического значения. После этого торможение двигателя и понижение напряжения в сети идут резко. В сущно-

сти, заключительная фаза процесса не отличается от процесса при близком КЗ, когда наступает динамическая неустойчивость.

Напрашивается аналогия: движение системы к состоянию, статически неустойчивому по углу, тоже идет малыми шагами, медленно и плавно, но завершение происходит ничуть не медленней, чем идет слабо неустойчивый динамический процесс после преодоления им критического угла.

С другой стороны, процесс, начатый динамической неустойчивостью по напряжению в одной части плотной сети, может получить медленное, постепенное продолжение в другой части.

Расширение аварии в плотной сети

Неустойчивость по напряжению является, по существу, локальным явлением, но ее последствия постепенно могут широко распространиться по плотной сети.

Электрическая близость узлов плотной сети, многократное соприкосновение районов сети способствует взаимозависимости напряжений в них. Поэтому значительно увеличенное потребление реактивной мощности (например, возникновение КЗ) создает понижение напряжения на шинах сразу многих подстанций и, как следствие, медленное каскадное распространение дефицита реактивной мощности и, возможно, лавины напряжения.

Таким образом, если рассмотренные выше аварийные процессы произошли в плотной сети, то увеличившееся потребление реактивной мощности аварийным районом может вызвать недопустимое понижение напряжения в соседних с ним районах и так далее вплоть до границ данной сети.

Та часть ЭЭС, в которой случилось нечто подобное, и, возможно, вся ЭЭС теряет источники энергии, потребители остаются полностью без питания, добиться разворота генераторов и восстановления электроснабжения теперь совсем не просто, это требует большой тренированности операторов на всех уровнях обслуживания энергосистемы. Вполне очевидно, что результат такого процесса катастрофичен, а сам он недопустим.

Обзор особенностей релейной защиты от КЗ в плотной сети

Анализируя возможные сценарии развития аварий в ЭЭС и намечая меры против них, нельзя упускать из виду, что важную роль в этом деле могут играть особенности релейной защиты.

Согласование резервных защит в густой сети коротких линий требует установки на них больших (до нескольких секунд) выдержек времени. Поэтому в такой сети очень важно обеспечить отключение КЗ при помощи основной защиты, действие которой происходит сравнительно быстро (за время до $0,1 \div 0,4$ с), а не резервными защитами смежных элементов. Чтобы достигнуть этого, в ряде энергосистем устанавливается на коротких линиях по две основные защиты, полностью защищающие линию, и устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ), т.е. применяется так называемое *ближнее резервирование*. Дополнительно применяют и

дальнее резервирование с помощью защит с выдержкой времени, защищающих смежные элементы на случай отказа их собственных защит. Такого рода смежным элементом выступают, в частности, шины смежной подстанции, которые часто защищаются только одной собственной защитой. Поэтому КЗ на шинах опасно не только потерей присоединенных элементов, но и повышенной возможностью затяжки отключения из-за отказа защиты шин или из-за того, что она выведена в ремонт.

Кстати, обычно при ремонте защиты шин не забывают на присоединенных элементах ввести в действие ускорение резервных защит, направленных в сторону этих шин, хотя тем самым эти защиты лишаются селективности, что в свою очередь связано с риском и т.д.

Специалисты в области релейной защиты занимаются уже около тридцати лет сопоставлением дальнего резервирования с более новым ближним резервированием. В разных энергосистемах и на разных уровнях напряжения этот вопрос решается различно. Преимущества ближнего резервирования очевидны: низкая вероятность существенной затяжки отключения КЗ (сверх удвоенного времени отключения КЗ под действием основной защиты плюс небольшой запас селективности) и меньшая необходимость изменять настройку защиты при изменении состояния сети. Дальнее резервирование привлекает другим: затраты на создание такой системы, видимо, меньше, и, если она уже есть, сохранить ее явно дешевле, чем вводить ближнее резервирование.

При использовании защит с выдержкой времени обычно упускаются из виду, по крайней мере, два серьезных обстоятельства:

- за время выдержки в энергосистеме может развиваться неустойчивость параллельной работы и неустойчивость поддержания напряжения;
- если за это время разовьется асинхронный режим, то защита, периодически прекращая из-за колебаний тока и напряжения отсчет выдержки времени, может вообще не подействовать, пока он не прекратится, что в свою очередь проблематично из-за наличия КЗ.

Что касается количества присоединенных элементов, отключаемых при отказе защиты шин, то нужно обратить внимание на то, что даже если шины имеют несколько секций или систем шин, но они работают параллельно, то отключаются все присоединенные к ним элементы, а не только те, которые присоединены к поврежденному участку шин.

Опасность этого явления в рассматриваемом отношении особенно велика, если таким образом теряются шины, на которые работают источники реактивной мощности, или шины, являющиеся, в сущности, распределительным устройством электростанции (например, к шинам подстанции присоединены блоки генератор-трансформатор-линия близко расположенной электростанции).

И, наконец, еще одно возможное последствие потери шин: схема энергосистемы ослабляется, и ряд ее элементов может оказаться перегруженным и т.д.

Понятно, что столь опасная затяжка отключения КЗ возникает на данных конкретных шинах очень редко, может быть, раз в несколько

сот лет, но густые электрические сети характерны для многих районов с большой плотностью населения, очень зависящего от электроснабжения, а такого рода подстанция в каждом районе не одна.

1.1.6. Сложность схемы

Проблема сложности

Со временем становится все больше энергосистем, в которых существенную роль играет факт сложности схемы. Управление ими только с позиций двухузловой или трехузловой модели не вполне удовлетворительно. В многоузловой схеме область устойчивой работы многомерна, и UB должно формироваться в виде функции от многих характеризующих состояние энергосистемы величин и, в частности, от мощностей нескольких узлов или, что то же самое, от мощностей, передаваемых в нескольких сечениях ЭЭС.

Это — проявление известной, но, к сожалению, далекой от решения проблемы управления сложным объектом.

Если управление в некотором районе выполняется локально, то UB , выполненное в интересах сечения данного района, может вызвать перегрузку сечения в другом районе этой ЭЭС.

Чтобы избежать этого, 30 лет назад предложено оказавшееся продуктивным понятие: *допустимый небаланс активной мощности* $P_{нб.дон}$, т.е. небаланс, вводимый в одном районе и допустимый для всех районов, работающих с ним параллельно. Применяя локальное управление (децентрализованное или централизованное — не имеет значения), принимают допустимый небаланс по абсолютному значению равным минимальному из возможных во всей рассматриваемой области схем и режимов всех остальных районов этой ЭЭС. В предельном случае принимают $P_{нб.дон} = 0$, что, естественно, в большинстве схем и состояний ЭЭС ведет к избыточному UB .

Исключить этот недостаток локального управления можно путем его надстройки системой иерархической координации с целью учета реального многоузлового характера сети, охватывающей все районы и сечения ЭЭС.

В многоузловой схеме ответственность каждого сечения повышается, и, соответственно, становятся более строгими требования к ПА; это происходит, в частности, из-за того, что неуправляемый разрыв сети ЭЭС в одном из ее сечений создает опасность последовательной перегрузки других сечений и разрыва в них. Такое развитие аварии возможно даже в том случае, если это сечение столь слабо, что, будь оно единственным, о параллельной работе через него можно было бы не очень заботиться.

На основании обстоятельств, подобных изложенным, можно предположить, что многоузловой схеме свойственны большие неприятности при аварийных возмущениях, однако этого знания недостаточно для отражения в нормативах, определяющих функции противоаварийной автоматики. В 1980-х годах предприняты некоторые численные сопостав-

ления ее эффективности исходя из уровня ущерба для потребителей в разных схемах энергосистем: от двухузловой до состоящей из нескольких узлов, укрупненно моделирующих энергосистему СССР того времени [1.6, 1.8]. Несмотря на очевидную недостаточность этих исследований, они все-таки ответили на некоторые актуальные вопросы. Сведения об этом помещены в разделе 4.3 данной части.

Таков парадокс укрупнения ЭЭС: решение экономической проблемы резервированного питания потребителей электроэнергии путем совместного использования ее источников создает другую проблему — как обеспечить надежность этого питания и живучесть этой ЭЭС. Представляется, что далеко не все в этом деле можно возложить на противоаварийную автоматику; большие возможности имеет повышение управляемости сети.

Структура сложной энергосистемы: сечение, связь и сеть

Для целей, связанных с противоаварийным управлением, важное различие между сечением, связью и сетью можно пояснить на примере двух схем.

В [6] дана классификация типов схем, важных для противоаварийного управления. Их оказалось девять, но схема в виде сети отсутствует, и это не удивительно: эта очень содержательная книга посвящена устойчивости параллельной работы и устойчивости поддержания частоты в схемах вида: малая отправная часть — большая приемная, большая отправная часть — малая приемная, две части соединены слабой связью. Кроме того, в ней уделено внимание более сложным структурам и асинхронному режиму.

На рис. 1.4 показаны связи между объединениями энергосистем, но нужно иметь в виду, что внутри каждого из них находятся еще связи и сети. Часть сечений энергосистемы проходит через одну связь, например К-У, а другая часть — через несколько связей, например сечение проходит через две связи: СЗ-Ц и ЮВ-Ц. На рис. 1.5 виден пример сочетания сети, образованной узлами 1, 3, 4 и 5, с примыкающими к ней двумя связями 2-3 и 5-6.

Отключение связи 2-6 может создать перегрузку связей 2-3 и 5-6 и нарушение устойчивости параллельной работы по сечениям, проходящим через эти связи и отключенную связь; вряд ли можно ожидать того

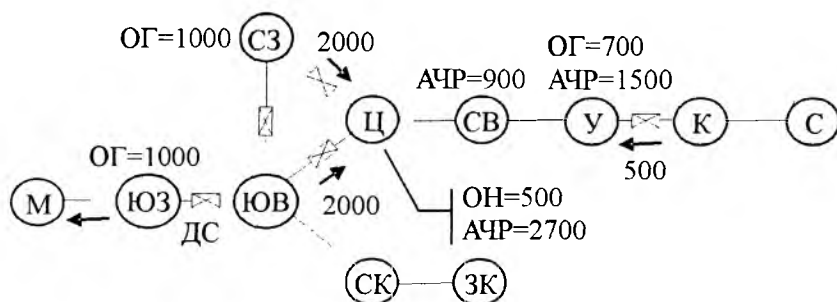


Рис. 1.4. Схема к аварии 31.05.1979

же по сечениям, проходящим через внутреннюю плотную сеть. Точнее, при показанных на рис. 1.5 потоках мощности можно ожидать нарушения устойчивости параллельной работы по связи 2-3. Если это не предотвратить противоаварийной автоматикой, то возникающий в сети дефицит активной мощности 350 должен будет покрыт по связи 5-6 от узла 6. Это может вызвать нарушение устойчивости по этой связи и ее потерю. Тогда указанный дефицит вызовет недопустимое понижение частоты в сети и необходимость отключения части нагрузки устройствами, реагирующими на это понижение.

Повреждение левой секции шины 4 и ее отключение приводит к совсем другой ситуации. Нарушение параллельной работы и заметное изменение частоты в этом случае маловероятны. Но зато вполне вероятно недопустимое понижение напряжения в сети, вызванное тем, что дефицит активной мощности увеличился до 550, создался дефицит и реактивной генерируемой мощности и дополнительные потоки мощности легли на сильно ослабленную сеть, увеличив тем самым потери реактивной мощности. Теперь требуются управляющие воздействия, направленные на разгрузку сети и непосредственно для подъема напряжения.

Таким образом, к разным частям подобной энергосистемы могут быть два разных подхода:

- центральную часть считать плотной сетью, в ней не искать сечений, нуждающихся в противоаварийной автоматике для устойчивости по углу, и применять тот или иной способ оценки запаса устойчивости по напряжению;
- периферийные части считать связями и применять к ним оценку запаса по мощности в сечениях.

В более общем случае, конечно, внутри сети может находиться станция, способная при тяжелом КЗ потерять устойчивость по углу, к которой поэтому применим второй подход, а к связи может примыкать узел

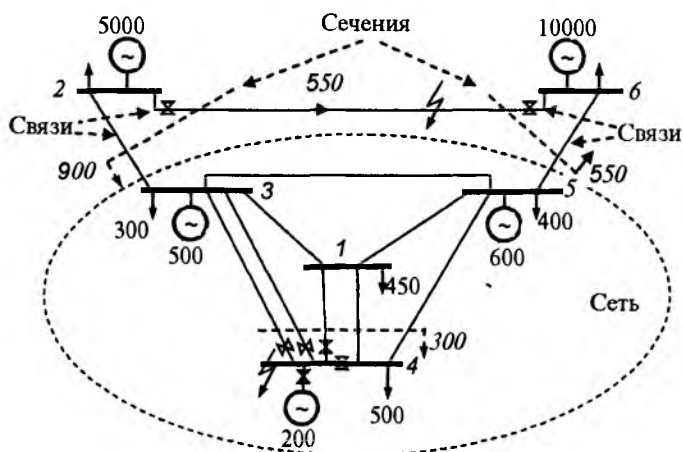


Рис. 1.5. Схема, содержащая сеть с двумя примыкающими связями

нагрузки или структура в виде плотной сети, чувствительные к снижению напряжения, и к ним нужен первый подход.

Вряд ли можно ответить однозначно на вопрос, где находится граница между сетью и связью. Представляется, что ответ должны подсказать дальнейшие исследования этой проблемы и опыт расчетов.

Истоки сегодняшнего положения

Особенное внимание к устойчивости сетей сегодня естественно; оно объясняется все возрастающей актуальностью этой проблемы и ее недооценкой в прошлом.

Актуальность проблемы растет с ростом плотности населения и появлением мегаполисов. Уже с 1930-х годов практиковалась передача мощности от удаленных по тем временам электростанций, а плотные электрические сети мало где создавались и не слишком расширялись. Различие между связью и сетью отмечено в литературе довольно давно, но в не очень явном виде. Благоприятный пример имеется в [4], где раздел о нормировании статической устойчивости начинается так: «Запас статической устойчивости энергосистемы в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10%. Величина запаса по напряжению определяется для каждой из основных узловых точек энергосистемы по формуле...» — далее следует известная формула, которая будет приведена в разделе 4.3. Интересно, что здесь речь идет не только об узко понимаемой устойчивости нагрузки отдельного потребителя или узла энергосистемы, а об устойчивости в целом.

Недооценка проблем плотной сети связана с тем, что основные требования к устойчивости энергосистем формулировались в Руководящих указаниях, а они разрабатывались специалистами, которые занимались более всего устойчивостью параллельной работы (ВНИИЭ, Энергосеть-проект, ЦДУ). Ближе к сетям были специалисты ВНИИЭ, но их интересовали скорее узлы нагрузки.

В результате в нормах устойчивости [1.15] даны довольно подробные указания о запасе по мощности применительно к связям, о запасе же по напряжению сказано мало и только в интересах узлов нагрузки, о других видах устойчивости (по частоте, о термической устойчивости) и об асинхронном ходе только упомянуто. Аналогично, в [8] рассказ о РУ по устойчивости не делает различия между связями и плотными сетями, и запас по напряжению относится к узлам нагрузки, а не к сетям.

Кстати, и разработчики противоаварийной автоматики на территории бывшего СССР были долгое время так заняты связями, что до сетей руки не доходили, и серьезного опыта в этом деле до сих пор мало. Требования к запасу пропускной способности по мощности, сформированные применительно к связям, затем незаметно и безуспешно пытались применить к плотным сетям. И постепенно дело запуталось. Казалось, что сеть необходимо создавать так, чтобы она была устойчива сама по себе. Однако сегодня средства управления таковы, что управлять плотными сетями возможно и нужно, но не так, как связями.

По-видимому, наиболее полный обзор современных представлений об устойчивости по напряжению и мерах по ее сохранению можно найти в [11].

Управление в плотной сети

Для связей должен быть обеспечен запас по мощности, и для этого могут быть использованы по мере надобности и готовности все известные средства и алгоритмы противоаварийной автоматики. Для плотной сети нужен запас по напряжению или по реактивной мощности, причем представляется, что основную роль в обеспечении этого запаса должен играть оператор энергосистемы, а возлагать эту ответственную задачу на автоматику менее желательно. Если же решено это сделать, то было бы разумным использовать наиболее отработанные из предлагаемых методов: чувствительные пусковые органы напряжения, комбинированные органы активной и реактивной мощности (подробнее — в части IV), а для определения управляющих воздействий, пока не видно другого, — управляющие таблицы (подробнее — в главе 5; они, кстати, для такого рода надобностей и хороши).

Какие управляющие воздействия нужны для плотной сети? В районе, где снизилось напряжение, — отключение реакторов (если они там есть), ступенчатое отключение нагрузки; и вне зависимости от места снижения — разгрузка сети от транзитной мощности, видимо, слишком большой для нее в сложившихся условиях. В каком порядке нужно то ли отключать нагрузку, то ли снижать транзитную мощность, — нужно решать с помощью анализа возможных в сети аварийных ситуаций.

Хотя представленное здесь различие между связью и сетью довольно достоверно, однако оно нуждается и в количественных характеристиках. Представляет интерес на основе расчетов разных видов устойчивости энергосистемы, подобной той, которая показана на рис. 1.5, разработать полноценную концепцию подхода к созданию ПА такого рода энергосистем. Далее предстоит выяснить, в каком диапазоне находятся соотношения мощностей узлов энергосистемы и ее связей, при которых есть опасность нарушения устойчивости того или иного из четырех видов, и уточнить построение ПА в качественно разных частях энергосистемы и применяемые там управляющие воздействия.

1.2. Авария как сочетание событий

1.2.1. Аварийное возмущение

Аварийный процесс всегда является результатом сочетания случайно возникающих событий. В зависимости от типа рассматриваемых противоаварийных мероприятий допустимо в той или иной степени абстрагироваться от конкретного содержания этих событий. Так, под аварийным возмущением (*AB*), в соответствии с которым вырабатывается управляющее воздействие, можно понимать в зависимости от типа ПА как единичное событие (например, ошибочное отключение элемента ЭЭС персоналом), так и часто встречающееся сочетание последовательно совершающихся событий, начинающихся с повреждения элемента или ошибки персонала и объединяемых в укрупненное явление.

Например, для системы противоаварийной автоматики, предназначенной для сохранения устойчивости, одним из *AB* является отклю-

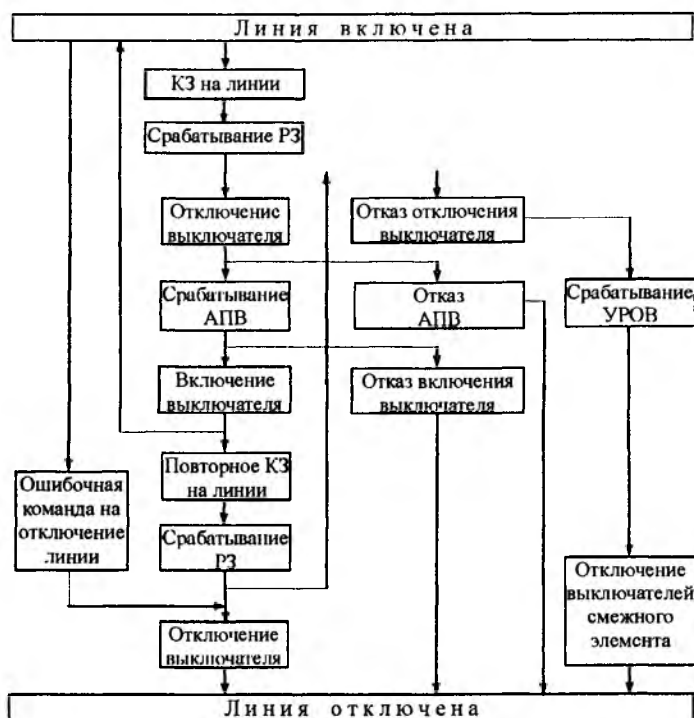


Рис. 1.6. Последовательность событий, приводящих к отключению линии

ние линии, причем понятно, и это уже охарактеризовано в разделе В.3 введения, что оно может явиться результатом нескольких последовательностей событий, схематически показанных на рис. 1.6. Аварийный дефицит мощности часто возникает как результат значительно более сложного развития событий. Для системы автоматической ликвидации асинхронного режима аварийным возмущением является факт наступления этого режима (превышение критического угла между ЭДС генераторов) вне зависимости от того, какой именно процесс, включая, может быть, и отключение той или иной линии, привел к этому.

В большинстве ЭЭС при современном быстродайствии релейной защиты и выключателей уровень динамической устойчивости оказывается не намного ниже, чем уровень пропускной способности в послеаварийном состоянии. Вопросы динамической устойчивости сохраняют актуальность только применительно к отдельным станциям, причем чаще всего в силу необходимости считаться с возможностью затяжки отключения КЗ. Казалось бы, благодаря этому задачи устройств, предназначенных сохранять устойчивость ЭЭС, упрощаются. Однако в действительности изменяется не объем, а лишь назначение этих устройств, причем, как будет видно из дальнейшего изложения, задача сохранения статической устойчивости послеаварийного состояния решается в крупных ЭЭС труднее, чем локальная задача сохранения динамической устойчивости отдельной станции.

1.2.2. Схема ЭЭС и ее нагрузка

Как уже упомянуто, опасность аварийного возмущения зависит от состояния ЭЭС, которое характеризуется, прежде всего, той ее схемой и той нагрузкой элементов этой схемы, которые сложились к этому моменту. Схема с полным составом ее элементов и ее нагрузка формируются, в основном, по воле операторов, но на их решения и действия влияет столь большое число разнообразных экономических и технических обстоятельств, что, рассматривая даже небольшую временную перспективу схемы и ее нагрузки, приходится считаться со случайным их характером. В свою очередь, возникновение возмущения в некоторый момент времени и, следовательно, его попадание на то или иное состояние ЭЭС тоже случайно.

Очевидно, что разработка противоаварийного управления требует знания и моделирования вероятностных взаимодействий схемы, ее нагрузки и возмущения. Сегодня оно делается очень упрощенно, может быть, излишне упрощенно. В частности, поток возмущений принимается стационарным, слабо учитывается механизм взаимозависимости мощностей, передаваемых в разных сечениях сети и т.п. Изучение и учет этих явлений сделали бы более эффективным моделирование аварийных ситуаций.

1.2.3. Определенный и хаотичный сценарии процессов

Если отвлечься от неполноты и неточности автоматически собираемой информации, действующая ПА имеет дело в каждом конкретном случае функционирования со вполне определенной схемой управляемой ЭЭС, ее состоянием и возмущением в ней, которые обуславливают *определенный сценарий процесса*. Эта определенность делает задачу нахождения *УВ* и их оптимизацию значительно более простой во время функционирования, чем та же задача на стадии разработки ПА. Кстати, это не противоречит возможностям решения упомянутых задач.

Здесь уместно заметить, что определенный сценарий не обязательно ведет к благополучному исходу. Так, например, он может вызываться более тяжелым *АВ* или более тяжелым режимом работы, чем принято в расчет (рис. 1.1), и т.д.

Величина ущерба для энергосистемы и потребителей может совпадать с той, которая в рамках некоторой неточности управления предопределена сочетанием создавшихся обстоятельств. Это *ущерб определенного сценария*.

Трудно представить себе, что реальное значение ущерба окажется меньше этого определенного. Из-за неправильного функционирования элементов энергосистемы (в том числе и ПА), из-за повреждения еще какого-то элемента, спровоцированного процессом, из-за ошибочных действий оператора может возникнуть сценарий процесса, который можно назвать *хаотичный сценарий*, и в этом случае ущерб больше. В отличие от ущерба определенного сценария назовем это — *ущерб хаотичного сценария*.

Например, КЗ любого вида в любой точке линии электропередачи идет по определенному сценарию. Процесс таков же, если при отключении этого КЗ отказал выключатель. Но если при этом КЗ отказала резервированная релейная защита или из-за неправильного срабатывания защиты отключился еще какой-либо элемент, то этот сценарий — хаотичный.

Чтобы исключить недоразумения, сразу нужно заметить, что ПА выполняет свои функции при обоих видах сценариев, хотя в этом участвуют разные подсистемы ПА и нельзя исключить того, что на практике возникает такой процесс, с которым ПА принципиально не может справиться (область 4 на рис. 1.1). Конечно, здесь не имеются в виду случаи, к которым ПА вообще не имеет отношения, случаи, в которых отсутствуют те источники энергии, которые надлежит сохранить. Например, потребитель, не имеющий собственных источников энергии, питается по двум линиям электропередачи, и обе линии одновременно отключаются.

Примеры неправильного функционирования уже показаны на рис. 1.6. Применительно к аварийному процессу в целом проявления неправильного функционирования, конечно, более разнообразны, чем применительно к показанному на рисунке сравнительно простому АВ.

1.3. Сравнение противоаварийных мероприятий

1.3.1. Обозначения

Наряду с изложенным, важны различия в аварийных процессах и ущербах с иной точки зрения, рассмотренной в разделе 1.1. Выделяются группы случаев, в которых все существенные стороны процесса и основная доля ущерба объяснимы в рамках следующих моделей:

- концентрированная модель энергосистемы — обозначение К;
- двухузловая модель энергосистемы — обозначение Д;
- сложная структура, в которой существенную роль играет фактор многоузлового характера энергосистемы — обозначение М.

Таким образом, процессы и потери кратко охарактеризованы, с одной стороны, как идущие по определенному (О) или хаотичному (Х) сценариям, и, с другой стороны, как процессы и потери в концентрированной (К), двухузловой (Д) или многоузловой (М) схемах; всего — шесть сочетаний.

Примеры основных видов процессов даны в двух предыдущих разделах.

1.3.2. Роли противоаварийных мероприятий

Далее в табличной форме представлена попытка соотнести мероприятия, направленные в целом на обеспечение надежности и живучести больших энергосистем, с теми конкретными целями, которые непосредственно преследуются этими мероприятиями (отмечены в таблице двумя крестами) или достижению которых эти мероприятия способствуют попутно (отмечены одним крестом).

Первая такая попытка была предпринята в 1975 году в сотрудничестве с Э.П. Смирновым и З.Г. Хвошинской (Москва, институт «Энергосетьпроект»), за которое авторы им признательны.

Уместна оговорка, что ни перечень мероприятий, ни перечень целей не претендуют на полноту, — эти перечни лишь удобны в рамках данного изложения. В качестве непосредственных целей указаны, насколько это возможно, только те, которые именно в настоящее время ставятся при применении мероприятия, и наличие в некоторых клетках не двух крестов, а только одного вовсе не означает, что такое ограничение признается правильным решением. Представляется, наоборот, что данная таблица может стимулировать лучшее понимание взаимосвязанности мероприятий и оптимизацию целей.

Некоторые аспекты заполнения табл. 1.1 требуют пояснения.

Улучшение структуры и схемы ЭЭС (мероприятие 4) может заключаться в упрощении сети за счет отказа от создания многосвязанных кольцевых структур, в превращении ряда шунтирующих друг друга связей в управляемые связи, в создании управляемых сечений, позволяющих в отдельных секциях ЭЭС независимо регулировать частоту и т.п. Все указанное представляется исключительно эффективным для борьбы со сложными аварийными процессами, но пока кажется преждевременным назвать для данного мероприятия какую-либо иную непосредственную цель, кроме локализации.

Автоматическое ограничение мощности, передаваемой в сечениях (мероприятие 6), является одной из функций вторичного регулирования частоты и мощности, осуществляемого в нормальных условиях работы энергосистемы. Оно предотвращает перегрузку сечения сети, возникающую без аварийного возмущения, и асинхронный режим в этом сечении — аварийное возмущение с точки зрения устройств, предназначенных для ликвидации этого режима (мероприятие 11). В таблице указана возможная помощь этого мероприятия в ходе аварийных процессов ДП и МП, хотя это требует его усложнения. Ограничение передаваемой мощности возможно только при наличии мобильного резерва мощности, и именно поэтому к соответствующему мероприятию 3 отнесено предотвращение аварийного возмущения.

В остальном мобильный резерв, как и немобильный, создается для покрытия нагрузки с учетом ее реального изменения и ремонта генераторов.

Быстродействие релейной защиты (мероприятие 7), хотя и не устраняет полностью возмущение, но существенно снижает его интенсивность.

Мероприятие 12 — это комплекс мероприятий, направленных в одних случаях на сохранение в работе нагрузки некоторой части энергосистемы, в других случаях — на сохранение устойчивости самой энергосистемы или ее части.

Предотвращение аварийного возмущения отмечено как попутная цель для мероприятий 8 и с 10 по 14: для них нельзя назвать эту цель основной, но совсем не отразить ее тоже неверно, так как любое из них выполняется с учетом того, что срабатывание без надобности само создает аварийное возмущение.

Таблица 1.1

[illegible]

Как видно из таблицы, к большинству мероприятий (1–9), применяющихся в энергосистемах, не предъявляется прямых требований в связи со сложными аварийными процессами. Однако эти мероприятия, будучи предназначенными для предотвращения и локализации аварийного возмущения, а также для снижения ущерба в процессе вида ДО, одновременно способствуют уменьшению ущерба и в других случаях.

По сути дела, только ПА (10–15) активно противодействует развитию сложных аварийных процессов. Поскольку это противодействие не охватывает всех сторон явления, можно взамен этой формулы предложить более слабую, но зато более защитимую: при разработке только ПА учитываются сложные аварийные процессы.

Надежность электроснабжения и живучесть большой ЭЭС в принципе может быть обеспечена на приемлемом уровне с помощью столь разнородных мероприятий, что органичное распределение задач между ними является сложнейшей проблемой. Среди мероприятий конструктивного характера очень существенна роль противоаварийной автоматики.

Ввиду громадного разнообразия сложных аварийных процессов противоаварийная автоматика развилась в эшелонированную систему, состоящую из подсистем с разнообразными функциями, отраженными в таблице. Аварийное возмущение, в расчете на которое созданы эти подсистемы и многие из их устройств, часто является результатом ряда случайных событий, сложного аварийного процесса, следующего за первоначальным возмущением. Благодаря этому различные подсистемы и устройства влияют на аварийный процесс, призваны остановить его на разных стадиях и путях его развития, резервируя другие мероприятия и друг друга.

Характеризуя аварийный процесс с рассмотренных здесь точек зрения, видно, что противоаварийная автоматика эффективна при любом виде процесса. Но здесь нелишни уточнения. При многоузловом процессе это достигается ценой дополнительного ущерба по сравнению с двухузловым процессом, а уменьшение этого ущерба в принципе возможно путем создания иерархической координации. Усиление роли противоаварийной автоматики при непредсказуемом процессе достижимо за счет увеличения ее эшелонированности.

1.4. Примеры аварий

1.4.1. Аварии и обстоятельства вокруг них

Технические системы сильно различаются технологически, но развитие аварий в них имеет много общего.

Большие аварии возникают в больших системах: атомный блок, энергосистема большого региона. В такой системе сложно взаимодействует много технологий и много специалистов. Она может являться в пространственном отношении концентрированной (атомный блок) или протяженной (энергосистема). Для такой системы характерна возмож-

ность развития локального события в большую аварию, вплоть до временного или безвозвратного уничтожения системы.

Здесь не рассматриваются природные и преднамеренные катастрофы, хотя принимается во внимание, что спусковым механизмом техногенной аварии может явиться природное или искусственно вызванное явление. Например, сильный ветер или взрыв может в числе прочих неприятностей опрокинуть опору линии электропередачи, а приведет ли это к аварии в энергосистеме, насколько эта авария разовьется широко и глубоко, — предмет нашего рассмотрения.

Описание и тем более анализ конкретной аварии обычно затруднены неполнотой данных и даже их преднамеренным искажением. У лиц, ответственных за аварийный объект, часто возникает желание отнести аварию на кого-то другого, оправдать ее необыкновенными природными условиями, еще неизвестными научными явлениями, непреодолимыми обстоятельствами. Простейший пример такого рода дает локальная авария в электроснабжении.

Несколько лет назад внезапно прекратилось на несколько часов электроснабжение крупного и совсем не бедного университета. О причинах и ходе аварии его администрация выпустила короткий бюллетень, который заканчивается обычной надеждой на понимание.

Университет имеет крупные компьютерные сети и дорогие чувствительные приборы. Понятно, что для их восстановления и ввода в действие требуется много часов, часть информации может оказаться потерянной. На территории имеется госпиталь. Система безопасности университета основана на магнитных карточках и поэтому перестала действовать, ворота и двери были открыты, что дало возможность людям выйти из зданий. Авария случилась днем, и это при отсутствии аварийного освещения избавило от неприятностей с людьми.

Согласно бюллетеню, причиной прекращения электроснабжения явилась высокая чувствительность недавно установленной новейшей аппаратуры в обнаружении повреждений в электрической сети (как известно, эта аппаратура называется релейной защитой). При обычном повреждении в сети она отключила весь университет. Понятно, что она должна была отключить только поврежденный участок сети [1.1], а не все. Эта защита настроена неправильно, ее чувствительность излишняя, не будучи согласованной с чувствительностью других защит в питающей сети. Защита сработала в нарушение одного из четырех основных требований к защите — не селективно. На электротехническом факультете университета это требование узнают на первой лекции по релейной защите.

Если бы релейная защита была селективна, возникло бы только повреждение какого-то элемента схемы, может быть, потеря части потребителей, но не общая авария. Ведь столь большой объект не должен питаться по одной линии, от одного трансформатора и даже от одной секции шин питающей подстанции. Конечно, это удорожает электроснабжение, что для ответственных объектов электроснабжения — естественно. Университет же — объект нерядовой: толпы студентов, их склонность к анархии и панике, клиника, лаборатории, в части из которых могут (биология) идти процессы, не терпящие перерыва электроснабжения и даже опасные при перерыве, лифты и т.п.

Второй источник не спасает такие нагрузки сети, как компьютеры: для многих из них требуется не просто надежное, а бесперебойное питание. Такие установки включают в себя аккумуляторную батарею, которая постоянно подзаряжается от обычной сети и вместе с тем как второй источник постоянно включена на требующую такого питания часть сети. Подзаряд идет через выпрямитель, а выход на сеть — через инвертор.

Поскольку аккумулятор не рассчитывается на долгое использование, через несколько секунд или минут должно автоматически (а не вручную) запуститься резервное питание. Если второго источника питания от сети нет, то взять на себя наиболее ответственную нагрузку должен дизель-генератор. То, что этого не произошло, — следствие обычного беспорядка: ленятся проводить противоаварийные тренировки, а может быть, как следует из текста, таковых (или просто опробований) совсем не проводили.

В данном же случае было предусмотрено и резервное питание от сети. Но оно не включилось, так как отказал выключатель. В бюллетене сказано, что администрация собирается исследовать, почему он не включился. А ведь дельному монтеру на выявление неисправности выключателя не потребуется больше нескольких часов.

Эта история поучительна уровнем некомпетентности службы, ведающей энергообеспечением предприятия, и уверенностью администрации в том, что читатель поверит в нормальность изложенного.

Насколько широк и запутан спектр обстоятельств, которые могут быть связаны с техногенной аварией, хорошо видно на примере известнейшей «аварии в Борках». Эта авария произошла на железной дороге 17.10.1888 года. Она поучительна и для электроэнергетики благодаря технологической ясности и наличию на редкость разностороннего описания.

На перегоне Тарановка-Борки около Харькова потерпел крушение поезд, в котором возвращался из Крыма в Петербург император Александр III с семьей. Убито 22 человека, 41 ранен, из них 6 умерло. Семья царя с трудом вылезла из вагона.

Авария хорошо известна из изданных воспоминаний двух почтенных деятелей. Они не сошлись во многих оценках этой аварии, и это позволяет лучше понять ее.

С.Ю. Витте тогда управлял Юго-Западными железными дорогами России. Затем он был министром путей сообщения, председателем совета министров при Александре III и Николае II, и в 1905-1906 годах он — первый в России премьер-министр.

А.Ф. Кони возглавил расследование аварии. Он — юрист, последовательный сторонник судебной реформы в России, особенно известен тем, что под его председательством в 1878 году происходил суд присяжных, который оправдал по моральным соображениям Веру Засулич.

За два месяца до аварии Витте сопровождал царский поезд. Этот поезд имел вес товарного поезда, но его требовалось провести со скоростью пассажирского. Для этого его вели два тяжелых товарных паровоза. Витте понял опасность ситуации поздно и не решился возразить. Он провел поезд удачно, но вместе с инспектором этих же дорог отправил рапорт министру путей сообщения адмиралу Посьету о недопустимости такой быстрой езды на этом участке из-за слишком легких рельсов, шпал и полотна. Министр ответил согласием на замедление езды на этом участке на 3 часа, как просили.

Начальник охраны генерал-адъютант Черевин, министр Посьет и сам император сетовали на медленную езду. Витте пишет, что он ответил Посьету: «...кончится это тем, что Вы таким образом Государю голову сломаете!». Кони высказывает сомнение в этих диалогах, основанное на том, что император не упоминал о них, он, мол, никогда не просил ехать быстрее, а лишь просил Посьету ехать ровнее: «Почему мы то летим, как птица, то ползем, как черепаха?» Кони будто не понимает, что такой вопрос царедворец воспринимает как укор и приказ.

Дело же в том, что разные участки пути находились в разном состоянии. В России предприниматели тогда опасались национализации. Планировалось Кур-

ско-Харьковско-Азовскую дорогу выкупить в казну, и поэтому у общества не было стимула вкладывать средства в дорогу. Более того, хотелось добиться максимальной прибыльности дороги, так как от этого зависели условия выкупа. Так, уклон пути был на 40% больше допустимого, путь проложен в 1886 году весьма спешно на полотне с легким балластом. Поблизости от места крушения в 1888 году пришлось заменить 8 шпал, а в качестве новых поставили отслужившие срок в другом месте. И т.д.

Другая сторона дела. Поезд имел 15 вагонов, 64 оси при допустимых 42. У него были неисправны тормоза, как автоматический, так и ручные. Внутренний телефон действовал плохо, чтобы связаться с машинистом, нужно было влезть сзади на тендер. Не вполне был исправен первый вагон, превращенный Посыетом ради хобби в некую лабораторию и от того особенно тяжелый.

В Тарановку поезд пришел с опозданием на 1,5 часа. Там заведующий техническо-инспекторской частью охраны поезда барон Таубе приказал управляющему дорогой Кованько нагнать до Харькова, тот довел это до обер-машинистов обоих паровозов. Те выполнили. По весу поезд соответствовал товарному с допустимой скоростью 20 верст в час (верста — чуть больше километра). Скорость по расписанию 37 верст/час. В пути Таубе благодарил Кованько и Кронеберга за скорую езду. Кованько советовал машинистам где-то дальше держать меньше 70 верст/час, а Кронеберг уверял что, мол «смело можно». К моменту аварии скорость согласно самописцу составляла 67 верст/час.

Первый тяжелый паровоз сильно раскачивало, он расшатал рельсы и сошел с них. Особенно пострадали первый вагон и следующий за ним вагон-столовая, где в это время находилась царская семья.

В этот период в России заканчивался период политического террора. В связи с этим железнодорожное общество пыталось создать версию о покушении на императора. Однако экспертиза и начальство отвергли ее. В личной беседе Кони так докладывал императору причину аварии: «...сплошное неисполнение всеми своего долга».

Попытки привлечь к ответственности высоких лиц оказались сложны по процедуре и были саботированы, чтобы не допустить компрометации Государя, назначившего этих лиц (например, главными путями сообщения в стране становились железные дороги, а министром этих путей был моряк). Под грузом обстоятельств Государь решил всех простить и для вразумления велел опубликовать описание этой аварии в Правительственном вестнике. Это было саботировано путем последовательной разработки нескольких редакций публикации, каждая из которых была короче предыдущей.

1.4.2. Крупнейшие аварии в энергосистемах

Сводка аварий

Авария в Москве 1948 года и авария в Нью-Йорке 1965 года упомянуты в разделе В7 введения. Сведения о нескольких крупнейших авариях за предшествующие 25 лет, происшедших в разных странах мира, приведены в журнале «Электрические станции», № 4 за 2005 г.

Чтобы показать масштаб возможных аварий и сопоставить их в связи с ролью ПА, доступные ориентировочные данные о крупнейших авариях в промышленных странах сведены в табл. 1.2. В ней обозначено: P_n — максимальная нагрузка, питаемая энергосистемой; ΔP_n — мощность нагрузки, потерявшей питание, ΔW — энергия; не отпущенная этой нагрузке.

Таблица 1.2

Данные о наиболее известных крупнейших авариях в ЭЭС

Страна	Энергосистема	Дата	ΔP		ΔW , млн кВт·час	Время восстановления, час	
			млн кВт	$\Delta P_n / P_n$, %		$0,5\Delta P$	$0,9\Delta P$
США	Consolidated Edison	13.07.77	5,9	100	100,0	18,0	26,0
Франция	Вся страна	19.12.78	28,0	75	98,0	3,2	5,2
Швеция	Вся страна	13.01.79	2,7	25	2,7	0,8	2,5
СССР	Европейская часть ЭЭС	31.05.79	6,0	5	—	0,3	—
СССР	Европейская часть ЭЭС	20.06.85	2,3	2	—	0,3	—
Бельгия	Вся страна	04.08.82	2,4	45	6,8	2,2	5,0
Канада	Hydro Quebec	14.12.82	15,5	100	—	—	5,5
Швеция	Вся страна	27.12.83	11,4	67	23,8	1,3	5,2
Канада	Hydro Quebec	13.03.89	22,0	—	130,0	> 5,0	> 9,0
Канада, США, Мексика	Западное объединение США, части Канады и Мексики	02.07.96	—	—	—	1,0	2,0
Канада, США	Восточное объединение США, часть Канады	14.08.03	70,5	41	—	—	—
Россия	Москва и ее окрестности	25.05.05	3,5	30	—	24,0	30,0

Часть из включенных в таблицу аварий дополнительно охарактеризована ниже.

Авария в СССР 31.05.1979

Видимо, эта авария — первая, затронувшая почти всю Единую энергосистему (ЕЭС) страны.

На рис. 1.4 показана схема связей между объединениями энергосистем, в то время работавшими параллельно в составе ЕЭС, которая в свою очередь работала параллельно с объединением М стран Восточной Европы. На схему нанесены активные мощности, передававшиеся по некоторым связям в исходных условиях, и управляющие воздействия ПА. Условные обозначения: Ю — Юг (Украина), ЮЗ — западная часть Юга, ЮВ — восточная часть Юга, СЗ — Северо-Запад, Ц — Центр, СВ — Средняя Волга, У — Урал, К — Казахстан (северная его часть), С — Сибирь (регион от Новосибирска до Иркутска), СК — Северный Кавказ, ЗК — Закавказье.

В силу ряда обстоятельств сложились нетипичные условия работы: сильно загружены мощностью линии связи СЗ-Ц, ЮВ-Ц и К-У для покрытия дефицита мощности в районе объединений Ц, СВ и У и замкнута линия 330 кВ связи между объединениями СЗ и ЮВ. Последнее сильно повлияло на развитие аварии, так как превратило цепочечную схему в треугольник, что, судя по этому развитию, не нашло должного отражения в настройке устройств ПА.

Возникло устойчивое КЗ на одной из линий 330 кВ связи Ю-Ц. Такое же явление имело место и несколько дней назад, но оно, подобно многим другим случаям, не сопровождалось развитием: после отключения линии включилась ПА и, чтобы оставшиеся в работе линии связи Ю-Ц и Ю-СЗ-Ц не перегрузились, отключила в объединениях Ю и Ц генераторы и нагрузки общей мощностью приблизительно по 500 МВт. В данном случае из-за отказа аппаратуры ПА отключение нагрузки в объединении Ц не произошло. Поэтому последовали перегрузка связей и нарушение устойчивости параллельной работы в кольце Ю-СЗ-Ц-Ю. Устройства АЛАР отреагировали на это отключением всех линий, образующих связи этого кольца.

Избыток мощности, образовавшийся в объединениях Ю, СК и ЗК, привел к увеличению мощности, передаваемой по связи ЮЗ-М, что выявила ПА, произвела ДС между частями ЮВ и ЮЗ и тем самым выделила ЮЗ на эту связь, отключив избыток генераторов.

Дефицит мощности в объединениях Ц, СВ и У привел к перегрузке связи К-У, нарушению устойчивости параллельной работы и действию устройств АЛАР на отключение этой связи.

Глубокому понижению частоты в объединениях Ц, СВ и У, потерявших 4500 МВт передаваемой к ним мощности и еще 700 МВт мощности генераторов, отключенных ПА в объединении У для разгрузки внутренних связей этого объединения, воспрепятствовала система АОСЧ, децентрализованно отключив потребителей в этих объединениях общей мощностью 5100 МВт.

Перегрузка некоторых внутренних связей в объединениях СВ и Ц привела к неуправляемой потере некоторых узлов нагрузки общей мощностью приблизительно 900 МВт.

Оперативный персонал через 10 мин после начала процесса включил в работу почти все отключенные генераторы и еще через 13 мин восстановил всю схему и подал напряжение отключенным потребителям.

Рассмотрение данной аварии совместно с предшествующим случаем приводит к следующим соображениям:

- сравнение предшествующего случая и данной аварии показало и необходимость и эффективность первого эшелона ПА – системы АПНУ;

- авария показала недостаточную надежность ПА, действующей на отключение нагрузки в объединении Ц, и вместе с тем невозможность игнорировать некоторую вероятность отказа ПА; т.е. авария показала правильность построения ПА как эшелонированной системы;

- хотя именно отказ ПА вызвал серьезное развитие аварии, в дальнейшем ее ходе адекватно обстоятельствам действовали десятки таких

устройств, и их действия предотвратили неуправляемый процесс катастрофического развала ЕЭС, что и позволило оперативному персоналу быстро восстановить удовлетворительное положение.

Авария в СССР 20.06.1985

Доаварийная схема отличалась от схемы, показанной на рис. 1.4 в основном тем, что были отключены связи между объединениями К и У и между объединениями ЮВ и СЗ. Большой дефицит мощности в объединении У (2300 МВт) на 80% покрывался объединением СЗ, и поэтому связи СЗ-Ц-СВ-У были сильно загружены. Перед моментом возникновения аварии частота составляла 49,2 Гц.

Утром возникло устойчивое однофазное КЗ на одной из линий кольца 500 кВ вокруг Москвы, которая отключилась. Как следствие этого отключения система АПНУ дала команды на автоматическую загрузку тепловой станции в объединении Ц и гидростанции в объединении СВ, а также на отключение удаленной нагрузки в объединениях СВ и У общей мощностью 950 МВт. Эти команды были выполнены, за исключением ОН в объединении У мощностью 120 МВт (из-за аварийного ремонта аппаратуры телепередачи команды).

Однако, видимо, этого было мало, и из-за увеличения мощности, принимаемой объединением Ц от объединения СЗ, перегрузилась линия 500 кВ в объединении Ц. В ответ на это система АПНУ выполнила разгрузку турбин Конаковской станции на 300 МВт и дала команду на разгрузку электростанций в объединении СЗ. При этом вследствие неисправности коммутатора управляющих воздействий была произведена излишняя разгрузка электростанций в объединении СЗ на 1800 МВт.

В результате возникшего дефицита мощности увеличилась мощность, передаваемая от объединения Ю в сторону объединения Ц. Реагируя на это, автоматика снизила мощность генераторов в объединении Ю на 920 МВт и отключила нагрузку в объединении Ц мощностью 400 МВт. Несбалансированность этого действия еще увеличила дефицит мощности.

Частота снизилась ниже 49 Гц. Автоматика запустила, включила в сеть и загрузила днепровские гидрогенераторы в объединении ЮВ. Из-за этого вновь перегрузилась связь между объединениями Ю и Ц. Действиями операторов перегрузка была ликвидирована отключением части гидрогенераторов в объединении ЮВ.

От технологических защит отключился генератор атомной станции в объединении СЗ, там произошло нарушение параллельной работы северного района, и он отделился устройствами АЛАР с избытком мощности.

Частота понизилась до 48,76 Гц, из-за чего действием АОСЧ отключилась нагрузка мощностью 1080 МВт, и понижение частоты остановилось на уровне 48,8 Гц.

Все эти события произошли за 5–6 минут. Через минуту операторы начали восстанавливать схему и режим работы и еще через 17 минут справились с этим.

Противоаварийная автоматика в ряде эпизодов действовала неправильно или не совсем правильно, но затем исправляла положение. Ава-

рийный процесс охватил почти все параллельно работавшие объединения, но их разделения не произошло. Асинхронный режим возник лишь локально в объединении СЗ. Мощность отключенных потребителей составила менее 1,5% от общей мощности.

Авария на Западе Канады, США и Мексики 02.07.1996

Авария началась в Западном энергообъединении США днем с отказа выключателя на линии 345 кВ между тепловой станцией в штате Вайоминг и подстанцией на Юго-Востоке штата Айдахо. Это вызвало отключение еще трех линий. Полностью отключилась связь между энергосистемами штатов Орегон и Калифорния, несшая нагрузку 4000 МВт, и полностью потеряла источники энергосистема штата Айдахо.

Энергосистема Калифорнии отделилась с дефицитом мощности, что привело к отключению около 500 тыс. потребителей, из которых 400 тыс. были включены в пределах одного часа, а остальные в течение 3,5 ч.

Авария охватила территорию 11 штатов США, а также провинций Канады и Мексики. В результате аварии было нарушено электроснабжение двух миллионов потребителей. Во время аварии отключилось 11 электростанций (7 гидростанций на реке Колумбия и 4 тепловых станций в штате Вайоминг).

К вечеру было восстановлено электроснабжение потребителей везде, кроме штата Айдахо, где около половины потребителей остались в темноте.

Авария в Канаде и на Востоке США 14.08.2003

В штате Огайо из-за близости деревьев к ЛЭП повредились и отключились три линии 345 кВ. Из-за неправильного срабатывания релейной защиты отключилась также линия 138 кВ. Тем самым разорвалась электрическая связь между Севером и Югом штата Огайо.

Из-за этого мощность, передаваемая с Севера Огайо к штату Мичиган, увеличилась на 2300 МВт.

В то время как во всех объединениях, затронутых аварией, было потеряно 40% нагрузки, в одном из них была потеряна вся нагрузка мощностью 18500 МВт и еще в одном 90% из 23000 МВт.

Как сообщается, анализ аварии выявил недостаточную информированность операторов о ходе аварии. В частности, диспетчер в штате Огайо из-за неисправности аппаратуры не получил информации об отключении линий. Отмечена также несогласованность операций, проводимых персоналом в одних компаниях, с операциями, проводимыми в других компаниях.

По результатам анализа планируются инвестиции объемом 100 миллиардов долларов в создание дополнительных источников энергии, в том числе маневренных, и в усиление сети. Относительно возможной эффективности ПА в ходе подобных аварий, детально изучавшая аварию межгосударственная комиссия в своих рекомендациях высказала исключительно пессимистическое мнение. В частности, отмечено, что «...комиссия не смогла найти способ, с помощью которого регионы могли бы защитить себя от последствий аварии 14 августа...», и что «...не-

возможно установить событие или симптом, который бы мог быть использован 14 августа для пуска противоаварийной автоматики».

Авария в Москве 25.05.2005

Эта авария гораздо более локальна, чем четыре охарактеризованные выше, но она важна в силу ряда особенностей. Она произошла в регионе, имевшем наиболее плотную в стране сеть линий электропередачи до напряжения 750 кВ включительно. В процессе аварии не произошло нарушения параллельной работы генераторов и понижения частоты. Авария практически полностью определялась отключением генераторов, потребителей и узлов нагрузки из-за понижения напряжения вплоть до лавины напряжения в некоторых узлах. Оказалось, что практически полностью потеряны электростанции и нагрузка южной части Москвы, а также нагрузка двух ближайших энергосистем. Восстановление питания нагрузки происходило больше суток. Об актах мародерства не сообщается.

Авария описана исходя из официального материала — «Отчета Комиссии РАО «ЕЭС России», опубликованного в Интернете. Результаты моделирования этой аварии приведены в [1.31].

Авария произошла, когда в энергосистеме было выведено в ремонт большое количество оборудования, что усугубилось тремя аварийными событиями, которые произошли непосредственно перед аварией на подстанции Чагино — одной из подстанций кольца линий 500 кВ вокруг Москвы.

Эта подстанция имеет три открытых распределительных устройства (ОРУ) 500, 220 и 110 кВ, из которых каждая пара соединена двумя автотрансформаторами (один из них — 500/220 кВ — находился в текущем ремонте).

К автотрансформаторам присоединены четыре синхронных компенсатора по 100 МВА, из которых работали два. На подстанцию включены блоки генератор-трансформатор-линия соседней тепловой станции. Во всех трех указанных ОРУ применена двойная система шин: в ОРУ 500 и 220 кВ — с двумя выключателями на присоединение, причем два автотрансформатора 500 кВ включены прямо на шины и один 220 кВ через один выключатель, в ОРУ 110 кВ — с одним выключателем на присоединение и с обходной системой шин. Шины 220 и 110 кВ секционированы. Для снижения уровня токов КЗ линии 220 кВ включены каждая на одну систему шин.

Подстанция функционирует с конца 1950-х годов, часть оборудования устарела морально и физически.

Первое событие. Вечером 23.05 повредился трансформатор тока 110 кВ автотрансформатора 500/110 кВ, что привело к возгоранию вытекшего масла. Пожар ликвидирован за полчаса, схема восстановлена через 4 часа. Поскольку повредился также трансформатор тока обходного выключателя 110 кВ, указанный автотрансформатор остался отключенным.

Второе событие. Вечером 24.05 повредился трансформатор тока 110 кВ секционного выключателя, что привело к возгоранию вытекшего масла; система шин отключилась; пожар ликвидирован. Через 0,06 с

осколками фарфора повредился выключатель 110 кВ автотрансформатора 500/110 кВ, который отключился вместе с одной из систем шин 500 кВ. Видимо, в это время отключилась и вторая система шин 500 кВ.

Третье событие. Через 20 минут возникло двухфазное КЗ на одной из систем шин 220 кВ. Это КЗ перешло в КЗ на землю и отключилось резервными защитами всех присоединений этого ОРУ, в том числе и автотрансформаторов 220/110 кВ (видимо, дифференциальная защита поврежденных шин не работала).

Далее имел место сложный и не безошибочный процесс восстановления схемы подстанции, в процессе которого из-за снижения давления воздуха в выключателях произошло два КЗ, одно из которых рано утром следующего дня (через 8 часов после КЗ на шинах 220 кВ) привело к отключению всех присоединений 110 кВ.

В результате этих событий:

- остались без напряжения все три ОРУ подстанции, ее синхронные компенсаторы и ее собственные нужды;
- на соседней электростанции отключены генераторы мощностью 640 МВт, на соседних подстанциях отключена часть потребителей;
- московское кольцо 500 кВ разорвано, и автотрансформаторы соседней подстанции 500 кВ перегружены;
- часть южных подстанций основной и распределительной сети 220 кВ потеряла питание со стороны подстанции Чагино;
- часть южных подстанций распределительной сети 110 кВ потеряла питание со стороны подстанции Чагино.

К утру 25.05, несмотря на усилия персонала, напряжения в сети оказались пониженными местами до 103, 205 и 470 кВ, а часть линий и автотрансформаторов – перегруженными. Начиная с 09-23, подъем нагрузки привел к последовательному повреждению перегруженных линий и их отключению; повреждения были вызваны, в основном, провисанием проводов (утро было теплым) и не сопровождалось успешным повторным включением. На одной из подстанций в 11-00 отмечено напряжение 198/88,5 кВ.

Итогом лавины напряжения явилось полная или частичная потеря генерации на девяти электростанциях в Московской энергосистеме и на четырех основных электростанциях в Тульской энергосистеме. В Московской энергосистеме была отключена 321 подстанция, в том числе 16 подстанций 220 кВ, 201 подстанция 110 кВ, 104 подстанции 35 кВ. В результате этого произошло отключение потребителей мощностью приблизительно 3500 МВт.

Развитие аварии было остановлено 25.05 в 12-30. Завершено подключение потребителей 26.05 в 12-00. Нормальная работа энергосистемы была восстановлена 26.05 в 18-00.

В аналитической части материала отмечается:

«Как показала авария, расчет режима на вариант ($n-1$), осуществляемый в строгом соответствии с действующими нормативными документами, тем не менее, не гарантировал в условиях специфической энергосистемы мегаполиса Москвы предотвращения развития аварии.

... в условиях сложившейся предаварийной ситуации эффективным средством предотвращения аварии было бы быстрое отключение потребителей средствами автоматики или дистанционно».

1.4.3. Заключение

Каждая из рассмотренных аварий уникальна, но у них есть общая черта: авария — результат сложной последовательности неблагоприятных и благоприятных событий, взаимосвязанных технологически и случайных. В развитии этих и других, менее выразительных аварий проявилось множество недостатков того, как энергосистемы созданы, какими системами управления оснащены и как эксплуатируются.

Существует мнение, что большие аварии свойственны только тем энергосистемам, которые имеют столь значительные расстояния между энергетическими объектами, что создание густой электрической сети экономически нереально. Приведенные данные противоречат этому. Действительно, сети района Нью-Йорка, Франции, Москвы и Бельгии никак нельзя назвать слабыми.

Кажется справедливым тезис о том, что неравномерное распределение источников и потребителей электроэнергии, вызывающее передачу большой мощности на большое расстояние, является, во-первых, обязательным и, во-вторых, неустранимым источником больших аварий. Однако приведенные данные противоречат тезису об обязательности, так как такие условия наблюдались только в Швеции и Канаде. Что касается европейской части СССР, то передаваемые в ней мощности невелики по сравнению с мощностью нагрузки.

Неверность этого тезиса видна, например, из опыта работы по крайней мере двух районов СССР.

Первый район — центр европейской части СССР, включая Москву, электроснабжение которого в 1960-х годах в значительной мере осуществлялось от двух удаленных гидростанций на Волге. Второй район — объединение Сибири, где основная часть электроснабжения осуществляется с 1960-х годов по сей день от крупных гидростанций, сначала от одной, теперь от четырех. В обоих районах, конечно, были аварии, но они ни по доле потерянной нагрузки, ни по территориальному распространению не были столь глобальными, как в Швеции и Канаде.

В заключение обзора аварий кажется уместным подчеркнуть главное. Чтобы снизить вероятность таких аварий, нужно понять, что большая авария — следствие сочетания многих обстоятельств. Анализируя аварию, каждый раз следует обращать внимание не только на непосредственные причины, которые лежат на поверхности. Необходимо выявлять основные предпосылки аварии, их анализировать и вырабатывать предложения по изменению этих условий. Но это задает множество серьезных интересов и поэтому является главной трудностью.

В следующей главе можно найти еще пару поучительных примеров аварий.

Глава 2.

Функционирование ПА и общие требования к ней

2.1. Общие технические требования к устройствам ПА

Разработка системы показателей функционирования ПА была начата в 1972 г. Она прежде всего выразилась в том, что для разрабатываемых устройств ПА были выдвинуты численные требования надежности функционирования. Новые мысли и термины [1.1, 1.2], возникшие в области релейной защиты энергосистем, позволили предложить более полную, чем раньше, классификацию случаев функционирования. Были введены обобщенные параметры и показатели функционирования ПА и создана его расчетная модель [1.3]. Излагаемый далее материал применен в расчетах эффективности ряда систем противоаварийного управления и в процессе формулирования требований к вновь разрабатываемым устройствам ПА.

Глава касается только технических требований, хотя, конечно, немаловажное значение имеют стоимость аппаратуры и затраты на ее обслуживание. В связи с последним, среди технических требований фигурируют частота и продолжительность ремонтов, простота и удобство обслуживания устройств.6.2.

2.1.1. Техническое совершенство и надежность

К любой из подсистем ПА предъявляется требование эффективности функционирования. Для его выполнения выдвигаются определенные требования к каждому из трактов и устройств, входящих в эту систему. Эффективность функционирования зависит от того, на каком уровне находятся *техническое совершенство и надежность*.

Недостаток одного лишь в небольшой степени может быть компенсировано наличием другого. Э.П. Смирнов (Энергосетьпроект), который впервые разработал вопросы надежности применительно к релейной защите, пояснял это следующей аналогией. В 40-х и 50-х годах Ленинградский футболист Архангельский показывал необыкновенно высокую технику и стал бы великим футболистом, если бы не частые травмы. Это — пример высокого технического совершенства при слабой надежности.

Основные технические требования к устройствам ПА те же, какие применяются к релейной защите: с одной стороны, традиционные элементы технического совершенства — селективность, быстрота действия, чувствительность [1.1] и дополнительно — частота, простота и удобство обслуживания, с другой стороны, тоже традиционно — надежность [1.1, 1.2]. Для большинства устройств ПА крайне важна быстрота. Необходимость максимальной быстроты во многом определяет построение систем и устройств ПА.

2.1.2. Быстрота

Промедление в действии большинства устройств ПА резко снижает их эффективность и ликвидирует ее вовсе, если задержка этого действия превышает некоторое критическое значение. Это вытекает из характера того объекта, на который воздействуют устройства.

Применительно к задаче сохранения параллельной работы генераторов проблема быстроты действия выглядит следующим образом. Если отвлечься от возможности обеспечивать лишь результирующую [1.18], а не синхронную устойчивость по углу, то важно не допустить увеличения взаимных углов между группами генераторов сверх некоторых критических значений, после прохождения которых процесс нарушения синхронной устойчивости чаще всего уже необратим. Следовательно, управляющее воздействие нужно ввести до достижения этих углов, т.е. за время, меньшее некоторого критического. Но сами устройства автоматики и ее исполнительные органы (выключатели высокого напряжения, сервомоторы турбин) имеют собственное время действия, в сумме близкое к упомянутому критическому значению. Поэтому увеличение запаздывания UB по отношению к началу процесса вызывает необходимость увеличивать интенсивность UB , а начиная с некоторого критического запаздывания t_{cr} , UB становится совершенно бесполезным.

Указанное можно пояснить на простейшем, легко решаемом примере. Пусть имеется генератор с постоянной инерции T_j , значение которой приведено к базисной мощности P_b . От него передается электрическая мощность P_g , равная мощности ее турбины P_t , в приемную часть системы, имеющую бесконечно большую мощность, по одиночной линии, имеющей только индуктивное сопротивление. Тогда характеристика электрической мощности генератора:

$$P_g = P_{gm} \sin \delta, \quad (2.1)$$

где P_{gm} — максимум электрической мощности; δ — взаимный угол между ЭДС генератора и напряжением на шинах приемной части.

Взаимный угол в исходном состоянии равен

$$\delta^I = \arcsin \frac{P_t}{P_{gm}}. \quad (2.2a)$$

Пусть на линии возникает трехфазное КЗ, вызывающее полный сброс электрической мощности генератора, т.е. ее снижение до нуля ($P_g = 0$), и выполняется трехфазное успешное АПВ. Чтобы в послеаварийном режиме воспрепятствовать увеличению взаимного угла сверх его критического значения

$$\delta_{cr} = \pi - \delta^I, \quad (2.2b)$$

прямо на ЭДС генератора автоматически включается активное нагрузочное сопротивление — выполняется электрическое торможение (ЭТ). Не вникая

здесь в детали управления торможением (это отражено в части III), примем, что это включение производится через время t_{ET} , от момента начала КЗ, а сопротивление отключается одновременно с повторным включением линии точно в момент достижения критического угла. Чтобы увеличение угла не продолжилось, оно должно быть в этот момент остановлено. Для этого требуется нагрузочное сопротивление мощностью P^{ET} . Задача заключается в том, чтобы найти зависимость этой мощности от задержки t_{ET} .

Эта ситуация напоминает попытку вскочить на подножку уходящего от платформы поезда. Опоздавшему требуется умение быстро бегать, а дистанция — не больше длины платформы.

Сформулированная задача во многом условна, что и позволяет достаточно просто, по формулам равноускоренного движения (более общий случай рассмотрен в части 2) получить нужную зависимость.

Уравнение движения ротора генератора:

$$P_b \frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{nb}, \quad (2.3a)$$

где P_{nb} — небаланс мощности на валу генератора

$$P_{nb} = P_t - P_g, \quad (2.3b)$$

угол представлен в радианах, время — в секундах, номинальная угловая скорость ротора — в радианах в секунду. Если принять базисную мощность равной мощности турбины ($P_b = P_t$), то, пока не включилось ЭТ, ускорение равно $\omega_0 / T_{j\text{ном}}$, где постоянная времени приведена к мощности турбины, и к моменту включения ЭТ угол достигнет значения

$$\delta^{ET} = \delta^I + \frac{\omega_0}{T_{j\text{ном}}} \frac{t_{ET}^2}{2}. \quad (2.3c)$$

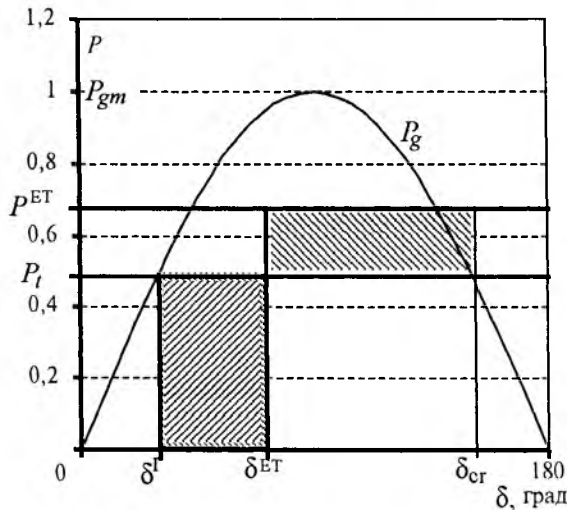


Рис. 2.1. Площадки ускорения и торможения при повторном включении одиночной линии и отключении ЭТ в момент достижения критического угла

Чтобы процесс увеличения угла остановился, когда будет достигнут критический угол δ_{cr} , требуется равенство заштрихованных прямоугольных площадок ускорения и торможения на рис. 2.1:

$$(\delta^{ET} - \delta^I) P_t = (\delta_{cr} - \delta^{ET}) (P^{ET} - P_t) + \quad (2.4)$$

Отсюда следует:

$$\frac{P^{ET}}{P_t} = \frac{1}{1 - \frac{\omega_0 t_{ET}^2}{2T_{jnom}(\pi - 2\delta^I)}} \quad (2.5)$$

По этим формулам на рис. 2.2 построены зависимости P^{ET} / P_t от t_{ET} при разных значениях P_t / P_{gm} , откуда хорошо видно, насколько быстро растет необходимая мощность торможения с увеличением его запаздывания.

Реальные времена таковы: время срабатывания пускового органа автоматики – 0,02 с, выходного реле – 0,01 с, собственное время включения замыкателя нагрузочного сопротивления – 0,1 с. В результате $t^{ET} = 0,13$ с, и при $P_t / P_{gm} = 0,8$ требуется $P^{ET} = 1,22 P_t$. Увеличение времени срабатывания пускового органа до 0,05 с потребовало бы увеличения тормозной мощности на 13%.

Поскольку увеличение тормозной мощности связано с заметными затратами на резистор и выключатель и ограничено из-за наличия внут-

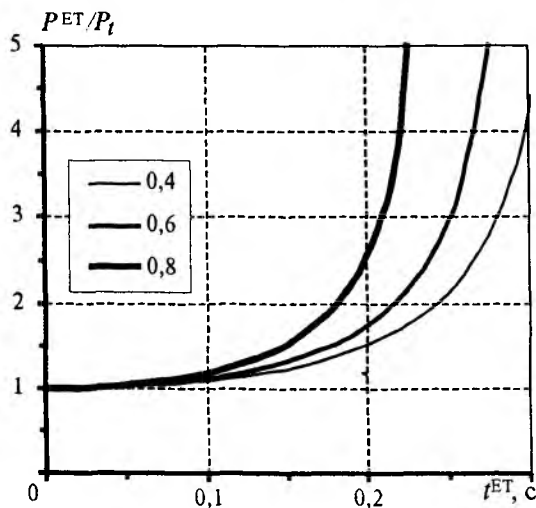


Рис. 2.2. Зависимость необходимой мощности ЭТ от задержки его включения при $T_{jnom} = 8$ с и нагрузке линии $P_t / P_{gm} = 0,4; 0,6$ и $0,8$

ренного сопротивления генератора, очевидна необходимость добиваться минимального времени срабатывания пускового органа.

Из (2.3с) получается, что время, за которое достигается критический угол при отсутствии ЭТ, составляет:

$$t_{cr} = \sqrt{2(\delta_{cr} - \delta^I) \frac{T_{jnom}}{\omega_0}}. \quad (2.6)$$

Какой бы ни была тормозная мощность, чтобы предотвратить достижение критического угла, нужно обеспечить $t^{ET} < t_{cr}$. В условиях примера при значениях $P_t / P_{gm} = 0,6$ и $0,8$ имеем соответственно $t_{cr} = 0,31$ и $0,27$ с. Как видим, взятое в данном примере время включения ЭТ составляет вполне заметную часть критического времени.

Как видно из (2.6), уменьшение постоянной инерции генератора вызывает более жесткий подход к величине запаздывания ЭТ.

Хотя необходимость быстрогодействия проявляется в зависимости от конкретных условий в разной мере, все-таки, как показывает опыт разработки устройств ПА для ряда энергосистем, результаты, полученные в данном примере, вполне типичны.

Быстрота действия автоматики играет роль в динамических процессах, более тяжелых, чем граничный, и эта роль тем значительнее, чем тяжелее процесс по сравнению с граничным. В граничном по условиям устойчивости процессе быстрота действия автоматики не имеет значения: нужно только, чтобы автоматика подействовала до момента достижения критического значения ограничиваемой величины. Тогда независимо от момента ее срабатывания даже бесконечно малое воздействие, произведенное автоматикой, обеспечит устойчивость системы. В этих случаях малое время срабатывания предпочтительнее, чем большое, только потому, что малое время позволяет получить больший запас устойчивости.

Поскольку, как уже упомянуто в разделе В.6 введения, управляющие воздействия, предназначенные для сохранения статической и динамической устойчивости системы, часто настраиваются и формируются порознь, важно различие в подходе к скорости их ввода. Строго говоря, для сохранения статической устойчивости скорости не требуется, так как понятие об этом виде устойчивости становится реальным только в установившемся состоянии. И если динамическая устойчивость обеспечивается при помощи соответствующего быстрого управляющего воздействия или совсем без него, то можно не спешить с вводом воздействия для сохранения статической устойчивости. Но практически желательно выполнить условие послеаварийной статической устойчивости уже при первом нарастании контролируемой величины. Тем самым можно или увеличить запас динамической устойчивости, или уменьшить необходимое для нее воздействие.

Если требуется запас устойчивости, то речь идет именно о выполнении условия, а не о сохранении ее. Быстрота действия аппаратуры наиболее просто рассчитывается и проверяется экспериментально при сту-

пенчатом возмущении. Оно поэтому и принимается за основу при нормировании ее быстроты. Исключение составляют реле и датчики угла и относительного скольжения (частоты): эти величины в соответствии с сущностью инерционного процесса не могут меняться ступенчато.

Формулируя требование о скорости действия, полезно обратиться к обширному опыту в области релейной защиты, где это требование проявляется наиболее жестко. Так, современная основная защита высоковольтного элемента сети должна подать сигнал, подействовать на отключение выключателя поврежденного элемента через время, равное $20 \div 40$ мс после возникновения на нем КЗ. Решение о несрабатывании или срабатывании принимается на основе анализа во время КЗ мгновенных значений переменного тока, в общем случае несинусоидального. Этот анализ столь специфичен и сложен, что указанное требование о скорости действия нецелесообразно определять непосредственно в терминах вычислительной техники. Эти требования излагаются функционально. Такой же подход целесообразен и для ПА.

Противоаварийная автоматика, предназначенная для сохранения динамической устойчивости по углу и реагирующая на аварийное возмущение (обычно тяжелое КЗ у шин электростанции), должна иметь такую же скорость действия, как релейная защита, при несколько более простой, чем у нее, обработке мгновенных значений. Приблизительно таковы же требования к АЛАР и к первым по времени срабатывания ступеням автоматики, ограничивающей повышение и понижение частоты и напряжения. Поэтому можно утверждать, что для выполнения указанных функций ПА требуется микропроцессорная техника приблизительно такой же скорости действия, как для релейной защиты.

Другие функции ПА могут выполняться несколько медленнее. В их ряду стоит распространенная функция сохранения статической устойчивости в послеаварийных условиях.

Для нормирования времени срабатывания микропроцессорного устройства ПА удобен интервал между двумя характерными моментами. Начальный момент — замыкание контакта на входе модуля ввода дискретной информации, вызывающее прерывание фоновой задачи, или ступенчатое изменение аналоговой величины, подведенной к устройству, до ее значения, равного 1,05 порога срабатывания. Конечный момент — замыкание контакта выходного реле, которое согласно прикладной программе должно подействовать без какой-либо специально создаваемой выдержки времени как прямое следствие любого из указанных событий на входе. Это время срабатывания должно обеспечиваться в следующих пределах:

- при замыкании контакта на входе — от 10 до 20 мс в зависимости от способа обработки прерывания и от того, поступило ли за время срабатывания на вход устройства еще одно прерывание более низкого приоритета или не поступило ни одного прерывания;
- при изменении аналоговой величины — от 20 до 30 мс в условиях, когда за время срабатывания не поступило ни одного прерывания, и в

зависимости от того, насколько удачно наступило это изменение по отношению к циклу обработки аналоговой величины.

Если аналоговая входная величина изменяется в действительности не ступенчато, а плавно, то важно обратить внимание на то ее значение, при котором, наконец, достигается срабатывание. Обычно считается удовлетворительным, если срабатывание наступает через $20 \div 30$ мс после превышения значения, равного 1,1 порога срабатывания, или через $10 \div 20$ мс после превышения кратности 2,0.

В табл. 2.1 показаны обычно требуемые и достижимые времена срабатывания отдельных органов в аварийном тракте ПА. В ней обозначено (структура тракта показана в разделе В.5 введения): пусковое устройство — ПУ; телепередача аварийных сигналов АС — П-Д; автоматическая дозировка управляющих воздействий — АДВ; телепередача управляющих команд УК — Д-И; исполнительное устройство — ИУ.

Таблица 2.1

Времена срабатывания органов аварийного тракта ПА, с

ПУ	П-Д	АДВ	Д-И	ИУ	Всего
0,02÷0,04	0,03	0,01÷0,02	0,03	0,02÷0,03	0,04÷0,15

В правом столбце таблицы показано время срабатывания тракта в целом, которое, как видно, может изменяться в широких пределах в зависимости от состава тракта, от минимального (только ПУ и ИУ) до полного.

2.1.3. Чувствительность

Чувствительность отдельных устройств ПА или аварийного тракта ПА в целом наряду с быстродействием является неперенным условием выполнения возлагаемых на них функций. Требование чувствительности применительно к рассматриваемым устройствам формулируется несколько иначе, чем для релейной защиты. Во-первых, необходима чувствительность пусковых и измерительных органов к тем повреждениям, при которых они должны срабатывать — это полностью заимствуется из техники релейной защиты. Во-вторых, большинство подсистем ПА должно давать УВ с интенсивностью, большей или, в крайнем случае, равной той минимальной интенсивности, которая необходима. Это требование не свойственно релейной защите, так как ее воздействие в подавляющем большинстве однозначно — действие на отключение поврежденного элемента сети.

По существу требование о достаточности воздействия можно было бы и не относить к чувствительности. Оно в большей мере родственно понятию о коэффициенте усиления. Однако за отсутствием лучшего термина представляется возможным связать это требование с чувствительностью: оно, как и первый аспект чувствительности, отражает уровень расчетной возможности того, что аварийный тракт, отвечающий вместе с тем требованиям быстродействия и надежности, успешно выполнит

свою функцию при возникновении обслуживаемого аварийного возмущения.

Чувствительность пусковых и измерительных органов оценивается *коэффициентом чувствительности* k_s . Численные значения этого коэффициента в большинстве случаев принимаются подобными тем, которые признаются правильными для релейной защиты.

Некоторые особенности подхода к чувствительности измерительных органов, связанные с учетом их погрешностей и неточности расчетов их параметров, отражены в разделе 2.1.5.

2.1.4. Селективность

Под селективностью аварийного тракта можно понимать его способность подавать управляющее воздействие с интенсивностью, равной или возможно более близкой к минимальной необходимой интенсивности. Если возмущение не грозит неприемлемым развитием, воздействие должно отсутствовать, т.е. его интенсивность должна быть равна нулю.

Неселективное действие может быть вызвано не требуемым, но допущенным по принципу действия срабатыванием пускового органа, настройкой тракта на заведомо избыточное управляющее воздействие или принципиально избыточным действием исполнительного органа, например, из-за послеаварийных качаний в энергосистеме.

Требование селективности важно в силу следующих обстоятельств:

- в ряде случаев излишняя интенсивность воздействия может привести к развитию аварии. Так, например, излишняя продолжительность электрического торможения с помощью нагрузочных сопротивлений может, обеспечив устойчивость при первом росте взаимного узла, вызвать ее нарушение на втором (часть III). Другой пример. Пусть после аварийного ослабления связи между узлами 1 и 2 энергосистемы отключение части генераторов в узле 1 обеспечило его устойчивость по отношению к узлу 2. Но оно же может вызвать столь большой аварийный дефицит мощности в этих узлах, что нарушится их параллельная работа с узлом 3;

- выполнение *УВ* может создать перегрузку оборудования (например, при форсировке продольной компенсации), аварийное понижение частоты (при отключении генераторов или разгрузке турбин) и т.д.;

- оборудование, на которое воздействует ПА, способно вследствие этого повредиться, что связано с опасностью дальнейшего развития аварии. Повреждение выключателей высокого напряжения во время отключения или поломка оборудования турбин и котлов при их аварийной разгрузке — явления, которые нельзя игнорировать.

Кроме того, частые воздействия могут вызвать усталостные явления в материалах, из которых выполнена аппаратура, или ее разрегулировку. А это, в свою очередь, увеличивает вероятность развития аварии.

Мерой селективности является *коэффициент надежности* k_r . Как и в релейной защите, он показывает степень отстройки назначенного значения величины от того значения, при котором действия не требуется,

или расширительно — степень запаса назначенного значения воздействия по отношению к требуемому его значению.

Чтобы одновременно выполнить условия и чувствительности и селективности, потребовалось бы давать воздействие с интенсивностью, в точности равной минимальной необходимой. Это принципиально невыполнимо.

Чаще более опасна нечувствительность. Приходится частично поступаться селективностью для достижения чувствительности. Но ущерб селективности должен быть возможно меньшим. Для этого интенсивность управляющего воздействия дозируется (часть V).

Возможно и иное. Для устройств, прогнозирующих или выявляющих асинхронный режим, важнее селективность, а недостаточная чувствительность компенсируется более поздним резервным действием (часть VI).

Требования чувствительности и селективности часто выступают в виде требования точности дозировки.

2.1.5. Требования к точности аппаратуры

Нужная точность управления зависит от конкретных условий работы ПА, от того, насколько опасно использование завышенного или заниженного воздействия. Чем точнее требуется вырабатывать UB , тем более точно должна быть собрана информация о возмущении и объекте управления, т.е. о схеме и режиме сети в предаварийных условиях, и тем точнее эта информация должна быть переработана. В силу требований точности управления возникает требование точности измерительных органов и органов переработки информации.

Во многих областях техники погрешности аппаратуры учитывают тем или иным статистическим методом. Расчетная погрешность оказывается намного меньше арифметической суммы отдельных погрешностей. Если реальная погрешность аппаратуры в определенный период ее работы превышает расчетное значение, то возникает некоторое понижение качества управления, с которым мирятся.

Применительно к устройствам ПА такой подход привел бы к возникновению время от времени системных аварий. Ущерб же от них настолько велик, что при выборе настройки аппаратуры приходится учитывать все основные ее погрешности и даже считаться с возможностью самого неблагоприятного их сочетания. Чтобы это не привело к практически неприемлемой настройке, во многих случаях оправдано усложнение и удорожание аппаратуры управления. Конечно, по этому пути невозможно идти слишком далеко. Объективно существует оптимальное сочетание стоимости аппаратуры и ущерба от аварий из-за ее несовершенства. Однако пока нет возможности практически определить этот оптимум, приходится избегать такого применения аппаратуры, которое может явиться потенциальным источником аварий, складывать возможные погрешности аппаратуры и, интуитивно полагая, что ее суммарная стоимость, безусловно, окупается предотвращением аварий, идти на ее удорожание.

Можно надеяться на то, что суммирование погрешностей не ведет к использованию совершенно нереальных значений: часть внешних условий и часть составляющих погрешности неминуемо не учитываются, так как они просто не известны, и суммирование известных погрешностей создает тот запас, которым компенсируется неучет неизвестных.

Диапазоны изменения подводимых к аппаратуре электрических величин приходится задавать довольно широкими в соответствии с теми разнообразными условиями, в которых может оказаться аппаратура. Если выполнить эти требования трудно, то приходится использовать отдельные модификации аппаратуры, предназначенные для работы в разных частях заданных диапазонов изменения величин.

Следует отметить, что встречаются случаи, когда допустима меньшая точность работы аппаратуры. Для конкретного тракта возможно также использовать такие значения коэффициентов погрешности, которые, хотя и наименее благоприятны, но в более узком диапазоне изменения внешних условий, чем полный диапазон, рассматриваемый обычно. Например, хотя полный диапазон отклонения частоты от номинального значения составляет $\pm 10\%$, для тракта, предназначенного для сохранения параллельной работы, достаточно принять $\pm 1\%$. В этих сравнительно немногочисленных случаях оправданы упрощенные и удешевленные решения.

Наиболее строгим был бы следующий подход к учету погрешностей. Для каждого данного тракта объективно существует зависимость, аргументом которой служит значение коэффициента погрешности k_{Π} (отношение действительного значения UB к настроенному), а функцией — вероятность q того, что значение k_{Π} окажется менее благоприятным, чем данное значение. Например, если при $k_{\Pi} = 1,05$ имеем $q = 0,4$, то это означает, что $k_{\Pi} > 1,05$ с вероятностью 0,4. Однако инженерный метод получения подобных зависимостей пока не известен. Но если бы он даже существовал, необходимо было бы решить, какой должна быть удовлетворительная вероятность. С одной стороны, чем меньше принятая вероятность, тем реже будет неправильно действовать устройство и меньше окажется ущерб от этих действий. Но, с другой стороны, учет больших погрешностей часто делает невозможным использование простых, дешевых и надежных устройств. Таким образом, вопрос об учете погрешностей ведет к гораздо более широкому вопросу об эффективности функционирования устройств и об ущербах. Эти вопросы пока не имеют достаточно простых и ясных ответов.

Помимо коэффициентов погрешности k_{Π} , при расчете настройки устройств должны учитываться коэффициенты надежности k_r и чувствительности k_s . Иногда вводится также *коэффициент запаса на неточность расчетов*.

На рис. 2.3 линией с точкой $UB1$ показана расчетная характеристика простого тракта, UB которого зависит от одной исходной мощности, отложенной по абсциссе. Линия с точкой $UB2$ показывает более сильную характеристику — она сдвинута по отношению к предыдущей линии влево и вверх в соответствии с коэффициентом запаса на неточность расчетов. Линия с точкой $UB3$ сдвинута еще больше влево и вверх в соответствии с коэффициентами погрешностей устройств тракта. По этой линии нужно настроить UB тракта. Поскольку при конкретном срабаты-

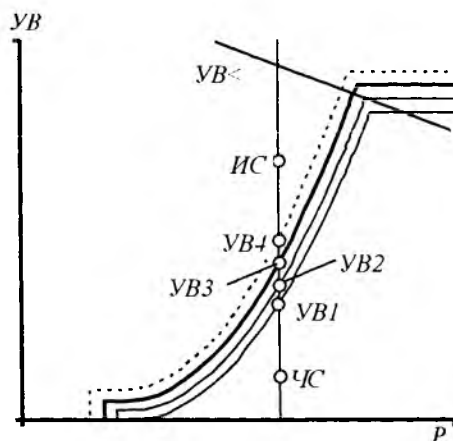


Рис. 2.3. Зависимости $УВ$ от исходной передаваемой мощности:
 1 — согласно расчету; 2 — с запасом на неточность расчета; 3 — настраиваемая с учетом погрешностей; 4 — возможная из-за погрешностей

вании тракт может проявить погрешности другого знака, т.е. может быть измерена преувеличенная мощность и выполнено преувеличенное $УВ$, реальная характеристика может расположиться по линии с точкой $УВ4$. Следовательно, при некоторой исходной мощности $УВ$ может оказаться между точками $УВ2$ и $УВ4$.

Горизонтальный участок линии с точкой $УВ1$ показывает то $УВ$, выше которого $УВ$ не требуется при предполагаемых исходных мощностях.

В силу изложенного важно нормирование погрешностей аппаратуры ПА.

Выдвигая технические требования к аппаратуре ПА, полезно учитывать особенность эксплуатации систем управления в энергосистемах, заключающуюся в настройке параметров на месте установки по приборам. Применительно к аналоговой аппаратуре этот порядок был принят повсеместно, и это обуславливает низкие требования к точности шкал аппаратуры. Там, где он сохранился несмотря на возможность точной настройки цифровой аппаратуры, положение аналогично. Это же обстоятельство позволяет в ряде случаев не нормировать основную погрешность аппаратуры ПА, в частности датчиков (под основной погрешностью понимается погрешность, имеющаяся при номинальных условиях и проявляющаяся у датчиков в нелинейности характеристики).

2.1.6. Надежность

Требования надежности устройств ПА аналогичны принятым в релейной защите. Чему отдать предпочтение — надежности срабатывания или несрабатывания — зависит от соотношения последствий недостаточного или излишнего действия автоматики.

Надежность срабатывания полагается обычно более важной, чем надежность несрабатывания, что аналогично предпочтению чувствительности перед селективностью.

Нельзя не заметить, что выбор правильного соотношения — оптимизационная задача. В релейной защите она решается громадным опытом работы. В противоаварийной автоматике такого опыта и соответствующих исследований еще нет, и решение, в сущности, заимствуется из релейной защиты. Некоторые связанные с эти вопросы проявляются в следующих разделах данной главы и в следующей главе.

2.2. Классификация случаев функционирования

2.2.1. Введение

При выборе функций, структуры, аппаратуры и параметров настройки ПА возможен широкий диапазон технических решений, эффективность которых существенно различна. Взамен экспертных решений разрабатывается и начала применяться численная оптимизация. Она может приводить к заблуждениям, если не учитываются особенности функционирования ПА. Например, если не считаться с возможностью срабатывания устройств ПА, не вызванного необходимостью, то можно прийти к почти безграничному расширению функций ПА, включая в их число действие при все более редких ситуациях. Это расширение ограничено не только растущей стоимостью устройств ПА, что очевидно, но и тем, что потери потребителей и энергосистемы, возникающие при неминуемых дополнительных срабатываниях без необходимости, начинают превышать тот выигрыш, который создается при редких полезных срабатываниях. Отсюда ясно наличие связи между числом нежелательных срабатываний и целесообразной широтой функций ПА, но важно выявить эту связь количественно, причем с учетом различия потерь при разных видах функционирования и в разных условиях работы энергосистемы.

2.2.2. Классификация функционирования по соответствию настройке и цели

Классификация в зависимости от того, соответствует ли функционирование заданию, исходит из того, что при правильном функционировании действительная настройка должна отличаться от заданной не более чем на значение погрешностей, учтенных при расчете этой настройки. В соответствии с этим, если тракт даст $УВ$ на рис. 2.3 между $УВ2$ и $УВ4$, то такое функционирование будет правильным, остальные возможные $УВ$ — поданными неправильно.

Иная классификация выполняется в зависимости от того, достигается ли поставленная цель управления и если достигается, то приемлемы ли средства. Под последним понимаются ответы на два вопроса: является ли выполненное $УВ$ качественно верным и отличается ли оно от минимально необходимого не более чем на значение погрешностей, которыми обладают современные системы ПА аналогичного назначения. В этом отношении $УВ$, расположенное на рис. 2.3 между $УВ1$ и $УВ4$, будет правильным, если учтены погрешности, не чрезмерные для современных условий. Остальные возможные $УВ$ с этой точки зрения являются неправильными.

Применительно к вопросам функционирования ПА различен подход к системе в целом, а также к устройствам, входящим в эту систему, и к трактам, образованным этими устройствами.

Функционирование устройств может классифицироваться только по соответствию заданию, систем ПА — только по достижению цели, трактов — по обоим критериям. Отсюда возникает возможность того, что конкретный случай функционирования может квалифицироваться различно применительно к устройствам, к тракту устройств и к системе, а также что квалификация функционирования тракта, выполненная по соответствию заданию, может не совпадать с квалификацией по цели.

Обычно статистику функционирования ПА собирают исходя из более простой и благоприятной квалификации по настройке.

2.2.3. Причины неправильного функционирования

Классификация причин исходит из представления о ПА как о системе «человек—машина», в которой человек принимает решение о применении систем ПА, разрабатывает их, изготавливает, настраивает, ремонтирует и т.п. И в любом случае он может вызвать неправильное функционирование.

Неполнота технического совершенства проявляется в случаях неправильного функционирования, допущенных и функциональных (в релейной защите — неполнота селективности и устойчивости функционирования).

Допущенное неправильное функционирование обусловлено недостатком принципа действия, известным в период разработки системы или выявленным в результате возникновения случая неправильного функционирования. В частности, такой случай возникает, если не используется устройство, тракт или система ПА, которые могли бы эффективно действовать в данной аварийной ситуации.

Пример 1. В 1950-х и 1960-х годах было выполнено много интересных исследований возможностей ресинхронизации вышедших из синхронной работы частей энергосистемы [1.18]. Ресинхронизация стала довольно успешно применяться на некоторых простых по конфигурации и слабым связям между энергосистемами СССР. Этот метод был столь соблазнителен, что постепенно область применения расширилась на не столь простые схемы и на неслабые связи. На этих связях в расчете на ресинхронизацию совсем не предусматривались защиты от асинхронного хода, действующие на отключение, или предусматривались, но очень медленные. Такое положение привело, например, на Украине к нескольким авариям, в ходе которых возникал длительный многомашинный асинхронный режим: при попытке ресинхронизации энергосистем выходили из синхронизма генераторы Днепровской гидростанции, расположенной близко от электрического центра качаний. Эти случаи можно отнести к допущенному неправильному функционированию устройств АЛАР.

Пример 2. В энергосистеме существовала длинная двухцепная линия 110 кВ, проходящая через подстанции электрифицированной железной

дороги и некоторых промышленных предприятий. Параллельно этим линиям была введена в работу линия 500 кВ. На ней были предусмотрены, но еще не введены в действие серийно выпускаемые заводом устройства однофазного АПВ. До их ввода персонал решил усовершенствовать эти устройства — установить в многочисленных выходных цепях накладку, которыми мог бы пользоваться оператор для ввода устройства в работу и вывода из нее. Для этого на лицевом железном листе устройства потребовалось высверлить множество отверстий, и эта работа привела к отключению линии 500 кВ. Поскольку по этой линии передавалось несколько сот мегаватт, линии 110 кВ не могли пропустить эту мощность, возник АР, и эти линии были правильно отключены через несколько десятков секунд установленными на них простейшими устройствами АЛАР. Этот случай не привел к особо неприятным последствиям, но все-таки требовал составления акта служебного расследования. Для этого через пару дней на подстанцию приехал вполне грамотный и ответственный специалист, руководивший в то время службой релейной защиты этой энергосистемы. Он собрал персонал подстанции возле устройства АПВ и стал объяснять, что нельзя проводить работу в устройстве, не отключив предварительно его выходные цепи к выключателям, тем более столь грубую работу, в то время как быстрые выходные реле устройства имеют легкую подвижную систему, которая отзывчива на вибрацию. Для наглядности он снял кожух с одного из этих реле, легко нажал на его якорь, и — эта же линия 500 кВ снова отключилась. Оказалось, что выходные цепи устройства все еще не были отключены. Далее события развивались гораздо хуже, чем в предыдущем случае. Из-за того, что в это время оказался выведенным в ремонт какой-то из участков одной из линий 110 кВ, положение электрического центра качаний переместилось близко к шинам подстанции предприятия, имевшего крупную собственную тепловую станцию. Связь 110 кВ со временем отключилась, но за это время отключились и генераторы этой электростанции, а предприятие вместе с его городом осталось без электроснабжения. Оказалось, что в этом узле сети не были предусмотрены никакие средства автоматического отделения станции и ее потребителей от сети, действующие при понижении в ней частоты или напряжения. Этот случай мог бы быть квалифицирован следующим образом: устройства АЛАР сработали соответственно настройке правильно, а система АЛАР подействовала слишком медленно, т.е. с точки зрения цели имел место допущенный случай неправильного несрабатывания. У отсутствующих систем АОПЧ и АОПН тоже имел место допущенный случай неправильного несрабатывания.

Функциональное неправильное функционирование вызывается:

- погрешностями, затуханием сигнала, помехами или повреждением аппаратуры, возникшими из-за отличия внешних условий (частота, напряжение, ток, температура, вибрация, гололед и т. п.) от допустимых;
- неправильной настройкой автоматики ремонтным или оперативным персоналом (в частности, из-за ошибки расчета);

- прямым неправильным действием персонала;
- выводом устройства из действия для изменения его характеристик.

Крайне плохо изучены области неселективности и случаи неправильного функционирования ПА, возникающие из-за ошибок персонала. Последние особенно важны, так как есть опасения, что увеличение количества функций и повышение надежности аппаратуры ПА, достигаемое за счет контроля и резервирования, поведут к увеличению ошибок персонала, которые и сейчас, видимо, создают основную долю потерь, связанных с ПА.

Пример. Для района Красноярской гидростанции (ГЭС) мощностью 4500 МВт, которая передавала мощность в двух направлениях — на Запад в сторону Кузбасской энергосистемы и на Восток в сторону Иркутской энергосистемы, авторы в 1960-х годах разработали обширный комплекс ПА, наиболее совершенный по тому времени. Их документация была, как обычно, доведена до принципиальных схем устройств, спецификаций аппаратуры, использованной ими в этих устройствах, и расчетов рекомендуемых настроек этого комплекса. Все это было передано генеральному проектировщику гидростанции, его специалистам по вторичной коммутации. Они выполнили заказ заводам, оборудование пришло на энергообъекты, было там смонтировано, налажено и, наконец, включено в работу.

На следующий же день отключилась одна из двух параллельных линий 500 кВ, идущих от ГЭС на Запад. ПА выявила этот факт, определила, что при передаваемой до этого момента мощности требуется отключить гидрогенератор и разделить шины 500 кВ станции, и подала соответствующие команды на выключатели, которые исправно отключились. Цель была достигнута — параллельная работа выделенных на Западное направление генераторов и приемной части энергосистемы сохранилась.

Здесь, вероятно, надо пояснить, что ДС было выполнено для того, чтобы понижение частоты, вызванное ОГ, не привело к реализации резервной мощности на остальной части Красноярской ГЭС и на гидростанциях Иркутской энергосистемы, что компенсировало бы большую часть эффективности ОГ. Кстати, схема гидростанции позволяла выполнить ДС путем отключения всего двух секционных выключателей 500 кВ.

Однако через несколько секунд секционные выключатели снова включились! Части энергосистемы снова объединились, и произошло именно то, от чего должно было ее предохранить разделение: гидрогенераторы Красноярской и Иркутской энергосистем под действием своих регуляторов скорости постепенно увеличили свою мощность, линии 500 кВ, идущие на Запад, перегрузились, устойчивость параллельной работы нарушилась, и начался асинхронный режим. На это потребовалось несколько десятков секунд. Дальнейшее развитие аварийного процесса описано ниже в связи с другим случаем неправильного функционирования.

К удивлению авторов проекта ПА, на секционных выключателях сработали устройства автоматического повторного включения (АПВ). Ведь не для того же выключатели отключаются устройством ДС, чтобы быть снова включенными! Оказалось же следующее. На чертежах авторов рядом с каждым контактом выходного реле устройства ДС было указано: «На отключение выключателя № NN». Специалисты, проектировавшие гидростанцию, решили это отключение снабдить, как они привыкли, автоматическим повторным включением и даже специально заказали ради этого устройства АПВ для секционных выключателей. Затем ни наладчики комплекса ПА, ни персонал энергосистемы не исправили эту ошибку.

Комиссия, расследовавшая эту аварию, возложила вину за нее на авторов проекта, поскольку, предвидя возможность недопонимания, они, строго говоря, должны были сопровождать выходную цепь указанием: «На отключение выключателя № NN с запретом АПВ».

Итак, в этом случае наблюдалось функциональное неправильное функционирование устройства ДС.

Неправильное функционирование по причине ненадежности вызывается повреждением аппаратуры при заданных внешних условиях или выводом устройства из действия для профилактических или ремонтных работ.

Пример. Такого рода функционирование имело место при дальнейшем развитии описанного выше процесса. Асинхронный режим должен был быть прекращен на втором-третьем его цикле срабатыванием устройства АЛАР, установленного на промежуточной подстанции 500 кВ Западного направления. Однако этого не произошло, так как это устройство отказало (перегорел гофрированный токопровод, подводящий напряжение к подвижному контакту реле направления мощности). Персонал энергообъектов и диспетчерских пунктов видел чудовищные броски стрелок на приборах, слышал периодические завывания коронного разряда, но понять, в чем дело, не мог. В смягченном виде колебания стрелок наблюдал и персонал диспетчерских пунктов, но он тоже не понимал, что ему делать.

Все это продолжалось несколько минут и привело к остановке части генераторов приемной части, к поломке их торсионных валов.

Наконец, не выдержал напряжения дежурный инженер на той тепловой станции Кузбасской энергосистемы, на которую приходила линия 500 кВ с Красноярской ГЭС. Он отключил эту линию и этим прекратил аварийный процесс.

Итак, в этом случае наблюдалось неправильное функционирование устройства АЛАР по причине ненадежности.

2.2.4. Виды функционирования

Решение задачи ПА наступает под действием *требования функционирования* (ТФ), выступающего в виде *требования срабатывания* (ТС) или *требования несрабатывания* (ТН).

Возможно два вида *правильного функционирования* (ПФ):

- при ТС – *правильное срабатывание* (ПС);
- при ТН – *правильное несрабатывание* (ПН).

Симметрично этому можно упрощенно полагать возможным два вида *неправильного функционирования* (НФ):

- при ТС – *неправильное несрабатывание* (НН), которое заключается в том, что, в соответствии со своим названием НН, выходное воздействие совсем отсутствует, а также в том, что оно имеется, но оказывается меньше требуемого, больше требуемого или качественно неправильным;
- при ТН – *неправильное срабатывание* аварийное (НСА).

Чтобы не смешивать под именем НН качественно разные факты, можно ввести более подробную классификацию. В ней НФ при ТС может иметь четыре вида:

- *неправильное несрабатывание* (НН), при котором выходное воздействие отсутствует;
- *частичное срабатывание* (ЧС), при котором воздействие на выходе оказывается меньше требуемого;
- *избыточное срабатывание* (ИС), при котором выходное воздействие оказывается больше требуемого;
- *ошибочное срабатывание* (ОС), при котором выходное воздействие качественно неправильно.

На рис. 2.4 показан именно этот, более подробный вариант классификации. В сущности, в упрощенной классификации ЧС рассматривается как НН, а ИС и ОС – как НСА.

При отсутствии аварийного возмущения, т.е. без требования функционирования, возможен случай *неправильного функционирования*, заключающийся в *неправильном срабатывании безаварийном* (НСБ).

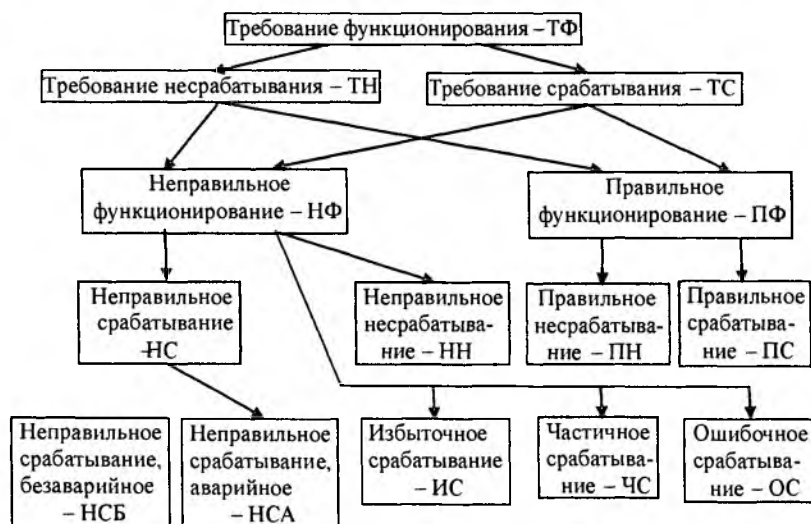


Рис. 2.4. Классификация случаев функционирования

Все виды неправильного срабатывания, могут быть допущенными (Д), функциональными (Ф) или по причине ненадежности (Н). При такой квалификации в название случая добавляется соответствующая буква. Например, неправильное срабатывание безаварийное может быть обозначено как НСБД, НСБФ или НСБН. Пример НСБН — замыкание выходной цепи устройства из-за повреждения изоляции.

Классификация видов функционирования возможна как по соответствию заданию, так и по достижению цели управления. В зависимости от типа классификации под требуемыми могут пониматься разные УВ.

Виды функционирования при классификации по соответствию заданию иллюстрирует рис. 2.3. На нем ошибочное срабатывание можно было бы показать точкой ниже оси абсцисс.

Пусть, например, при отключении линии электропередачи сработало соответствующее пусковое устройство, сигнал о его срабатывании передан к устройству АДВ по одному из двух параллельных телеканалов, причем второй из них отказал из-за высокого затухания сигнала. С целью сохранения устойчивости параллельной работы, команда на отключение некоторой ступени нагрузки передана от устройства АДВ по двум телеканалам в пункт распределения отключения нагрузки. Из этого пункта команда передана: по двум одиночным телеканалам — в два пункта исполнения, где соответствующие потребители отключились, а еще по одному телеканалу из-за его ремонта сигнал оказался не переданным в третий пункт исполнения. Несмотря на заниженное отключение нагрузки, устойчивость параллельной работы сохранилась.

Для этого примера представляется правильной следующая классификация функционирования:

- для устройств:
 - пусковое устройство — ПС;
 - пять телеканалов — ПС;
 - отказавший в работе телеканал — ННФ;
 - ремонтируемый телеканал — ННН;
 - устройство АДВ — ПС;
 - два исполнительных устройства ПС;
- для тракта и комплекса устройств по соответствию заданной настройке — ЧСН;
- для тракта и комплекса ПА по достижению цели — ПС.

2.2.5. Пример классификации тракта

Примеры 1–4 (табл. 2.2) иллюстрируют возможность несовпадения классификации по заданию и по достижению цели.

Интересен редкий случай 4, когда тракт отказал, но его срабатывания с точки зрения цели управления не требовалось.

Такой случай имел место на связях энергосистем Украины, по которым мощность передавалась на Запад. Чтобы исключить перегрузку этих связей и нарушение параллельной работы, на этих связях применялся пусковой орган, выявляющий чрезмерное увеличение передаваемой активной мощности и действующий на отделение от энергосистем Украины небольшой их части с приемлемой избыточной

мощностью (иначе говоря, применялось *УВ* в виде ДС). Поскольку в приемных энергосистемах стремились принимать побольше мощности, эта автоматика срабатывала часто. При одном из срабатываний тракта управляющая команда из-за отказа аппаратуры не дошла до части выключателей. В результате ДС не состоялось, но, к удивлению всех заинтересованных лиц, и по сильно ослабленным связям параллельная работа не нарушилась.

Таблица 2.2

Примеры классификации функционирования

№ примера	Классификация по соответствию заданию	Классификация по достижению цели и примененным средствам				
		Достигнута ли цель?	Классификация по цели	Приемлемы ли средства?	Классификация по средствам	Итоговая классификация
1	ПН	да	ПН	—	—	ПН
2	ПН	нет	НН	—	—	НН
3	НН	нет	НН	—	—	НН
4	НН	да	ПН	—	—	ПН
5	ЧС	да	ПС	да	ПС	ПС
6	ЧС	нет	ЧС	—	—	ЧС
7	ПС	да	ПС	да	ПС	ПС
8	ПС	да	ПС	нет	ИС	$K_1\text{ПС} + K_2\text{ИС}$
9	ПС	нет	НСА	—	—	НСА
10	ПС	нет	ЧС	—	—	ЧС
11	ИС	да	ПС	да	ПС	ПС
12	ИС	да	ПС	нет	ИС	$K_5\text{ПС} + K_6\text{ОС}$
13	ИС	нет	ИС	—	—	ИС
14	ОС	да	ПС	нет	ОС	$K_3\text{ПС} + K_4\text{ОС}$
15	ОС	нет	ОС	—	—	ОС
16	НСА	да	ПС	нет	НСА	$K_7\text{ПС} + K_8\text{НСА}$
17	НСА	нет	НСА	—	—	НСА
18	НСБ	да	НСБ	—	—	НСБ
19	НСБ	нет	НСБ	—	—	НСБ

Аналогичен пример 5, в котором выполнение только части заданного *УВ* оказалось достаточным для достижения цели.

Если имеет место лишь частичное срабатывание и цель не достигнута, то с точки зрения цели управления имеем ЧС тракта и системы (пример 6).

В примерах 8 и 9 имеем дело с распространенными случаями применения управляющего воздействия, большего, чем необходимо. В примере 8 это не приводит к недостижению цели, а в примере 9 возникновение НСА привело к этому. В примере 8 правильное срабатывание тракта достигнуто ценой избыточного управления, и, чтобы это не игнорировать, применена сложная итоговая квалификация (предложена З.И. Якушкиной, Энергосетьпроект):

$$K_1 \text{ ПС} + K_2 \text{ ИС},$$

где K_1 и K_2 – коэффициенты веса, которые можно назначить в пределах $0 < K < 1$, причем $K_1 + K_2 = 1$ (в таблице имеются аналогичные пары коэффициентов с другими индексами).

Сопоставление примеров 14 и 15 поясняет цель сложной квалификации: если в примере 14 к ней не прибегнуть, то в обоих примерах квалификация будет одинаковой (ОС), хотя эффективность действия автоматики существенно различна. Аналогично выглядит пример 16 по сравнению с примером 17.

Если не предусмотрены столь большие управляющие воздействия или столь малые времена действия, которые требуются в некоторых аварийных ситуациях, то в них может возникнуть сочетание ПС по соответствующему заданию с ЧСД по достижению цели (пример 10).

Возможен парадоксальный случай совпадения НСБФ пускового органа (например, максимальное реле активной мощности оказалось из-за неучтенных погрешностей не отстроенным от мощности, передаваемой в нормальных условиях) с ННН устройства телепередачи команды управления (например, из-за внезапного отказа аппарата), что приводит к случаю ПН тракта (и системы в целом) по обоим принципам квалификации (пример 1).

При многочастотном асинхронном ходе система автоматического его прекращения может не выполнить свою функцию – дать случай ННД, хотя действие отдельных устройств и трактов может квалифицироваться по соответствию заданию как ПН (пример 2). Этот же пример в пределе свойственен ситуации отсутствия ПА в условиях, когда она требуется.

Сложная итоговая квалификация представляется целесообразной в тех случаях, когда в одной аварийной ситуации разнородно функционировали несколько трактов. Пусть, например, один тракт имеет по сравнению с заданием случай ННД, и в то же время другой тракт – случай НСАФ с выполнением управляющего воздействия, противоположного требуемому. Так как в данной ситуации цель управления не достигнута, то ошибочное действие системы может быть квалифицировано как $0,5 \text{ ННД} + 0,5 \text{ НСФ}$.

2.3. Модель и показатели функционирования устройства

2.3.1. Модель функционирования

При разработке противоаварийной автоматики требуется более простое, чем изложено выше, представление о функционировании. Прежде

всего разработчик не может моделировать такие практически возможные ситуации, когда расходятся квалификации действия ПА по соответствию настройке и по достижению поставленной цели. Затем требуется сократить разнообразие случаев НФ за счет того, что случаи ИС и часть случаев ОС рассматривать как НСА, а случаи ЧС и оставшуюся часть случаев ОС рассматривать как НН. На основе этого допущения построена модель функционирования устройства, тракта или системы ПА, показанная на рис. 2.5. На ней в окружностях показаны коэффициенты, характеризующие соотношения между числами различных случаев функционирования (обозначены соответствующими аббревиатурами):

– коэффициент, показывающий требования срабатывания среди требований функционирования

$$\gamma = TC/TF, \quad (2.7a)$$

– аналогичный коэффициент, показывающий долю требований не-срабатывания

$$1-\gamma = TH/TF, \quad (2.7b)$$

– коэффициент, показывающий долю требований неправильных не-срабатываний среди требований срабатывания

$$\alpha = HN/TC, \quad (2.8a)$$

– аналогичный коэффициент, показывающий долю требований неправильных срабатываний среди требований несрабатывания

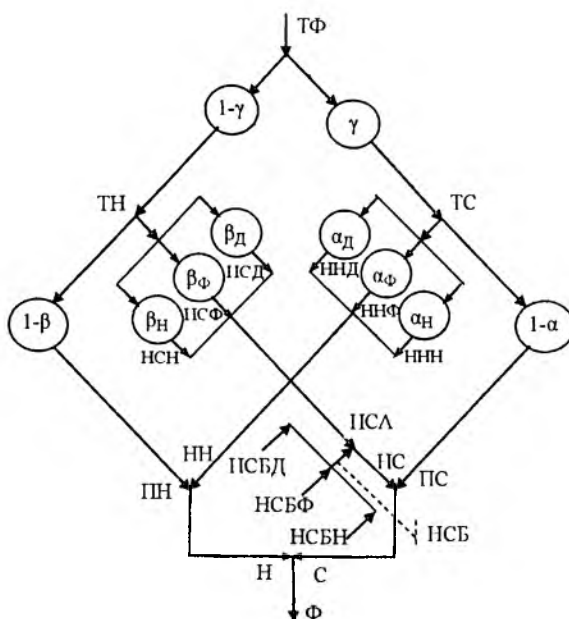


Рис. 2.5. Диаграмма модели функционирования ПА

$$\beta = \text{НСА}/\text{ТН}. \quad (2.8b)$$

Коэффициенты α , соответствующие числам ННД, ННФ и ННН, в сумме дают общий коэффициент α :

$$\alpha_D + \alpha_\Phi + \alpha_H = \alpha, \quad (2.9a)$$

и аналогичные коэффициенты β , соответствующие числам НСАД, НСАФ и НСАН, в сумме дают β :

$$\beta_D + \beta_\Phi + \beta_H = \beta. \quad (2.9b)$$

На диаграмме обозначено: H , C и Φ – число несрабатываний, срабатываний и функционирований, соответственно.

Входом ТФ модели функционирования данного устройства может служить выход C модели предыдущего устройства из того же тракта, а выход C модели данного устройства может являться входом ТФ модели устройства, следующего по тракту.

2.3.2. Показатели функционирования устройства

Вряд ли можно усомниться в том, что имеется следственная связь между стоимостью создания системы автоматики и эффективностью ее последующего функционирования. Но во многих случаях интересны показатели функционирования разрабатываемой или действующей ПА вне зависимости от затрат на ее создание. В отличие от следующей главы, в данной главе стоимость системы не принимается во внимание.

Если известны издержки, возникающие у энергосистемы при различных случаях функционирования, или хотя бы соотношения между значениями издержек в этих случаях, то возможна оценка эффективности функционирования тракта или системы ПА. Это может быть сделано с помощью *коэффициента эффективности* η , подобного КПД машины, отражающего отношение реального выходного эффекта к идеальному. Идеальный выходной эффект оценивается разностью между издержками, которые были бы при полном отсутствии данного тракта или данной системы ПА (или при неправильных несрабатываниях во всех случаях требований срабатывания, что то же самое), и издержками при правильных срабатываниях во всех случаях требований срабатывания. В реальном выходном эффекте учитывается, что правильные срабатывания имеют место не во всех случаях требований срабатывания, а в остальных случаях возникают неправильные функционирования. Итак, упомянутый коэффициент

$$\eta = \frac{TC \times I_{HH} - PC \times I_{PC} - H\Phi \times I_{H\Phi}}{TC \times I_{HH} - TC \times I_{PCид}}, \quad (2.10)$$

где I с соответствующим индексом – среднее значение издержек в случае функционирования того вида, который указан индексом. В знаменателе желательно иметь издержки от идеальных ПС, выполняемых без погрешно-

стей и с наиболее эффективными управляющими воздействиями из числа принципиально возможных. В этом выражении в числе случаев НФ могут учитываться раздельно случаи ЧС, ИС, ОС, НН и НС или укрупненно только случаи НН и НС.

Если делается допущение о равенстве издержек во всех случаях НФ и об их отсутствии в случаях ПС, то для упрощенной характеристики функционирования устройства, тракта или системы ПА можно использовать *отношение функционирования*, рассчитываемое по формулам:

$$\nu = 1 - \frac{НН + НС}{ТС}, \quad (2.11a)$$

$$\nu = 1 - \alpha - \beta \left(\frac{1}{\gamma} - 1 \right) - \frac{НСБ}{ТС}. \quad (2.11b)$$

Можно рассчитать отдельно значения коэффициента эффективности функционирования и отношения функционирования, относящиеся к техническому совершенству и надежности.

Одним из важнейших аспектов разработки аппаратуры ПА является обеспечение требуемой надежности. Эта задача не может решаться с помощью задания и затем расчетного прогноза показателей η и γ , так как их значения зависят не только от надежности собственно аппарата, но и от характеристик энергосистемы и системы ПА, в которой он функционирует.

В настоящее время известна только расчетная надежность аппаратуры ПА, параметры которой задаются разработчикам и подтверждаются ими. Обычно разработчики предпочитают оперировать с так называемыми коэффициентами готовности или технического использования, но на этом пути встречаются принципиальные препятствия. Первое из них не касается периода аварийных ремонтов и планового технического обслуживания, а второй — периода, когда аппарат используется, не являясь работоспособным, что характерно для аппаратов, действующих спорадически и не снабженных полным контролем исправности.

Э.П. Смирновым (Энергосетьпроект) совместно с Б.И. Иофьевым было предложено задавать при разработке аппаратов ПА более полноценный показатель, названный им *готовностью*: $1 - q$, где q — *неготовность*. Готовность есть вероятность того, что аппарат окажется работоспособным в произвольный момент времени при заданном порядке обслуживания, из которого следует продолжительность ожидания ремонта.

Разработчику аппарата, находящегося в тракте прохождения аварийных сигналов, задается также допустимое число случаев НСБН.

Сведений о готовности, порядке обслуживания и числе НСБН достаточно для проектирования аппарата без учета дополнительных проверок исправностей, возникающих при каждом появлении требования функционирования. При указанном подходе, учитывающем особенности функционирования ПА, одним из исходных показателей надежности является *наработка на отказ*, которая в совокупности с другими показателями и определяет надежность.

Зная функционирование устройства, тракта или системы ПА за достаточное время, можно вычислить их готовность в соответствии с определением, указанным выше:

$$1-q = 1 - \frac{HNN + HCAH}{TC + TH}, \quad (2.12a)$$

$$1-q = 1 - \alpha_H \gamma - \beta_H (1-\gamma). \quad (2.12b)$$

Параметры, описывающие надежность устройства управления, в противоположность интуитивным оценкам часто вызывают недоверие. Его вряд ли можно разделить, если учесть, что

- расчетные параметры могут сильно отличаться от параметров, получаемых из опыта эксплуатации, причем в отечественной практике первые обычно хуже вторых, так как получаются из тех параметров надежности элементов, которые определены для более жестких условий эксплуатации, чем в ЭЧ энергообъектов;
- расчетные параметры служат прежде всего для сравнения вариантов принимаемых решений и в меньшей степени для абсолютных оценок.

2.4. Показатели структуры устройств

2.4.1. Параметры составной структуры ПА

Чтобы избежать громоздких формул, составная структура рассматривается на примере лаконичной обобщенной структуры ПА, представленной на рис. В.2 введения.

Расчет параметров звена, представляющего комплекс АДВ и составленного в свою очередь несколькими звеньями, дан в [1.3].

Определим параметры системы в целом, т.е. цепи последовательно включенных звеньев ПУ, П-Д, АДВ, Д-И и ИУ. Чтобы сократить индексы в формулах, примем для обозначения ПУ индекс П, для АДВ — Д и для ИУ — И.

Звенья П-Д, Д-И и ИУ не выполняют функции избирательности, и поэтому

$$\gamma^{П-Д} = \gamma^{Д-И} = \gamma^И = 1; TH = PH = HCA = 0.$$

Интуитивно ясно, что для системы в целом справедливо:

$$\gamma = \gamma^{П} \gamma^{Д}. \quad (2.13)$$

Доли случаев ПС и НН в общем числе ТС системы рассчитываются на основе теоремы умножения вероятностей и исходя из того, что ПС звена может возникнуть только в результате ПС предыдущих звеньев, но не в результате их НС. Отсюда — доля НН:

$$\alpha = 1 - (1 - \alpha^П)(1 - \alpha^{П-Д})(1 - \alpha^Д)(1 - \alpha^{Д-И})(1 - \alpha^И). \quad (2.14)$$

Случаи ПН непосредственно образуются звеньями ПУ и АДВ, имеющими $\gamma < 1$. Следовательно, в этих же звеньях образуются и случаи НСА. Часть из них проходит на выход системы при ПС или, значительно реже, при НСА последующих элементов. Другая, значительно меньшая их часть

благоприятно совпадает со случаями НН последующих элементов, в результате чего получаются случаи ПН. С учетом указанного получаем:

$$\beta = [(1-\gamma^П)\beta^П\gamma^Д(1-\alpha^Д) + \gamma^П(1-\alpha^П)(1-\gamma^Д)\beta^Д + (1-\gamma^П)\beta^П(1-\gamma^Д)\beta^Д](1-\alpha^{П-Д})(1-\alpha^{Д-И})(1-\alpha^И), \quad (2.15)$$

где первый член в квадратных скобках обусловлен НСА звена ПУ, второй – аналогично звена АДВ и третий отражает НСА обоих этих звеньев одновременно. Все три ситуации рассматриваются при условии правильного действия остальных звеньев, что отражено домножением содержимого квадратной скобки на доли ПС звеньев П-Д, Д-И и ИУ.

Случаи НСБ создаются во всех элементах аварийного тракта и проходят на его выход по целям ПС и НСА последующих элементов:

$$\begin{aligned} \text{НСБ} = \text{НСБ}^И + (1-\alpha^И) \times & \left(\text{НСБ}^{Д-И} + (1-\alpha^{Д-И}) \times \right. \\ \times & \left. \left(\text{НСБ}^Д + [\gamma^Д(1-\alpha^Д) + (1-\gamma^Д)\beta^Д] \right) \right) \times & \left(\text{НСБ}^{П-Д} + (1-\alpha^{П-Д})\text{НСБ}^П \right) \end{aligned} \quad (2.16)$$

Полученные параметры составной структуры позволяют вычислить по (2.11) ее отношение функционирования.

Аналогично изложенному можно выполнить расчет составной модели, звенья которой способны неправильно функционировать по какой-нибудь одной из трех причин, т.е. имеют НФ только допущенные, только функциональные или только по ненадежности.

2.4.2. Пример параметров устройств и составной структуры

Пример параметров, представленных в табл. 2.3 применительно к той же обобщенной структуре системы ПА, имеет целью дать общее представление о количественной стороне функционирования. Значения α , β , γ и НСБ отдельных звеньев приняты с учетом опубликованной статистики действия устройств ПА и на основе данных о выполняемых разработках технических средств ПА, исходя из предположения об их дальнейшем усовершенствовании в рамках известных принципов. Имеется в виду изолированно работающий район противоаварийного управления, что избавляет от необходимости вводить в рассмотрение систему координации или учитывать ее отсутствие. Предполагается, что район имеет централизованную систему АДВ и число ТФ равно 50.

В данной таблице по параметрам каждого из трех взятых отдельно видов НФ каждого звена рассчитаны: во-первых, параметры системы в целом (колонка справа), во-вторых, параметры каждого звена по трем видам НФ совместно (внизу таблицы) и, в-третьих, параметры системы в целом по трем видам НФ совместно (колонка справа внизу таблицы). Ввиду понятной неполноты охваченных формулами ситуаций числа НСБ системы в целом, рассчитанные по горизонтали (0,26) и по вертикали (0,31) таблицы, не совпали.

Таблица 2.3

Ориентировочные параметры устройств и составной структуры

Параметр		Звенья структуры					Структура в целом
		ПУ	П-Д	Д	Д-И	И	
$\gamma^Д$		0,8	1,0	0,3	1,0	1,0	0,24
$\alpha^Д$		0,010	0,001	0,004	0,001	0,001	0,017
$\beta^Д$		0,010	0	0,004	0	0	0,003
НСБД		0	0	0	0	0	0
$1-\nu^Д$		0,013	0,001	0,013	0,001	0,001	0,026
γ^Φ		0,8	1,0	0,3	1,0	1,0	0,24
α^Φ		0,004	0,010	0,015	0,010	0,004	0,042
β^Φ		0,006	0	0,015	0	0	0,009
НСБФ		0,100	0,060	0,005	0,060	0,020	0,130
$1-\nu^\Phi$		0,008	0,011	0,050	0,011	0,004	0,073
γ^H		0,8	1,0	0,3	1,0	1,0	0,24
α^H		0,005	0,010	0,007	0,010	0,007	0,038
β^H		0,002	0	0,004	0	0	0,002
НСБН		0,100	0,100	0,005	0,100	0,020	0,178
$1-\nu^H$		0,008	0,012	0,016	0,012	0,007	0,092
q		0,004	0,010	0,005	0,010	0,007	0,024
Три вида НФ сов- мест- но	γ	0,8	1,0	0,3	1,0	1,0	0,24
	α	0,019	0,021	0,026	0,021	0,012	0,095
	β	0,018	0	0,023	0	0	0,013
	НСБ	0,20	0,16	0,01	0,16	0,04	0,26÷0,31
	$1-\nu$	0,028	0,024	0,080	0,024	0,013	0,140

Если звено представляет несколько устройств, каждое из которых действует в части аварийных ситуаций, и эти устройства по параметрам функционирования приблизительно одинаковы, то можно считать, что каждое из них имеет такие же относительные параметры функционирования α , β и γ , как в табл. 2.3. В этом случае их абсолютный параметр НСБ имеет значение, равное значению из таблицы, деленному на число устройств. Резервированные устройства могут иметь показатели, существенно отличающиеся от табличных. Например, каждое из двух параллельно работающих устройств, выполняющих одинаковую функцию, имеет значения $(1-\nu^H)$ и q большие, а НСБН меньше, чем в таблице.

2.5. Общая характеристика устройств ПА

2.5.1. Введение

Несмотря на специфику назначения, а следовательно, и конструкции отдельных видов аппаратуры противоаварийной автоматики, к ее разработке, промышленному выпуску, монтажу, наладке и эксплуатации возможен и желателен общий подход, вытекающий из того положения, которое она занимает в ряду средств обеспечения надежного энергоснабжения потребителей.

ПА должна действовать в условиях нарушения нормального функционирования энергосистемы, когда в силу определенного стечения обстоятельств оказались недейственными иные средства обеспечения надежности: недостаточен запас электрической или механической прочности высоковольтной изоляции, запас разрывной способности выключателей и т.д.

К устройствам АПНУ во многом применимы те же принципы разработки, заводского изготовления и эксплуатации, которые используются в релейной защите. Аппаратура автоматики должна соответствовать основным требованиям стандартов на аппаратуру релейной защиты.

2.5.2. Обслуживание

Перевод ПА на вычислительную технику привлек к разработке и обслуживанию ПА ряд специалистов, для которых условия работы ПА непривычны. Хотя учет этих условий не всегда прост, им тем не менее вряд ли можно пренебречь.

Для ПА целесообразна приблизительно та же система обслуживания, которая принята для традиционных устройств релейной защиты, но имеет некоторые особенности. Вкратце она сводится к следующему.

Важной характеристикой надежности аппаратуры является доля времени, в течение которого она неисправна или выведена из работы для устранения неисправностей и плановых проверок. Как уже указывалось, эта сторона надежности оценивается неготовностью q . Она зависит и от повреждаемости аппарата, и от того, насколько действенна диагностика его исправности и каков порядок его обслуживания.

Исправность устройства ПА проверяется внутренним контролем, в процессе функционирования и профилактической проверкой.

Первое заключается в том, что через небольшие промежутки времени, несравнимо меньшие времени наработки на отказ, выполняется проверка входной информации на достоверность, тестирование аппаратуры и программного обеспечения, диагностика найденной неисправности.

Проверка в процессе функционирования эффективна для устройства, непрерывно выполняющего большую часть своей программы действий. Таково устройство АДВ, если оно постоянно занято подготовкой решения. Спорадическое функционирование, свойственное устройствам ПА, которые находятся в аварийном тракте, происходит с периодичностью от нескольких дней до нескольких лет.

Профилактические проверки выполняются оперативным и ремонтным персоналом энергосистемы. Внешний осмотр и контрольные замеры по встроенным в аппарат приборам выполняет оператор один раз в смену или в сутки (конечно, это относится только к обслуживаемому

объекту, контролируемому местным персоналом или дистанционно). Частичные и полные проверки выполняет ремонтный персонал с периодичностью обычно от одного до трех лет — в зависимости от вида аппарата и распорядка, принятого в данной энергосистеме. Понятно, что увеличение межремонтного времени удешевляет обслуживание и снижает печальную вероятность того, что ремонтный персонал ошибочно внесет в аппарат неисправность.

Если аппарат предназначен для электростанции или обслуживаемой подстанции, то предполагается трехсменное обслуживание оператором и только односменное ремонтным персоналом. При таком обслуживании среднее время ожидания аварийного ремонта составляет от 15 до 20 часов.

Оператор ведет наблюдение за работой всего объекта, в том числе устройств ПА. Он вводит в работу и выводит из работы отдельные устройства и функции в соответствии с письменными инструкциями или устными указаниями вышестоящего оператора. С этой целью он пользуется только теми переключающими аппаратами и клавишами, которые специально для этого установлены на поверхности устройства. Оператор допускает ремонтный персонал к работе и принимает от него исправное устройство.

Ремонтный персонал выполняет свою работу, как правило, на устройстве, выведенном оператором из работы, причем не исключено, что некоторые действия, которые не имеет права выполнять оператор, выполняет под его контролем ремонтник. Например, выходные переключатели отключает оператор, а отсоединение устройства с помощью перемычек на его клеммнике выполняет ремонтник. В исключительных случаях простейшие операции аварийного ремонта допускаются на действующем устройстве. При этом риск неправильных действий персонала учитывается и, по возможности, минимизируется операторами с помощью различных мероприятий, от чисто местных до затрагивающих условия работы энергосистемы в целом.

Неисправность нерезервированного устройства релейной защиты и некоторых устройств ПА (АЛАР, АОПН) ведет к необходимости вывести из работы соответствующий управляемый элемент. Поэтому везде, где это возможно, профилактическую проверку нерезервированного устройства выполняют во время профилактического или аварийного ремонта того элемента, который обслуживает это устройство. То же самое относится и к работе по изменению настройки устройства, если она не является экстренной.

Необходимость вывода устройства для изменения настройки является проявлением неполноты технического совершенства. Тем не менее, ее удобно рассматривать вместе с вопросами надежности.

2.5.3. Составляющие неготовности устройства

Для оценки неготовности используются следующие величины:

— T_0 — средняя наработка на отказ, интенсивность возникновения неисправности аппарата f (количество в год);

- d – доля неисправностей, выявляемых средствами контроля аппарата;
- t – продолжительность рабочего дня, часов;
- n – количество рабочих дней в году;
- T – среднее число нерабочих дней подряд;
- R – продолжительность ожидания аварийного ремонта, часов;
- r и s – средняя продолжительность ремонта: аварийного и профилактического, часов;
- m – периодичность профилактического ремонта, число лет между ремонтами.

Продолжительность ожидания аварийного ремонта зависит от того, когда автоматически выявлена и диагностирована неисправность:

- R_1 – в рабочее время;
- R_2 – во внерабочее время рабочего дня;
- R_3 – во внерабочие дни при средней их продолжительности.

Тогда средняя продолжительность ожидания аварийного ремонта составляет

$$R = [R_1 \times t \times n + R_2 \times (24 - t) \times n + R_3 \times 24 \times (365 - n)] / (24 \times 365).$$

Не пытаясь учесть особые тонкости смены состояний аппарата, можно упрощенно представить неготовность устройства в виде суммы двух составляющих

$$q = q_a + q_p.$$

Первая составляющая – за счет неисправности, выявляемой автоматическим контролем и устраняемой аварийным ремонтом:

$$q_a = d \times (R + r) / (T_0 \times 24 \times 365 + R + r) \approx d \times (R + r) / T_0 \times 24 \times 365.$$

Вторая составляющая – за счет неисправности, выявляемой и устраняемой профилактическим ремонтом:

$$q_p = (1 - d) \times (0,5 \times 24 \times 365 \times m + s) / (T_0 + 0,5 \times m) \times 24 \times 365 \approx \\ \approx (1 - d) / (1 + 2T_0 / m).$$

Возьмем для примера расчета неготовности следующее: $T_0 = 2,5$, $d = 0,98$, $t = 8$, $n = 250$, $T = 3$, $r = 2$, $s = 8$, $m = 1,5$. Тогда

$$R_1 = 0 + r = 0 + 2 = 2 \text{ часа};$$

$$R_2 = (24 - t) / 2 + r = (24 - 8) / 2 + 2 = 10 \text{ часов};$$

$$R_3 = (24 \times T / 2) + r = (24 \times 3 / 2) + 2 = 38 \text{ часов};$$

$$R = [2 \times 8 \times 250 + 10 \times (24 - 8) \times 250 + 38 \times 24 \times (365 - 250)] / (24 \times 365) = 17 \text{ часов};$$

$$q_a \approx 0,98 \times (17 + 2) / (2,5 \times 24 \times 365) = 0,0009;$$

$$q_p \approx (1 - 0,98) \times 0,5 \times 1,5 / (2,5 + 0,5 \times 1,5) = 0,0046;$$

$$q = 0,0009 + 0,0046 = 0,0055.$$

Это означает, что в среднем несколько процентов времени аппарат не исправен. Расчет показывает, что даже при взятой в примере доволь-

но высокой эффективности контроля именно его недостаточность играет главную роль в неготовности и что поэтому улучшение контроля, вероятно, столь же важная задача, как и повышение надежности аппарата как такового. Последнее, а также стабильность характеристик аппаратуры способствует тому, чтобы производить ее плановые проверки как можно реже.

Пусть, например, в устройстве достигнуто $(T_0/m) = 0,5$ и $(1-d) = 0,02$, то обеспечена неготовность $q_p = 0,01$ (рис. 2.6). Чтобы ее уменьшить в два раза до $q_p = 0,005$, имеется два крайних варианта усовершенствования устройства: или снизить долю автоматически не выявляемых отказов $(1-d)$ тоже в два раза, или увеличить отношение (T_0/m) в три раза. Последний вариант достигается или увеличением наработки на отказ, или уменьшением интервала между профилактическими проверками. Снижение $(1-d)$ и увеличение T_0 находятся в компетенции разработчика и изготовителя устройства, а уменьшение интервала между проверками m можно рассматривать лишь как эксплуатационный резерв надежности.

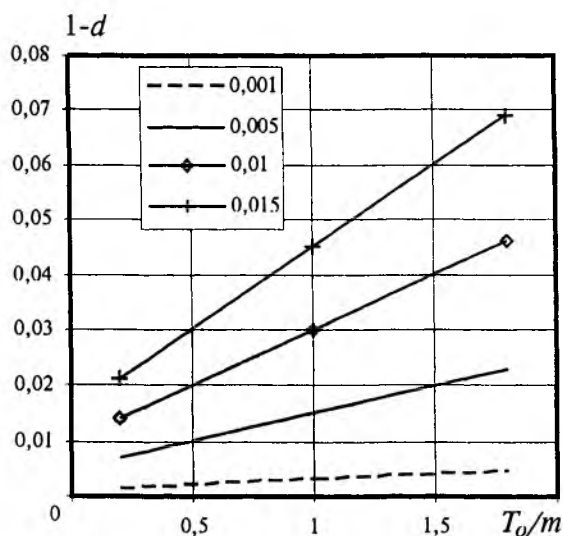


Рис. 2.6. Семейство зависимости допустимой доли автоматически не выявляемых неисправностей устройства от отношения наработки на отказ к интервалу между проверками — при заданных значениях неготовности q_p .

2.5.4. Внешние условия

Среда

Поскольку обычно устройства ПА устанавливаются на крупных энергетических объектах, предполагается ее размещение в отопляемых по-

мешениях. Благодаря этому диапазон температур, в котором аппаратура должна безотказно работать и иметь нормированные погрешности, невелик: от $+10$ до $+(40\pm 45)^{\circ}\text{C}$ при относительной влажности от 5 до 95% без конденсации влаги.

Устойчивость к помехам и механическая прочность

Устройство ПА должно переносить свойственный объектам электроэнергетики высокий уровень импульсных и гармонических помех. Методы снижения помех и защиты от них, требования к уровню защищенности устройства и способы проверки достигнутой защищенности обычно принимаются в соответствии с международными нормами. Теоретические и практические аспекты этой проблемы изложены в [1.28].

Аналогично и механическая прочность характеризуется двумя параметрами: прочность к ударам и прочность при вибрации. И то и другое обусловлено не специфическими для ПА нормами. Обычно при испытаниях принимается ускорение $0,5g$ и частота вибрации в диапазоне от 1 до 100 Гц.

Питание

Питание аппаратуры должно осуществляться от аккумуляторной батареи. Так как аппаратура в основном предназначена для установки на крупных объектах в сетях высокого напряжения, где аккумуляторные батареи все равно имеются, иные источники питания могут не предусматриваться.

Для экономии более дорогой аккумулированной энергии, для крупного устройства или прямо в его составе часто предусматривается источник бесперебойного питания, в нормальных условиях питающийся от сети переменного тока и при понижении напряжения в этой сети безынерционно переключающийся на питание от батареи.

Если устройство предназначено для объектов, имеющих систему бесперебойного питания, то, конечно, допустимо обеспечить его питание только переменным током.

Общение с персоналом

Наиболее сложные устройства должны оборудоваться встроенными средствами (индикатор, клавиатура) для периодического контроля их исправности оператором. Для их использования не должно предъявляться требование вывода аппаратуры из работы.

Эти средства должны обеспечивать отображение информации

- об обслуживаемой устройством части объекта;
- о значениях входных, промежуточных и выходных величин устройства, о его параметрах срабатывания;
- о функционировании (виде срабатывания) устройства;
- о неисправности устройства.

Для большей наглядности желательно также, чтобы помимо индикатора общий световой сигнал неисправности устройства ПА был виден на его фасаде.

Желательны некоторые меры, снижающие вероятность ошибки оператора при использовании индикатора и клавиатуры. В числе таких мер можно назвать следующее:

- команда, набранная с помощью клавиатуры, воспроизводится в технологической форме на индикаторе и только затем, по специальной команде, вводимой с помощью клавиатуры, выполняется;

- вводятся несколько классов паролей и индивидуальные пароли. Неудачная попытка неквалифицированного доступа к устройству сигнализируется и отображается как неисправность устройства;

- параллельно с выполнением команды оператора она запоминается вместе с временем поступления в энергонезависимом запоминающем устройстве до вывода содержимого на иной носитель.

Если устройство ремонтируется без отключения его от информационной магистрали, должна быть надежно заблокирована пересылка от него информации к любому другому устройству.

На щит управления объекта подаются обобщенные световой и звуковой сигналы о срабатывании и неисправности устройства. Эти сигналы подаются с помощью выходных реле.

Полное отображение информации, полная настройка устройства, его контроль и диагностика, изменение программы должны выполняться с помощью внешних микропроцессорных средств, переносных или стационарных (рабочее место ремонтного персонала).

2.5.5. Входы и выходы

Дискретные сигналы

Дискретный сигнал на вход устройства подается двумя способами:

- *замыкающий или размыкающий контакт, не связанный с каким-либо внешним источником питания* (так называемый сухой контакт). В этом случае напряжение постоянного тока, подаваемое устройством на разомкнутый внешний контакт, должно превышать напряжение, которое требуется для его надежного пробоя при замыкании (обычно 24 В), а ток, подаваемый устройством на замкнутый контакт, тоже должен превышать некоторую нижнюю границу (обычно 5 мА);

- *замыкающий или размыкающий внешний контакт, связанный с внешним источником постоянного тока*. В этом случае требуется гальваническая развязка внешнего источника питания от внутреннего, а требования к внешнему источнику аналогичны указанным для внутреннего.

Дискретный выходной сигнал:

- на замыкание и размыкание нагрузки, установленной в других устройствах автоматики, сигнал подается контактом, рассчитанным на нагрузку мощностью до 10÷20 Вт при напряжении 24 или 220 В постоянного тока и при соответствующем токе в цепи с индуктивной нагрузкой;

- на замыкание катушки соленоида выключателя сигнал подается контактом или тиристорным устройством, рассчитанным на замыкание цепи 220 В с током до 30÷40 А в течение до 20 мс (обтекание током

форсированной катушки соленоида) и затем с током до 5 ± 15 А в течение еще до 100 мс (обтекание током катушки от момента снятия форсировки ее блок-контактом до момента шунтирования управляющего контакта контактом внешнего реле или до момента размыкания блок-контакта выключателя).

Способность выходного реле срабатывать и возвращаться желательно периодически проверять (система автоматической проверки с применением контрольного реле описана в части V).

Аналоговые сигналы

Вводимые и выводимые аналоговые сигналы постоянного тока имеют обычные шкалы: например ± 5 мА, ± 20 мА, ± 5 В, ± 10 В, а также односторонние шкалы.

Ввод в микропроцессорное устройство мгновенных значений переменного тока и переменного напряжения от высоковольтных измерительных трансформаторов выполняется специфическим модулем преобразования сигналов переменного тока. Номинальный входной ток 1 или 5 А. Номинальное напряжение обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $100/\sqrt{3}$ В, а обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, 100 В. Преобразование ведется с учетом того, что в аварийных условиях их частота может отклониться от номинального значения на $\pm 10\%$.

К одноцелевому устройству подводится столько токов и столько трехфазных систем токов, с нулевым проводом или без него, сколько требуется в соответствии с назначением устройства. Желательно также, чтобы каждая цепь тока имела вход в устройство и выход из него (включение устройства на проходе).

Устройству, правильность действия которого не обеспечивается без питания от трансформатора напряжения, требуется питание от двух групп трансформаторов. При этом обеспечивается перевод питания с основной группы на резервную с перерывом на время, допустимое без ущерба для выполняемых функций, в частности безынерционный перевод.

Например, недопустимо питание устройства, обслуживающего высоковольтную линию, от трансформатора напряжения только одной системы шин, если после отключения этой системы может требоваться действие устройства.

Обычно основная погрешность преобразования при номинальной частоте ограничивается следующим:

для тока от 0,005 до $2,0 I_n$ — 0,5% по величине и $0,5^\circ$ по фазе;

от 2,0 до $10 I_n$ — 2,0 по величине и $2,0^\circ$ по фазе;

от 10 до $40 I_n$ — требуется лишь монотонное увеличение замера при увеличении тока;

для напряжения от 0,05 до $1,5 U_n$ — 0,5% по величине и $0,5^\circ$ по фазе.

Подведенные к микропроцессорному устройству токи и напряжения переменного тока подвергаются в нем преобразованиям, в результате которых получают данные о них, а также о производных от них вели-

чинах: активной и реактивной мощности и энергии, угле сдвига фаз, частоте, скольжении. Эти величины сопровождаются относящимися к ним данными: однофазными или трехфазными значениями, симметричными составляющими, действующими, средними и амплитудными значениями, гармоническим составом, скоростью изменения. Состав требуемых величин и данных зависит от назначения устройства. Чем он больше, тем должен быть сложнее соответствующий модуль. В многоцелевом устройстве желательна возможность получения максимальной совокупности величин и данных о них.

Кодированные сигналы

Обмен кодированной информацией между устройствами, расположенными в одном помещении (прямой обмен или по локальной сети) или удаленными друг от друга (телепередача данных), выполняется теми из стандартных методов, которые обеспечивают должную скорость обмена, его достоверность и надежность. Эти методы здесь не описываются.

2.5.6. Компоновка и затраты

Часть устройств автоматики изготавливается так, что устройство имеет вполне определенное назначение и жесткую конструктивную схему, т.е. имеет узкую область применения. Промышленный выпуск устройства в таком виде целесообразен, если велика потребность в нем. Таковы устройства АПВ, дифференциально-фазной защиты, АРВ и т.п. Таковы же и некоторые устройства ПА. Это — устройства, предназначенные для выполнения одной или нескольких определенных функций и имеющие для этого должный состав аппаратуры, а также схему соединений и программное обеспечение, полностью обеспечивающие оговоренные функции и только их, т.е. *одноцелевые устройства*.

Однако одноцелевые устройства не всегда подходят для ПА, поскольку на функции устройств ПА существенно влияют различия в условиях работы энергосистемы. Например, выявление внезапного сброса активной мощности может применяться для фиксации нескольких разных возмущений и при этом быть составным элементом нескольких разных структур и иметь принципиально разную настройку. Более того, в различных энергосистемах структуры одного назначения имеют разный вид. Отсюда потребность в более гибком устройстве. Так, *многоцелевое устройство* предназначается для выполнения варьируемых функций из некоторого класса функций ПА. Это устройство имеет конфигурируемый по индивидуальному заказу состав аппаратуры (модулей). В его состав входит базовое программное обеспечение — ПО. Под этим понимается операционная система, сетевое ПО, система программирования прикладного ПО, а также библиотеки прикладных программных (или алгоритмических) модулей из данного класса применения устройства.

Аппаратура ПА из-за жестких требований к ней оказывается довольно сложной и дорогой. Однако ее разработку, изготовление, монтаж и эксплуатацию можно существенным образом упростить и удешевить, если обратить внимание на то, что устройства могут состоять из ряда

типовых и сравнительно немногочисленных аппаратурных и программных элементов, большая часть которых может одновременно участвовать в образовании нескольких разных структур. Поэтому целесообразно изготовление аппаратуры ПА не только в виде конструктивно завершенных устройств, но также и в виде отдельных элементов (блоков), те или иные сочетания которых позволяют получить много необходимых устройств или их комбинаций.

Конструктивная завершенность естественна для часто применяемых устройств, например для устройства, устанавливаемого на линии электропередачи и выполняющего типичные для этого элемента функции.

Аппаратура с гибким набором элементов (блоков) нужна для выполнения разнообразных и нужных сравнительно нечасто функций. Такая аппаратура может составить единый комплекс. Дополняя его в дальнейшем новыми составляющими, можно постепенно расширять его функции. Вместе с тем отдельные уже существующие элементы (блоки) могут подвергаться модернизации без замены комплекса в целом.

При свободном монтаже блоков для некоторых элементов представляет опасность увеличение емкости соединительных проводов и наводки. Поэтому следует придерживаться ограничений по длине и типу соединительных проводов, прокладываемых между блоками.

Вопросы технических требований к устройствам ПА в целом, а также к отдельным видам аппаратуры, конечно, неотделимы от оценки их стоимости и издержек на эксплуатацию. Часто может оказаться, что устройство, технически весьма совершенное и надежное, неприемлемо из-за высокой стоимости или из-за его сложности и слишком высоких требований к уровню обслуживания.

Преимущества устройства, создаваемые качественным выполнением его функций, удобством работы с ним персонала, экономией затрат труда ремонтного персонала, почти не поддаются стоимостной оценке. Поэтому наряду с получением этих преимуществ важно количество ясно очерченных функций, выполнение которых, с одной стороны, не ведет к существенному увеличению стоимости устройства и, с другой стороны, устраняет необходимость применения отдельных специализированных устройств, традиционно применяемых для выполнения этих функций.

В этой связи предпочтительна такая система, которую не требуется резервировать традиционными устройствами.

Требуемое для расширения функций увеличение производительности вычислительных процессов и емкости запоминающих устройств мало сказывается на их стоимости; основную часть стоимости технических средств системы создают не эти ее элементы, а многочисленные модули ввода и вывода (МВВ) аналоговой и дискретной информации. Поэтому важно увеличивать количество функций устройства в рамках возможностей некоторого состава МВВ и идти на увеличение этого состава и тем более на увеличение сложности модулей только в том случае, если этим достигается опережающее увеличение функций. Что же касается обмена информацией между устройствами, то его желательно выполнять, в

основном, через модули (порты) обмена закодированными посылками, что по сравнению с обменом через МВВ не только дешевле (при значительном объеме обмена), но и может повысить быстроту и надежность обмена.

В связи с последним здесь можно только заметить, что на современной технике обмен закодированной информацией осуществим, если хватает портов внутрисистемной связи, достаточна скорость обмена, предусмотрена приоритетная передача аварийной информации и, конечно, если при разработке алгоритмов управления минимизирован объем обмена, особенно в аварийных условиях.

Наиболее сложный из МВВ это модуль быстрого измерения мгновенных значений переменного тока и расчета по ним разнообразных электрических величин. Без заметного увеличения затрат удастся состав этих величин расширить так, что один модуль удовлетворяет практически любым потребностям по обслуживанию элемента, к которому он относится. Поэтому, включив такой модуль в состав устройства, целесообразно возложить на устройство максимум функций, выполнение которых основано на информации от этого модуля.

Глава 3.

Оценка последствий аварийного процесса и минимизация ущерба

3.1. Приведенные затраты и ущерб

3.1.1. Введение

Во многих областях человеческой деятельности решения о затратах принимаются, в основном, или в рамках нормативных актов, или непосредственно в соответствии с ними. Там, где нормирование не проведено (его еще нет или речь идет о такой редкой или совсем уникальной ситуации, для которой нормирование невозможно), требуется индивидуальное решение. В области противоаварийного управления используются оба подхода. Вопросы нормирования отражены в следующей главе. К сожалению, громадное разнообразие аварийных ситуаций не удастся охватить нормированием, и поэтому в области противоаварийного управления специалисту приходится принимать много важных решений самостоятельно. Опорой в этом деле могут служить опыт и интуиция, однако с уверенностью можно утверждать, что никто не обладает таким опытом, который избавляет от детального качественного и даже количественного анализа тех явлений, от которых зависит решение. Авторам известно много случаев, в том числе и из своего личного опыта, когда интуиция предлагала совсем не лучшие решения.

Поскольку существенной стороной почти любого решения являются затраты, необходим механизм их хотя бы ориентировочной оценки. Она может быть произведена с разных точек зрения — общества в целом, энергосистемы, потребителей электроэнергии, и это, вероятно, приведет к разным ответам. Поскольку решение о затратах обычно принимается энергосистемой, ограничимся здесь оценкой именно с ее точки зрения. При этом будем молчаливо предполагать, что, решая вопросы противоаварийного управления, энергосистема явно или не явно учитывает интересы потребителей и общества в целом.

Оценка экономической эффективности затрат на ПА выполняется с помощью расчета затрат на ее создание и ожидаемых эксплуатационных издержек, снижение которых должно окупить затраты. Издержки в принципе должны рассчитываться с учетом математического ожидания издержек, возникающих в аварийных ситуациях, в случаях правильного и неправильного функционирования ПА. Аналогично должны сравниваться проектные варианты сооружения энергетического объекта, если они характеризуются существенно различными издержками, возникающими при аварийных возмущениях.

В то время как решение о затратах на создание ПА может в большой мере опираться на имеющиеся нормативы, решение о выборе того или иного вида *УВ* или их сочетания вообще невозможно без сопоставления

аварийных издержек с целью их минимизации — другого пути нет (оптимизация *УВ* представлена в части V). Аварийные издержки выступают в задачах *ПА* как один из элементов модели, необходимой для автоматического выбора оптимального решения, без связи с коммерческими расчетами. Механизм их минимизации дает возможность найти единственное решение из бесконечного разнообразия возможных. На различных задачах, описанных в разделе 3.3, проверено, что численные значения, которые предлагаются ниже, дают практически приемлемые результаты.

Далее, в пункте 3.1.3, упомянуто, что с необходимостью учета издержек, возникающих из-за ненормального функционирования энергосистемы, согласны далеко не все даже «в принципе». Если пока оставить общие соображения в стороне, то наиболее очевидное объяснение заключается в том, что решение о затратах принимает энергосистема, но непосредственно у нее возникает только часть аварийных издержек. Источник этих, собственных издержек — потеря оплаты за ту часть электроэнергии, которую потребитель мог бы получить, но не получил, а также дополнительный износ и возможное повреждение оборудования во время аварийных процессов. Другая часть издержек возникает у потребителей электроэнергии. Эти издержки обычно называют *ущербом* для потребителя. Они касаются энергосистемы как прямо, так и опосредованно.

Было бы грубым упрощением полагать, что энергосистеме безразличны те ущербы, которые возникают у ее потребителей в результате ее деятельности. Обратная связь от потребителей к энергосистеме имеется и идет по нескольким каналам. Вот главные из них:

во-первых, энергосистема не получает плату за недоданную потребителю часть электроэнергии;

во-вторых, возможность ограничения или частичного отключения потребителя (в некоторых разумных размерах и в соответствии с каким-то обоюдно выгодным договором) связана с необходимостью или снизить ему тариф на поставку электроэнергии, или платить штрафы за фактический недоотпуск, или с комбинацией этих мер. Сразу нужно заметить, что во многих случаях расстройство технологического процесса у потребителя может оказаться столь большим и даже катастрофическим [1.27], что его компенсация с помощью штрафа становится проблематичной.

В принципе, противоаварийные мероприятия, направленные на бесперебойность работы потребителя электроэнергии, должна осуществлять не только энергосистема, но и сам потребитель, более того — они совместно, учитывая разные технические возможности обеих сторон и соотношение соответствующих затрат [1.27];

в третьих, потенциальный ущерб и недовольство потребителей оказывают моральное давление на владельцев и руководство энергосистемы. Тут играют роль социальная и экологическая опасность аварийного прекращения электроснабжения и, особенно, экологическая опасность аварии, затрагивающей АЭС. Это давление может принять характер общественного недовольства, и тогда руководство энергосистемы может

ощутить давление со стороны политических деятелей, а также органов местного и даже государственного управления. Это может приобрести и вполне материальную форму, например, через изменение регулируемых тарифов.

В противоположность этому, вмешательство общества и государства может принять и благоприятную для энергосистемы форму финансовой помощи или освобождения от ответственности. Это возможно в случае особенно крупной аварии, о которой у общества складывается впечатление, что она вызвана непреодолимыми силами природы или неизвестными научными явлениями или что она разорит энергосистему, если пустить дело по обычному руслу. А в разорении мало кто заинтересован, в том числе не заинтересованы и потребители.

Приняв во внимание эту бегло очерченную обратную связь, можно полагать, что ущерб для потребителей увеличивает аварийные издержки энергосистемы и так или иначе должен быть включен в них в качестве одной из составляющих, может быть, — главной.

Далее рассматриваются и ущерб для потребителей, которому уделено наибольшее внимание, и издержки собственно энергосистемы. Ущерб для потребителей более универсален, менее зависит от индивидуальности энергосистемы, чем ее собственные издержки. Когда это удобно, ущерб называется и издержками. Оба вида издержек одинаково обозначаются буквой Y .

Другая сторона дела заключается в том, что аварии и издержки от них носят случайный характер. Поэтому расчет этих издержек является делом специфическим, для которого, кроме знания противоаварийного управления, требуются еще и статистические данные об отказах оборудования и автоматики и вероятностные характеристики будущих состояний энергосистемы. Для ведения таких расчетов нужна команда специалистов, ориентирующихся в широком круге вопросов. Очевидно, не все энергосистемы и даже специализированные организации обладают такими возможностями.

Проблема выделения средств на противоаварийные мероприятия близка к хорошо разработанной проблеме страхования. Это сравнение показывает, что тут, помимо изложенных сложностей, играют роль индивидуальные соотношения «оптимизм — пессимизм», «смелость — осторожность» и т.п.

Данную главу удобно начать с общей характеристики затрат. В ней также придется затронуть возможную нелинейность связи между скалькулированными ущербами и издержками, имеющими вероятностный характер, их восприятием лицом, принимающим решение, и затратами на противоаварийные мероприятия, имеющими не вероятностный, а вполне конкретный характер.

3.1.2. Приведенные затраты

Как известно, в самой общей и простой форме стоимость производства продукции, приведенная к одному году производства, имеет две составляющих:

$$C_{\Sigma} = C + m, \quad (3.1a)$$

где C — себестоимость производства; m — прибавочный продукт.

В свою очередь себестоимость производства в течение одного года имеет три составляющих:

$$C = p_{am}K + I, \quad (3.1b)$$

где K — затраты капитала, который требуется для создания средств производства; p_{am} — доля стоимости средств производства, нужная для компенсации их амортизации; I — издержки в процессе производства, которые имеют ряд составляющих:

$$I = C_{mat} + V, \quad (3.1c)$$

где C_{mat} — стоимость материалов; V — стоимость живого труда (зарплата) и т.п.

Прибавочный продукт пропорционален вложенному в производство капиталу:

$$m = E_n K, \quad (3.1d)$$

где E_n — процентная ставка, иначе банковский процент (на капитал) или коэффициент окупаемости (капитальных вложений). Такой расчет прибавочного продукта дает минимальную оценку целесообразности данного инвестирования: это приращение капитала инвестор мог бы получить, если бы он вместо вложения средств в данное производство положил бы их в банк. Понятно, что наличие в стоимости члена m является необходимым условием расширения производства.

Поскольку возможны различные варианты создания производства, в процессе его проектирования ищется тот вариант, который обеспечивает минимальное значение общей стоимости C_Σ . Например, путем увеличения K обычно можно добиться уменьшения составляющих C_{mat} и V .

Применение противоаварийной автоматики со всей очевидностью увеличивает члены K и V , но вместе с тем, и это не так бросается в глаза, может и снизить члены K и C_{mat} — за счет экономии затрат на создание основных сооружений энергосистемы и за счет возможности осуществления более экономичных режимов ее работы.

В СССР экономические оценки прививались с большим трудом. Представление, что новая стоимость порождается только трудом, делало неприемлемым наличие слагаемого m в стоимости. Пока это было еще возможным, экономисты шли на ухищрение — камуфлировали процентную ставку под срок окупаемости T , который в случае увеличения инвестиций должен быть меньше некоего нормативного срока T_n :

$$T = \frac{K_2 - K_1}{C_2 - C_1} < T_n,$$

где величины с индексом 1 относятся к исходному варианту, с индексом 2 — к новому. Понятно, что здесь T_n является просто обратной величиной от E_n . Другое дело, что в СССР было не ясно значение этой величины, предполагалось, что она различна в разных областях экономики.

Расчет приведенных затрат применялся почти исключительно в электроэнергетике и то только в проектировании энергосистем, а не во время их функционирования (не в хозяйственном расчете, как это называлось). Потребность в расчете приведенных затрат была особенно остра в связи со спорами о том, что выгоднее строить — тепловые или гидравлические станции: у первых много больше себестоимость C , а у вторых — капитальные затраты K . Ответ зависел от того, каким брать значение E_n (преобладающим было мнение, что $E_n = 0,15$). Впрочем, многим участникам этих дискуссий было понятно, что действительный ответ лежит совсем не в экономической области.

В середине 1970-х годов почти все здесь изложенное становилось ясным из лекций Л.А. Ваага. На его лице был большой шрам с войны, в МЭИ он занимался электрическими станциями и выполнял административные функции, затем работал в Комитете по науке и увлеченно занимался экономикой. Он сетовал, что руководители этого Комитета, академики, чье мнение выслушивают в Правительстве, хотели бы его понять, но не могут.

3.1.3. Ущерб в приведенных затратах

Если при планировании развития энергосистемы рассматриваются варианты, имеющие отличающиеся уровни ограничения потребления электроэнергии, и для их сравнения используется метод минимизации приведенных затрат, то по предложению И.М. Марковича в расчет издержек I наряду с традиционными составляющими должен включаться ущерб $\dot{Y}_{pr}$, возникающий из-за недоотпуска электроэнергии потребителям. Он рассматривал ситуацию, когда у энергосистемы не хватает мощности или энергии и потребитель, который поэтому должен снизить нагрузку, уведомляется об этом энергосистемой столь заблаговременно, что имеет возможность подготовиться к ограничению потребления. Такое ограничение есть *ограничение с предупреждением*.

Этот ущерб не рассматривался как ущерб для какого-то конкретного ограничиваемого потребителя. В организациях, занимавшихся планированием развития энергетики, существовало твердое мнение, что никакого ущерба для потребителей вообще нет, поскольку согласно статистическим отчетам «вся страна и все предприятия успешно выполняют план». В сущности, тем самым подразумевалось, что план работы потребителя составлен в предвиденье того, что он не получит того количества электроэнергии, которое нужно для производства. И действительно, если принято «планирование от достигнутого», т.е. планирование на будущий год ведется по результатам предыдущего, когда имелись ограничения потребителя, то не исключено, что учет ограничения осуществляется косвенным образом.

Рассматриваемый вид ущерба от ограничения с предупреждением оценивается как стоимость той электроэнергии, которую не получил потребитель:

$$\dot{Y}_{pr} = y_{pr} \times P_{pr} \times t, \quad (3.2a)$$

где y_{pr} — удельный ущерб, имеющий размерность — денежная единица на кВт·час (он в принципе может зависеть от того, какова доля ε_{pr} ограничения во всей нагрузке, но эта слабая зависимость здесь не учитывается); P_{pr} —

среднее за период ограничения значение мощности, которую не получил потребитель, кВт; t — продолжительность ограничения потребителя, час.

Применительно к крупным ЭЭС, в это выражение естественно подставлять P_{pr} в мегаваттах, но тогда и удельный ущерб должен быть отнесен к мегаваттчасам.

Эта стоимость пропорциональна стоимости этой же энергии, которую оплатил бы потребитель, если бы получил ее, но, естественно, гораздо больше ее. Относительно значения удельного ущерба существуют очень различные данные и мнения, соответствующие разным условиям снабжения энергосистемами разнородных потребителей.

В СССР, например, считалось, что $y_{pr} = 0,6$ руб/кВтчас. Для сравнения тарифы примерно составляли: для бытового потребления 0,04 руб/кВтчас, а для промышленного — 0,2 руб/кВтчас. Официальный курс доллара в то время составлял как раз 0,6 руб/долл., а курс на черном рынке — 4÷5 руб/долл. Взяв нечто среднее, имеем оценку $y_{pr} = 0,6$ долл./кВтчас.

В сущности, этот ущерб был включен в состав издержек, чтобы отразить влияние ненадежности электроснабжения от энергосистемы, которая в нормальных условиях работы испытывает дефицит располагаемой ею мощности или энергоресурсов. Поэтому значение y_{pr} принималось для всех энергосистем и ситуаций одинаковым.

Строго говоря, эти условия являются нормальными только в том смысле, что аварийное возмущение им не предшествовало непосредственно, и эти условия не являются послеаварийными. Вполне вероятно, они вызваны аварийным выходом из работы какого-то оборудования, которое оставлено в аварийном ремонте.

Несмотря на довольно специфическое происхождение того, как ущерб попал в состав издержек, с сегодняшней точки зрения, ничто не мешает издержки и ущерб полагать не абстрактными народнохозяйственными, а отнесенными к конкретной энергосистеме и ее потребителям, а также полагать, что этот ущерб у потребителей, как изложено выше, увеличивает издержки энергосистемы и должен быть поэтому включен в их состав. Что же касается удельного ущерба, то его значение желательно понимать как некоторую константу, которая отражает обратную связь от потребителей к энергосистеме.

Если сопоставляются только издержки, связанные с ненормальными состояниями энергосистемы, если они не сопоставляются с эксплуатационными издержками и с единовременными затратами, то требуются не абсолютные данные об ущербе, а относительные, и значение ущерба в стоимостном выражении не играет роли. Чтобы уйти от ущерба в стоимостном выражении, применяется *условный ущерб*, вычисляемый в единицах недоданной потребителю энергии:

$$Y_{pr} = P_{pr} \times t. \quad (3.2b)$$

Здесь в отличие от ущерба Y в денежном выражении применен символ Y без точки.

Следом за ущербом от отключения потребителей с предупреждением, естественно включить в состав издержек и издержки, возникающие в

аварийных условиях и связанные с ПА: ущерб для потребителей и собственные издержки энергосистемы. Этому посвящены следующие разделы данной главы.

3.2. Аварийные издержки

3.2.1. Условный ущерб для потребителей

Усилиями многих специалистов для разного рода потребителей был исследован ущерб от внезапного перерыва питания и от снижения нагрузки потребителей из-за снижения частоты. Были найдены усредненные значения удельного ущерба. Был вскрыт важный факт – при отключения потребителей в оптимальной очередности удельный ущерб увеличивается с увеличением доли их мощности ϵ_a в общей мощности потребителей.

Изложенное позволило предложить некоторую систему оценки условного ущерба и решить с ее использованием ряд оптимизационных задач [1.4], чтобы показать, что полученные результаты не вносят изменений в ранее сложившиеся представления, а уточняют и развивают их.

Основные принципы оценки ущерба:

- оценка касается не хаотического, а только управляемого отключения потребителя, которое с ним, в принципе, согласовано. Таким потребителем, конечно, не является потребитель, у которого возникает трудно обратимое расстройство технологического процесса даже при кратковременном перерыве электроснабжения. Особо чувствительных потребителей по мере совершенствования технологий становится все больше, они сильно страдают от колебаний напряжения и частоты и тем более от перерывов электроснабжения, но эти явления мы не можем оценить непосредственно. Для предлагаемой оценки безразлично, откуда пришла команда об отключении потребителя – от оператора энергосистемы или от устройства автоматики;

- ущерб не связывается с вопросами реальных расчетов за электроэнергию, с реальными штрафами за ее недоотпуск и т.д. Излагаемый здесь подход и численные значения могут рассматриваться как некоторая система нормирующих показателей, отражающих имеющиеся представления о целесообразном уровне надежности питания потребителей от крупных энергосистем;

- усредненные данные об ущербе допустимо использовать применительно к энергосистеме, у которой максимум суммарной нагрузки составляет не менее 2÷5 тыс. МВт при условии, что $\epsilon_a \leq 0,1+0,2$, где ϵ_a – доля отключаемой нагрузки в нагрузке концентрированного узла;

- рассматриваются отнюдь не постоянные, а временные и несчастные дефициты мощности в энергосистеме. Это означает, что пониженная частота не выступает как новая нормальная частота и что отключение потребителя не вызывает невыполнения им своих обязательств.

Например, под временным дефицитом может пониматься дефицит (или последовательность дефицитов), ощущаемый потребителем в течение допустимого по технологии его производства времени, общая продолжительность которого в среднем не превышает 3% всего годового времени и при этом — 5% месячного. Использование усредненных данных в условиях, выходящих за указанные границы, может привести к резкой недооценке потерь, особенно внеэкономических;

— ущерб от исправляемого $УВ$ меньше, чем от неснимающегося $УВ$ (введение, раздел В.6), однако этот вопрос не исследован;

— ущерб от управляемого аварийного отключения потребителей пропорционален абсолютному значению недоотпуска энергии, а удельный ущерб линейно зависит от доли потерянной мощности.

Итак, в результате управляемого, т.е. нехаотического, отключения потребителей устройствами ПА, централизованного или децентрализованного, происшедшего без предупреждения, т.е. аварийно, образуется условный ущерб, который определяется как тот недоотпуск электроэнергии при отключении потребителей с предупреждением, который столь же неблагоприятен, как и данное внезапное отключение:

$$Y_a = K_{\text{оч}} y_a P_a t, \quad (3.3a)$$

где P_a — мощность отключаемых потребителей, МВт; t — время, в течение которого потребители отключены, час; $K_{\text{оч}}$ — коэффициент очередности, учитывающий, что отключение потребителей происходит в очередности, отличающейся от оптимальной; y_a — удельный ущерб, учитывающий эффект внезапности управляемого отключения потребителей и то, что с увеличением мощности отключаемых потребителей отключению подвергаются потребители, всё хуже переносящие это.

Этот удельный ущерб аналогичен y_{pr} и определяется по формуле

$$y_a = b_1 + b_2 \varepsilon_a, \quad (3.3b)$$

где b_1 и b_2 — коэффициенты. Их значения принимаются по усредненным оценкам: $b_1 = 1$, $b_2 = 20$. Значение ε_a определяется формулой:

$$\varepsilon_a = P_a / P_n^I, \quad (3.3c)$$

где P_n^I — нагрузка того концентрированного узла, в котором отключается нагрузка, измеренная при частоте и напряжении, которые были до возникновения аварии.

Значение коэффициента очередности зависит от способа отключения потребителей. При децентрализованном отключении (например, от устройств АОСН или АОСЧ) его значение можно экспертно принять от 1,2 до 1,6. При централизованном отключении (например, для сохранения параллельной работы) возможность целесообразного выстраивания очереди меньше, поскольку в общем случае необходимо до каждого от-

ключаемого потребителя довести команду отключения по каналу связи. Это отражается более высоким назначением коэффициента: от 1,8 до 2,2.

В сущности, здесь предлагается оценивать ущерб при управляемом отключении потребителей без предупреждения по величине недоотпуска энергии, увеличенной в $K_{\text{оч}} \times y_a$ раз.

В практике СССР и России централизованному отключению в основном подвергаются энергоемкие промышленные потребители. Если $\epsilon_a = 0,05$, то $y_a = 1 + 20 \times 0,05 = 2$, что с учетом $K_{\text{оч}} = 2$ дает в денежном выражении удельный ущерб $2 \times 2 \times 0,6 = 2,4$ долл./кВт.

Для сопоставления — данные одного из исследований, проведенного в США: при перерыве электропитания на 0,5 час ущерб для промышленных потребителей составляет 3+11, для бытовых 0,3+1,5 и для коммерческих 0,002+0,05 долл./кВт.

Снижение мощности нагрузки на величину P_f из-за снижения частоты на $\Delta f < 0$ создает условный ущерб, который определяется, как и при управляемом отключении нагрузки, через ущерб от эквивалентного по последствиям отключения потребителей с предупреждением:

$$Y_f = y_f P_f t, \quad (3.4a)$$

где y_f — удельный ущерб от понижения частоты,

$$y_f = b \epsilon_f, \quad (3.4b)$$

и в свою очередь подобно (3.3с) доля сниженной нагрузки определяется как

$$\epsilon_f = P_f / (P_n^I - P_a). \quad (3.4c)$$

Здесь b — нормирующий коэффициент, который принимается равным 60. С помощью ϵ_f снижение мощности P_f отнесено к суммарной номинальной мощности нагрузки, сохранившейся на всех объектах, работающих в послеаварийном режиме синхронно, т.е. с одинаковым понижением частоты.

Зависимости удельных ущербов от соответствующих величин относительного снижения нагрузки показаны на рис. 3.1.

В сущности, здесь предлагается оценивать ущерб при аварийном понижении частоты по величине недоотпуска энергии, увеличенной в y_f раз. Аварийный ущерб в стоимостном выражении можно оценить как произведение условного ущерба на удельный ущерб y_{pr} , возникающий при отключении потребителей с предупреждением.

3.2.2. Издержки для энергосистемы

Для оценки издержек энергосистемы, возникающих от выполнения управляющих воздействий на ее оборудование, естественно применить такой же подход, как и для оценки условного ущерба для потребителей (уже обращалось внимание на то, что, в сущности, ущерб для потребителей, в конечном итоге, оборачивается издержками для энергосисте-

мы). Исходя из такой точки зрения и чтобы не множить обозначения, для оценки издержек энергосистемы предлагается применить формулы расчета условного ущерба, аналогичные (3.3).

Конечно, вид этих формул, полнота представления в них тех или иных элементов и тем более значения параметров — все это в гораздо большей степени, чем

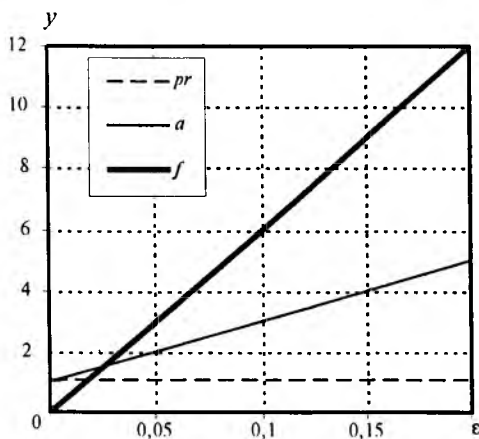


Рис. 3.1. Зависимости удельного ущерба от относительного снижения нагрузки:

f — путем снижения частоты;
a — путем аварийного отключения потребителей;
pr — то же путем отключения с предупреждением

при оценке ущерба для потребителей, зависит от конкретных условий работы энергосистемы и ее оборудования. Поэтому они предлагаются только как возможная отправная точка для конкретизации всего этого специалистами энергосистемы.

Так, издержки энергосистемы от аварийной разгрузки турбин предлагается оценить по формуле:

$$Y_{RT} = y_{RT} P_{RT} t, \quad (3.5a)$$

где P_{RT} — мощность, на которую должны разгрузиться турбины, МВт; t — время, в течение которого турбины окажутся разгруженными, час (этот сомножитель отражает в данном случае то обстоятельство, что чем продолжительнее разгруженное

состояние, тем оно может оказаться более опасным технологически); y_{RT} — удельный ущерб, учитывающий неблагоприятное влияние глубины разгрузки.

Этот удельный ущерб определяется в виде, аналогичном (3.3b):

$$y_{RT} = b_3 + b_4 \epsilon_{RT}, \quad (3.5b)$$

где b_3 и b_4 — коэффициенты. Значение ϵ_{RT} , подобно ϵ_a , определяется формулой:

$$\epsilon_{RT} = P_{RT} / P_t^I, \quad (3.5c)$$

где P_t^I — номинальная мощность турбин, имевшая место в доаварийных условиях (или общая мощность того концентрированного узла, в котором выполняется разгрузка, или только мощность непосредственно разгружаемых турбин).

Аналогично составлены формулы для отключения генераторов:

$$Y_{OG} = y_{OG} P_{OG} t, \quad (3.6a)$$

$$y_{OG} = b_5 + b_6 \epsilon_{OG}, \quad (3.6b)$$

$$\varepsilon_{OG} = P_{OG} / P_g^I, \quad (3.6c)$$

где P_g^I — имевшая место в доаварийных условиях номинальная мощность генераторов (турбин) того концентрированного узла, в котором выполняется их отключение.

Условный ущерб непосредственно от деления системы Y_{DS} может быть добавлен к целевой функции просто в виде константы, значение которой оценивает опасность отключения высоковольтных выключателей и последствия временного перехода к несинхронной работе двух частей системы.

Небаланс мощности, возникающий в результате UB , влияет на послеаварийную частоту, и, соответственно, это влияние оценивается как ущерб от ее понижения в одной из частей системы или в обеих ее частях.

3.2.3. Аварийные издержки при единичном правильном срабатывании ПА

Суммарные условные издержки (ущерб) от выполнения UB и от понижения частоты, возникшего в результате AB и UB , оцениваются с различной полнотой в зависимости от того, какая именно решается задача.

Насколько известно, на ущерб, связанный с применением ПА, указал М.Н. Розанов (ВЭИ).

Для выбора оптимального варианта UB достаточно рассчитать издержки, которые возникнут при правильном и успешном применении данного варианта UB в ответ на данное AB , которое уже возникло или ожидается в конкретном текущем режиме. Эти издержки являются суммой ряда составляющих и, прежде всего, — составляющих, описанных в двух предыдущих пунктах:

$$Y = Y_a + Y_{RT} + Y_{OG} + Y_{DS} + \dots + Y_f. \quad (3.7a)$$

Здесь под ущербом от аварийного отключения потребителей понимается ущерб от двух видов отключения:

$$Y_a = Y_{ON} + Y_{OP}, \quad (3.7b)$$

где Y_{ON} — ущерб, возникающий в результате централизованного отключения нагрузки, ON ; Y_{OP} — ущерб, возникающий в результате децентрализованного отключения потребителей, OP (например, децентрализованными устройствами АЧР).

Оба вида ущерба рассчитываются, в сущности, одинаково, но, как было указано, с применением разных значений коэффициента неоптимальной очередности.

Учет того обстоятельства, что последовательное осуществление двух видов отключения потребителей в одном переходном процессе увеличивает неоптимальность очередности отключения второго вида, можно выполнить путем увеличения его коэффициента неоптимальности.

Ущерб от понижения частоты аккумулирует последствия всех UB , направленных на снижение генерируемой мощности (РТ, ОГ и ДС), кроме того, последствия AB , если оно вызвало дефицит активной мощности в энергосистеме.

3.2.4. Полные аварийные издержки

Сложнее рассчитать суммарные издержки для других целей, возникающих во время разработки ПА или при сравнении вариантов развития энергосистемы, требующих различного применения ПА. В этих случаях требуется оценить более полный состав издержек. Во-первых, нужно просуммировать издержки, возникающие при всех требованиях функционирования и без таковых в течение рассматриваемого периода, например за год. Во-вторых, нужно учесть издержки, возникающие при всех видах функционирования, т.е. не только при правильных действиях ПА, но и при неправильных. В-третьих, нужно учесть, что в течение этого периода изменяется состояние энергосистемы и, следовательно, изменяются UB .

Очевидно, что если не прибегать к имитационному моделированию случайных процессов, то такое суммирование издержек требует знания или хотя бы оценки трех видов данных:

- число требований функционирования ТФ рассчитывается по средним данным о повреждаемости того оборудования энергосистемы, отключение которого может потребовать вмешательства ПА;
- соотношение между отдельными видами функционирования ПА, правильными и неправильными, определяется или путем анализа системы ПА, уже действующей или проектируемой, или с использованием ориентировочных данных из предыдущей главы;
- изменчивость условий работы энергосистемы – наиболее сложная проблема; наиболее простой (и в то же время грубый) подход к ее практическому решению [1.8] путем усреднения издержек дан ниже.

При разработке ПА нужно ориентироваться прежде всего на прогнозируемую передачу мощности по связям ЭЭС и на некоторую область ее параметров, которыми она должна обладать во время реализации такой передачи. Это именно область параметров, а не однозначно заданные их значения. Реальные значения должны оказаться внутри рассмотренной области. Пока приемлем подход, при котором для большинства параметров принимаются наименее благоприятные для аварийных процессов значения из того набора значений, который практически возможен.

Например, планируемый поток мощности в сечении ЭЭС от ее части А к части В может быть осуществлен за счет собственной мощности части А или частично за счет мощности, поступающей от части С. Если варьирование этих двух мощностей, как это обычно бывает, оказывает влияние на исход AB , то приходится или рассматривать возможные их сочетания, или, что менее желательно, принимать в расчет наименее благоприятный вариант.

К сожалению, прогноз передаваемой мощности обычно слишком неточен, чтобы можно было утверждать, что планируемая мощность является максимально возможной. Мало того, что передаваемая мощность

может существенно отклоняться от среднего значения (ведь связи между частями ЭЭС служат и для взаимопомощи), но плюс к этому реальные условия работы энергосистемы часто сильно расходятся с планируемыми, особенно при существовании рынка электроэнергии. Это расхождение можно оценить и с его учетом ввести в рассмотрение максимальные передаваемые мощности, которые больше планируемых.

В дальнейшем, для передаваемой мощности при необходимости используются названия: *планируемая мощность* (прогнозируемая мощность) и *максимальная мощность*, которая больше планируемой.

Чем слабее связь, тем сильнее влияют на ее нагрузку возможные отклонения от прогнозируемого баланса мощности в связываемых энергосистемах и тем больше может сказаться разница между мощностью планируемой и максимальной. Часто для слабых связей под максимальной передаваемой мощностью целесообразно понимать мощность, предельную по ее пропускной способности.

Прогнозируемое значение мощности обычно является наиболее вероятным значением. Соответственно, передача максимальной мощности менее вероятна, чем планируемой. При выборе пропускной способности связи обычно ориентируются почти исключительно на прогнозируемое значение, справедливо полагая, что затраты на дальнейшее увеличение пропускной способности вряд ли могут окупиться снижением аварийных издержек, так как это снижение возникает за счет повреждений только в сравнительно редких внеплановых режимах.

Но применение ПА связано с меньшими затратами, потребными для получения такого же эффекта. Поэтому естественна мысль использовать ее и при максимальной мощности.

Для учета фактора изменчивости условий для каждого из рассматриваемых АВ определяются максимальные издержки $Y_{\max}$, возможные при самых неблагоприятных для этого АВ условиях. Они умножаются на коэффициент усреднения k_m , который показывает, какую часть от максимальных издержек составляют средние издержки, средние в области условий, в которых при возникновении этого АВ требуется вмешательство ПА:

$$Y_m = Y_{\max} k_m. \quad (3.8)$$

Этот коэффициент может быть вычислен для каждого из типичных АВ данной энергосистемы и применен к другим АВ того же типа. Для примера можно привести результаты таких расчетов из [1.8]:

- для АВ в виде ослабления связи между частями ЭЭС он сравнительно стабилен и составляет $0,3 \div 0,6$;
- для АВ в виде аварийного дефицита активной мощности в энергосистеме без базового транспорта электроэнергии он составляет $0,2 \div 0,4$;
- для АВ в энергосистеме с транспортом электроэнергии он составляет $0,8 \div 1,0$.

3.3. Задачи минимизации ущерба при дефиците активной мощности

3.3.1. Рассматриваемые ситуации

Вермя от времени в большой ЭЭС наблюдается ситуация, при которой в том или ином узле возникает и имеется некоторое время дефицит генерируемой мощности, но нет возможности покрыть его за счет передачи из других узлов. В этой ситуации единственная возможность — в дефицитном узле снизить нагрузку потребителей. Для этого служат три направления воздействий. Первое — отключение части потребителей в данном узле. Второе — снижение напряжения переменного тока в данном узле, чтобы снизить мощность, потребляемую его нагрузкой. Третье воздействие требуется, если ЭЭС не располагает преобразователем частоты, — это снижение генерирующей мощности в других узлах с целью снижения частоты переменного тока в данном узле и вместе с тем, следовательно, во всех узлах, связанных с ним сетью переменного тока. Если ЭЭС располагает преобразователем частоты (раздел 3.5), то третьего воздействия не требуется, так как можно осуществить понижение частоты только в том узле, где имеется дефицит мощности.

Указанные воздействия выполняются диспетчерским и оперативным персоналом, автоматикой нормального режима или противоаварийной автоматикой — в зависимости от темпа развития дефицита.

Первое из упомянутых воздействий наиболее ясно и по техническому эффекту, и по ущербу.

Второе воздействие неприменимо в узлах со столь низким уровнем напряжения, что его ввод может привести к недопустимому понижению напряжения и тем более к опрокидыванию нагрузки или неустойчивости генераторов. Из-за указанной опасности это воздействие, насколько известно, применяется редко.

Третье воздействие ограничено глубиной возможного снижения частоты на уровне приблизительно 2% (по условиям технологии производства и потребления электроэнергии). Главный недостаток использования понижения частоты — невозможность его локализации в ЭЭС без управляемого сечения.

Далее представлены некоторые оптимизационные задачи из рассмотренной области. Сначала рассматривается случай, когда нет ограничений пропускной способности связей и сечений (ЭЭС является концентрированной), затем случай с ограниченной пропускной способностью.

3.3.2. Концентрированная ЭЭС

В концентрированной системе возникает аварийный дефицит мощности, компенсируемый в установившемся послеаварийном состоянии увеличением генерируемой мощности в пределах всего имеющегося ее резерва и снижением нагрузки потребителей P_n^I на величину P . Нагрузка снижается на величину P_f — за счет регулирующего эффекта нагрузки, проявляющегося из-за снижения частоты, и на величину P_a — за счет аварийного отключения части потребителей.

Задача 1. Требуется найти оптимальное соотношение между мощностью отключаемой нагрузки P_a и мощностью P_f , на которую из-за снижения частоты уменьшится нагрузка, оставшаяся включенной. В решении учитывается только ущерб для потребителей.

Баланс мощности выражается формулами, в которые введены относительные величины ε снижения нагрузки, снабженные соответствующими индексами:

$$P = P_a + P_f, \quad (3.9a)$$

$$P = \varepsilon_a P_n^I + \varepsilon(P_n^I - P_a)$$

$$\varepsilon = \varepsilon_a + \varepsilon_f(1 - \varepsilon_a), \quad (3.9b)$$

где

$$\varepsilon = P / P_n^I. \quad (3.9c)$$

Ущерб, подлежащий минимизации, тоже есть сумма двух составляющих:

$$Y = Y_a + Y_f$$

$$Y = K_{\text{och}}(b_1 + b_2 \varepsilon_a) P_a t_a + b \varepsilon_f P_f t_f, \quad (3.10a)$$

если принять, что время, на которое снижается мощность нагрузки, не зависит от способа снижения ($t_a = t_f = t$), то

$$Y = [K_{\text{och}}(b_1 + b_2 \varepsilon_a) \varepsilon_a + b \varepsilon_f(1 - \varepsilon_a)] P_n^I t. \quad (3.10b)$$

Подстановка сюда ε_f из (3.9b) дает

$$Y = [K_{\text{och}}(b_1 + b_2 \varepsilon_a) \varepsilon_a + b(\varepsilon - \varepsilon_a)^2 / (1 - \varepsilon_a)] P_n^I t. \quad (3.10c)$$

При произвольном значении требуемого снижения нагрузки $\varepsilon = \text{const}$ находим производную от этого ущерба по ε_a , затем эту производную приравняем нулю и таким образом приходим к уравнению зависимости оптимального значения ε_a от требуемого значения ε . Из этого уравнения исключаем ε с помощью подстановки по (3.9b) и получаем уравнение, которое содержит оптимальную взаимозависимость двух дополняющих друг друга компонентов — мощности отключаемых потребителей ε_a и значения разгрузки оставшихся включенными потребителей по частоте ε_f :

$$b \varepsilon_f^2 - 2b \varepsilon_f + K_{\text{och}}(b_1 + b_2 \varepsilon_a) = 0. \quad (3.11a)$$

Это уравнение действительно при любом значении требуемого снижения нагрузки и легко разрешимо относительно обоих компонентов. В частности:

$$\varepsilon_a = [-K_{\text{оч}} b_1 + b \varepsilon_f (2 - \varepsilon_f)] / 2 K_{\text{оч}} b_2. \quad (3.11b)$$

Если в этом уравнении положить $\varepsilon_a = 0$, то оно даст то оптимальное значение ε_f , которое соответствует границе понижения частоты без применения отключения потребителей:

$$E = 1 \pm \sqrt{1 - \frac{K_{\text{оч}} b_1}{b}}. \quad (3.11c)$$

При $K_{\text{оч}} = 1,4$ получаем $E = 0,012$. Соответственно, при коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки k_n , равном $1,0 \div 2,0$, отключение потребителей целесообразно начать с понижения частоты на

$$\Delta f / f_n = -E / k_n = -(0,006 \div 0,012).$$

При номинальной частоте 50 Гц это составляет $-(0,3 \div 0,6)$ Гц.

Таким образом, оптимальное управление заключается в том, что при $\varepsilon < E$ выполняется только снижение частоты, а при $\varepsilon > E$ — отключение потребителей и дальнейшее снижение частоты в соотношении согласно формуле (3.11b). Соответствующие зависимости показаны на рис. 3.2. Там, кстати, заметно, что общая разгрузка ε меньше суммы двух составляющих; это объясняется отсутствием регулирующего эффекта отключенной нагрузки и соответствует (3.9b).

Указанный порядок похож на то, как действует та защитная часть подсистемы АОСЧ, которая своими быстрыми каналами борется с глубоким понижением частоты (часть автоматической частотной разгрузки, называемая АЧР1), поэтому стоит напомнить, что в данной задаче имеются в виду только послеаварийные условия, в которых действуют медленные каналы АЧРП. В них применяется, насколько известно, не этот оптимальный порядок, а иной, рассматриваемый в следующей задаче.

Задача 2. В условиях задачи 1 применяются медленные каналы АОСЧ, которые приходят в действие при понижении частоты, соответствующем значению $\varepsilon_f = E$, и отключают потребителей, чтобы не допустить дальнейшего ее понижения. Применительно к одному значению дефицита $\varepsilon = 0,2$ требуется оптимизировать значение E , на котором таким образом устанавливается частота.

Ущерб от понижения частоты рассчитывается отдельно на двух интервалах:

$$0 < \varepsilon < E \text{ и } E < \varepsilon < \psi.$$

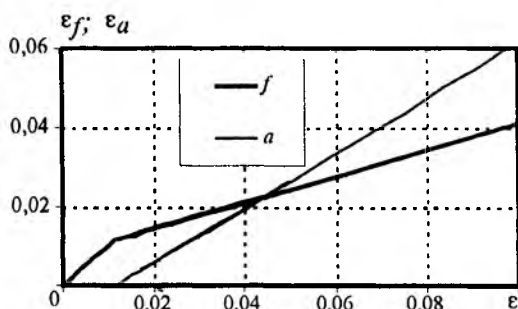


Рис. 3.2. Оптимальные зависимости составляющих относительного снижения нагрузки от требуемого общего снижения ε : f — путем снижения частоты; a — путем аварийного отключения потребителей ($K_{\text{оч}} = 1,4$)

На первом из них понижение частоты является единственным средством, компенсирующим дефицит, и поэтому $\varepsilon_f = \varepsilon$. На этом интервале оно проявляется на всей доаварийной нагрузке. Этот ущерб

$$Y_{f1} = b\varepsilon^2 P_n^I t. \quad (3.12)$$

На втором интервале понижение частоты сопровождается отключением части нагрузки, поддерживающим частоту на неизменном уровне, и проявляется только на оставшейся нагрузке:

$$\varepsilon_f = E, \quad P_f = P - P_a = (\varepsilon - \varepsilon_a) P_n^I,$$

где согласно (3.9b)

$$\varepsilon_a = \frac{\varepsilon - E}{1 - E}. \quad (3.13a)$$

Следовательно,

$$P_f = E \frac{1 - \varepsilon}{1 - E} P_n^I, \quad (3.13b)$$

и на втором интервале ущерб от понижения частоты

$$Y_{f2} = bE^2 \frac{1 - \varepsilon}{1 - E} P_n^I t. \quad (3.14)$$

На этом же втором интервале ущерб от отключения нагрузки

$$Y_a = K_{\text{оч}} \left[b_1 + b_2 \left(\frac{\varepsilon - E}{1 - E} \right) \right] \left(\frac{\varepsilon - E}{1 - E} \right) P_n^I t. \quad (3.15)$$

Общий ущерб на первом интервале

$$Y = Y_{f1}, \quad (3.16a)$$

и на втором интервале

$$Y = Y_{f2} + Y_a. \quad (3.16b)$$

На рис. 3.3 и 3.4 показаны относительные составляющие разгрузки и ущербов в зависимости от требуемой разгрузки. Здесь под относительными ущербами понимаются ущербы, рассчитанные согласно формулам (3.12), (3.14) и (3.15) и отнесенные к $P_n^I t$. Расчеты выполнены применительно к $\varepsilon = \varepsilon_f = E = 0,05$, что при коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки k_n , равном $1,0 \div 2,0$, и при номинальной частоте 50 Гц соответствует понижению частоты на $1,25 \div 2,5$ Гц. На этих рисунках сплошными линиями показан вариант расчета, учитывающий, что регулирующий эффект проявляется только на нагрузке, оставшейся включенной, а штриховыми — не учитывающий этого.

На рис. 3.5 показана зависимость относительного ущерба от величины E , т.е. практически от поддерживаемого уровня понижения частоты. Этот расчет выполнен для одного значения дефицита мощности ε , равного 0,2. Хорошо видно, что с увеличением E ущерб от понижения час-

тоты все круче возрастает, а ущерб от отключения потребителей плавно снижается (вплоть до нуля при $E = 0,2$). Сумма этих ущербов имеет минимум при $E = 0,75$.

Кривая суммарного ущерба довольно плоская, и поэтому если допустить превышение минимума ущерба на 5%, то можно выбрать значение E приблизительно от 0,05 до 0,1. Это дает понижение частоты на 1,2÷2,5 и 2,5÷5,0 Гц, соответственно. В принятых условиях (среди прочего $\varepsilon = 0,2$!) было бы естественным начать отключение потребителей с понижения частоты на 2,5 Гц.

Однако указанное значение E , оптимальное для одного значения дефицита мощности, не исчерпывает проблему, так как при других дефицитах оно окажется иным, а значение дефицита известно только вероятностно.

Задача 3. В условиях предыдущей задачи принимается, что дефицит мощности ε может принимать любые значения от 0 до ψ , и с увеличением дефицита вероятность его возникновения резко снижается, что выражается экспоненциальным распределением вероятности.

Согласно экспоненциальному закону распределения, плотность вероятности при $\varepsilon < 0$ и $\varepsilon > \psi$ составляет $p(\varepsilon) = 0$, а при $0 \leq \varepsilon \leq \psi$:

$$p(\varepsilon) = \frac{\mu}{\tau} e^{-\varepsilon/\tau}, \quad (3.17a)$$

где τ — коэффициент, задающий скорость изменения вероятности; μ — коэффициент нормирования плотности вероятности по условию, что вероят-

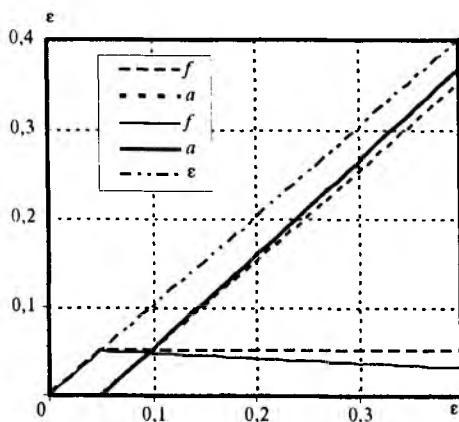


Рис. 3.3. Зависимости составляющих снижения нагрузки от требуемого общего ее снижения ε : f — путем снижения частоты до $\varepsilon = E = 0,05$; a — затем путем аварийного отключения потребителей

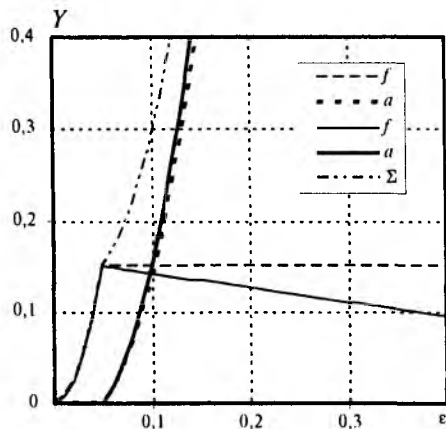


Рис. 3.4. Зависимости составляющих относительного ущерба от требуемого общего снижения нагрузки ε : f — путем снижения частоты до $\varepsilon = E = 0,05$; a — затем путем аварийного отключения потребителей ($K_{\text{оч}} = 1,4$); Σ — общий ущерб

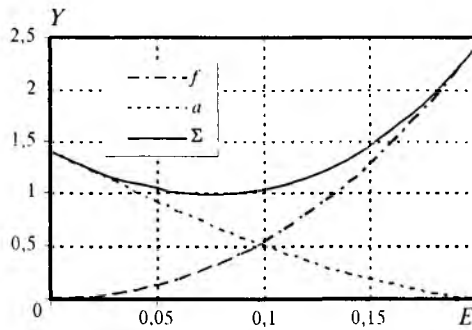


Рис. 3.5. Зависимости составляющих относительного ущерба от уровня E поддержания частоты в послеаварийных условиях при требуемом общем снижении нагрузки $\varepsilon=0,2$:
 f — путем снижения частоты до $\varepsilon=E$;
 a — затем путем аварийного отключения потребителей ($K_{\text{оч}}=1,4$); Σ — общий ущерб

ность попадания величины ε в интервале $0 \leq \varepsilon \leq \psi$ должна быть равна единице:

$$\int_0^{\psi} \frac{\mu}{\tau} e^{-\varepsilon/\tau} d\varepsilon = \mu(1 - e^{-\psi/\tau}) = 1, \quad \mu = 1 / (1 - e^{-\psi/\tau}). \quad (3.17b)$$

На рис. 3.6 показаны кривые плотности распределения $p(\varepsilon)$ и функции распределения $F(\varepsilon)$, чьей производной является $p(\varepsilon)$. Эти величины показаны пунктирными линиями на неограниченной оси ε ($\psi \rightarrow \infty$) и сплошными — с учетом ограничения $\varepsilon \leq \psi$. Поскольку согласно (3.17b) $\mu > 1$, линии для ограниченной ε идут выше, чем для неограниченной.

Функция распределения $F(\varepsilon)$ показывает вероятность того, что случайная величина примет значение, меньшее значения ε . При $\varepsilon = \psi$ эта функция показывает, что появление любого значения $\varepsilon \leq \psi$ имеет вероятность, равную единице. Вероятность появления ε в диапазоне $\varepsilon_1 \leq \varepsilon \leq \varepsilon_2$ равна $F(\varepsilon_2) - F(\varepsilon_1)$.

Требуемое оптимальное статистическое решение находится путем минимизации математического ожидания общего ущерба при заданном управлении.

С использованием (3.13) составляются выражения для расчета математического ожидания ущерба. Для ущерба от понижения частоты используются полученные для предыдущей задачи формулы (3.12) и (3.14):

$$\bar{Y}_f = P_n^I \int_0^E b \varepsilon^2 \frac{\mu}{\tau} e^{-\varepsilon/\tau} d\varepsilon + \int_E^{\psi} b E^2 \frac{1-\varepsilon}{1-E} \frac{\mu}{\tau} e^{-\varepsilon/\tau} d\varepsilon. \quad (3.18a)$$

Для ущерба от отключения потребителей используется (3.15):

$$\bar{Y}_a = P_n^I \int_E^{\psi} K_{\text{оч}} \left[b_1 + b_2 \left(\frac{\varepsilon - E}{1 - E} \right) \right] \left(\frac{\varepsilon - E}{1 - E} \right) \frac{\mu}{\tau} e^{-\varepsilon/\tau} d\varepsilon. \quad (3.18b)$$

Интегрирование дает математические ожидания составляющих ущерба:

$$\bar{Y}_f = b\mu P_n^I \left[2\tau^2 - \tau \left(2E + 2\tau + \frac{E^2}{1-E} \right) e^{-E/\tau} - (1-\tau-\psi) \frac{E^2}{1-E} e^{-\psi/\tau} \right], \quad (3.19a)$$

$$\begin{aligned} \bar{Y}_a = K_{och} \mu P_n^I \left[\frac{\tau}{1-E} \left(b_1 + b_2 \frac{2\tau}{1-E} \right) e^{-E/\tau} + \right. \\ \left. + \left(b_1 \frac{E-\tau-\psi}{1-E} + b_2 \frac{2E(\tau+\psi) - (\tau+\psi)^2 - E^2 - \tau^2}{(1-E)^2} \right) e^{-\psi/\tau} \right]. \end{aligned} \quad (3.19b)$$

Общий ущерб

$$\bar{Y} = \bar{Y}_f + \bar{Y}_a. \quad (3.19c)$$

На рис. 3.7 представлены зависимости составляющих ущерба и их суммы по (3.19) от поддерживаемого уровня понижения частоты — значения E . Эти составляющие даны только при одном значении коэффициента очередности $K_{och} = 1,4$ и при одном распределении вероятности появления значения ϵ , имеющего параметры $\tau=0,2$ и $\psi=0,2$. Значения ущерба на этом рисунке значительно меньше, чем на рис. 3.5, и это не удивительно, так как то значение дефицита мощности $\epsilon=0,2$, которое там являлось единственным, здесь является наибольшим, равным $\epsilon=\psi=0,2$. Остальные же значения, образующие математическое ожидание в соответствии с распределением вероятности, значительно меньше и гораздо более вероятны.

На рис. 3.8 повторена кривая общего ущерба с рис. 3.7 и вместе с ней

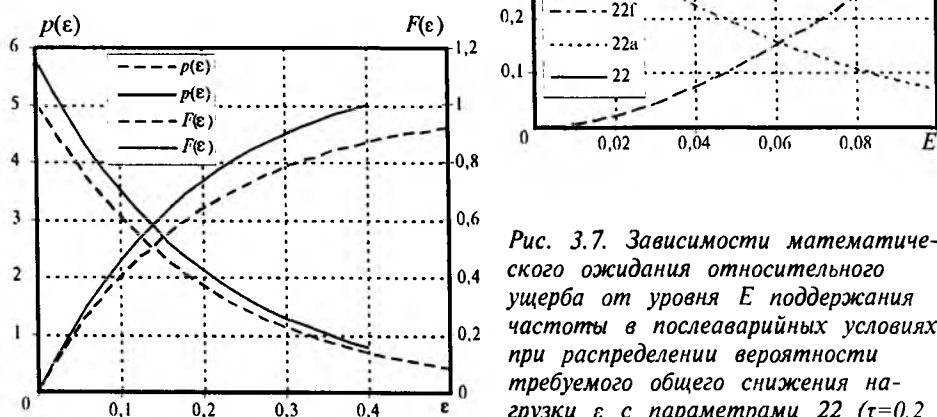


Рис. 3.6. Функция распределения $F(\epsilon)$ и плотность вероятности $p(\epsilon)$ экспоненциального распределения требуемого снижения нагрузки ϵ

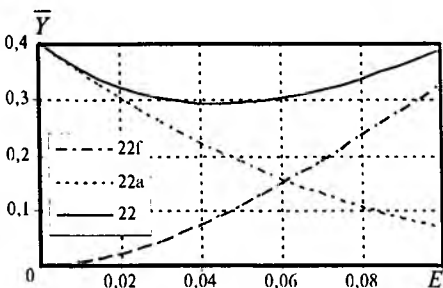


Рис. 3.7. Зависимости математического ожидания относительного ущерба от уровня E поддержания частоты в послеаварийных условиях при распределении вероятности требуемого общего снижения нагрузки ϵ с параметрами 22 ($\tau=0,2$ и $\psi=0,2$): 22f — путем снижения частоты до $\epsilon=E$; 22a — затем путем аварийного отключения потребителей ($K_{och}=1,4$); 22 — общий ущерб

даны четыре кривые для других сочетаний параметров распределения (как и на рис 3.7, $K_{och} = 1,4$). Кривые на этом рисунке обозначены номерами в соответствии с табл. 3.1.

Таблица 3.1

Параметры распределения и номера кривых на рис. 3.8

τ	ψ		
	0,1	0,2	0,3
0,1	—	12	—
0,2	21	22	23
0,3	—	32	—

На рис. 3.8 видно, что по мере роста любого из двух параметров распределения ψ и τ увеличивается как оптимальный уровень понижения частоты, так и минимальное значение ущерба, причем изменение ψ влияет сильнее, чем изменение τ . И это понятно: рост ψ и τ означает возможность появления больших значений дефицита или большую вероятность появления больших значений. Во взятых пределах изменения параметров распределения оптимальное значение E находится в пределах от 0,03 до 0,06, что соответствует понижению частоты $\Delta f / f_n$ в пределах от $-(0,015 \div 0,03)$ до $-(0,03 \div 0,06)$. Размытость этих границ вызвана зависимостью от значения регулирующего эффекта нагрузки, коэффициент которого взят равным 2,0 и 1,0, соответственно.

При номинальной частоте 50 Гц это составляет $-(0,75 \div 3,0)$ Гц. Поскольку, как известно, уставка устройств АЧРП на практике принимается на уровне $-(1,0 \div 2,0)$ Гц, можно констатировать, что теоретическая оптимизация и практические решения подкрепляют друг друга, и это говорит в пользу того, что изложенный здесь подход к формализации издержек не противоречит здравому смыслу.

Более общие и точные оптимальные значения E получаются путем дифференцирования (3.19а) и (3.19б) по E и приравнивания суммы получаемых таким образом производных нулю:

$$\bar{Y}'_f = b \left[1 + \frac{1}{1-E} \left(1 - \frac{2\tau}{1-E} \right) \right] e^{-E/\tau} - bE \frac{1-\tau-\psi}{1-E} \left(2 + \frac{E}{1-E} \right) e^{-\psi/\tau}, \quad (3.20a)$$

$$\begin{aligned} \bar{Y}'_a = & \frac{K_{och}}{1-E} \left[b_1 \left(\frac{\tau}{1-E} - 1 \right) + \frac{2b_2\tau}{1-E} \left(\frac{2\tau}{1-E} - 1 \right) \right] e^{-E/\tau} + \\ & + \frac{K_{och}}{1-E} \left[b_1 \left(1 - \frac{\tau+\psi-E}{1-E} \right) + \frac{2b_2}{1-E} \left(\tau+\psi-E - \frac{\tau^2 + (\tau+\psi-E)^2}{1-E} \right) \right] e^{-\psi/\tau}, \quad (3.20b) \end{aligned}$$

$$\bar{Y}' = \bar{Y}_f' + \bar{Y}_a' = 0. \quad (3.20c)$$

На рис. 3.9 по (3.17) построено семейство зависимостей E от параметров распределения. Для сравнения дана нижняя линия, построенная исходя из идеальной очередности отключения потребителей: $K_{och} = 1,0$.

3.3.3. Две части ЭЭС связаны на переменном токе

Рассматриваются две концентрированные части системы, соединенные связью переменного тока, которая полностью нагружена мощностью, передаваемой из части 1 системы в часть 2. В нормальном режиме в приемной части ожидается дефицит мощности P , который должен быть скомпенсирован отключением нагрузки с предупреждением мощностью P_{pr} и снижением частоты, дающим снижение мощности нагрузки, оставшейся включенной, на величину P_f . Требуется найти оптимальное значение P , начиная с которого целесообразно понижение частоты сопровождать отключением потребителей.

Данная задача похожа на задачу 1 из пункта 3.3.2, но проще тем, что удельный ущерб от отключения потребителей с предупреждением не за-

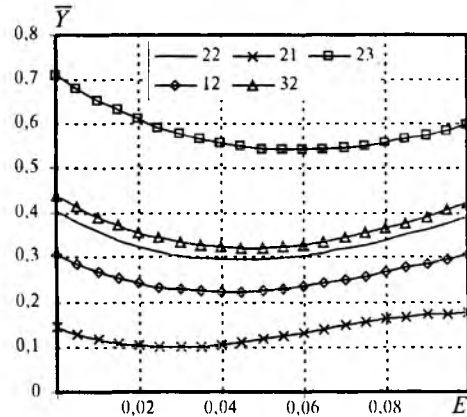


Рис. 3.8. Зависимости математического ожидания относительного ущерба от уровня E поддержания частоты в послеаварийных условиях при различных распределениях вероятности требуемого общего снижения нагрузки ε

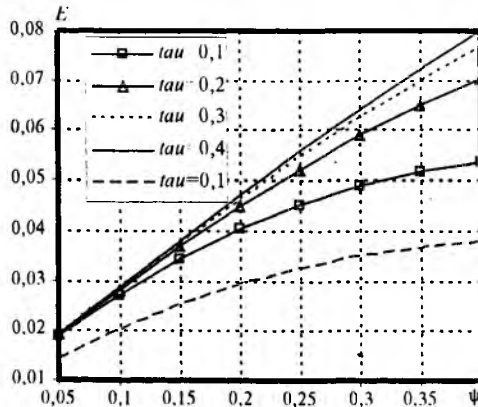


Рис. 3.9. Зависимости уровня E поддержания частоты в послеаварийных условиях при различных распределениях вероятности требуемого общего снижения нагрузки ε : нижняя штриховая линия — при $K_{och}=1,0$; четыре верхних линии — при $K_{och}=1,0$.

висит от объема отключения, и осложнена тем, что понижение частоты в приемной части невозможно без того же и в отправной. В данном случае функция ущерба, подлежащая минимизации, имеет вид:

$$Y = [\varepsilon_{pr} P_{n2}^I + b \Delta f_E^2 (k_{n1} P_{n1}^I + k_{n2} P_{n2}^I - k_{n2} P_{pr})] t,$$

где Δf_E — понижение частоты, с которого начинается отключение потребителей, а индексы n_1 и n_2 обозначают, что коэффициент регулирующего эффекта нагрузки и мощность относятся к нагрузке отправной и приемной частей. Отсюда

$$Y = [\varepsilon_{pr} + b E^2 (1 - \varepsilon_{pr} + M)] P_{n2}^I t, \quad (3.21a)$$

где

$$E = \frac{\varepsilon - \varepsilon_{pr}}{1 - \varepsilon_{pr}}, \quad (3.21b)$$

$$M = \frac{k_{n1} P_{n1}^I}{k_{n2} P_{n2}^I}. \quad (3.21c)$$

Дифференцирование (3.21a) по ε_{pr} , затем с помощью (3.21b) исключение ε и приравнивание результата нулю приводит к уравнению, связывающему ε_{pr} с E :

$$(1 - 2bE + bE^2)(1 - \varepsilon_{pr}) - 2bE(1 - E)M = 0. \quad (3.22a)$$

На границе применения отключения потребителей, где $\varepsilon_{pr} = 0$, это уравнение превращается в уравнение для E :

$$b(1 + 2M)E^2 - 2b(1 + M)E + 1 = 0. \quad (3.22b)$$

Его решение зависит от соотношения M :

$$E = \frac{1 + M}{1 + 2M} - \sqrt{\left(\frac{1 + M}{1 + 2M}\right)^2 - \frac{1}{b(1 + 2M)}}. \quad (3.23a)$$

Понижение частоты в приемной части сопровождается таким же понижением в отправной части, бесполезным для приемной. Если имеет место изолированная работа части 2, то $M = 0$ и

$$E = 1 - \sqrt{1 - \frac{1}{b}}. \quad (3.23b)$$

Значение E , вычисленное по (3.23b), гораздо больше, чем по (3.23a): оно равно 0,0084, в то время как, например, при $M = 2$ отключение потребителей целесообразно начать уже с дефицита $E = 0,0028$. В предельном случае, когда отправная часть бесконечно велика по сравнению с приемной, т.е. $M \rightarrow \infty$, выражение (3.23a) дает $E = 0$, т.е. понижение час-

тоты вообще нецелесообразно. Отсюда ясно, что в условиях дефицита мощности, превышающего значение E по (3.23а), изолированная работа части 2 создает меньший ущерб, чем ее параллельная работа с частью 1.

3.3.4. Две части ЭЭС связаны преобразователем частоты

Задача 1. Условия те же, что и в предыдущей задаче, но связь выполнена с помощью какого-либо преобразователя частоты: линии электропередачи постоянного тока, выпрямительно-инверторной вставки или электромашинного преобразователя, что позволяет двум частям ЭЭС работать на различающихся частотах. Характеризуется способ использования полностью нагруженного преобразователя.

Поскольку преобразователь полностью нагружен мощностью, передаваемой из части 1 в часть 2, понижать частоту и затем отключать нагрузку целесообразно только в части 2, оставляя в части 1 нормальную частоту. Этот вариант дает меньший ущерб, чем параллельная работа, и такой же, как изолированная работа части 2.

В рассматриваемых условиях очевидно, что установка преобразователя частоты предпочтительна на той связи, которая характеризуется наибольшим значением M .

Задача 2. Система имеет две концентрированные части 1 и 2, и они связаны преобразователем частоты. Он имеет пропускную способность, не ограничивающую обмен мощностью, и в нем отсутствуют потери мощности.

Требуется определить оптимальное соотношение между понижениями частот Δf_1 и Δf_2 в этих системах при возникновении в них дефицита мощности P в нормальных условиях работы и потери, возможные из-за неоптимального управления.

Условие баланса мощности в системе при отсутствии отключения потребителей:

$$P = \varepsilon P_n^I = \varepsilon_{f1} P_{n1}^I + \varepsilon_{f2} P_{n2}^I. \quad (3.24)$$

Суммарный ущерб в двух частях системы

$$Y = b(\varepsilon_{f1}^2 P_{n1}^I + \varepsilon_{f2}^2 P_{n2}^I)t. \quad (3.25)$$

Из этой функции ущерба с помощью (3.24) исключается ε_{f2} , затем выполняется ее дифференцирование по ε_{f1} , результат приравнивается нулю, и получается условие оптимальности:

$$\varepsilon = \varepsilon_{f1} = \varepsilon_{f2}. \quad (3.26a)$$

С учетом того, что $\Delta f / f_n = -E / k_n$, это условие дает оптимальное соотношение частот в двух частях системы:

$$\frac{\Delta f_1}{\Delta f_2} = \frac{k_{n2}}{k_{n1}}, \quad (3.26b)$$

т.е. при дефиците мощности в нормальных условиях работы целесообразно осуществлять взаимопомощь между системами так, чтобы понижения частот в них были обратно пропорциональны коэффициентам регулирующего эффекта их нагрузки.

Если же частоты поддерживаются не оптимально, то это создает дополнительные потери, равные разности между ущербом по (3.25), где опять подставлено ε_{f2} по (3.24), и минимальным ущербом $b\varepsilon^2 P_N t$:

$$L = (\varepsilon_{f1} - \varepsilon)^2 \frac{P_{n1}^I}{P_{n2}^I} P_n^I t. \quad (3.27a)$$

В частности, одинаковое снижение частот в двух частях системы, что эквивалентно связи этих систем на переменном токе, означает разные относительные снижения нагрузки в них

$$\frac{\varepsilon_{f1}}{\varepsilon_{f2}} = \frac{k_{n1}}{k_{n2}}$$

и дает дополнительные потери

$$L = b\varepsilon^2 \left(\frac{1 - \frac{k_{n2}}{k_{n1}}}{\frac{P_{n1}^I}{P_{n2}^I} + \frac{k_{n2}}{k_{n1}}} \right)^2 \frac{P_{n1}^I}{P_{n2}^I} P_n^I t. \quad (3.27b)$$

Пример. Пусть общий дефицит составляет 5% от общей нагрузки системы, нагрузка первой части вдвое больше, чем второй, и ее регулирующийся эффект тоже вдвое больше:

$$\varepsilon = 0,05, \quad P_{n1} = 2P_{n2}, \quad k_{n1} = 2k_{n2}$$

Тогда поддержание одинаковой частоты согласно (3.27b) повышает ущерб на $0,012 P_n^I t$ по сравнению с минимально возможным ущербом, равным $0,15 P_n^I t$, т.е. на 8%.

Таким образом, различие коэффициентов регулирующего эффекта нагрузки делает в рассматриваемом отношении предпочтительней связь между частями системы в виде преобразователя частоты — вне зависимости от того, имеет ли связь свободную пропускную способность или полностью нагружена.

3.4. Нелинейный учет аварийных издержек и «полезность»

3.4.1. Простое суммирование издержек не отражает действительной опасности

Калькуляция затрат, связанных с противоаварийной автоматикой, заключается в том, что выражение для стоимости (3.1) можно представить в виде суммы:

$$Z = E_n K + I + Y_{ПФ} n_{ПФ} + Y_{НФ} n_{НФ}, \quad (3.28)$$

в которой имеются сильно неоднородные члены:

$$Y_{ПФ} \ll Y_{НФ}, \quad n_{ПФ} \gg n_{НФ}.$$

Тогда из-за малости $n_{НФ}$ может оказаться, что последнее слагаемое практически не играет роли в Z , хотя значение $Y_{НФ}$ весьма велико.

Например, ННД при КЗ на шинах некоторой важной подстанции, которое сопровождается отказом релейной защиты шин, может привести к существенным издержкам

$$Y_{НФ} = 10 \times 10^6 \text{ долл.}$$

Но такой случай происходит очень редко: можно представить себе, что КЗ на шинах возникает раз в 20 лет и отказ защиты бывает 1 раз на 100 случаев ТС, итого это бывает 1 раз в 2000 лет, $n_{НФ} = 0,5 \times 10^{-3}$. Тогда

$$Y_{НФ} n_{НФ} = 10 \times 10^6 \times 0,5 \times 10^{-3} = 50 \times 10^3 \text{ долл.}$$

Получилась сумма, которая не может окупить создание серьезной системы ПА.

В сущности этот пример сводится к следующей дилемме. На какие значения капитальных вложений K и приведенных затрат $(E_n K + I)$ энергосистема пойдет, чтобы избавиться от такой перспективы: 1999 лет она не будет иметь такого рода аварийных издержек, но в течение какого-то одного года они будут в размере $Y_{НФ} = 10 \times 10^6$ долл., причем в какой именно год — не известно.

В (3.28) рассматривается сумма, во-первых, вполне определенных отчислений от капитальных вложений, во-вторых, эксплуатационных издержек, которые можно рассчитать тоже с большой уверенностью, и, в-третьих, издержек, связанных с аварийными событиями, которые известны только статистически. Что же касается аварийных слагаемых, то они содержат произведения издержек от среднего единичного события и среднего числа таких событий за год.

Такой расчет не вызывает сомнений только в том случае, если состав указанных произведений однороден, т.е. имеются издержки одного порядка и числа их появления — тоже одного порядка. В противном же

случае, такое формирование этих произведений приводит к тому, что если событие происходит редко, то, как бы ни было оно опасно, его вклад в затраты может оказаться очень невелик.

Такой пример виден в следующей главе (пункт 4.2.2): вклады ПС и НН в суммарный годовой ущерб от отключения линии, вызывающего ТФ, оказались почти одинаковыми, в то время как единичный случай НН создает гораздо больший ущерб, из-за которого, собственно, речь и идет о создании ПА. Более широкая практика расчетов издержек показала то же самое: наиболее опасные развития аварии при таком расчете не оказывают влияния на результат сопоставлений рассматриваемых вариантов.

Очевидно, что исключать из рассмотрения самые крупные составляющие затрат, которые внушают наибольшие опасения, было бы неразумно. Регулярного метода борьбы с этим искажением действительно, насколько известно, в области ПА не выработано.

3.4.2. Полезность

Чтобы наметить выход из очерченного выше противоречия, представляется нелишним обратиться к соображениям о так называемой полезности, которые можно почерпнуть из общенаучной литературы [1.5].

В самом простом представлении *полезность* есть стоимостная оценка выигрыша (прибыль) или проигрыша (убыток), известного только статистически. Поясним это на наглядном примере простейшей ситуации.

Представим себе, что игроку предлагается выбрать одну из двух игр, в которых он в любом случае ничего не теряет. Первая: он просто получает сумму денег, равную K_0 . Вторая игра: он должен угадать результат подбрасывания монеты; если он не угадает, то получит сумму K_1 , а если угадает, то получит K_2 , причем, конечно, $K_1 < K_2$. Повторением этой дилеммы узнают, начиная с какого значения K_0 он предпочтет первую игру второй.

Взяв частный случай: $K_1 = 0$, K_2 варьируется от нуля до 1000 долл.

Если рассматриваемые суммы для него представляют интерес и он довольно осторожен, то его ответы обрисуют кривую вроде показанной на рис. 3.10 в первом квадранте и обозначенной *carefully*. Если он склонен к риску, то, вероятно, его кривая — она обозначена *risky* — сначала идет ниже, поскольку малый выигрыш его мало интересует, а потом выше. В то время как для игрока, имеющего большие ресурсы (вроде страхового общества), полезность определяется математическим ожиданием выигрыша (прямая, обозначенная *math exp*), для этих игроков полезность иная. Заметим, что при реальном эксперименте обе эти кривые не столь гладки, как показано на рисунке.

Эти игры содержали выигрыши. Теперь этому же игроку предлагают менее приятные игры с проигрышами: все то же самое, но значение K_2 отрицательно, оно варьируется от нуля до -1000 долл. Возможные результаты показаны в третьем квадранте того же рисунка. Они симмет-

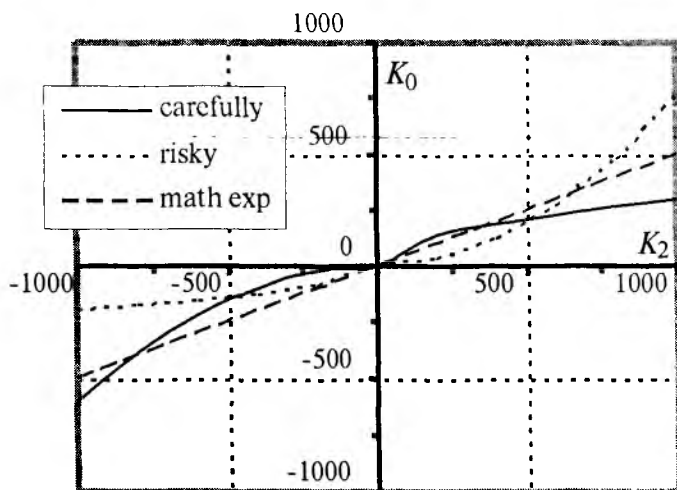


Рис. 3.10. Зависимости полезности K_0 от значения границы K_2 диапазона выбора

ричны прежним, но теперь значения $|K_0|$ несколько меньше, и осторожный выбирает большие платежи $|K_0|$, чем любитель риска.

Еще один пример — телевизионная игра «Как стать миллионером?» Каждая следующая ступень игры дороже предыдущей приблизительно вдвое и на каждой ступени игрок выбирает поведение с разным риском.

3.4.3. Полезность и ПА

Изложенное позволяет вернуться к примеру с КЗ на шинах подстанции и с отказом релейной защиты шин. Теперь кажется возможным предположить, что полезность (или, напротив, вредность) сформулированной дилеммы можно оценить значением, раз в 10 превышающим вычисленную сумму $Y_{НФ}^{\text{ПНФ}} = 50 \times 10^3$ долл.

На сумму же 500×10^3 долл. в области ПА можно создать многое. Дополнительно можно заметить, что обычно энергосистема имеет не одну важную подстанцию, а стоимость ПА растет медленнее увеличения количества управляемых объектов.

К сожалению, авторам не известно, чтобы при рассмотрении противоаварийного управления полезность учитывалась осознанно. Хочется надеяться, что методы учета полезности будут развиваться и это будет способствовать совершенствованию оптимизации противоаварийных мероприятий.

Глава 4.

Требования к ПА

4.1. Опасность неустойчивости энергосистемы

4.1.1. Устойчивость в малом и в большом, статическая и динамическая

Устойчивость рассматривается и обеспечивается (в частности, средствами ПА) как в малом, так и в большом. Применительно к устойчивости параллельной работы энергосистем давно принято, что устойчивость в малом называется статической устойчивостью, а устойчивость в большом — динамической устойчивостью.

Не вдаваясь в философскую и строгую математическую формулировки этого различия, можно согласиться на следующем.

Под устойчивостью в малом понимается устойчивость системы в стационарных условиях работы, доаварийных или послеаварийных. В эти периоды работы система постоянно подвергается малым возмущениям. Она признается устойчивой к этим возмущениям, если после малого отклонения от исходного состояния она возвращается в это состояние. Устойчивость в малом обеспечивается как естественным саморегулированием, свойственным электромеханической системе данного вида, так и ее регуляторами: первичными (регуляторами скорости вращения турбин и регуляторами возбуждения генераторов) и вторичными (регуляторами частоты и передаваемой мощности и регуляторами напряжения). *Задача ПА по отношению к статической устойчивости — обеспечить своими необходимыми и достаточными УВ такие послеаварийные условия, в которых соответствующие системы, призванные регулировать частоту и напряжение, могут выполнить их задачи.*

Под устойчивостью в большом понимается устойчивость системы к большому возмущению, в нашем случае — к аварийному возмущению. После него динамически устойчивая система переходит к новому установившемуся, послеаварийному состоянию, которое должно быть устойчивым в малом, без выхода любой ограничиваемой величины (относительного угла, напряжения, частоты и т.п.) за ее критическое значение. Таким значением является то, после перехода через которое система не может вернуться в устойчивое состояние или ее возврат (например, ресинхронизация) длителен или проблематичен. Устойчивость в большом, как и устойчивость в малом, обеспечивается, прежде всего, естественными свойствами системы, но, кроме того, и ее регуляторами, прежде всего — регуляторами возбуждения и в особенности форсировкой возбуждения. *По отношению к динамической устойчивости задачу ПА можно в общем виде сформулировать так: совместно с регуляторами возбуждения обеспечить своими необходимыми и достаточными УВ такой переходной*

процесс, в ходе которого важнейшие электрические величины не выйдут за свои критические значения.

Введенная выше оговорка относительно того, что послеаварийное состояние, к которому ведет переходный процесс, должно быть устойчивым в малом, вызвана тем, что вовсе не исключены устойчивый переходный процесс и последующее неустойчивое послеаварийное состояние. Это вопрос дополнительно пояснен ниже.

В итоге изложенного различаются две задачи ПА.

Первая задача – выполнить главное условие устойчивости в малом: она должна обеспечить соответствие предаваемых мощностей, частоты и напряжения тем пределам, которые допустимы для них в послеаварийных условиях. Имеются в виду те пределы, в рамках которых эти величины могут быть отрегулированы другими соответствующими устройствами.

Относительно устойчивости в большом второй задачей ПА является, действуя параллельно с регулирующими устройствами, в процессе перехода от исходного состояния к послеаварийному избежать даже кратковременного выхода за некоторые критические значения. Последнее можно пояснить на примере задачи сохранения динамической устойчивости в двухузловой схеме. В ней угол между векторами ЭДС двух генераторов не должен превысить критическое значение.

4.1.2. Подходы к проверке устойчивости расчетом

Для проверки устойчивости системы с помощью расчетов используются два разных подхода.

Традиционный подход заключается в раздельной проверке устойчивости переходного процесса и устойчивости послеаварийного состояния. Методами последовательных интервалов (пошаговое интегрирование) рассчитывается начальная стадия переходного процесса, в которой роторы электрических машин двигаются наиболее интенсивно. Расчет ведется, чтобы выявить, что ограничиваемые величины или остаются в допустимых пределах, или необратимо выходят за эти пределы. Однако первый исход не является гарантией того, что удовлетворительно и послеаварийное состояние.

Во-первых, во время переходного процесса используются некоторые благоприятные возможности системы, которые существуют только кратковременно, но не длительно. Поэтому не исключено, что переходный процесс может вести к состоянию, устойчивому лишь временно, после же исчерпания тех воздействий от регуляторов и от ПА, которые недопустимы длительно, устойчивость в малом может нарушиться. Обычный пример – большой ток возбуждения генератора, использованный в начале процесса, должен быть ограничен через время порядка 10 с значением, термически допустимым для обмотки ротора. Примером может служить и увеличение мощности турбины, не соответствующее возможностям котла.

Во-вторых, существуют такие средства ПА, которые включаются только во время переходного процесса и отключаются задолго до наступления послеаварийного состояния (например, электрическое торможение и т.п.).

В-третьих, в рамках данного подхода приемлемым обычно признается только то послеаварийное состояние, которое имеет несколько процентов запаса по отношению к предельному по устойчивости состоянию. Для проверки наличия запаса приходится рассчитывать и послеаварийную загрузку сети, и предельную загрузку.

Поскольку устойчивый процесс может вести к неприемлемому послеаварийному состоянию, устойчивость этого состояния проверяется особо и выполняется путем расчета системы в этом состоянии. Иногда в качестве критерия устойчивости применяется строгий математический критерий, значительно чаще об устойчивости судят по тому, успешно или неуспешно прошел расчет послеаварийного состояния. Если расчет прошел неуспешно, т.е., как говорят, расчет не сходится (система уравнений, описывающая сеть, не имеет решения), то считается, что такое состояние системы существовать не может, система вышла за *область существования режима*.

Другой подход заключается в расчете длительного переходного процесса вплоть до достижения установившегося послеаварийного состояния. Поскольку изменение частоты и напряжения вовлекает в процесс изменение нагрузки тепловых котлов и коэффициентов трансформации трансформаторов, вообще говоря, этот процесс может растянуться на минуты.

Расчет длительного переходного процесса является в той или иной мере аналогом натурального эксперимента. На физической модели или на компьютере (последнее — с помощью методов последовательных интервалов) моделируется практически весь процесс: от начала возмущения до нарушения устойчивости, на какой бы стадии процесса оно не произошло, или до наступления установившегося послеаварийного состояния системы.

На пути расчета длительного процесса возникают две трудности. Первая — требуется более подробное, чем при первом подходе, моделирование динамических характеристик элементов системы, например турбин, тепловых котлов и нагрузки разнообразных потребителей с их многочисленными регуляторами, настройка которых далеко не всегда известна. Вторая трудность — математическая, она заключается в принципе математического моделирования: в процессе пошагового интегрирования накапливается ошибка, которая может сильно исказить результат многошагового расчета. Разработчики таких программ постепенно их совершенствуют, во-первых, чисто математическими методами и, во-вторых, принципиальными изменениями. Например, по мере перехода процесса от одной стадии к другой заменяется модель энергосистемы на более подходящую на этой стадии и, вместе с тем, более лаконичную. Однако ясно, что применяемая для такого расчета вычислительная система должна быть более мощной, чем при первом подходе, и снабжена обширной и сложной программой. Сегодня этот подход применим скорее для расчетов off-line, чем on-line.

Поскольку ПА действует именно on-line, методы ПА, излагаемые в данной монографии, базируются, в основном, на первом подходе. Он детализируется во второй части монографии.

Последнее время ограничения, накладываемые техническими средствами на создание сложного программного обеспечения, становятся все более мягкими; даже у настольных компьютеров объем памяти и скорость выполнения операций растут стремительно. Это способствует созданию все более объемных и сложных вычислительных и затем управляющих программ, но эта деятельность уже давно наталкивается на серьезное препятствие. Мало того, что для создания такой программы требуются большие ресурсы, профессиональные, финансовые и временные, но плюс к этому для доводки такой программы до промышленного уровня (работа программы на разных технических средствах, с разными каналами связи, взаимодействие с различными другими программами и пр.) требуется еще больше ресурсов. И наконец, особенно трудно и дорого исключить сбои сложной программы при огромном числе возможных сочетаний внешних данных и обстоятельств, а ведь для автоматически действующей управляющей программы сбои неприемлемы. Вызывают восхищение успешные примеры преодоления этих препятствий, особенно если принять во внимание, какие ресурсы потребовались для этого.

4.1.3. Сечения неуправляемое, частично управляемое и управляемое

Передаваемая по связи переменного тока активная мощность, как известно, зависит от уровня напряжений по концам связи и от угла δ между фазами этих напряжений, т.е. от электрических величин, которые не могут быть отрегулированы прямо, вне зависимости от целого ряда других величин. Поэтому в этом смысле такая связь — неуправляемая.

Не нужно думать, что неуправляемая связь вообще лишена каких-либо средств регулирования передаваемой мощности и пропускной способности. На этих связях в той или иной степени традиционно используется регулирование напряжения с помощью оперативного и автоматического изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов, а также применяются устройства продольной и поперечной компенсации. К традиционным устройствам поперечной компенсации в первую очередь относятся устройства регулирования напряжения: синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы и статические тиристорные компенсаторы. С современной точки зрения эти способы и устройства не дают желательного эффекта: слишком малы возможности управления потоками мощности и повышения пропускной способности линий электропередачи, нет возможности быстрого изменения мощности в линиях в аварийных условиях, перераспределение мощности по шунтирующим друг друга линиям электропередачи возможно только в стационарных условиях и в слишком ограниченных пределах.

В противоположность этому, связь, содержащая те или иные средства принудительной передачи активной мощности — *частично управляемая*, а связь, вся передаваемая мощность которой устанавливается принудительно, вне зависимости от упомянутого угла δ , — *управляемая*. Для исключения зависимости от этого угла служат фазоповоротные устройства. Если применяется преобразователь частоты, то достигается независимость и от частот переменного тока в соединяемых узлах.

Аналогично можно классифицировать и сечения.

Разного рода связи и сечения показаны на рис. 4.1. Там видны связи: *неуправляемые* 1-2, 4-5 и 5-6, *частично управляемая* 1-3, *управляемые* 2-4, 3-4 и 5-6. Аналогично – сечения: *неуправляемое* Е, *частично управляемые* А, В, С, F и G, *управляемое* D. Частично управляемая связь создается для улучшения распределения мощности между образующими ее линиями. Частично управляемое сечение создается с аналогичной целью: улучшить распределение мощности в кольцевой сети – управляемая связь 5-6 входит в частично управляемые сечения F и G, чем достигается нужное распределение мощности по связям треугольника 4-5-6. Управляемое сечение образуется одной или несколькими управляемыми связями – сечение D.

Подробнее об управляемом сечении — в разделе 4.5.

В принципиальном плане управляемые, гибкие линии электропередачи (FACTS) преобразуют функцию электрической сети из существующей «пассивной» в «активную». Они образуются применением разнообразных высоковольтных аппаратов, управляемых соответствующими автоматическими системами, в том числе и противоаварийной автоматикой.

Для управления потоками электромагнитной энергии и для преобразования одного вида тока в другой принципиально необходимо применение нелинейных элементов. Такими нелинейными элементами являются полностью управляемые вентили, сопротивление которых меняется по задаваемому закону в зависимости от направления тока. Существует большое число различных схем для преобразования трехфазного переменного тока в постоянный и обратно, которые различаются соединением вентилей, выполнением обмоток трансформатора и т.п., но все они служат единой цели управления потоками электромагнитной энергии, включая процессы ее ввода, накопления и вывода.

Среди сравнительно новых устройств особенно интересны по крайней мере три: сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИН), в котором она накапливается в магнитном поле сверхпроводниковой катушки, статический конденсаторный накопитель энергии, в котором она накапливается в электрическом поле конденсаторов, и вставка постоянного тока.

Оценивая имеющуюся и грядущую область применения СПИН, важно иметь в виду их энергетические возможности. Накопители с энергоемкостью в диапазоне от 103 до 109 Дж относят к малым и средним на-

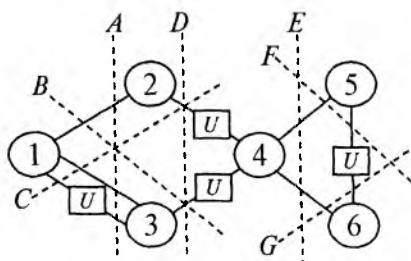


Рис. 4.1. ЭЭС с разнородными связями и сечениями:
 U – управляемый элемент

копителям, а накопитель с энергоемкостью до 10^{11} Дж считается большим. Если представить себе, что накопитель средней мощности может поглощать или выдавать мощность прямоугольным импульсом и амплитуда импульса конструктивно не ограничена, то применительно к отрезкам времени, которые интересны для противоаварийных задач, приведенные данные означают, что такой накопитель может создать импульс мощности того или иного знака, имеющий амплитуду: при длительности 1с — до 1000 МВт и при длительности 10 с до 100 МВт. Несмотря на очевидную преувеличенность столь упрощенной оценки, вряд ли может возникнуть сомнение в том, что при подходящей стоимости применение СПИН может играть очень серьезную роль в противоаварийном управлении.

Применение накопителя энергии позволяет решить много задач помимо прямого назначения. Например, существенно усовершенствуется статический компенсатор: он может как потреблять, так и генерировать реактивную мощность, в то время как мощность его реакторов составляет только 15–20%, а мощность конденсаторов только 10–12% от полной мощности устройства; его реакция на команды управления много больше, чем у СТК.

Подробнее о применении накопителя энергии для ввода воздействия от ПА — в части III монографии.

4.2. Аварийные издержки при сопоставлении мероприятий в ЭЭС

4.2.1. Пример применения ПА

Кратчайшим путем к ясности в вопросе об эффективности ПА является рассмотрение простого примера, взятого из жизни.

Некоторый район Сибири имеет нагрузку приблизительно 2000 МВт и получает до 500 МВт мощности по двум линиям 220 кВ из отправной части энергосистемы, имеющей несоизмеримо большую мощность. Опыт показал, что после отключения одной из этих линий мощность $P_{др}^{II}$, которую допустимо передавать по второй, составляет от 255 до 375 МВт. Поэтому при отсутствии автоматики, предназначенной для сохранения параллельной работы (подсистема АПНУ), передаваемую по двум линиям мощность P^I приходится ограничивать значением, меньшим указанных значений $P_{др}^{II}$.

Подсистема АПНУ выполнена в данном случае так, что отключение линии при передаче мощности $P^I > \kappa_s P_{др}^{II}$, где $\kappa_s < 1$ — коэффициент чувствительности, вызывает немедленное централизованное отключение части нагрузки в указанном районе. Отключаемая нагрузка имеет мощность $P^{ON} < 155$ МВт. Поскольку приемная часть ЭЭС сравнительно с отправной мала, снижение нагрузки в приемной части дает максимально возможный эффект: передаваемая мощность снижается почти настолько же, насколько снижена нагрузка:

$$P^{II} = P^I - P^{ON}, \quad (4.1)$$

где P^{II} — мощность, передаваемая после отключения линии и части нагрузки. Цель отключения нагрузки — выполнить в послеаварийном состоянии условие

$$P^{II} \leq k_r P_{dp}^{II}, \quad (4.2)$$

где $k_r < 1$ — коэффициент надежности выполнения разгрузки линии.

Невыполнение последнего неравенства приводит к нарушению параллельной работы приемной части системы с отправной частью — частоты перестают быть равными, скорость вращения роторов генераторов и, следовательно, частота переменного тока в приемной части понижаются, а в отправной эти величины повышаются, но в силу ее большой мощности — едва заметно. Этот режим, опасный как для оборудования энергосистемы, так и для потребителей, прекращается действием других устройств ПА — устройств АЛАР — на отделение приемной части путем отключения оставшейся в работе линии.

Из-за недостаточного отключения нагрузки возникает следующая ситуация. Приемная часть потеряла мощность $P^I - P^{ON}$, превышающую резерв высокоомобильной мощности турбин, которым располагает приемная часть. Чтобы прекратить продолжающееся из-за этого понижение частоты, которое грозит перерасти в «лаvinу частоты» и привести к остановке всех электростанций, вступает в действие следующий эшелон ПА — имеющаяся в приемной части система устройств АОСЧ. Они децентрализованно отключают потребителей электроэнергии, пока понижение частоты не прекратится и она не поднимется до приемлемого в послеаварийном режиме уровня. Обозначим мощность нагрузки, отключаемой с целью поддержания частоты, P_d .

Показательно сопоставление двух реальных случаев отключения линии и работы ПА. В первом случае система ПА, чтобы сохранить параллельную работу, отключила слишком мало нагрузки (78 МВт, имело место частичное срабатывание — ЧС), и аварийный процесс был остановлен системами АЛАР и АОСЧ (282 МВт). Во втором случае та же система достигла цели, отключив нагрузку мощностью 121 МВт.

Восстановление питания отключенных потребителей происходило в первом случае довольно медленно (из-за потери времени на синхронизацию приемной части с отправной), а именно 0,8 часа, а во втором — приблизительно 0,5 часа.

4.2.2. Количественное сопоставление

Интересно ориентировочно сопоставить ущерб, понесенный потребителями в указанных случаях. Для простоты изложения не учитываются ущерб от понижения частоты и неуправляемое отключение части потребителей во время асинхронного режима. Эти упрощения создают некоторую недооценку ущерба в случае, когда устойчивость не сохранилась, и, следовательно, страхуют от переоценки эффективности АПНУ.

Первый случай имеет ту особенность, что нагрузка отключается в два этапа: первое отключение централизованное (78 МВт), второе — децент-

рализованное (282 МВт). Очевидно, что если бы первое отключение не состоялось, то второе было бы выполнено в увеличенном объеме: $78+282 = 360$ МВт. Следовательно, суммарный ущерб от двухэтапного отключения равен ущербу от децентрализованного отключения нагрузки мощностью 360 МВт, а ущерб от второго отключения рассчитывается как разность этого суммарного ущерба и ущерба от первого отключения.

Промежуточные и окончательные результаты расчета сведены в табл. 4.1. В ней принято следующее:

Таблица 4.1

Расчет ущерба в двух случаях отключения линии
и действия ПА

Параметр	Неуспешное действие АПНУ в 1-м случае			Успешное действие АПНУ во 2-м случае		
	идеальное ПС	реальное ЧС	отказ (НН)	идеальное ПС	реальное ПС	отказ (НН)
Передаваемая мощность перед аварией P^I , МВт	500	500	500	492	492	492
Нагрузка, отключенная централизованно для сохранения параллельной работы P^{ON} , МВт	125	78	0	117	121	0
Доля нагрузки, отключенной централизованно ϵ_{ON}	0,0625	0,039	0	0,0585	0,0605	0
Удельный ущерб y^{ON}	2,25	1,78	—	2,17	2,21	—
Время t , час	0,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,8
Условный ущерб Y^{ON} , МВтчас	141	111	0	127	134	0
Нагрузка, отключенная децентрализованно для поддержания частоты P_a , МВт	0	282	360	0	0	352
Доля нагрузки, отключенной децентрализованно ϵ_a	0	0,141	0,18	0	0	0,176
Удельный ущерб y_a	—	—	4,6	—	—	4,52
Условный ущерб Y_a , МВтчас	0	1214	1325	0	0	1273
Суммарный ущерб $Y = Y^{ON} + Y_a$, МВтчас	141	1325	1325	127	134	1273

— во всех случаях после отключения линии допустима передача мощности $P_{dp}^{II} = 375$ МВт;

— под идеальным действием системы АПНУ понимается такое предположительное действие, при котором отключается ровно столько нагрузки, сколько нужно, чтобы выполнить условие (4.2);

— отказ действия системы АПНУ дает тот же результат, что и отсутствие этой системы;

— оценка последствий отказа АПНУ во втором случае предположительна и основана на том, что в приемной части быстро реализуется резерв генерируемой мощности в таком же объеме, как это имело место в первом случае.

В сущности, в рассматриваемом районе были возможны следующие подходы к передаче мощности:

1. Ограничить передаваемую мощность ниже уровня P_{dp}^{II} и из-за этого терпеть убытки, связанные с использованием неэкономичных источников энергии или, более того, с длительным ограничением потребителей в приемной части. Если ограничение на уровне $\Delta P = 500 - 0,9 \times 355 = 180$ МВт имеет максимальное число часов использования, равное, например, 500 час, то условный ущерб составил бы

$$У = 180 \times 500 = 90000 \text{ МВт-час/год.}$$

2. Построить третью линию 220 кВ, чтобы довести P_{dp}^{II} до значения, превышающего 500 МВт. В условиях рассматриваемого района для этого потребовалось бы затратить приблизительно 10 миллионов долларов.

3. Передавать мощность до 500 МВт и рисковать нарушением устойчивости. При каждом отключении линии в режиме, когда $P^I > P_{dp}^{II}$, получалась бы авария с ущербом до 1325 МВт-час.

4. Создать простую систему автоматики, отключающую в приемной части нагрузку P^{ON} , и пойти на передачу мощности, равную сумме мощности, допустимой в послеаварийных условиях, и мощности отключаемой нагрузки. При каждом действии этой автоматики образуется ущерб до 141 МВт-час и при ее отказе до 1325 МВт-час, как в пункте 3. Число отказов можно ожидать на уровне $\alpha = 0,095$ от числа требований срабатывания (табл. 2.3 в главе 2). Иначе говоря, получается, что приблизительно в 9 случаях условный ущерб приблизительно в 10 раз меньше, чем в десятом случае. Если линия отключается в среднем один раз в год, то среднегодовой суммарный ущерб от ПС и НН составит

$$141(1 - 0,095) + 0,095 \times 1325 = 128 + 126 = 254 \text{ МВт-час/год.}$$

Очевидно, существует вполне реальная область условий, при которых четвертый подход предпочтительней первых трех. Если принять второй подход, то временно, пока не окажется возможным ввод в работу третьей линии, полезно реализовать опять-таки четвертый. Так и поступили, но, видимо, недооценили погрешности управления, что и сказалось в первом случае.

4.2.3. Качественное сопоставление

Пусть имеется ЭЭС, включающая связь между двумя ее частями. В ней может возникнуть ряд возмущений, каждое из которых ведет к нарушению устойчивости параллельной работы в определенной области

условий работы ЭЭС. Возможно совпадение во времени факта возникновения возмущения с фактом работы в условиях, для которых опасно это возмущение. Каждый из таких случаев ведет к некоторому среднему ущербу. Сумму всех таких ущербов за год обозначим Y_0 .

Попытаемся качественно проанализировать следующие три варианта уменьшения ежегодных затрат за счет уменьшения ущерба.

Первый вариант заключается в повышении пропускной способности связи или, наоборот, в снижении ее нагрузки. Второй состоит в применении устройств АПНУ, третий — комбинированный. Он состоит в одновременном использовании первых двух. По отношению к третьему варианту первые два являются частными случаями. Реально нужно анализировать третий вариант. Он связан с годовыми затратами

$$Z = E_n \Delta K + \Delta I + Y_{ННД1} + Y_{ННД2} + Y_{ННФН} + Y_{ПС} + Y_{НС}, \quad (4.3)$$

где ΔK — дополнительные капитальные затраты; E_n — коэффициент окупаемости; ΔI — дополнительные эксплуатационные издержки; $Y_{ННД1}$ — издержки от нарушений параллельной работы, которые принципиально не устраняются рассматриваемым путем (случаи неправильного несрабатывания, допущенные — ННД); они — часть Y_0 (необходимость учета составляющей $Y_{ННД1}$ указана Э.П. Смирновым); $Y_{ННД2}$ — издержки от нарушений параллельной работы, которые возникают из-за повреждения дополнительно устанавливаемого оборудования и принципиально не устраняются рассматриваемым путем; $Y_{ННФН}$ — издержки от нарушений параллельной работы, которые возникают из-за отказов в срабатывании или недостаточного действия устройств (случаи неправильного несрабатывания НН) по функциональным причинам или из-за ненадежности; $Y_{ПС}$ — издержки от нарушений параллельной работы, которые возникают при необходимом и успешном действии устройств АПНУ, когда нарушение устойчивости не возникает, но УВ могут вызвать понижение частоты, поломку оборудования и т.д.; $Y_{НС}$ — издержки, возникающие при нетребуемом действии устройств.

Использовать данные мероприятия допустимо, если $Z < Y_0$, т.е. если значение Z столь уменьшилось по сравнению с Y_0 , что компенсировало возникновение шести других членов правой части:

$$E_n \Delta K + \Delta I + Y_{ННД2} + Y_{ННФН} + Y_{ПС} + Y_{НС} < Y_0 - Y_{ННД1}. \quad (4.4)$$

Оптимальный вариант должен обеспечивать не только выполнение условия $Z < Y_0$, но и минимальное значение Z .

Обычно реализация первого варианта возможна разными способами. Часть из них может не удовлетворять условию (4.4).

Далее рассматривается несколько вариантов применения разных УВ в отдельности (отключение генераторов или нагрузки, деление системы, электрическое торможение и т.п.) или в различных сочетаниях.

В числе комбинированных можно рассматривать не все сочетания первого и второго вариантов. Вместе с тем некоторые способы первого варианта расширяют возможности второго. Так, например, сооружение емкостной продольной компенсации может создать новое $УВ$ в виде ФК.

Эффективный инженерный метод решения такой задачи не известен. Поэтому изложенный подход призван лишь пояснить те обстоятельства, которые должны приниматься во внимание при хотя бы грубых прикидочных расчетах и даже при интуитивном принятии решения. Отсутствие же анализа, пусть ориентировочного, приводит к неоправданно грубым просчетам.

Вместе с тем важно отметить, что сопоставление издержек и затрат само по себе не может однозначно определить решение. Причина этого — невозможность учесть количественно все факторы, влияющие на результат сопоставления. В частности, издержки от любой аварийной ситуации содержат составляющие внеэкономического характера, зависящие, например, от моральных факторов. Поэтому, даже имея возможность количественного сопоставления вариантов, для принятия решения необходимо опираться также на опыт и интуицию. Количественное исследование рассматривается как основание для решения, но не единственное и часто не главное. Здесь рассматриваются только основные обстоятельства, влияющие на выбор области применения устройств АПНУ.

Общее условие (4.4) столь важно, что применительно к ПА стоит охарактеризовать его отдельные составляющие.

Первым условием целесообразности применения ПА является малое значение издержек от случаев, при которых устройства не предотвращают нарушения по принципу действия, — уменьшение членов $У_{ННД1}$ и $У_{ННД2}$. Если их значение велико и в пределе близко к $У_0$, то применение такой ПА нецелесообразно. Такое положение возникает, например, когда делается попытка применить отключение генераторов крупной отправной части системы для сохранения ее устойчивости со сравнительно малой приемной частью. При таком соотношении мощностей удастся добиться успеха только при небольшой загрузке связи и слабых возмущениях. Целесообразно или совсем отказаться от применения такой автоматики, или пойти на дополнительные капитальные затраты ΔK и издержки ΔI , связанные с применением, например, деления отправной части или отключения нагрузки в приемной части и направленные на резкое снижение этих слагаемых.

Второе условие — возможное снижение издержек при требуемом и успешном действии устройств — уменьшение слагаемого $У_{ПС}$. Например, в условиях, когда отправная часть больше приемной, отключение нагрузки в приемной части может дать меньший ущерб, чем отключение генераторов или разгрузка турбин в отправной части. Другая сторона этой проблемы: чтобы отключение потребителей наносило им меньший ущерб и, следовательно, могло применяться чаще, полезно позаботиться о соблюдении очередности их отключения, возможно более близкой к оптимальной (с формальной точки зрения это способствует уменьшению коэффициента $K_{оч}$).

Возможны такие условия, что для сохранения параллельной работы по слабой связи требуется такая большая мощность UB , что передача мощности в послеаварийном режиме практически прекратится. Тогда, если основная составляющая Y_0 определяется дефицитом мощности в приемной системе, значение $Y_{НС}$ окажется близким к $(Y_0 - Y_{ННД1})$ и условие (4.4) не выполнится. Практический выход из таких ситуаций тот же, что указан при рассмотрении первого условия.

Третье условие — снижение ущерба от излишних срабатываний устройств ПА, т.е. уменьшение слагаемого $Y_{НС}$. Это слагаемое велико, если велико слагаемое $Y_{НС}$, т.е. действие устройств вносит большое неблагоприятное возмущение или опасно для оборудования, и, кроме того, мала надежность несрабатывания устройств.

В настоящее время число излишних действий у устройств ПА согласно статистике не больше, чем у релейной защиты.

Пути уменьшения $Y_{НС}$:

- использование UB , наименее неблагоприятных по последствиям;
- сбор более полной и точной информации, а также более точная ее переработка в устройствах;
- такое выполнение устройств, которое не требует вмешательства оператора в их работу и, следовательно, позволяет устранить ошибки;
- повышение надежности несрабатывания устройств.

Четвертое условие — снижение ущерба от отказов в срабатывании устройств, т.е. уменьшение слагаемого $Y_{ННФН}$. Для его выполнения важно по возможности увеличивать надежность срабатывания при повреждениях, наиболее частых и опасных для ЭЭС.

И наконец, *пятое условие* — снижение затрат ΔK на создание ПА и эксплуатационных издержек ΔI , возникающих при эксплуатации ПА. Выполнение первых четырех условий ограничено этим пятым условием. Создание ПА связано с затратами на исследование энергосистемы, проектирование, приобретение аппаратуры, ее монтаж, наладку и обучение персонала. В условиях сложной энергосистемы эти затраты вполне ощутимы и могут быть соизмеримы с предотвращаемым ущербом. При проектировании необходимо найти правильное соотношение в стремлении снизить ущербы и снизить затраты и издержки. В противном случае имеется угроза создать дешевые устройства, но получить несоизмеримо большие ущербы или, наоборот, свести ущербы к минимуму ценой слишком больших затрат и издержек. Практический выход из этого противоречия в качественном анализе нескольких вариантов построения устройств и выборе наиболее рационального.

4.2.4. О некоторых расчетах для сложных схем

Важным импульсом для численных оценок эффективности ПА и надежности энергосистемы явилось планирование строительства в СССР сверхдлинных линий электропередачи высокого напряжения: постоянного тока (ППТ) напряжением ± 750 кВ и переменного тока напряжением 1150 кВ. Разрабатывалась ППТ пропускной способностью 6000 МВт

от крупных тепловых электростанций в районе Экибастузского угольного бассейна в Северном Казахстане до района Тамбова в Центральной зоне европейской части страны. Разрабатывались и начали строиться линии 1150 кВ между объединением энергосистем Западной Сибири, Северного Казахстана и Урала. Эти дорогие проекты, значительно изменяющие структуру электрической сети страны, вызвали естественные сомнения в том, что существовавшая в то время и даже перспективная система ПА может обеспечить устойчивость получающейся энергосистемы.

С указанной целью исследования проводились применительно к условиям работы сравнительно сложной, многоузловой структуры, упрощенно повторявшей ту, которая планировалась [1.6, 1.7]. Исследовалась эффективность ПА в схеме, подобной показанной на рис. 1.3 и состоящей из 10 концентрированных узлов, связанных между собой сетью переменного тока.

Такого рода исследования выполнялись, насколько известно, только применительно к задаче о сохранении устойчивости параллельной работы и о привлечении для этой цели средств ПА.

Как обычно, были рассмотрены аварийные возмущения в виде ослабления связи и аварийного дефицита мощности. Необходимое и достаточное для устойчивости значение $УВ$ определялось как наибольшее из рассчитанных для трех стадий переходного процесса: простого динамического перехода и послеаварийных режимов, квазиустановившегося и установившегося, наступающего после действия регуляторов скорости. В расчетах приняты допущения об отсутствии потерь активной мощности в связях и о неизменности напряжения на нагрузках в узлах, а также учтено изменение частоты.

Поскольку потери у потребителей не сопоставлялись с затратами на создание и эксплуатацию автоматики, их не требовалось оценивать в стоимостном выражении и достаточно было условного ущерба от управляемого отключения потребителей в рамках определенных ограничений относительно глубины и длительности.

Ущерб, возникающий у потребителей при аварийных возмущениях и бездействии АПНУ, связан с понижением частоты и действием устройств АОСЧ, вызванными как небалансом мощности при первоначальном возмущении, так и разделением энергосистемы на несинхронно работающие части при потере устойчивости по одной или нескольким связям. При наличии АПНУ ущерб определяется примененными $УВ$, а также понижением частоты и действием устройств АОСЧ в результате небаланса мощности, возникшего при возмущении и управлении.

В качестве $УВ$ были применены отключение генераторов (разгрузка турбин) и нагрузки, а также деление энергосистемы — в оптимальном сочетании, определяемом следующим образом:

— определение возможных сочетаний $УВ$ для сохранения устойчивости энергосистемы исходя из предположения, что они вводятся в узлах, ближайших к месту возникновения аварийного возмущения;

- выбор из ряда возможных сочетаний UB только тех, которые не вызывают нарушения устойчивости по отдельным связям;
- выбор из ряда UB , удовлетворяющих предыдущему условию, одного их сочетания, сопровождающегося наименьшим условным ущербом.

Для этой схемы был рассчитан условный ущерб у потребителей от аварийных единичных возмущений. Он представлен на рис. 4.2 [1.6] для трех характерных состояний системы АПНУ:

- при идеальной системе (обозначено – *ideal*);
- при прогнозируемой системе, принимаемой за реальную систему (обозначено – *real*);
- при отсутствии этой системы (обозначено – *on*).

Идеальная ПА отличается от прогнозируемой тем, что она имеет абсолютное техническое совершенство и полную надежность (только правильные срабатывания), и в частности весь возможный арсенал UB . Например, используется аварийное выделение на рассматриваемую связь генерирующей мощности отправной энергосистемы, ближайшей к связи, иногда в сочетании с отключением нагрузки в приемной энергосистеме, если это требуется по условиям оптимизации или в силу ограничений. Деление осуществляется с тем небалансом, который приводит к максимальному использованию пропускной способности связи и не нарушает устойчивости в неповрежденной части разделившейся энергосистемы.

В данном случае в качестве ущерба рассчитан относительный ущерб $\tilde{y}$, который отнесен к энергии, не отпущенной потребителям при потере 20% нагрузки узла схемы, среднего по мощности, на время 1 час.

Результат расчета условного ущерба для каждого из рассмотренных состояний АПНУ вычислен в виде функции распределения ущерба $\tilde{y}$ от одного возмущения.

Для любого значения ущерба $\tilde{y}$ функция распределения показывает вероятность $F(\tilde{y})$ того, что ущерб окажется равен этому значению или меньше его.

На рис. 4.2 видно, что вероятность $F(\tilde{y})$ растет с переходом от отсутствия системы АПНУ к реальной системе и затем к идеальной системе. Например, вероятность того, что $\tilde{y} \leq 0,2$, равна 0,3 при отсутствии системы АПНУ, 0,6 – при реальной системе и 0,9 – при идеальной системе. Тем самым подтверждено предположение о том, что и в сложной схеме возникший у потребителей ущерб существенно снижается при применении системы АПНУ по сравнению с ее отсутствием, и тем более по мере совершенствования этой системы.

Приведенные распределения говорят, кстати, о том, что наличие системы АПНУ уменьшает число случаев с большим значением ущерба, но увеличивает число случаев с малым ущербом (в основном, из-за наличия случаев неправильного срабатывания).

Для той же схемы рассчитаны и средние за год относительные ущербы. Применительно к трем указанным состояниям системы АПНУ они

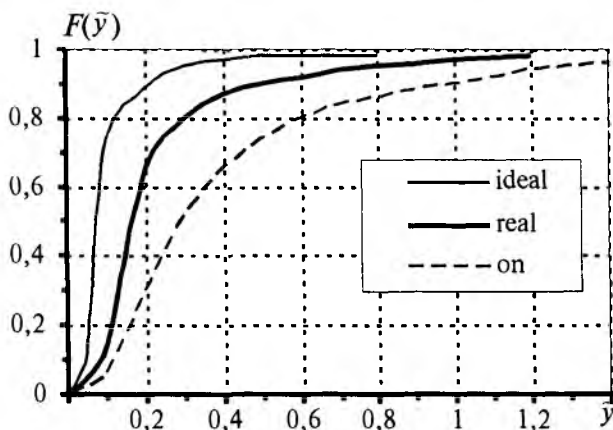


Рис. 4.2. Функции распределения ущерба от одного аварийного возмущения

составили 1,0, 2,1 и 4,5 относительных единиц, в то время как наиболее тяжелое аварийное возмущение при реальной системе АПНУ составляет 12,5 единиц. Это показывает, что в отдельные годы возможно событие, в несколько раз более неприятное, чем средняя сумма таких событий за целый год.

В [1.6] сопоставлены также показатели эффективности системы АПНУ в четырех различных по конфигурации схемах с десятью узлами.

Многие явления, наблюдаемые в многоузловых ЭЭС, в определенной степени характерны для структурно простых ЭЭС, и поэтому оказалось полезным с позиций сведений, полученных при расчетах сравнительно сложных схем, вернуться к более простым — двух- и трехузловым схемам. Это позволило выполнить численный анализ наиболее употребимых *УВ* применительно к широко варьируемым характерным параметрам ЭЭС. Техническая эффективность АПНУ рассмотрена с учетом особенностей ее функционирования в условиях изменяющегося режима ЭЭС. Выполненные сопоставления привели к интересным результатам.

Чтобы избежать многочисленных расчетов с варьированием нагрузки связей, средний ущерб от аварийного возмущения в условиях изменяющейся нагрузки определялся как доля от значения ущерба при наиболее неблагоприятной нагрузке. Удалось экспериментально определить ориентировочные численные значения коэффициента усреднения, зависящие от типа аварийного возмущения и системы управления, от наличия в энергосистеме транспортных потоков мощности. В результате средний годовой ущерб от аварийного возмущения заданного типа определяется по среднему ущербу от одного такого возмущения, среднегодовому числу возмущений, вероятности режима, опасного для устойчивости ЭЭС, и показателям функционирования системы ПА.

Расчет суммы средних годовых ущербов от некоторой практически важной группы аварийных возмущений позволил сравнить эффективность разных способов построения автоматики, оценить опасность ее бездействия.

Оказалось, что в широкой области параметров двухузловой схемы ЭЭС при наиболее распространенных аварийных возмущениях, связанных с ослаблением связи и возникновением аварийного дефицита активной мощности в приемном узле, оптимальными мероприятиями являются:

- деление отправного узла, обеспечивающее передачу по связи мощности, допустимой в послеаварийном состоянии;
- разгрузка турбин с отключением нагрузки, примененная в сочетании, обеспечивающем минимальный ущерб и сопровождающемся понижением частоты.

Эффективность *УВ* в трехузловой цепочечной схеме оказалась гораздо меньше, чем в двухузловой, причем возможно и отсутствие эффективности из-за опасности того, что аварийный небаланс мощности превысит допустимое значение.

Конечно, все это далеко не исчерпывает вопрос об управлении энергосистемами со сложными схемами, и к нему предстоит еще не раз вернуться.

4.3. Меры предупреждения нарушения устойчивости

4.3.1. Общая характеристика проблемы

Ответственные технические решения в области ПА, принятые на основе инженерной интуиции, нередко выглядят затем довольно спорными. Очевидно, что специалист, принимающий решение в области ПА, нуждается в какой-то опоре своей практической деятельности. Такой опорой в СССР и затем в России являются прежде всего такие главные нормативные материалы, как Правила устройства электроустановок и Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также различные руководящие указания и нормативы (по проектированию развития энергосистем, их живучести, проектированию крупных промышленных комплексов), в том числе и непосредственно относящиеся к ПА [1.15, 1.16, 12]. В главных материалах даются общие требования, а в более конкретных — требования и некоторые общие решения для ситуаций, которые авторам материалов представляются наиболее типичными.

Однако встречается немало случаев, которые не могут найти отражения в нормативах. Во-первых, это новые ситуации, во-вторых, финансовые вопросы, в-третьих, многие немаловажные подробности, такие, например, как соотношение между объемом отключения нагрузки и отключения генераторов для сохранения параллельной работы внезапно ослабленного сечения. В этих случаях приходится или положиться на интуицию, а она может подвести, или предпринять численное исследование эффективности противоаварийной автоматики.

Такого рода исследование представляет собой довольно сложную задачу. Прежде всего, техническая и, следовательно, экономическая эффективность противоаварийной автоматики зависит от характеристик

той ЭЭС, в которой эта ПА применяется. Далее, по мере развития ПА стала очевидной взаимозависимость ее функциональных возможностей, надежности, сложности и стоимости, что обусловило потребность в исследовании функций, структур, *УВ* и параметров настройки ПА. В связи с этим были выполнены исследования структурно простых энергетических систем, позволившие уточнить требования к техническим характеристикам различных *УВ*, сопоставить их эффективность и создать алгоритмы оптимизации.

Необходимость оптимизации возникает при решении задач разработки системы ПА и задач автоматического ее функционирования. Задачи функционирования ПА более узки, чем задачи ее разработки, так как до их решения так или иначе фиксированы условия работы энергосистемы, предшествующие аварийному возмущению, а также имеющийся набор функций и управляющих воздействий ПА. Возможность оптимального решения задач функционирования во многом зависит от правильности решения задач создания ПА, которые по объему почти полностью включают в себя задачи функционирования. В результате задачи функционирования решаются легче задач создания ПА.

При разработке оптимальной системы ПА, т.е. при выборе ее наилучшего варианта, требующего минимальных затрат, необходим учет целого ряда параметров объекта и системы управления, получение которых связано в свою очередь с решением ряда сложных проблем.

Данное изложение не претендует на то, чтобы стать очередным руководящим материалом. Во-первых, такого рода руководства должны периодически перерабатываться, чтобы учесть изменения в таких немаловажных областях, как ответственность нагрузки энергосистемы, повреждаемость ее элементов, управляемость ее элементов, объективно достигнутые возможности ПА, возможности ПА, доступные данной энергосистеме, и, наконец, ее финансовые возможности и квалификация персонала. Во-вторых, перечень возможных изменений свидетельствует о том, что мало-мальски подробное руководство вряд ли пригодно одновременно для всех энергосистем и, скорее всего, каждая энергосистема или группа однотипных энергосистем должна вырабатывать свой стандарт, отражающий ее особенности, конечно, не нарушая требований общего для всех стандарта.

Воздерживаясь по указанным причинам от создания всеобъемлющего руководства, авторы предлагают читателю перечень обстоятельств, которые, согласно их опыту, наиболее часто учитываются в процессе определения конкретных требований к ПА.

Автоматика не может быть выполнена одинаково эффективной для всех аварийных ситуаций; какие-то из них, и их много, оказываются не охваченными той или иной системой ПА. С этим можно мириться потому, что разрабатывается не одна эта система, а противоаварийная автоматика как эшелонированная система, состоящая из ряда подсистем, вступающих в действие друг за другом, причем следующая подсистема

сводит к минимуму те неприятности, которые возникают вследствие недостаточной эффективности или даже полного отказа предыдущей подсистемы. Коль скоро сочтено целесообразным ограничить функции предыдущей подсистемы ПА, тем более необходимо позаботиться о качественном выполнении своих функций следующей подсистемой.

Схемы энергосистемы

Поскольку аварийное возмущение накладывается на ту или иную предаварийную схему энергосистемы, на его опасность оказывает большое влияние то, насколько велика пропускная способность этой схемы. Поэтому это обстоятельство учитывается и в процессе разработки ПА, и при ее настройке, и, следовательно, во время ее функционирования. Эта тема уже затронута в главе I, здесь же нужно добавить, что в автоматику вводится способность различать разные схемы. Различаются прежде всего *полная схема*, т.е. схема, в которой находятся в работе все элементы, присутствие или отсутствие которых может оказать существенное влияние на назначение необходимого *УВ*, и *ремонтная схема*, в которой отсутствует какой-то из таких элементов. Понятно, что на протяжении довольно продолжительного времени (квартал, год) полная схема может остаться без изменений, но за то же время может возникнуть множество разнообразных ремонтных схем.

Состав элементов можно обозначить буквами Bez (от приставки «без»); в этом случае полная схема получает обозначение BezPoln, а обозначение ремонтной схемы включает Bez с указанием тех элементов, которые отключены. Например, если отключена линия между шинами с номерами 51 и 57, то эта ремонтная схема получает обозначение BezL(51-57).

Для ПА не важно, каким образом создавалась ремонтная схема: в результате вывода элемента схемы в плановый ремонт или в результате аварийного отключения и вывода элемента в аварийный ремонт. Ремонтное состояние элемента обычно выявляется автоматически по истечении времени, нужного для производства успешного автоматического повторного включения (несколько секунд). Если за это время элемент все еще не включен, он считается в ремонте, и ПА переходит на работу в создавшейся таким образом ремонтной схеме.

Уровень устойчивости энергосистемы в ремонтных схемах меньше, чем в полной. Для ответственных случаев приходится предусматривать сохранение устойчивости с помощью устройств ПА и в ремонтных схемах.

Если схема ЭЭС содержит много значащих элементов (линий, трансформаторов, выключателей и пр.), то она ощутимую часть года работает с неполным составом оборудования, т.е. с ремонтными схемами, и велика вероятность того, что аварийное возмущение придется на какую-либо из этих схем, причем в ней могут оказаться отключенными одновременно несколько важных элементов. Насколько детально должны быть учтены ремонты, сколько одновременных ремонтов должно учитываться, — зависит от множества конкретных обстоятельств. Назовем те, которые влияют наиболее часто. Это — влияние ремонта на кон-

фигурацию схемы (некоторые ремонты могут так изменить конфигурацию, что потребуются качественно иное управление), необходимость и в ремонтной схеме передавать большую мощность и, наконец, степень практической возможности сбора информации о ремонтах и дифференцированной настройки ПА на различные ремонтные схемы.

Например, еще в 1980-х годах в ПА вносилась возможность учета ремонта временно только одного какого-нибудь элемента, а число ремонтных схем не превышало двадцати на район управления.

В ремонтных схемах состояние энергосистемы не только утяжеляется, но и в определенном смысле облегчается. В частности, во время передачи той максимальной мощности, которая свойственна полной схеме, оборудование не выводится в плановый ремонт, а на время аварийного ремонта обычно можно рассчитывать на снижение передаваемой мощности. При назначении управляющих воздействий во многих случаях это удастся учитывать. В силу кратковременности существования ремонтной схемы, к назначению УВ в ней может быть применен несколько упрощенный подход. Требования к ПА заметно облегчаются, если в ремонтной схеме не принимать во внимание повреждения, сопровождающиеся отказом выключателя или даже неуспешным АПВ (в силу малой вероятности их возникновения как раз во время ремонта оборудования), и т.п. Однако решение этих вопросов во многом зависит от количества влияющих элементов, от их повреждаемости и, главное, от того, насколько опасны последствия упрощения.

Отключение элемента энергосистемы и ввод управляющих воздействий переводит ее в *послеаварийное состояние*, а ее схему приводит к послеаварийной схеме. После успокоения электромеханических качаний и установления уровня частоты и напряжения можно считать, что энергосистема перешла в новое установившееся *послеаварийное состояние*, а ее схема стала ремонтной.

Передаваемая мощность

Эффективность ПА в значительной степени определяется вероятностными характеристиками схемы энергосистемы и передаваемых в ней мощностей. Часть необходимых для этого данных хорошо известна, например длительность ремонта оборудования. Определение же статистических характеристик резерва мощности в узлах и мощностей, передаваемых по связям и сечениям энергосистемы, — сложная и малоизученная задача. Для этого до сих пор принимаются ориентировочные данные о типовых функциях распределения загрузки связей, характеризующие вероятность загрузки как одной, так и нескольких связей одновременно из заданного их числа.

За такие данные авторы благодарны В.Д. Шлимовичу, занимавшемуся исследованием развития энергосистем (Энергосетьпроект).

В дальнейшем тексте имеются в виду только планируемая или максимальная мощности, но считается, что в случае необходимости к ним должно быть прибавлено значение нерегулярных колебаний P_k (часть II).

Аварийное возмущение

Эффективность ПА существенно зависит от вида и тяжести аварийного возмущения, а также от ожидаемого числа возмущений за год.

В качестве аварийных возмущений учитываются прежде всего значительное ослабление межсистемной связи (сечения) и возникновение аварийного дефицита или избытка мощности соответственно в приемной или в отправной части. Разрабатывая ПА, предназначенную для выдачи мощности электростанции, нужно, кроме того, учитывать вид КЗ, а также вид и успешность АПВ.

Опыт разработки устройств ПА выявил тенденцию сохранять устойчивость с их помощью не только при наиболее частых повреждениях, но и при довольно редких. Например, руководящие указания разрешают не учитывать отказ в действии основной быстродействующей защиты. Действительно, там, где такой отказ опасен, целесообразно устанавливать вторую быстродействующую защиту, а не использовать какие-либо другие средства обеспечения устойчивости. Но можно ли не считаться в условиях, описанных в пункте 1.1.5, с затяжкой отключения КЗ на шинах из-за отказа защиты шин? В силу опаснейших последствий — утвердительный ответ слишком рискован.

Правда, возникновение особенно редких повреждений обычно учитывается только во время передачи планируемой мощности. Конечно, чем больше передаваемая мощность, тем больше ущерб от каждого нарушения устойчивости. Но если повреждения редки и оценка ущерба производится без учета его вредности (полезности — раздел 3.4), то составляющая годового ущерба Y_0 в формуле (4.4), зависящая от них, становится малой, а применение устройств ПА нерациональным. Крайне важно и другое часто возникающее обстоятельство: при большой нагрузке и особенно тяжелом повреждении применение ПА становится менее успешным. В результате составляющая $Y_{ННД1}$, не устраняемая автоматикой, падает мало, составляющая $Y_{ПС}$ велика и условие (4.4) не выполняется.

В виде примера ниже приведен перечень повреждений, которые обычно охватывают действием ПА, если в энергосистеме нет каких-либо причин уменьшить или расширить этот перечень:

1. двухфазное КЗ на землю нормальной длительности (на элементах напряжением 220 кВ и ниже, вероятно, и рассматривается также трехфазное КЗ), возникшее при максимальной передаваемой мощности и сопровождаемое успешным или неуспешным АПВ (если в данной сети доля неуспешных АПВ невелика, их не учитывают при мощности сверх планируемой);

2. то же повреждение, возникшее при планируемой мощности и сопровождаемое:

— отказом срабатывания одной фазы одного выключателя и отключением смежных элементов действием устройства, резервирующего отказ выключателя, или, если такого устройства нет, действием устройств релейной защиты этих элементов;

— отказом срабатывания основной релейной защиты и отключением данного элемента резервной защитой;

3. одновременное отключение двух или нескольких линий, подвешенных на одну опору или идущих по одной трассе близко друг к другу, произошедшее при планируемой мощности из-за повреждения по пункту 1 (причиной может стать одновременное механическое повреждение или неправильное срабатывание релейной защиты);

4. аварийный дефицит мощности в приемной части системы, вызванный тем, что при максимальной передаваемой мощности на одной из станций или подстанций произошло КЗ по пункту 1. Последствия могут утяжелиться дополнительным отказом в срабатывании и/или ремонтом одного из выключателей;

5. аварийный избыток мощности в отправной части системы, вызванный обычно повреждениями по пунктам 1–3.

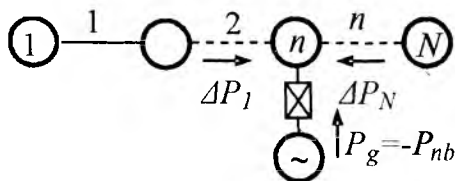
Допустимое значение аварийного небаланса мощности дает, может быть, важнейшую характеристику надежности работы ЭЭС и ее живучести: оно показывает, насколько резерв пропускной способности ее сечений сбалансирован с уровнем аварийных возмущений. Аварийный избыток мощности сравнительно легко компенсируется соответствующим уменьшением генерируемой в ЭЭС мощности. Гораздо большую опасность представляет аварийный дефицит мощности.

Аварийный дефицит мощности P_{nb} наглядно рассматривается [1.10] в простейшей схеме (рис. 4.3), которая представляет собой цепь одинаковых узлов, общее число которых равно N , и одинаковых сечений. Узлы и сечения нумерованы; в сущности, номер n указывает удаленность узла и соответствующего сечения от начала схемы.

В силу известных закономерностей, рассматриваемых в части II, аварийный небаланс равномерно распределяется по одинаковым узлам и, следовательно, неравномерно — по сечениям схемы.

Возникновение аварийного дефицита мощности в любом узле схемы вызывает приращения ΔP активной мощности, передаваемой в примыкающих к этому узлу сечениях. Показатель опасности небаланса для сечения удобно выразить отношением K_{nb} значений приращения ΔP и вызвавшего его небаланса P_{nb} . Так, приращение со стороны узла 1 имеет показатель

$$K_{nb1} = \frac{\Delta P_1}{P_{nb}} = \frac{n-1}{N} \quad (4.5a)$$



и со стороны узла N —

$$K_{nbN} = \frac{\Delta P_N}{P_{nb}} = \frac{N-n}{N}. \quad (4.5b)$$

По этой формуле выполнен расчет для каждого из сечений схемы рис. 4.3, и результаты представлены рис. 4.4. Задав число N узлов и удаленность n интересующего сечения от начала схемы, по этим

Рис. 4.3. Схема ЭЭС с одинаковыми узлами числом N и сечениями между ними с номерами n

точкам можно определить, во сколько раз допустимый небаланс мощности превышает запас пропускной способности.

Сумма этих двух приращений и, соответственно, показателей

$$K_{nbl} + K_{nbN} = \frac{\Delta P_l + \Delta P_N}{P_{nb}} = 1 - \frac{1}{N} \quad (4.5c)$$

одинакова для всех узлов и увеличивается с ростом числа узлов от 0,5 при двух узлах до 1,0 при бесконечном их числе.

Например, при пяти узлах сумма запасов пропускной способности у сечений, примыкающих с двух сторон к любому из узлов, должна быть не меньше 80% от значения ожидаемого в узле аварийного дефицита мощности.

Легко видеть, что при $n < (N+1)/2$ приращение мощности со стороны узла 1 меньше, чем со стороны узла N , т.е. $K_{nbl} < K_{nbN}$. Это значит, что для левой половины узлов на рис. 4.3 определяющим является приращение мощности, принимаемой справа, со стороны узла N , а для правой половины узлов, в силу симметричности задачи, — приращение приема слева. Иначе говоря, аварийный небаланс опаснее для того сечения, которое отделяет узел от середины схемы и находится со стороны большей ее части.

Итак, имеющийся запас пропускной способности ΔP и показатели K_{nbN} и K_{nbl} ограничивают допустимое значение P_{nbdp} дефицита мощности P_{nb} . Чтобы исключить нарушение параллельной работы, требуется, чтобы значение аварийного дефицита мощности было по абсолютному значению меньше его допустимого значения:

$$P_{nb} < P_{nbdp} \quad (4.6)$$

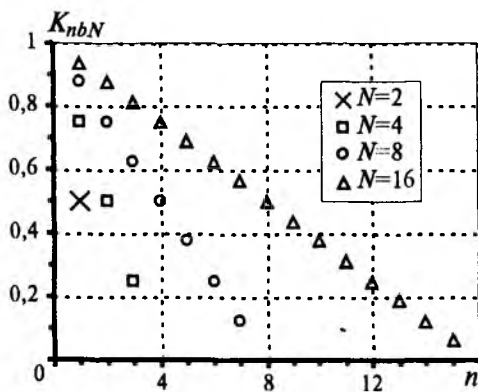


Рис. 4.4. Зависимости отношения приращения мощности в сечении, примыкающем справа к узлу n схемы на рис. 4.3, к значению аварийного небаланса мощности в этом узле от номера сечения при разном числе N узлов схемы

Неравенству (4.6) должна удовлетворять величина номинальной мощности любого из генерирующих источников данного узла.

Из этого правила возможны исключения для небольшого числа генераторов, которые для данного узла несоизмеримо велики, или для линии электропередачи, питающей узел извне. Отход от правила вынуждает на случай отключения источника особенно большой единичной мощности предусматривать ПА, действующую обычно на отключение соответствующей части нагрузки. Это приводит к снижению надежности работы ЭЭС по сравнению с условиями, когда вмешательства ПА не требуется.

Если не удастся в достаточной мере уменьшить абсолютное значение P_{nb} , приходится увеличивать допустимое значение $P_{nb,dp}$, для чего нужно увеличивать запас пропускной способности в лимитирующих сечениях ЭЭС, т.е. или усиливать их, или снижать их загрузку.

Еще раз подчеркнем, что приведенный выше перечень обрисовывает проблему лишь в самых общих чертах. Например, актуальность учета отказа выключателей зависит от их разрывной способности и надежности, а с отказом основной защиты вряд ли стоит считаться, если элемент имеет две такие защиты. Другая сторона дела — влияние опасности развития аварии. Этой опасности, естественно, придается повышенное значение, когда рассматривается противоаварийное управление в районе, примыкающем к узлу питания опасного производства (химия) или к атомной электростанции. В этих районах принимаются во внимание более редкие аварийные возмущения, происходящие в более редких и тяжелых условиях работы.

Качества ПА

На степень эффективности ПА и, следовательно, на выбор конкретной области ее применения влияют показатели ее функционирования: технического совершенства и надежности, рассмотренные в главе 2 данной части. Если нет иных данных, принимаются некоторые ориентировочные данные об отношении числа правильных срабатываний, неправильных срабатываний и неправильных несрабатываний к числу требований срабатывания, например приведенные в главе 2.

Очень большое влияние на эффективность ПА оказывает соответствие нуждам энергосистемы того набора управляющих воздействий (они рассматриваются в части III), которым она располагает. Например, сохранение устойчивости структурно сложной энергосистемы редко возможно без отключения потребителей, что создает очевидные экономические потери и поэтому не всегда выполнимо в достаточной мере. Очень важно, чтобы энергосистема, помимо неснимающихся УВ, располагала снимающимися или хотя бы УВ, исправляемыми посредством повторного включения (раздел В.6 введения). Если для выполнения некоторой функции ПА имеется свобода в выборе типа УВ, то целесообразно установить такую очередность их применения, чтобы неснимающимся УВ предшествовали те же виды воздействий, но в виде исправляемых УВ.

Нельзя закрыть глаза на то, что постепенное, а последнее время очень решительное, усовершенствование ПА и повышение качества противоаварийного управления приводит к тому, что она становится дороже. Комплексы ПА разрабатываются с использованием сложных устройств, каждое из которых стоит от сотен до десятков тысяч долларов; дорого и их техническое обслуживание. В результате стоимость является заметным фактором, ограничивающим область применения ПА. В районе, примыкающем к узлу питания опасного производства или к атомной электростанции, или в плотной сети мегаполиса идут на применение наиболее совершенных комплексов ПА.

4.3.2. Запас передаваемой мощности и предупреждение нарушения параллельной работы

Нарушение параллельной работы ведет к несинхронной работе генераторов двух или сразу нескольких частей энергосистемы, явлению, опасность которого указана в разделе 4.4.

Для предупреждения нарушения параллельной работы в сечении энергосистемы требуется передавать по нему в послеаварийных условиях такую активную мощность, которая с запасом не превышает его пропускной способности в этих условиях, и обеспечить соответствующий этой цели баланс генерируемой и потребляемой активной мощности по обеим сторонам от этого сечения.

Обычно требуется, чтобы допустимая для передачи в сечении активная мощность P была с запасом ниже предельного значения пропускной способности этого сечения $P_{\text{пр}}$. Запас передаваемой мощности оценивается с помощью коэффициента запаса

$$K_p = \frac{(P_{\text{пр}} - P_k) - P}{P}; \quad K_p = \frac{P_{\text{пр}} - (P + P_k)}{P + P_k}. \quad (4.7a)$$

Здесь P_k — учитываемая в расчетах амплитуда нерегулярных колебаний мощности вокруг усредненного значения P . Левая из этих двух формул ранее рекомендовалась руководящими указаниями по устойчивости, правая представляется более естественной, так как в ней нерегулярные колебания не вычитаются из предельной мощности, а складываются с передаваемой мощностью, что более отражает физический смысл явления.

В России рекомендуются следующие значения этого коэффициента: в нормальных условиях 0,2, в послеаварийных — 0,08.

В других странах запас принимается меньшим, а нерегулярные колебания не учитываются. Подход к этим вопросам определяется степенью доверия к расчетам, точностью регулирования перетоков мощности и, конечно, традицией. Представляется, что запас, помимо указанного, может быть оправдан тем, что в энергосистеме могут произойти, накладываясь друг на друга, мелкие неблагоприятные события, влияние которых по отдельности не учитывает ни персонал, ни автоматика, но тем не менее в совокупности довольно заметно понижает предельную мощность.

Согласно правой формуле (4.7а) допустимое значение усредненной передаваемой в сечении мощности, которое должна обеспечить ПА, должно удовлетворять неравенству:

$$P \leq P_{\text{пр}} / (1 + K_p) - P_k. \quad (4.7b)$$

Изложенный подход выработан применительно к слабым сечениям и вполне подходит для них. Для сильного сечения и тем более для плотной сети он недостаточен. Если схема энергосистемы существенно отличается от двухузловой, то необходимо учесть, что пропускная способность рассматриваемого сечения зависит от нагрузки еще одного или нескольких других сечений. Учет этого обстоятельства, по-видимому, не отменяет необходимости для каждого из сечений выполнить требования, диктуемые формулами (4.7), но их использование становится не столь прямолинейным. Во-первых, предельная мощность задается не константой, а в виде зависимости от мощностей, передаваемых в других сечениях, во-вторых, амплитуды нерегулярных колебаний в каждом из сечений назначаются не независимо друг от друга. Эти методы излагаются в части II применительно к трехузловой схеме.

Помимо устойчивости послеаварийного состояния, требуется, конечно, сохранить устойчивость переходного процесса, ведущего к этому состоянию, но для этого никакого запаса обычно не вводится.

В связи с изложенным в предыдущем пункте данного раздела, целесообразно сохранение параллельной работы не по любому сечению и не любыми средствами. Для применения АПНУ предполагается сечение, ответственное в смысле последствий нарушения, и наличие в послеаварийных условиях предельной мощности, соизмеримой с пределом в исходном состоянии.

Например, вряд ли параллельную работу непременно нужно сохранить, если в сечении отключилась основная мощная связь и остались только шунтирующие ее линии, состав которых характеризует сечение как очень слабое. В этом случае дополнительный ущерб, к которому приведет нарушение параллельной работы, невелик, а зато велик ущерб $Y_{\text{ПС}}$ от попытки ее сохранить (поскольку предельная послеаварийная мощность мала в сравнении с исходной схемой сечения). Поэтому условие (4.4) не выполняется.

Уместно и противоположного смысла ограничение применению подсистемы АПНУ. В связи с тем, что совсем устранить случаи отказа этой системы невозможно, в случае обычного отключения одной из отходящих от атомной станции линий, возникшего в условиях нормальной нагрузки примыкающего к станции сечения, вероятно, было бы слишком рискованным возлагать на АПНУ сохранение ее параллельной работы с остальной частью ЭЭС.

В связи с возможным недоразумением полезно немного остановиться на формулировках руководящих указаний, содержащих такого рода ограничения. Так, если руководящие указания по устойчивости [1.15] требуют, чтобы при обычных аварийных ситуациях устойчивость обеспечивалась без применения АПНУ или с

ограничениями на выбор UB , то эти требования в полной мере относятся к схеме ЭЭС и к нагрузке ее сечений и вряд ли их можно понимать как запрет применять АПНУ или ту или иную настройку автоматики. Аналогично, в [1.16] указаны ситуации, в которых может применяться АПНУ, и среди них нет ситуации, когда обычное AB возникает в нормальных условиях работы ЭЭС, но это означает не запрет применения АПНУ, а признание её возможной неэффективности.

Как видно на рис. В.1 введения, для сохранения параллельной работы применяется почти весь спектр возможных UB .

В первую очередь применяются снимающиеся UB . Их направленность: увеличение предельной мощности (путем форсировки возбуждения генератора и статического компенсатора, а также управления устройством, генерирующим и потребляющим реактивную мощность) и изменение баланса активной мощности (путем разгрузки турбины).

Затем следуют неснимающиеся UB , направленные на увеличение предельной мощности: форсировка продольной компенсации, отключение шунтирующего реактора.

В последнюю очередь, а на самом деле из-за недостаточности предыдущих наиболее часто, применяются неснимающиеся UB , направленные на изменение баланса активной мощности (отключение генераторов, отключение нагрузки, деление системы).

Определение конкретного состава этих воздействий, а также соотношения между разгрузкой турбин, отключением генераторов и отключением нагрузки – задача ПА, решаемая устройством автоматической дозирования (АДВ) управляющих воздействий.

Применение управляющего воздействия в виде деления энергосистемы на две несинхронно работающие части не противоречит цели управления – сохранению параллельной работы генераторов, так как ее нарушения при этом не происходит, асинхронный ход генераторов не возникает, внутри каждой из упомянутых частей параллельная работа генераторов сохраняется.

Неравенству (4.6) должны удовлетворять и управляющие воздействия ПА, что вынуждает наряду со снижением генерирующей мощности в отправной части ЭЭС применять в приемной части отключение нагрузки в большем объеме, чем это требуется, если ЭЭС не имеет других слабых сечений, кроме разделяющего ее на эти части.

На рис. В.1 показана также возможность использовать с рассматриваемой целью накопитель активной мощности.

Модели, связанные с АПНУ, рассмотрены в части II, а принципы выполнения АПНУ – в частях III, IV и V.

4.3.3. Предупреждение перегрузки элемента сети

Перегрузка элемента сети опасна для его надежного функционирования, может привести к его отключению и, пока оно не отключено, вызывает увеличение потерь реактивной мощности и понижение напряжения в сети.

Противоаварийная автоматика призвана бороться с такой перегрузкой элемента, которая допустима менее чем время $t_{ор}$, необходимое для

действий операторов (10÷30 минут), и с которой поэтому операторы не могут своевременно справиться. Такая опасность возникает для элемента энергосистемы в результате отключения элементов, шунтирующих этот элемент, или в результате опрокидывания асинхронных двигателей, получающих питание через этот элемент. Таким элементом может явиться автотрансформатор или линия электропередачи со всем оборудованием, входящим в их состав.

Применительно к ПА рассматривается перегрузка тех элементов, которые не имеют собственных, местных средств борьбы с ней. Генератор обладает такими средствами, и поэтому его перегрузкой ПА не занимается. Аналогично – его повышающий трансформатор.

Основной метод борьбы с перегрузкой элемента, применяемый в ПА, – разгрузка этого элемента, для чего подлежит разгрузке частичное или полное сечение, в которое входит этот элемент, до тока в элементе, допустимого в течение времени $t_{ор}$. С этой целью требуется:

- применительно к полному сечению – обеспечить соответствующий баланс генерируемой и потребляемой мощности по обеим сторонам от сечения;

- применительно к частичному сечению – так перераспределить мощность по обеим сторонам от него, чтобы разгрузить данный элемент за счет дополнительной загрузки шунтирующих элементов (если у них есть запас термической устойчивости).

Как видно на рис. В.1 введения, для разгрузки оборудования (подсистема АОПО) применяются снимающееся воздействие в виде разгрузки турбины на длительное время и неснимающиеся воздействия: отключение генераторов, отключение нагрузки, деление системы. Все эти воздействия направлены на изменение баланса активной мощности. Определение их конкретного состава, а также соотношения между ними – как в подсистеме АПНУ.

Кроме функций по разгрузке, на ПА могут быть возложены две дополнительные функции: сигнализировать операторам о факте перегрузки и о приближении действий по разгрузке элемента, а также отключить элемент, если разгрузка оказывается неэффективной и перегрузка становится далее недопустимой даже на короткое время.

На рис. В.1 показано также воздействие ОЭ на отключение элемента энергосистемы. Здесь более всего имеется в виду отключение линии электропередачи во избежание ее повреждения (пережог соединительных муфт на анкерных опорах или даже проводов, провисание проводов вплоть до образования дуги на землю) и возникновения КЗ.

Не исключено, что элемент имеет релейную защиту, хорошо выполняющую такие функции, и тогда они не нужны для ПА. Из опыта больших аварий известны случаи хаотического отключения важных линий электропередачи последними ступенями дистанционных защит, не отстроенными от большой нагрузки.

Существуют различные мнения о полезности отключения перегруженной линии электропередачи. В частности, в одной из редакций руководящих указаний по ПА это воздействие не допускается. Некоторая неопределенность мнений видна из следующего текста: «При сверхто-

ках, вызванных перегрузками, немедленного отключения воздушных линий не только не требуется, но это даже считается недопустимым; поэтому защита от перегрузки на них не устанавливается, и работа контролируется только приборами... Защита от перегрузки кабельных линий могла бы требоваться. Следует, однако, иметь в виду, что в правильно спроектированной и эксплуатируемой распределительной сети недопустимые перегрузки маловероятны, и специальная защита от них обычно не устанавливается. Если недопустимые перегрузки вероятны, иногда встает вопрос об установке защиты, работающей на сигнал и разгрузку» [1.1].

Выполнению устройств АОПО посвящены части III и IV.

4.3.4. Предупреждение недопустимого понижения (лавина частоты) и повышения частоты

Понижение частоты опасно для двигателей потребителей и электростанций, а также для турбин электростанций. Считается недопустимой длительная (более минут) работа с частотой, пониженной на 2–3%, и даже кратковременная работа с частотой, пониженной на 10%. Обычно устанавливаются также те или иные промежуточные ограничения.

Повышение частоты опасно для тепловых турбин. Во-первых, регулировочный диапазон тепловых блоков ограничен, он зависит от конструктивных особенностей теплового оборудования и составляет от 30 до 70% от номинальной мощности. Поэтому если статизм регулирования турбины составляет 5%, то ее мощность выходит за границу регулируемого диапазона при повышении частоты на 1,5–3,5%. Поскольку следствием является останов блока, такое повышение частоты нельзя допускать длительно (более минут). Второй опасностью является повышение частоты до срабатывания автомата безопасности турбины. Этот автомат настраивается на скорость вращения вала, повышенную на 10%, и действует без выдержки времени на останов блока.

Вероятно, полезно иметь в виду еще одну опасность — опасность для двигателей повышения частоты на 20%.

Настолько значительные, как указано выше, изменения частоты возможны в результате возникновения большого аварийного небаланса активной мощности. Например, если турбины энергосистемы не регулируются, то изменение частоты на 10% может возникнуть под действием небаланса, составляющего 10–20% от мощности ее нагрузки, если же турбины противодействуют изменению частоты, то для такого понижения частоты должен возникнуть небаланс еще большей величины. Такие небалансы возникают в изолированно работающей энергосистеме или после разделения большого объединения энергосистем.

Опасность аварийного дефицита активной мощности может оказаться преувеличенной, если не учитывать, что этому дефициту часто сопутствует дефицит реактивной мощности, вызывающий понижение напряжения на шинах нагрузки и поэтому снижение ее величины [1.17].

Угроза срабатывания автоматов безопасности тепловых турбин возникает в специфических условиях: в энергосистеме большую долю ак-

тивной мощности дают гидравлические электростанции, и в ней возникает большой аварийный избыток этой мощности (обычно из-за отделения от приемной части энергосистемы). С избытком мощности борются регуляторы всех турбин, но в несколько первых секунд основную роль играют тепловые турбины.

Почти вся работа по аварийному ограничению частоты ложится на регуляторы скорости тепловых турбин, так как скорость отклика гидравлических турбин на повышение частоты сравнительно мала, чтобы избежать гидравлического удара.

Поэтому если избыток мощности в отделившейся части системы превышает мощность ее тепловых турбин, то частота может достичь такого критического значения, при котором срабатывают автоматы безопасности этих турбин, они останавливаются и их генераторы отключаются. Чтобы этого не случилось, важно своевременно обнаружить опасность того, что частота дойдет до недопустимого значения, и отключить лишние гидрогенераторы.

Для автоматического ограничения понижения частоты служит подсистема АОСЧ, для автоматического ограничения повышения частоты — подсистема АОПЧ. Обе они могут иметь в своем составе как децентрализованно работающие устройства защитного действия, реагирующие на отклонение частоты от нормального значения, так и устройства прогнозирующего типа, часто с элементами централизации. В подсистеме АОСЧ первые из них являются устройствами *автоматической частотной разгрузки* — АЧР, а вторые выполняют так называемую *дополнительную разгрузку*, нужную при особенно большом дефиците мощности.

Из рис. В.1 видно, что подсистема АОСЧ управляет отключением нагрузки и может воздействовать на деление энергосистемы. Последнее применяется как средство для живучести энергосистемы. Деление является последним эшелонем борьбы с развивающейся аварией. Чтобы сохранить питание наиболее ответственных потребителей, они отделяются от терпящей бедствие остальной энергосистемы вместе с электростанциями или отдельными генераторами соответствующей мощности. Чтобы сохранить в работе хотя бы часть генераторов, они отделяются от такой энергосистемы вместе с нагрузкой соответствующей мощности или даже только с нагрузкой собственных нужд.

На рис. В.1 показана также возможность использовать с рассматриваемой целью накопитель активной мощности.

Пуск резервной генерирующей мощности устройствами АОСЧ может играть аналогичную роль. Он требуется, если электростанция с агрегатами, находящимися в горячем резерве (в основном это касается гидростанций), или отдельные резервные агрегаты не оснащены штатными устройствами автоматического пуска при понижении частоты.

Подсистема АОПЧ действует на отключение лишних генераторов, прежде всего бесполезных в данных условиях гидрогенераторов. Воздействие на деление энергосистемы имеет основную цель — сохранить тепловые электростанции с их сбалансированной нагрузкой.

Модели, связанные с АОСЧ и АОПЧ, рассмотрены в части II, а принципы её выполнения — в частях III и IV.

4.3.5. Предупреждение недопустимого понижения напряжения (лавины напряжения)

Обычно требуется, чтобы напряжение U на шинах сети было с запасом выше того напряжения U_{gr} , которое признается нижней допустимой границей. Запас оценивается с помощью коэффициента запаса

$$K_U = \frac{U - U_{gr}}{U}; \quad K_U = \frac{U - U_{gr}}{U_{gr}}. \quad (4.8)$$

Левая из этих двух формул рекомендуется Руководящими указаниями по устойчивости, а правая представляется более естественной, так как в ней запас отнесен к константе, а не к измеряемой величине.

Какое именно значение придать величине U_{gr} , зависит от цели оценки запаса, от того, насколько важно обезопасить энергосистему, и от того, на каких шинах контролируется напряжение. Например, если имеется в виду не допустить слишком низкого напряжения, то это значение может быть принято довольно близким к тому напряжению, которое на этих шинах является нормальным: $U_{gr} = (0,9 \div 0,95)U_{ном}$. Если же имеется в виду не допустить лавины напряжения, то в качестве U_{gr} выступает критическое в этом смысле значение, меньшее, чем только что указанное, которое тем ниже, чем ближе контролируемые шины к шинам, от которых двигатели питаются непосредственно. В частности в Руководящих указаниях по устойчивости требуется, если нет более точных данных, для шин 110 кВ принимать $U_{gr} = 0,7U_{ном}$. Представляется, что значение U_{gr} дано столь низким в надежде на самоотключение большой доли нагрузки ее магнитными пускателями. Но главное, оно дано применительно к опасности для того или иного узла нагрузки, но не применительно к гораздо более грозной опасности для большой сети в целом.

Исходя из обозначенных в пункте 1.1.5 путей развития лавины напряжения, создается впечатление, что, не затрагивая здесь состояния основного оборудования энергосистемы, оставаясь в рамках рассмотрения систем управления, нужно добиваться остановки аварийного процесса на разных его стадиях:

- по мере возможности увеличивать вероятность отключения КЗ, особенно КЗ на шинах узловой подстанции, с минимально возможным временем и с потерей минимально необходимого количества элементов сети;

- предотвращать нарушение параллельной работы с помощью управляющих воздействий, направленных на увеличение послеаварийной пропускной способности связи, и приведения ее нагрузки в соответствие с этой пропускной способностью;

- возможно более быстро и надежно прекращать асинхронный режим или даже предотвращать его наступление путем разделения идущих асинхронно частей ЭЭС (с применением ресинхронизации только при отсут-

ствии ее опасности для устойчивости работы близлежащих станций и нагрузок, непременным условием чего является ее быстрое выполнение);

- прекращать перегрузку элементов ЭЭС путем введения их нагрузки в допустимые рамки, диктуемые не только термической устойчивостью, но и стремлением исключить чрезмерное потребление реактивной мощности.

Если анализ возможных аварийных процессов выявил сомнение в эффективности мер, упомянутых выше, это является достаточным основанием создать систему, необходимую для осуществления указанных воздействий, а также для манипуляций с источниками реактивной мощности и отключения части потребителей. Первая из перечисленных мер находится в области релейной защиты, остальные три, а также указываемые ниже относятся к соответствующим подсистемам ПА.

В случае, если по реальному ходу аварийного процесса оказалось, что упомянутые выше меры не помогли, созданная система должна осуществить следующие действия, направленные на то, чтобы исключить работу с недопустимо низким напряжением, тем более, лавину напряжения у наиболее важных потребителей и останов электростанций:

- отключение оборудования, потребляющего реактивную мощность, и включение в работу оборудования, генерирующего ее;

- отключение части потребителей, по возможности, из числа наименее ответственных, и (с другой стороны от перегруженного сечения) снижение мощности станций;

- если понижение напряжения вызвано тем, что цепочка линий с двусторонним питанием перегружена транзитным потоком мощности, который не требуется для питания потребителей прямо от этих линий, то иногда применяется также действие на прекращение этого транзита путем отключения выключателей с целью перехода на радиальное питание потребителей.

Вполне вероятно, что появится оправданное сомнение в том, что все упомянутые меры действительно надежно предупредят остановку агрегатов электростанций. В этом случае представляется обоснованным пойти на создание системы, необходимой для отделения электростанций или генераторов. Эта система действует, если по ходу аварийного процесса оказалось, что упомянутые выше меры не помогли. Она должна отделить электростанции или хотя бы отдельные генераторы от остальной сети, оставив им соответствующую их возможностям активную и реактивную нагрузку, по возможности, из числа наиболее важных потребителей. Такое деление, как и при АОСЧ, является последним эшелонem борьбы с развивающейся аварией.

Модели, связанные с АОСН, рассмотрены в части II, а принципы выполнения — в частях III и IV.

4.3.6. Другие подходы к нормированию

В пункте 4.3.1 уже отмечалось, что требования к устойчивости и функциям ПА могут сильно различаться; они в силу ряда субъективных

и объективных обстоятельств действительно различаются как во времени, так и по месту.

Интересны некоторые приемы, применяемые в энергосистемах США. Наряду с оценкой устойчивости по углу широко применяется оценка запаса устойчивости по напряжению и по реактивной мощности. Например, пользуются условным приемом: нормируется мощность шунтирующего реактора, который можно включить на шинах той или иной из наиболее чувствительных узловых точек энергосистемы без того, чтобы нарушить ее устойчивость. Так, полагается, что сеть 500 кВ должна выдерживать включение реактора мощностью 400–500 МВАр. В сущности, это – еще один, очень лаконичный способ нормирования запаса устойчивости.

Представило бы интерес исследовать, как эта норма соотносится с нормированием запаса по мощности и по напряжению, описанным в пунктах 4.3.2 и 4.3.4. Оценка запаса устойчивости по мощности реактора сходна с оценкой по уровню напряжения, и выбор того или другого метода, возможно, зависит от того, что лучше подходит для имеющихся вычислительных программ и их пользователей. Лаконичность этого способа хорошо видна, если вспомнить некоторые сложности оценки запаса по мощности [1.15]. Прежде всего, требуется назначить сечение энергосистемы, в котором будет контролироваться запас, и процедура выработки этого решения, насколько известно, не формализована, она интуитивна. Затем нужно увеличивать нагрузку выбранного сечения за счет увеличения мощности некоторых генераторов в отправной части с одновременным уменьшением мощности некоторых генераторов в приемной части на такую же величину. Так реализуется так называемая *траектория утяжеления режима*. Такие траектории рекомендуется принимать характерным для данной энергосистемы образом и из них выбирать наихудшую, дающую наименьший запас. Очевидна некоторая неопределенность всего этого применительно к задаче ПА. Ведь аварийные возмущения очень разнообразны, и, следовательно, разнообразны возникающие траектории. Кроме того, соблюдение в аварийных условиях баланса между изменениями мощностей с двух сторон от сечения – частный случай, причем не всегда желательный.

На практике часто встречаются курьезы расчета пропускной способности сечения, когда исполнители расчета получали в несколько раз отличающиеся результаты в зависимости от того, какая передавалась мощность до начала утяжеления, и от способа утяжеления.

На практике и в новых разработках учитывается, что вызывают доверие очень подробные, не эквивалентированные схемы ЭЭС, на которых видно всё, за что отвечает энергосистема. В этих схемах много тысяч узлов. Off-line делаются многочисленные расчеты этих схем нужные, в частности, для настройки ПА.

4.4. Меры борьбы с асинхронным режимом и предупреждение аварийного повышения напряжения

4.4.1. Предупреждение и ликвидация асинхронного режима

Асинхронный режим (АР) – один из опаснейших аварийных режимов. Во время АР возможны повреждение генераторов, нарушение параллельной работы других генераторов, электростанций и энергосистем, рез-

кое торможение и опрокидывание асинхронных двигателей и нарушение параллельной работы синхронных двигателей.

Эти опасности тем реальнее, чем дольше продолжается АР и чем больше пропускная способность сечения сети, проходящего между асинхронно идущими частями энергосистемы.

Распространенность автоматических устройств АПНУ, предназначенных для сохранения устойчивости параллельной работы, не делает задачу прекращения АР менее актуальной. Если требуется расширение функций по сохранению параллельной работы средствами автоматики, то по мере этого расширения случаи возникновения АР из-за неэффективности или отказа в срабатывании этих средств становятся более вероятными.

Указанное не противоречит следующей часто наблюдаемой ситуации. Столь большие аварийные возмущения, которые ведут к нарушению параллельной работы, слишком редки, чтобы было целесообразным предусматривать меры по ее сохранению, но достаточно вероятны, чтобы установить на случай их возникновения устройства для прекращения АР.

Ликвидацией асинхронного режима занимается подсистема АЛАР — *автоматическая ликвидация асинхронного режима*. Основная проблема этих устройств — селективность, т.е. в данном случае способность отличить начинающийся асинхронный режим от синхронных электромеханических качаний роторов генераторов.

Прекращение асинхронного хода достигается тремя способами, схематично показанными далее на рис. 4.5:

1. *Ресинхронизация* (Resynch), т.е. восстановление синхронной работы генераторов после ее нарушения, выполняется с помощью в основном тех же управляющих воздействий, которые используются для сохранения параллельной работы, кроме действий, направленных на повышение пропускной способности связи. Подходы к дозировке и реализации воздействий для сохранения параллельной работы и для прекращения АР сходны. Применение ресинхронизации требует тщательной проверки ее допустимости. Если она используется, то на случай, когда она почему-либо не наступает в отведенное для нее небольшое время, предусматривается и другой способ прекращения АР — резервное действие на разделение асинхронно идущих частей энергосистемы. В этом случае оно выполняется с выдержкой времени, достаточной для выполнения ресинхронизации.

В связи с исследованием и применением ресинхронизации был введен в употребление термин *результатирующая устойчивость* [4, 1.18]. Под этим понимается параллельная работа, восстанавливаемая после того, как некоторое время имел место асинхронный ход.

Если АР прекращается не разделением асинхронно идущих частей энергосистемы, а путем ресинхронизации, то для параллельной работы генераторов, расположенных внутри каждой из них, особенно опасно, если уменьшение скольжения, необходимое для ресинхронизации, происходит медленно и оно оказывается в окрестности частоты собственных электромеханических колебаний того или иного из этих генераторов. О последствиях излишней увлеченности ресинхронизацией уже упомянуто в пункте 2.2.3.

Основная область применения ресинхронизации — отдельные генераторы и слабые межсистемные связи, где она быстро наступает сама под действием регуляторов скорости турбин или ее можно добиться быстро с помощью воздействий ПА.

2. *Деление (DS)* асинхронно идущих частей энергосистемы применяется, если недопустим асинхронный ход той длительности, которая требуется для ресинхронизации, или если она маловероятна или опасна для устойчивости параллельной работы внутри асинхронно работающих частей энергосистемы. Деление выполняется отключением всех выключателей в сечении асинхронного хода. Оно наиболее часто применяется в АЛАР.

3. *Комбинированный способ (DS+Resinch)* применяется с целью хотя бы частичной нейтрализации тех недостатков, которые характерны для первых двух способов. Так, в сложных кольцевых сетях с промежуточными узлами нагрузки и генерации, типичных для основных сечений больших энергообъединений, применение ресинхронизации связано с опасностью развития аварии. Применение второго способа — деление энергосистемы по сечению асинхронного хода — ведет к небалансам мощности в разделившихся частях. Кроме того, деление, выполняемое отключением большого количества выключателей, может иметь недостаточную надежность. При комбинированном же способе деление выполняется не по сечению асинхронного хода, а по другому сечению, в котором меньше предаварийное значение мощности или более надежно отключение выключателей. Таким делением не прекращается асинхронный ход той части энергосистемы, которая расположена между двумя упомянутыми сечениями. Его цель — сделать допустимой и возможной быструю ресинхронизацию этой части энергосистемы.

Рис. 4.5 иллюстрирует различные способы прекращения АР: после возникновения АР по сечению между узлами 1 и 2 с приемной стороны и узлами 3 и 4 с отправной стороны ресинхронизация выполняется в этом сечении, и резервное деление осуществляется с выдержкой времени t в нем же отключением линий 3-1 и 3-2. По второму способу деление осуществляется в этом сечении указанным образом. По третьему способу деление осуществляется в сечении 3-4, благодаря чему уменьшается отправная часть, и, кроме того, отключается связь 3-2, благодаря чему ослабляется влияние ресинхронизации на узел 2. После этого выполняется ресинхронизация по связи 3-1 и с выдержкой времени t — резервное отключение этой связи.

Например, на генераторе первый способ заключается в быстром кратковременном уменьшении мощности турбины, приводящей во вращение генератор, с целью быстрой ресинхронизации генератора. Второй способ — отключение генератора.

Асинхронный режим тем опаснее, чем дольше он продолжается, особенно опасна попытка медленной ресинхронизации. Поэтому главной целью разработки методов и устройств АЛАР является максимальная быстрота действия.

Пример медленной ликвидации асинхронного режима уже приведен в пункте 2.2.3.

Указанное действие на отключение связи 3-4 иллюстрирует то обстоятельство, что устройство АЛАР совсем не обязательно должно действовать только в пределах того сечения, в котором возник АР, его действие может распространяться на другие сечения в интересах более эффективной борьбы с АР. То же самое нельзя повторить о месте выявления асинхронного режима: он выявляется наиболее четко именно в своем сечении.

Хотя, казалось бы, задача АЛАР является просто продолжением задачи АПНУ на случай, когда сохранить параллельную работу не удастся, и может быть решена теми же методами, как и задача АПНУ, на самом деле это привело бы к отказу от следующего (и, кстати, последнего) за АПНУ эшелона борьбы с развитием аварии. Поэтому подсистема АЛАР выполняется отдельно от подсистемы АПНУ и на других принципах.

Выполнению устройств АЛАР посвящена часть VI.

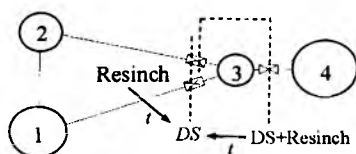


Рис.4.5. Способы прекращения АР

4.4.2. Предупреждение недопустимого повышения напряжения

Одностороннее отключение длинной высоковольтной линии электропередачи приводит к прекращению передачи по ней активной мощности и уменьшению потерь реактивной мощности. Сток емкостной зарядной мощности линии направляется в сторону ее находящегося под напряжением конца, и это вызывает потери напряжения на индуктивности питающей сети и на продольной индуктивности линии. В результате опасным образом повышается напряжение на питающих шинах и в еще большей степени на холостом конце линии.

Аналогичное явление возникает, если односторонне отключается цепочка нескольких высоковольтных линий.

Данное явление характерно для линий, имеющих большую емкость между фазами и на землю. Это — линии с напряжением 330 кВ и выше. Оно может возникнуть и на длинной линии 220 кВ.

Как правило, повышение напряжения опасно для изоляции не самой линии, а, прежде всего, для питающего ее трансформатора и оборудования, присоединенного к ней: шунтирующего реактора, трансформатора напряжения и пр. Опасность выявляется расчетом напряжения в схеме одностороннего питания линии и сопоставлением его с напряжениями, допустимыми для оборудования, связанного с линией, в течение того времени, которое требуется оператору для принятия мер, т.е. в течение 10–20 минут.

Средства борьбы с указанным явлением составляют систему автоматического ограничения повышения напряжения — АОПН. Функция ограничения выполняется путем отключения высоковольтных

устройств, генерирующих реактивную мощность, и включения в работу устройств, потребляющих ее. Если это не помогает, то с выдержкой времени устройство АОПН производит отключение той линии, одностороннее питание которой является причиной повышения напряжения.

Пояснения, связанные с АОПН, содержатся в части II, а принципы ее выполнения рассмотрены в части IV.

4.5. Проблема секционирования ЭЭС

4.5.1. Управляемое сечение

Сложность динамических свойств современных энергообъединений, а также отсутствие целостного взгляда на проблему управляемости породили потребность в поиске дополнительных структурных мероприятий по повышению управляемости сети при объединении частей энергосистемы в единое целое. В разделе В.8 введения уже упомянуто о том, что усложнение энергосистемы уменьшает эффективность ПА и что этому может противодействовать повышение управляемости сети. Для этого имеется много возможностей, одна из них, которая рассматривается в данном разделе, заключается в преобразовании неуправляемого сечения энергосистемы в управляемое, неизменным элементом которого является преобразователь частоты переменного тока.

Как показано в разделе 3.3, ущерб для потребителей уменьшается, если две части системы соединены правильно управляемым преобразователем частоты, позволяющим поддерживать в этих частях неодинаковые частоты. В сущности, это означает возможность, сохраняя преимущества совместной работы генераторов в большой системе, в то же время освободить их от необходимости работать на одинаковой частоте, иначе говоря, секционировать энергосистему в отношении частоты. Это мероприятие может оказать существенно положительное влияние и на устойчивость энергосистемы к авариям, и на эффективность противоаварийного управления.

В качестве преобразователя частоты может выступить линия электропередачи постоянного тока (ППТ), т.е. линия, на одной стороне которой имеется выпрямительная, а на другой стороне инверторная установка, или так называемая вставка постоянного тока (ВПТ), у которой выпрямительная и инверторная установки расположены рядом.

Поскольку эти установки дороги, вряд ли было бы правильным весь необходимый обмен мощностью между частями энергосистемы вести только через них. Требования к пропускной способности преобразовательной части могут резко снизиться, если вокруг нее организовать управляемое сечение, схематично показанное на рис. 4.6.

Это сечение находится между двумя узлами сети, имеющими небаланс мощности до значения P_{kn} . От узлов передается мощность в левую L и правую R части энергосистемы. Мобильными элементами сечения являются переключаемые в тот или иной узел генераторы мощностью до

P_g , нагрузки мощностью до P_n и реверсивный преобразователь частоты с номинальной мощностью P_{ff} .

Для использования управляемого сечения в качестве межсистемного оно должно выполнять все полезные функции неуправляемого сечения.

Безынерционное изменение передаваемой в управляемом сечении мощности в большом диапазоне недопустимо, так как взаимопомощь двух частей ЭЭС ограничена ввиду опасности перегрузки связей внутри их. Взаимопомощь в нормальном режиме должна обеспечиваться во всем диапазоне мощности, т.е. и непрерывно и дискретно, а в аварийном режиме – в основном непрерывно за счет преобразователя частоты, а также, если это требуется и допустимо, еще и дискретно.

От управляемого сечения может быть передана мощность в диапазоне

$$P = (P_{kn} - P_n - P_{ff}) \div (P_{kn} + P_g + P_{ff}). \quad (4.9a)$$

Диапазон изменения передаваемой мощности

$$\Delta P = P_g + P_n + 2P_{ff}. \quad (4.9b)$$

В сущности, эта формула выражает то очевидное обстоятельство, что встречное переключение генераторов и нагрузки одинаковой мощности дает одинаковый эффект, а преобразование частоты в силу своей реверсивности дает вдвое больший эффект.

Чтобы проиллюстрировать принцип выполнения переключения, на рис. 4.7 представлена схема электростанции с двумя переключаемыми генераторами.

Переключение генераторов и нагрузки ограничено опасным для электрооборудования изменением вращающих моментов, токов и напряжений, а также условиями динамической устойчивости переключаемых элементов и поэтому должно выполняться практически синфазно. Требуемые условия переключения могут быть соблюдены в случае применения выключателей с разбросом во времени включения в пределах 0,01–0,02 с (данные Г.Л. Брухиса, Энергосетьпроект), а также с помощью встречного безынерционного управления мощностью преобразователя частоты.

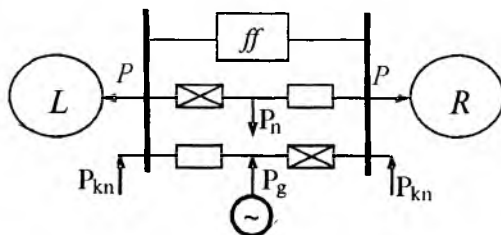


Рис. 4.6. Структура управляемого сечения между частями системы L и R

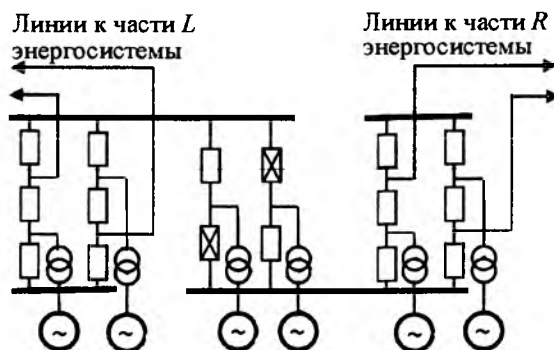


Рис. 4.7. Схема электростанции с переключаемыми генераторами

Конечно, управляемая связь нуждается в системе автоматического управления переключением генераторов и нагрузки и мощностью преобразователя частоты, работающей по графику, оперативно и по сигналам внешних систем ПА и систем автоматического регулирования частоты и мощности.

4.5.2. История вопроса

Возможность неблагоприятных последствий объединения энергосистем в одну большую систему для параллельной работы на одной частоте была понята давно, когда большую систему в современном понимании еще трудно было себе представить [1.9]:

«Единую высоковольтную сеть... нельзя представить себе скоммутированной простейшим образом в одну электрическую систему. Ее единство надо понимать в более широком техническом и экономическом смысле. Она должна представлять собой единую хозяйственно-техническую систему, дающую возможность использовать все преимущества такого единства. Простое соединение на параллельную работу всех районов дало бы очень громоздкую и, как показывают предварительные расчеты, недостаточно надежную в работе систему».

Эти взгляды не получили в СССР развития по нескольким причинам. Во-первых, организация гибкого секционирования — мероприятие довольно дорогое и требующее хорошего и сложного оборудования, которое стало доступным всего лет 20 назад: достигнут большой ресурс коммутационной способности выключателей, необходимый для гибкого переключения мощности, а также появились возможности непрерывного и практически безынерционного изменения мощности, передаваемой между секциями. Во-вторых, расширение границ объединения энергосистем на переменном токе выполнялось большей частью осторожно и долгое время не вызывало особенного беспокойства. В-третьих, в свете общей тенденции к централизации это расширение эмоционально воспринималось только позитивно, заслуживало всяческой поддержки.

В конце 70-х годов некоторые аварии помогли понять негативную сторону явления. Одна из таких аварий произошла 31.05.79, она охарактеризована в пункте 1.4.2. Опыт эксплуатации (в частности, анализ аварии в США 14 августа 2003 г., которая привела к полному отключению

электроснабжения) показывает эффективность управляемых сечений, хотя они не могут исключить развитие аварии полностью. Они обеспечивают близкую к полной автономность частей энергосистемы в отношении аварийных событий.

Особенно пристальное внимание к этой проблеме привлекло планировавшееся создание ППТ ± 750 кВ, уже упомянутой в пункте 4.2.4. Эта линия должна была шунтировать длиннейшую, сложную и выполняющую ответственные функции цепь связей и сетей 500 кВ, и в случае аварии на ППТ сохранение параллельной работы по ним потребовало бы отключения слишком большого количества потребителей в центральной зоне или разделения энергосистемы в аварийных условиях. В этой связи возникло сомнение в возможностях ПА без того, чтобы как-то улучшить собственные характеристики управляемой энергосистемы, и естественным выходом из положения представлялось создание управляемого сечения в районе восточнее Волги.

В Энергосетьпроекте проект ППТ, и в том числе этот аспект проблемы, разрабатывался под руководством главных инженеров института: сначала С.С. Рокотяна, а после его кончины в 1977 году — Г.А. Илларионова.

Он, как и его предшественник, был исключительно способным инженером, но в отличие от него по молодости лет не был влиятелен в высших академических и руководящих кругах. Поэтому, когда эскизная часть работы была закончена и Г.А. Илларионов сделал доклад о ней в Комитете по науке и технике (ГКНТ), не получилось не только восторга многочисленных слушателей, но даже и обсуждения. Видимо, это не по чину внесенное предложение вызвало сильное раздражение.

Первым ответную речь держал неожиданно кем-то призванный министр энергетики П.С. Непорожний (кстати, по должности член ЦК КПСС). В течение почти часа он темпераментно затронул массу тем, а относительно доклада выразил гордость за то, как преодолеваются и будут преодолены все трудности создания единой системы страны.

После этой речи остальных можно было не слушать — итог заседания стал ясен.

Поскольку работа встретила сильное противодействие, она была прекращена, а чтобы «проигрыш хоть как-то отыграть», наибольшие энтузиасты этого дела опубликовали на эту тему статью [1.10]. Хотя статья, в отличие от сделанной ранее работы, не содержала никаких конкретных предложений и в ней энергосистема страны даже не упоминалась, все же к дискуссии по ней были призваны влиятельные люди [1.10-1.13]. Однако время уже было, так сказать, сравнительно вегетарианское, и авторы статьи даже получили возможность последнего слова [1.13].

Интересно, что в дискуссии подверглось критике не столько предлагаемое управляемое сечение, а как раз неуправляемое, которое и авторами считалось вредным. Благоприятный отклик пришел только из Киева от И.Г. Ройтельмана [1.13], но это скорее всего расценивалось как следствие уже заметного там сепаратизма.

В этой истории особенную роль сыграла Анна Ивановна Колпакова. В 1917 году она в качестве санитарки помогала красногвардейцам брать Кремль. В 1932 году она вместе с будущим академиком С.А. Лебедевым опубликовала смелый анализ

путей развития энергосистем страны [1.9]. Затем много трудилась над проектами этого развития, сделав перерыв только на время ссылки в Северный Казахстан, была первым главным инженером проекта энергосистем страны, в 70-80-х годах, снова и с большим темпераментом вернулась к проблеме управляемого сечения. К этому времени эта маленькая сухого сложения женщина была уже стара и не очень здорова. Хотя использовалась как витрина общества, жила она скромно на далекой от института окраине Москвы, одевалась аккуратно вроде курсистки прошлого века. Не обращая внимание на ироничность ситуации, она сохранила веру в возможность доказать казавшееся ей очевидным и увлекала работой над этой идеей значительно более молодых коллег.

Вернемся к тому, что предлагалось в упомянутом давнем докладе о плане электрификации [1.9]:

«... является целесообразным разделение единой высоковольтной сети на ряд секций, внутри которых будет осуществляться параллельная работа.

Если эти секции правильно спроектировать в смысле подбора мощности, объединяемой на параллельную работу, направления и пропускной способности основных магистралей внутри секции, если обеспечить достаточно гибкую связь между отдельными секциями в виде возможности гибкой переброски достаточных мощностей из одной секции в другую, т. е. правильно выбрать точки раздела между секциями и правильно их спроектировать, то можно создать такую коммутацию единой высоковольтной сети, которая позволит, сохраняя техническое и хозяйственное единство ее со всеми вытекающими отсюда экономическими преимуществами, осуществлять надежную и четкую в техническом отношении работу.

В настоящий момент схема коммутации, даже грубо приближенная, еще не разработана».

В этом отрывке интересны не только обороты речи, но и точность изложения существа дела.

4.5.3. Многоузловая энергосистема с управляемым сечением и без такового

В [1.10] эффективность управляемого сечения иллюстрируются на примере ЭЭС, состоящей из N одинаковых узлов, соединенных полностью загруженными неуправляемыми связями. Дефицит мощности ε возникает в одном из узлов и компенсируется, во-первых, изменением частоты, вызывающим относительное снижение нагрузки ε_f , и во-вторых, отключением потребителей, вызывающим относительное снижение нагрузки: ε_{pr} — при отключении с предупреждением или ε_a — без предупреждения. Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки принят равным $k_n = 1,5$, и для простоты расчета не учитывалось, что отключение потребителей уменьшает этот эффект.

Дефицит мощности в нормальных условиях

Применительно к дефициту мощности, имеющемуся в нормальных условиях, результаты расчета приведены в табл. 4.2. В ней ущерб Y отнесен к значению энергии $P \times t$, которую не получили потребители дефи-

цитного узла, где P – значение дефицита мощности, t – его продолжительность.

Из таблицы видно, что с увеличением числа узлов N оптимальная величина ε_f уменьшается, так как увеличивается нагрузка, мощность которой при снижении частоты уменьшается, не способствуя компенсации возникшего дефицита, а это увеличивает ущерб. Соответственно возрастают доля отключаемой в дефицитном узле нагрузки ε_{pr} и суммарный ущерб.

Таблица 4.2

Зависимость ущерба от числа узлов в ЭЭС
при дефиците мощности $\varepsilon = 0,0083$ в одном из ее узлов

N	ε_f	$\Delta f, \%$	ε_{pr}	$Y, \text{о.е.}$
1	0,0083	0,56	0	0,0042
2	0,0042	0,28	0,0041	0,0062
4	0,0021	0,14	0,0062	0,0073
8	0,0010	0,07	0,0073	0,0078
16	0,0005	0,03	0,0078	0,0081

При наличии управляемого сечения частота снижается в пределах только части ЭЭС с уменьшенным числом узлов N , что позволяет осуществить более глубокое снижение частоты, чем в ЭЭС без такого сечения, и уменьшить объем отключения потребителей соответственно уменьшению N . Наиболее эффективно управляемое сечение непосредственно у дефицитного узла ($N=1$).

Аварийный небаланс мощности в цепочечной схеме

В свете рассмотрения простой модели (пункт 4.3.1) ясно, что уменьшение числа узлов схемы уменьшает требуемую для параллельной работы сумму запасов пропускной способности сечений, примыкающих к узлу.

Допустимое значение небаланса мощности P_{nbdp} в узле определяется запасом пропускной способности сечения и показателем K_{nbN} . Если управляемое сечение делит схему на две части, то рис. 4.4 дает возможность определить этот показатель и при наличии такого сечения. Например, оценка допустимого небаланса мощности по сравнению с запасом пропускной способности в сечении с номером $n = 3$ дает:

N	4	8	16
K_{nbN}	0,250	0,625	0,813

Это значит, что создание управляемого сечения в середине схемы с 8 узлами благоприятно увеличивает допустимый небаланс мощности в 2,5

раза, а в середине схемы с 16 узлами — на 30%. Тут как бы получается, что 16 и 8 — много, а 4 — мало.

Нерегулярные колебания передаваемой мощности

Амплитуда нерегулярных колебаний передаваемой через неуправляемое сечение активной мощности оценивается по известной формуле [1.15]:

$$P_k = K_k \sqrt{\frac{P_{n1} P_{n2}}{P_{n1} + P_{n2}}}, \quad (4.10a)$$

где P_{n1} и P_{n2} — суммарные мощности параллельно работающей нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения; K_k — коэффициент, принимаемый равным от 0,75 до 1,5 в зависимости от эффективности автоматического регулирования передаваемой в этом сечении мощности.

Отсюда амплитуда этих колебаний в сечении с номером n схемы рис. 4.6 составляет

$$P_k = K_k \sqrt{\frac{n(N-n)}{N}} P_n, \quad (4.10b)$$

где P_n — мощность нагрузки в одном узле.

Создание управляемого сечения, во-первых, вообще устраняет нерегулярные колебания в нем и, во-вторых, в силу уменьшения мощности P_{n1} или P_{n2} снижает колебания во всех остальных сечениях.

В частности, управляемое сечение, организованное в центре ЭЭС, уменьшает нерегулярные колебания в сечении с номером n на величину ΔP_k , которая вычисляется по формуле:

$$\frac{\Delta P_k}{P_k} = 1 - \sqrt{\frac{N-2n}{N-n}}. \quad (4.11)$$

Например, если $N = 16$ и $n = 4$, то $\Delta P_k / P_k = 0,183$. Это значит, что создание управляемого сечения в центре 16-узловой схемы, снижает нерегулярные колебания в центральном сечении каждой из образовавшихся двух секций схемы на 18%. Если каждый узел имеет нагрузку $P_n = 10000$ МВт, то

$$P_k = 173 \text{ МВт}, \Delta P_k = 32 \text{ МВт}.$$

Влияние управляемого сечения в нормальных и послеаварийных условиях работы ЭЭС рассмотрено выше без учета того, что часть пропускной способности сечений высвобождается за счет уменьшения нерегулярных колебаний. Это можно использовать для передачи дополнительной мощности в нормальных условиях или для создания дополнительного запаса пропускной способности на случай возникновения аварийных возмущений. Тем самым в первом случае дополнительно увеличивается эффективность управляемого сечения в нормальном, а во втором — в аварийном и послеаварийном состояниях ЭЭС.

Противоаварийное управление

В ЭЭС с управляемым сечением противоаварийное управление предпочтительнее, чем без такого сечения, ввиду следующих основных обстоятельств. И распределение аварийного небаланса мощности P_{nb} по узлам и сечениям схемы, и нерегулярные колебания мощности, передаваемой в этих сечениях, изменяются созданием управляемого сечения в благоприятную сторону, а это вызывает увеличение допустимого значения аварийного небаланса мощности $P_{nb dp}$. Отсюда — уменьшение вероятности возникновения опасного аварийного возмущения и, следовательно, снижение числа ТС — требований срабатывания ПА и ущерба, сопровождающего ее срабатывание. Кроме того, увеличение значения $P_{nb dp}$ позволяет применять более выгодные УВ.

Введение управляемого сечения эквивалентно уменьшению числа сечений, нагрузка которых влияет на устойчивость параллельной работы при каждом данном аварийном дефиците мощности. Численная оценка стала возможной благодаря данным о распределении вероятности загрузки сечений, предоставленным В.Д. Шлимовичем (Энергосетьпроект). Так, при достаточно большом числе сечений в ЭЭС уменьшение их числа вдвое уменьшает в 1,5–2 раза вероятность опасной загрузки хотя бы одного из них (принято, что мощность, начиная с которой возмущение может привести к нарушению устойчивости, составляет 0,5–0,75 от предела пропускной способности). В такой же степени уменьшается число ТС.

В [1.10] дана оценка этого явления, выполненная с использованием упрощенной формализации.

4.5.4. Заключительные замечания

Изложенное выше вряд ли оставляет сомнения в том, что создание управляемого сечения может сохранить экономические преимущества совместной работы генераторов в многоузловой ЭЭС и вместе с тем повысить надежность электроснабжения потребителей и живучесть ЭЭС. В качестве дополнительных соображений полезно напомнить стоимостные аспекты дела.

Эскизное проектирование, выполненное в конце 1970-х годов, дало ориентировочную оценку преобразования неуправляемого сечения в управляемое на уровне 80–90 млн долл. США на ± 1000 МВт передаваемой мощности и обещало быструю окупаемость этих затрат уменьшением ущерба [1.10]. Конечно, эта стоимость высока, однако ни одно другое мероприятие (например, усиление сети) при тех же затратах не может дать сравнимого эффекта в области надежности и живучести ЭЭС в целом.

Уникальность управляемого сечения в том, что его создание — локальное мероприятие с хорошо известной потребностью в дорогой аппаратуре и с известным сравнительно небольшим объемом строительно-монтажных работ, а его эффект разносторонен и четко прослеживается во всей ЭЭС сразу после создания.

В управляемом сечении теряется возможность непосредственного, на переменном токе, сращивания сетей, принадлежащих двум частям ЭЭС. Это является его недостатком, и для организации обмена мощностью в

новых точках соприкосновения сетей приходится тоже использовать указанные выше методы создания управляемых связей. Поэтому для уменьшения затрат управляемое сечение лучше создавать там, где тенденция к смыканию местных сетей минимальна.

Например, в США западное объединение энергосистем и восточные объединения, обслуживающие наиболее населенные регионы страны, связаны между собой только через ВПТ (их шесть).

Немалая сложность данного технического решения соответствует сегодняшнему уровню развития высоковольтной и управляющей техники. Сложность же управления ЭЭС в целом благодаря управляемому сечению уменьшается, а именно эта сложность вызывает наибольшие опасения.

Иногда кажется, что по сравнению с созданием управляемого сечения технически целесообразнее перейти на раздельную работу частей ЭЭС или применить аварийное их деление. Известно много случаев, когда так и приходилось поступать. Однако ясно, что раздельная работа ликвидирует взаимодействие частей ЭЭС, а аварийное деление (эта мера как одно из *УВ ПА* рассматривается в третьей части) не дает, конечно, ничего в нормальных условиях, а в аварийных условиях не обеспечивает столь же гибкого взаимодействия между частями ЭЭС и менее надежно.

Глава 5.

Способы построения систем ПА

5.1. Введение

5.1.1. Общая характеристика проблемы

Выбор методов противоаварийного управления, а также структуры, аппаратуры и алгоритмов ПА зависит как от особенностей конфигурации и функционирования энергосистемы, так и от возможностей управляющей ею организации создать и эксплуатировать эту автоматику.

В данной главе дан обзор применяемых методов управления, моделей энергосистем, предназначенных для вычисления $УВ$, и структур взаимодействия устройств ПА. Изложение этих вопросов учитывает, что в противоаварийной автоматике все более широко применяется вычислительная техника и открываются новые возможности телепередачи информации. Более того, выполняется иерархическое взаимодействие различных управляющих задач в единой системе управления электрической частью станции или подстанции (часть IV).

Указанное открывает новые возможности для совершенствования принципов автоматического управления и, в частности, для прогнозирования исхода аварийного процесса, которое обещает сделать управление более быстрым и больше соответствующим реальным условиям работы энергосистемы, а также уменьшить число параметров настройки и, соответственно, труд по расчету этих параметров. Реализации этой возможности посвящен следующий раздел, затем детальное рассмотрение применительно к двум разным задачам ПА содержится в частях V и VI.

5.1.2. Управление по возмущению и регулирование

В силу требования о скорости действия ПА сразу после выявления $АВ$ почти всегда желательно подать на исполнительные органы воздействия со всей необходимой интенсивностью.

Такое устройство характеризуется не как регулирующее, т.е. обладающее обратной связью через объект управления, а как управляющее по заранее заданной программе, которая зависит от обстоятельств, имеющих в начале процесса, и может только в той или иной степени корректироваться при дальнейшем протекании процесса. Для реализации этой возможности такое устройство после начала процесса получает и перерабатывает информацию о дополнительных возмущениях или об изменении отдельных параметров процесса и тем самым проявляет себя как частично замкнутая система или, по-иному, *разомкнутая система с коррективной*.

Подобно регулирующей системе, ПА может реагировать на те или иные параметры процесса либо непосредственно на возмущение. Как известно из теории регулирования, *регулирование по возмущению* обычно дает возможность получить более быстродействующую систему, чем ре-

гулирование по тому или иному параметру (регулируемому параметру). При регулировании по возмущению фиксируется значение возмущающего воздействия и в соответствии с ним подается регулирующее воздействие той или иной интенсивности без ожидания изменения регулируемого параметра. В принципе, возможно полностью исключить это изменение, т.е. изменение регулируемого параметра под действием возмущения компенсировать при помощи регулирующего воздействия по возмущению (*принцип инвариантности*).

Для большей определенности изложения рассмотрим сначала вычисление $УВ$ по возмущению. Чем точнее требуется вычислить требуемое $УВ$ в зависимости от возмущения, тем более точно должна быть собрана информация о нем и о состоянии ЭЭС в предаварийных условиях и тем точнее она должна быть переработана. Понятно, что точность такого управления не всегда достижима. Главные причины этого: возмущающее воздействие удастся измерить не везде и не всегда, тем более с достаточной точностью, а влияние возмущения и управляющего воздействия на устойчивость нестабильно и не всегда достаточно точно известно из-за ограниченности информации о предаварийном состоянии ЭЭС и о переходных характеристиках ее элементов.

В области ПА для точного измерения разнообразных возмущающих воздействий требуется целый комплекс измерительных и пусковых органов. Изменение характеристик энергосистемы во времени требует изменения настройки вычислительных устройств, управляющих воздействием. Очевидно, что и измерение возмущающего воздействия, и дозировку по нему управляющего воздействия можно выполнить в условиях энергосистемы лишь довольно приблизительно.

Из-за трудностей управления по возмущению желательно применение корректировки $УВ$ по параметрам процесса. Получающаяся комбинированная система подобна системе регулирования с формированием регулирующего воздействия по регулируемому параметру и с компенсирующим воздействием по возмущению.

Перед ПА не ставится задача строгого поддержания какого-либо параметра на заданном уровне, требуется лишь удержать несколько параметров в допустимых пределах. Речь идет об относительном угле (или нескольких углах) в пределах докритических значений, о допустимом нагреве оборудования, об отклонении частоты в безопасных пределах и о том же применительно к напряжению в узловых пунктах. Сложность состоит в том, что, особенно если применяется неснимающееся $УВ$, его нужно использовать в объеме, возможно более близком к минимально необходимому. Для систем же регулирования прежде всего важна точность поддержания регулируемого параметра и лишь во вторую очередь — использование минимального воздействия.

В силу своего быстрого действия управление по возмущению применяется в ПА во всех случаях, когда это возможно. Если трудности измерения возмущающего воздействия оказываются слишком большими сравнительно с возможным эффектом, приходится идти на управление по

параметрам процесса, теряя, как правило, быстродействие и, следовательно, завышая управляющее воздействие. Но и в этом случае необходимо правильное формирование управляющего воздействия на основе знания характеристик энергосистемы и измерения электрических величин в течение переходного процесса.

Указанные типичные трудности разомкнутой выработки $УВ$ (не только по возмущению, но и по параметрам процесса) взамен регулирования приводят к тому, что разомкнутая система управления в чистом виде обычно не применяется; параллельно с ней функционирует и регулирующий орган, выполняющий корректирующую роль.

Аналогично обстоит дело и в области ПА — ведь параллельно с этой разомкнутой системой действуют имеющиеся в энергосистеме внешние по отношению к ПА регуляторы частоты, напряжения и мощности. Получающаяся система подобна системам регулирования с формированием регулирующего воздействия по регулируемому параметру и с компенсирующим воздействием, вводимому при больших возмущениях.

Но и в составе ПА предпочтительна комбинированная система, т.е. управление по возмущению с корректировкой по ходу процесса.

Характерный пример сочетания способов управления: задача сохранения устойчивости энергосистемы по частоте решается устройствами АОСЧ, в основном, в рамках защитного принципа, но если опасен особенно большой аварийный дефицит мощности, то используется еще и прогнозирование понижения частоты и проверка допустимости этого понижения (в так называемой дополнительной очереди АЧР).

Очевидны два основных способа корректировки $УВ$.

Первый из них: по параметрам возмущения дается воздействие заранее большее, чем требуется, а затем по параметрам процесса оно частично или полностью снимается. Такое управление возможно, если используются кратковременно действующие, снимающиеся $УВ$.

В качестве примера можно указать определение момента отключения нагрузочного сопротивления электрического торможения в зависимости от относительного скольжения.

Использование электрического торможения с корректировкой по ходу процесса позволяет настолько резко снизить требования к точности управления по возмущению, что селективное управление превратится в превентивное. Так, воздействие, необходимое в случае затяжки отключения КЗ, для повышения его эффективности полезно ввести сразу вслед за возникновением короткого замыкания, не дожидаясь, пока будет зафиксирована затяжка. Если затяжка в действительности не обнаружится, то воздействие уменьшается или вовсе снимается.

Второй способ: по параметрам возмущения создается воздействие несколько меньшее, чем это необходимо по расчетам, выполняемым со всеми коэффициентами запаса. Затем по параметрам процесса, если требуется, вводится дополнительное воздействие или даже несколько воздействий, последовательно корректирующих процесс. При таком управлении суммарное $УВ$ может намного превысить то, которое было бы достаточным при полноценном первом воздействии, так как запаз-

дывание в подаче корректирующих воздействий делает их менее эффективными, чем первое.

Поэтому естественно применять повторные воздействия не в качестве корректирующих первое, а только в силу неблагоприятного и непредвиденного развития первоначального возмущения или появления нового, на которое первое воздействие не рассчитано.

Если выявить интенсивность возмущения не удастся, то приходится выполнять управление только по параметрам процесса. Тогда неизбежна задержка действия автоматики и соответствующее завышение $УВ$, а изложенный подход к корректировке $УВ$, в сущности, не меняется.

Кстати, для устройств, которые прогнозируют или выявляют АР, способ реагирования на первоначальное возмущение принципиально не годится.

5.1.3. Модели объекта и методы управления

Для вычисления $УВ$ требуются математические модели объекта управления, функционирующие на компьютере эксплуатационной службы и на управляющем вычислительном устройстве. Можно представить себе четыре вида моделей.

Сеть-модель (С–М)

Полная сеть-модель подробно представляет электрическую часть управляемой части ЭЭС и, по крайней мере, ближайших к ней частей. Данная модель принимается в качестве правильно отражающей любое из состояний представленной в ней части ЭЭС. Она является основным инструментом, с помощью которого создаются остальные три модели, которые с той или иной погрешностью отражают эту модель. Однако этот процесс пока не имеет хорошо отработанной программной поддержки.

Полная сеть-модель функционирует off-line на уровне диспетчерского управления энергосистемы или объединения энергосистем.

Сокращенная сеть-модель представляет ЭЭС в виде такой электрической сети, которая исходя из возможностей сбора информации заранее сокращена по сравнению с ее полной сеть-моделью в двух отношениях: во-первых, пространственно и, во-вторых, в отношении подробности представления элементов. Цель сокращения — возможность идентификации состояния сети в рамках используемой on-line модели на основе информации, собираемой на данном уровне управления. В качестве данных для сокращенной сеть-модели выступают данные об управляемом районе, из которых исключены лишние (прежде всего — не наблюдаемые) элементы, и об эквивалентных узлах ЭЭС, внешних по отношению к этому району.

Оригинальная сокращенная сеть-модель создана в НИИПТ [1.30] с помощью специально разработанных методов описания узлов электрической сети, упрощающих расчеты. Она используется для АПНУ во введенных в действие в 80-х и начале 90-х годов централизованных комплексах АДВ уровня объединенных энергосистем.

Не исключено, что в частном случае сокращенная сеть-модель может совпадать с полной сеть-моделью и что это является оптимальным вариантом.

Проблемы создания сеть-моделей исключительно актуальны, но непосредственно относятся к интересам специалистов не в области ПА, а в области электрических расчетов ЭЭС, поэтому сеть-модели здесь не представлены; специфичные для ПА предел-модель и таблица-модель в общих чертах рассмотрены в данной части.

Представляется, что сеть-модели в энергосистеме должны составлять цельную систему (кстати, необязательно — единственную систему):

1. полная сеть-модель, используемая эксплуатационными службами off-line;
2. сокращенная сеть-модель, используемая диспетчером on-line в качестве советчика;
3. сокращенная сеть-модель, используемая on-line в противоаварийной автоматике.

Использование должно начинаться, естественно, с пункта 1. По мере отработки бесперебойной правильной работы модели она переходит в пункт 2 и затем в пункт 3, т.е. в область автоматического управления переходит то, что уже успешно используется за столом.

Предел-модель (П–М)

В ряде случаев оказывается возможным приписать сечению с каждым данным составом элементов свой предел пропускной способности, не зависящий от других обстоятельств, и ограничиться представлением схемы энергосистемы в виде двух узлов по сторонам от рассматриваемого сечения. Аналогично, и для других видов устойчивости предельные отклонения величин можно упрощенно задать параметрами, не зависящими от других величин (например, применительно к термической устойчивости — от скорости ветра).

В качестве ограничений для подсистемы АПНУ выступают предельные мощности, передаваемые в опасных сечениях, которые решено контролировать, а в качестве влияющих параметров для любой из подсистем ПА — постоянные инерции и статизмы регулирования машин и т.п. Для получения предельных мощностей в виде границы области существования режима (ОСР) в качестве данных выступают, в основном, собственные и взаимные мощности (или проводимости, сопротивления) эквивалентных генераторов, имеющие место в обслуживаемых данным комплексом АПНУ доаварийных, послеаварийных и ремонтных схемах сети.

Предельная граница может быть задана и полиномом — в виде прямых линий или в виде кривых второго порядка. Иначе говоря, возможна кусочно-линейная или кусочно-квадратичная аппроксимация границы.

С границей допустимых состояний послеаварийной схемы S^{II} сопоставляется прогнозируемое послеаварийное состояние потоков мощности P^{II} . Если результат сопоставления неблагоприятен, подбирается UB , с помощью которого нагрузка сети вводится в допустимые границы (подробнее — пункт 5.2.3.).

Это *УВ* должно отвечать ограничению значения аварийного небаланса мощности в данном районе, заданному в интересах других районов.

Границы предельных режимов в рамках разработанной на сегодня предел-модели используются для эквивалентных двух- и трехузловых схем, на которые разбивается схема энергосистемы. Иначе говоря, допустимые граничные мощности, передаваемые в сечениях схемы энергосистемы, принимаются или взаимно независимыми, или попарно зависимыми. Управляющие воздействия рассчитываются для каждой такой схемы. Затем выполняется комплексирование управляющих воздействий, т.е. управляющие воздействия уточняются с учетом интересов сразу всех эквивалентных схем.

Данная модель используется в комплексах ПА, выполненных на электромеханической аппаратуре, и в нескольких разработанных авторами централизованных комплексах АДВ, введенных в действие с 1984 года.

Использование этой модели всегда подвергалось критике за то, что с ее помощью ПА реагирует только на заранее назначенный состав ситуаций, и за то, что для настройки ПА на эти ситуации нужно выполнить много расчетов сеть-модели. Совсем недавно критика системы типа Special Protection Systems (SPS), основанной на такой модели, довольно полно представлена в [1.25], чтобы взамен для большого объединения энергосистем предложить централизованную систему АПНУ и АОСН, действующую по способу ПОСЛЕ (раздел В.6 введения) на основе анализа переходного процесса.

В ней предполагается осуществить глобальный сбор и анализ информации о векторах электрических величин. Они должны измеряться во многих точках энергосистемы с помощью сигналов от спутниковой системы GPS и из этих точек передаваться в центр для выработки и выдачи *УВ*. Эту централизованную систему предполагается, однако, сочетать с существующими устройствами, которые подлежат настройке, по способу II «ДО» с использованием таблица-модели.

Таблица-модель (Т–М)

С помощью таблица-модели управляющие воздействия применительно к данному аварийному возмущению определяются путем выборки из заранее составленных таблиц, представляющих зависимость *УВ* от наиболее значимых оперативных параметров и предаварийных текущих величин электроэнергетической системы.

Некоторые сведения об управляющих таблицах содержатся в следующем пункте данного раздела. Таблицы могут с успехом применяться и применяются во всех устройствах ПА, выполняемых на основе вычислительной техники. Например, для алгоритма АДВ они применяются прежде всего в следующих ситуациях:

- использование алгоритма АДВ в устройстве, не обладающем информацией, необходимой для Р-М и тем более для С-М;

- тяжелое КЗ, в то время как указанные модели не предусматривают расчета результата столь сложного переходного процесса (они обслуживают послеаварийный установившийся режим, а Р-М — еще и более

простой процесс, следующий за отключением элемента без предшествующего КЗ);

- необходимость выполнить *УВ* не из-за недостаточной пропускной способности, а из-за недопустимого отклонения частоты или напряжения в энергосистеме или из-за термической перегрузки оборудования;
- у пользователя не готовы данные для расчетов по сложным моделям, он им в данной ситуации работы энергосистемы не вполне доверяет;
- внештатная ситуация и т.п.

Две модели: П–М и Т–М

Различие между этими моделями лежит на поверхности, а немалое сходство не вполне очевидно. Ведь и та и другая модель нуждается в исходных данных, и для одинаковой детализации *УВ* требуется практически одинаковое их количество, хотя часть из них относится к разным группам параметров ЭЭС и организованы с помощью таблиц разного вида. С данными обеих моделей в устройстве ПА выполняются те или иные расчеты, но в П–М их больше, чем в Т–М. В сущности, эти расчеты противостоят дискретности, свойственной Т–М, и избавляют от непосредственного указания значений *УВ* в управляющих таблицах.

Совершенствование сеть-моделей и практики их применения позволяет персоналу многих энергосистем своевременно выбрать величины, представительные для определения *УВ*, и заполнить ими достаточно обширные управляющие таблицы, составляющие Т–М. Вероятно, поэтому их охотно применяют (например, в США) для определения *УВ*, требуемых для разных целей, в том числе — для устойчивости по углу.

Иное положение в области П–М. Задача столь же удобного расчета параметров, нужных для достаточно быстрого и точного построения предельных областей в многоузловой схеме энергосистемы, еще требует доработки соответствующих методик и дополнительного прогресса в области программ расчета сеть-модели. Однако, эти проблемы постепенно решаются.

В итоге сегодня представляется очевидным, что обе модели (П–М и Т–М) имеют каждая свою и немалую область применения, и в некоторых устройствах ПА их обе целесообразно использовать даже вместе, например — в устройстве АДВ.

5.1.4. Управляющие таблицы

Управляющая таблица — это таблица, управляющая получением промежуточного или окончательного результата решения задачи. Такая таблица является наиболее известным универсальным средством задания количественных и логических зависимостей одних величин от других. Табличное задание зависимостей широко используется в различной автоматике, где применена вычислительная техника. В противоаварийной автоматике оно применялось и раньше — инструментом задания служили электрические коммутаторы [5]. Табличное задание оказывается наиболее приемлемым средством для широчайшего класса зависимостей,

для которых отсутствуют другие удовлетворительные вычислительные модели.

Возможны таблицы самого разного вида, но наиболее общий вид имеет так называемая *таблица решений*. Ее пример применительно к задаче АДВ схематично показан в виде табл. 5.1.

В верхнем поле таблицы слева записаны все те условия, которые должны учитываться при назначении *УВ*. В данном примере в их числе имеется девять условий, характеризующих доаварийное состояние энергосистемы, и три условия, характеризующие аварийное возмущение:

- две верхние строки определяют состав элементов сети (без какого из элементов работает сеть): полный состав — BezPoln, ремонт линии L между шинами, номера которых указаны в скобках, — BezL(51-57);

- четыре следующие строки определяют используемые ступени двух влияющих координат управления Kг4 и Kг7;

- следующая строка указывает день недели — понедельник, когда управление должно быть иным, чем в остальные дни;

- последние три строки показывают аварийные сигналы АС, создающие данный тракт: две из них — отключение линий OL, а третья строка информирует о тяжелом КЗ у шины номер 34 — KZ.

В нижнем поле таблицы записаны все имеющиеся виды и ступени *УВ*. Имя шины, на которой выполняется *УВ*, записывается в виде, например, B27. Имя концентрированного узла, по шинам которого подлежит распределению данное *УВ*, записывается именами тех сечений, которые окружают этот узел. Например, сечения S5 и S7 выделяют те шины, которые находятся между этими сечениями. Деление системы задается именем сечения, например, шестое сечение — DS6.

Установкой крестиков в предназначенном для тракта индивидуальном столбце может быть назначен в верхнем поле набор условий, при котором осуществляется управление, и в нижнем поле — набор *УВ* для этого тракта. Поскольку значения координат разбиты на диапазоны, управление одним трактом описывается более чем одним столбцом.

Эту таблицу можно как угодно расширить, и в нее допустимо включить какие угодно условия (лишь бы выполнение условия каким-либо способом вводилось в устройство), она исключительно универсальна, в принципе, очень наглядна и вполне подходит для задач ПА. Если использовать все ее потенциальные возможности (при большинстве пустых клеток!), она может оказаться необозримой на экране, и с этим недостатком приходится бороться, помимо создания горизонтальной и вертикальной прокрутки таблицы, путем рассечения ее по вертикали. Известны также некоторые трудности программирования такой таблицы.

Чтобы упростить программу, применяется кодирование величин, используемых в таблице решений. Так, данные табл. 5.1 кодируются пятью значениями согласно табл. 5.2, в сущности сопряженной с табл. 5.1. Если логический параметр подлежит учету (крестик стоит) или нет (крестик отсутствует), его коды 5 или 1, соответственно. Если непрерывная величина имеет ступени, они именуются цифрами от 2 до 5. Если она не подлежит учету (на всех ее ступенях крестики отсутствуют), ее код 1.

Таблица 5.1

Вид таблицы решений

Условия		Величины	Т р а к т ы						
	Исходное состояние	BezPoln			+	+	+	+	+
		BezL(51-57)	+	+					
		Kr4<520							
		520≤Kr4<780	+					+	
		780≤Kr4		+					+
		Kr7<470							
		470≤Kr7<650			+			+	
		650≤Kr7				+	+		+
	Monday					+			
AC	OL(22-23)	+	+				+	+	
	OL(57-54)			+	+	+	+	+	
	KZ(B34)						+	+	
Решение: УВ	B27 OH 170	+		+			+		
	S5 S7 OH 310		+		+	+		+	
	DS6					+	+	+	

Таблица 5.2

Коды условий и решений

Условия		Величины	Код величины			
		Исходное состояние	BezPoln	1		5
			BezL(51-57)	1		5
			Kr4<520	2		
			520<Kr4<780		3	
			780<Kr4			4
			Kr7<470	2		
			470<Kr7<650		3	
			650<Kr7			4
			Monday	1		5
	AC		OL(22-23)	1		5
			OL(57-54)	1		5
			KZ(B34)	1		5
Решение: УВ			B27 OH 170	1		5
			S5 S7 OH 310	1		5
			DS6	1		5

Согласно кодировке, показанной в табл. 5.2, таблица решений 5.1 приобретает более лаконичный вид, пригодный для ввода в устройство автоматики (каждый тракт определен одной полностью заполненной строкой):

```

1 5 3 1 1 5 1 1 5 1 1
1 5 4 1 1 5 1 1 1 5 1
5 1 1 3 1 1 5 1 5 1 1
5 1 1 4 1 1 5 1 1 5 1
5 1 1 4 5 1 5 1 1 5 5
5 1 3 3 1 5 5 5 5 1 5
5 1 4 4 5 5 5 5 1 5 5.

```

В настоящее время имеется мощное стандартное программное обеспечение, помогающее подготовить данные для таблицы решений, кодировать их и получить решение. Например, такие средства входят в программный пакет Matlab.

Табличные алгоритмы являются основой методов и алгоритмов нечеткой логики — Fuzzy logic, дающих дополнительную возможность использовать более мягкие (и даже вероятностные) оценки диапазонов влияющих величин, чем показано в таблице 5.1, допускать наложение диапазонов друг на друга и т.д. Мягкая оценка может быть единственно возможной для пользователя применительно к границе электрической величины, которая им недостаточно точно вычисляется, или, тем более, к системе предпочтений, которые он в ряде случаев хочет задать автомате.

Начавшись лет 20 назад, исследования Fuzzy logic в последнее время стремительно развиваются, а применение этих алгоритмов расширяется. В частности, Fuzzy logic внедряется и в противоаварийную автоматику [1.25].

5.2. Прогнозирование исхода процесса

5.2.1. Введение в проблему прогнозирования

Прогнозирование уместно для функции противоаварийной автоматики, заключающейся в прекращении такого аварийного переходного процесса, который ведет к возникновению недопустимого состояния, т.е. в предотвращении этого состояния. Такие функции свойственны противоаварийной автоматике в узком понимании этого термина. Функции, сущностью которых является ликвидация уже возникшего недопустимого состояния, характеризуются как защитные. Таковы функции релейной защиты от коротких замыканий. Аналогична и часть функций противоаварийной автоматики.

Как и релейная защита, хорошая противоаварийная автоматика является эшелонированной системой. В такой системе неблагоприятное развитие процесса к следующей стадии актуализирует новую функцию автоматики. Поэтому желательное упреждение прогноза не превышает продолжительности той стадии процесса, которая обслуживается соответствующей функцией.

В процессе прогнозирования требуют ответа следующие вопросы (рис. 5.1) [1.14].

«Что было?» — собирается информация об исходном состоянии энергосистемы (индекс I), в котором возникло аварийное возмущение: об исходной схеме основной сети S^I и об исходной нагрузке ее основных связей P^I , где P — вектор передаваемых активных мощностей или каких-либо других электрических величин, характеризующих нагрузку сети.

«Что случилось?» — выявляется вид аварийного возмущения: какой элемент энергосистемы отключился, каково то короткое замыкание, в результате которого произошло отключение, каково значение возникшего дефицита или избытка мощности и т.п. Все это выполняется или сразу вслед за аварийным возмущением (например, путем выявления факта отключения высоковольтного выключателя), или несколько позже — путем анализа возникшего после аварийного возмущения переходного процесса, т.е. в рамках ответа на следующий вопрос «Что происходит?».

«Что происходит?» — измеряются значения электрических величин: токи I , напряжения U , мощности P и Q , углы δ между роторами генераторов или между напряжениями, частоты f , скольжения s . Вычисляются их ступенчатые приращения ΔI , ΔU , ΔP , их скорости изменения и другие их функции, нужные для дальнейших вычислений, т.е. выполняется предварительная обработка аварийной аналоговой информации.

«Что стало?» — с помощью наложения того, что случилось, на то, что было, или с помощью анализа того, что происходит, вычисляются новые параметры энергосистемы (состояние с индексом II), влияющие на исход процесса.

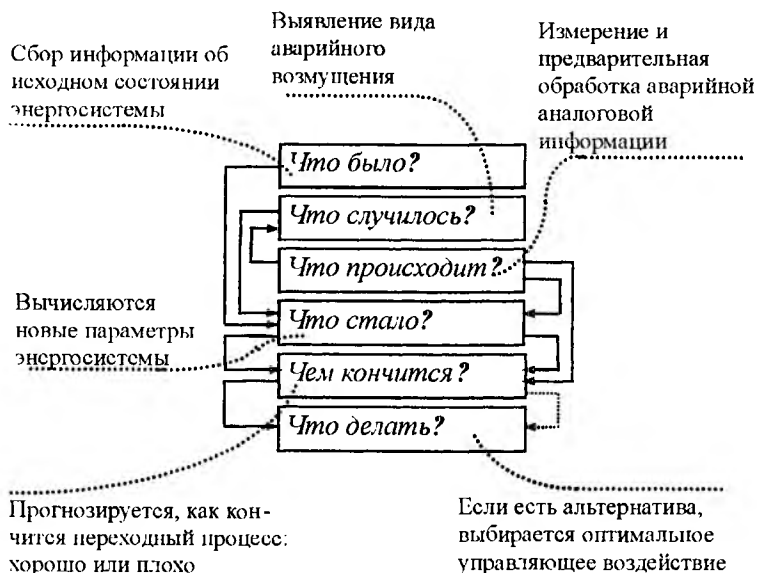


Рис. 5.1. Структура вопросов по ходу прогнозирования

«Как кончится?» — ответ на этот вопрос («Хорошо» или «Плохо») — обязательный и притом наименьший результат прогнозирования. Первой целью прогнозирования является выявление того обстоятельства, что без вмешательства автоматики недопустимое состояние непременно наступит: ответ «Плохо». На основе информации о том, что происходит, и о том, что стало, вычисляются те параметры энергосистемы или функции, значения которых однозначно характеризуют исход процесса.

«Что делать?» — этот вопрос ставится в случае плохого прогноза и наличия альтернативы в действиях. Вторая цель — выработка решения о том, какие именно управляющие воздействия должны быть осуществлены в энергосистеме, чтобы предотвратить недопустимое состояние. Определяется управляющее воздействие или то сочетание управляющих воздействий, которое так корректирует то, что случилось, и тем самым влияет на то, что происходит и что стало, что в результате прогноз «Плохо» сменяется на «Хорошо».

Обычное требование к управляющим воздействиям: они должны быть близки к минимально необходимым, т.е. быть минимальными из тех, которые могут обеспечить «Хорошо». Возможно и дополнительное требование об оптимизации управляющих воздействий. Например, может требоваться минимизация ущерба, который они наносят энергосистеме и/или ее потребителям.

Среди разнообразных задач противоаварийной автоматики имеется задача, которая уже и сегодня решается на основе прогнозирования, — предотвращение перехода к асинхронному режиму с помощью управляющих воздействий, направленных на то, чтобы сохранилась параллельная работа генераторов. Послеаварийное состояние системы II (то, что стало) прогнозируется как результат наложения выявленного аварийного возмущения (того, что случилось) и, кроме того, выбираемых управляющих воздействий (того, что нужно сделать) на исходное состояние I (то, что было).

Результатом решения этой задачи являются управляющие воздействия и аварийные небалансы активной мощности, удовлетворяющие критериям устойчивости квазиустановившегося и установившегося послеаварийных состояний и «простого» динамического перехода, т.е. одноступенчатого переходного процесса к квазиустановившемуся режиму. Условием сохранения устойчивости в послеаварийных условиях является то, что передаваемые мощности находятся в допустимых для этого границах: с границами мощности прогнозируемой послеаварийной схемы сопоставляются прогнозируемые послеаварийные потоки мощности. Если результат сопоставления неблагоприятен («Плохо»), подбираются управляющие воздействия, с помощью которых мощности вводятся в допустимые границы, и тем самым достигается прогноз «Хорошо».

Задача прогнозирования АР — несколько иная. Ее можно сформулировать как предотвращение перехода к асинхронному режиму с помощью не тех управляющих воздействий, которые обеспечивают сохранение устойчивости, а тех, которые было бы необходимо выполнить в

случае неудачи сохранения, т.е. в случае наступления режима АР. Основной целью замены выявления уже состоявшегося асинхронного режима его прогнозированием является возможно более быстрое прекращение процесса, ведущего к этому режиму, т.е. предотвращение этого режима, опасного для оборудования и потребителей электроэнергии.

Первая из упомянутых задач (сохранение устойчивости) решается по схеме вопросов, показанной на рис. 5.1 стрелками слева. Вторая (предотвращение АР) решается по схеме, показанной на том же рисунке стрелками справа. Эти две схемы принципиально различны тем, что в первой схеме вопрос «Что происходит?» является вспомогательным, а во второй основным. В первой схеме то, что стало, выясняется как прямое следствие того, что было, и того, что случилось, а во второй то, что стало, выясняется посредством анализа того, что происходит.

Метод прогнозирования иллюстрируется далее на примере простой задачи, относящейся к АОПЧ.

5.2.2. Пример влияния модели на точность прогноза

Уравнение для примера

В качестве основного взято уравнение движения ротора генератора, показывающее нелинейную зависимость ускорения s' ротора от ряда влияющих на движение ротора величин, являющихся аргументами некоторой функции φ , представляющей небаланс мощности:

$$\frac{M}{\omega_0} s' = \varphi(P, \delta, s, t), \quad (5.1)$$

где M – механическая инерция вращающихся масс ротора, МВтс; P – параметры уравнения: например, максимум зависимости электрической мощности генератора P_k от угла δ , коэффициент пропорциональности между аварийным небалансом мощности и установившимся значением скольжения и т.п.; s – скольжение ротора данного генератора относительно абсолютной оси, шин бесконечной мощности или относительно ротора другого генератора, рад/с; δ – угол между указанными роторами, рад; t – время, с; ω_0 – номинальное значение угловой скорости вращения ротора, рад/с.

Здесь $M = P_{\text{ном}} T_j$, где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность, Мвт; T_j – постоянная инерции ротора (с), приведенная к $P_{\text{ном}}$.

Эта постоянная равна времени, которое требуется после отключения генератора с нерегулируемой турбиной, имевшего перед этим $P = P_{\text{ном}}$ и $s = 0$, для достижения $s = \omega_0$, т.е. для удвоения скорости вращения.

В общем случае это уравнение решается итерационными методами, вряд ли пригодными для автоматического управления в темпе аварийного процесса. Очевидно, необходим компромисс между стремлением к полноте модели и практическими возможностями решения. Некоторые формы функции φ , отвечающие простым моделям энергосистемы, позволяют решить (5.1) аналитически. Такие модели могут служить хорошей основой для прогнозирования.

Как видно на рис. 5.1 по стрелкам справа, алгоритм прогнозирования по ходу процесса имеет три основные части:

1. Сбор информации о переходном процессе в энергосистеме и получение из нее для выбранной модели информации о том, что происходит. Естественно стремление ограничиться минимальным объемом легко доступной информации. Понятно также, что в модели могут функционировать величины, которые не измеряются непосредственно, и поэтому для нее требуется не сырая информация, а преобразованная.

2. Параметрическая идентификация выбранной модели, т.е. расчет тех ее параметров P , которые отражают в модели то, что стало.

3. Определение того, как кончится переходный процесс, путем расчета значения некоторого его показателя V и сравнения этого значения с граничным допустимым значением $V_{\text{ор}}$.

Вторая из указанных частей наиболее сложна, и ее неудачное выполнение может в наибольшей мере исказить результат прогнозирования. Это обстоятельство показано ниже на примере автоматического прогнозирования повышения частоты.

Сущность примера

Качество модели процесса, принятой для прогнозирования, является едва ли не главной его проблемой. Она рассматривается на наглядном примере задачи о повышении частоты в узле сети, имеющем жесткие внутренние связи и аварийно отделившемся от остальной энергосистемы.

Как известно, отклонение частоты на 10% от номинального значения недопустимо даже кратковременно. Такое понижение недопустимо для потребителей и механизмов электростанций, а повышение — для тепловых турбин. Далее рассматривается второе из этих явлений [1.14].

Две модели

Поскольку требуется прогнозировать изменение скольжения s за его критическое значение $s_{\text{кр}}$, нужно в качестве функции φ в (5.1) использовать функцию от s . Тогда разделение переменных дает

$$\frac{M}{\omega_0} \frac{ds}{\varphi(s)} = dt. \quad (5.2)$$

Аварийный небаланс мощности P_{nb} компенсируется регулирующим эффектом нагрузки и регулированием тепловых турбин.

В простейшей модели (далее — *модель 1*) компенсация предполагается пропорциональной изменению скольжения:

$$\varphi(s) = P_{nb} - ks, \quad (5.3)$$

где k — коэффициент пропорциональности. Интегрирование (5.2) с учетом (5.3) от некоторых начальных значений времени t_0 и скольжения s_0 до текущих значений t и s дает:

$$s = s_s - (s_s - s_0) e^{-(t-t_0)/\tau}, \quad (5.4a)$$

где установившееся значение скольжения

$$s_s = P_{nb} / k \quad (5.4b)$$

и постоянная времени

$$\tau = M / \omega_0 k. \quad (5.4c)$$

Вычисление s_s достигается измерением скольжения в четыре момента времени: t ; $t_0 = t - \Delta t$; t^I ; $t_0^I = t^I - \Delta t^I$,

где t – текущий момент, а остальные три предшествуют ему. Скольжения в эти моменты: s ; $s_0 = s - \Delta s$; s^I ; $s_0^I = s^I - \Delta s^I$.

Уравнение для определения s_s :

$$\left(\frac{s_s - s_0}{s_s - s} \right)^{1/\Delta t} = \left(\frac{s_s - s_0^I}{s_s - s^I} \right)^{1/\Delta t^I}. \quad (5.5a)$$

Вряд ли что-нибудь мешает принять интервалы времени равными: $\Delta t = \Delta t^I$. Тогда s_s находится из (5.5a) в явном виде:

$$s_s = (s \Delta s^I - s^I \Delta s) / (\Delta s^I - \Delta s). \quad (5.5b)$$

Несколько более сложная, чем (5.3), функция (далее – модель 2) может учесть, что по мере изменения скольжения небаланс мощности компенсируется неравномерно:

$$\varphi(s) = 0,5 P_{nb} \left(1 + \cos \pi \frac{s}{s_s} \right). \quad (5.6)$$

Эта функция отражает то, что сначала изменению частоты препятствует только регулирующий эффект нагрузки, затем регуляторы скорости изменяют мощность тепловых турбин и, наконец, если регулирующие возможности этих турбин уже исчерпаны, опять остается только регулирующий эффект нагрузки.

Кстати, эта же функция может учесть и отключение потребителей системой частотной разгрузки, если принять, что эта система достаточно многоступенчата.

Интегрирование (5.1) с учетом (5.6) дает решение:

$$s = \frac{2}{\pi} s_s \arctg \left[\operatorname{tg} \frac{\pi s_0}{2 s_s} + \frac{\omega_0 \pi P_{nb}}{2 M s_s} (t - t_0) \right]. \quad (5.7)$$

Решение системы из двух уравнений (5.7), составленных для двух интервалов $\Delta t = \Delta t^I$, дает уравнение, из которого вычисляется s_s :

$$\operatorname{tg} \frac{\pi s_0^I}{2 s_s} - \operatorname{tg} \frac{\pi s^I}{2 s_s} - \operatorname{tg} \frac{\pi s_0}{2 s_s} + \operatorname{tg} \frac{\pi s}{2 s_s} = 0. \quad (5.8)$$

Интенсивность процесса

Известные обстоятельства ограничивают допустимое изменение скольжения неравенством:

$$V = s_{\text{cr min}} < s_s < s_{\text{cr max}}. \quad (5.9)$$

Здесь s_{cr} — критическое значение скольжения, которое задается. Левое неравенство используется при снижении частоты: $P_{\text{nb}} < 0$ и $s_s < 0$; в нем $s_{\text{cr min}} < 0$. Правое используется при повышении частоты: $P_{\text{nb}} > 0$ и $s_s > 0$; в нем $s_{\text{cr max}} > 0$. Прогнозируемая интенсивность процесса характеризуется разностью между соответствующими величинами, входящими в (5.9):

$$V = s_{\text{cr min}} - s_s; \quad V = s_s - s_{\text{cr max}}. \quad (5.10)$$

Если $V < 0$, управления не требуется. Если $V > 0$, то оно требуется: при $s_s < 0$ — в виде отключения части потребителей, при $s_s > 0$ — отключения части генераторов.

В обоих случаях это управление может быть дополнено или заменено разделением энергосистемы.

Конкретный расчет процессов и прогнозов

В результате развития аварии от большой энергосистемы отделилась ее часть, имеющая рабочую мощность турбин 2180 МВт, мощность нагрузки 1165 МВт и, следовательно, избыток мощности 1015 МВт (46,6%). При повышении частоты на 10% эта нагрузка увеличится только на 100–200 МВт. Если перед началом процесса нагрузка тепловых турбин составляла меньше чем 35–40% от нагрузки всех турбин данного района, опасность срабатывания автоматов безопасности вполне реальна. Вызванное этим отключение турбогенераторов сделало бы отделившуюся часть дефицитной по активной (и, конечно, по реактивной) мощности и т.д.

На рис. 5.2 представлены два переходных процесса изменения скольжения s : по модели 1 — согласно (5.4) и по модели 2 — согласно (5.7). В них $s_s = 10\%$ (отнесено к ω_0), $k = 32,3$ МВтс/рад, $\tau = 1,7$ с, $M = 18240$ МВтс. Во время каждого из процессов рассчитан прогноз значения s_s двумя способами ($\Delta t = 0,1$ с): по модели 1 — согласно (5.5b) и по модели 2 — согласно (5.8).

Естественно, вполне точный прогноз получается только в случае совпадения модели прогноза с моделью процесса. Прогноз же процесса, идущего по модели 1, с помощью модели 2 дает в начале процесса преуменьшенный результат, а затем — преувеличенный. Наоборот, прогноз с помощью модели 1 процесса, идущего по модели 2, дает сначала преувеличение, а затем преуменьшение результата.

Пример показывает, что эффективность метода прогнозирования зависит от того, насколько он критичен к отличию реальных условий работы генератора от той модели, которая положена в основу метода.

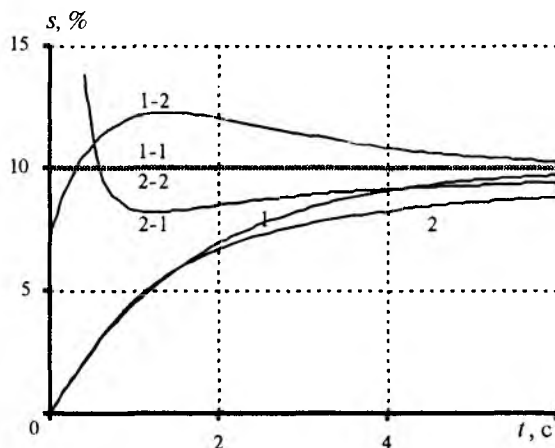


Рис. 5.2. Процессы увеличения s и вычисляемые по ходу этих процессов прогнозы s_s
 1 и 2 — процессы по модели 1 и 2;
 1-1 и 2-2 — в процессе по модели 1 прогноз s_s моделью 1
 и в процессе по модели 2 прогноз s_s моделью 2;
 1-2 — в процессе по модели 1 прогноз s_s моделью 2;
 2-1 — в процессе по модели 2 прогноз s_s моделью 1.

Можно заметить, что увеличение точности требует применения некоторых приемов логики при использовании результатов прогноза, например блокирования заведомо неверных решений в начале процесса, совместного использования двух моделей и т.п.

Метод прогнозирования, подобный рассмотренному, изложен в части VI применительно к задаче прогнозирования асинхронного режима.

5.2.3. Пример: УВ в трехузловой схеме

Для примера рассмотрены результаты ориентировочных расчетов тех управляющих воздействий, которые требуются после отключения связи 2-6 в схеме на рис. 5.3. Цель управления — сохранение параллельной работы.

Связи 2-3 и 5-6 представлены как связи двухузловых схем, и их предельные мощности задаются константами, а связи 3-4-5 образуют трехузловую схему, и ее предельные мощности зависят друг от друга и в исходных I , и в послеаварийных II условиях. Эти зависимости представлены на рис. 5.4 в координатах мощностей, передаваемых в сечениях 4 и 5, примыкающих к соответствующим узлам. На нем видно также, какие изменения вносит АВ в виде отключения связи 2-6: во-первых, составляющая возмущения АВ-1 сдвигает линию предельных мощностей в направлении начала координат и, во-вторых, составляющая АВ-2 сдвигает нагрузку сечений в противоположную сторону — от точки I к точке F .

Задача ПА — с помощью УВ передвинуть нагрузку сечений из точки F внутрь области, ограниченной предельной линией II . Внутрь — потому, что требуется запас пропускной способности и учет нерегулярных колебаний передаваемых в сечениях мощностей (глава 4). Если узлы схе-

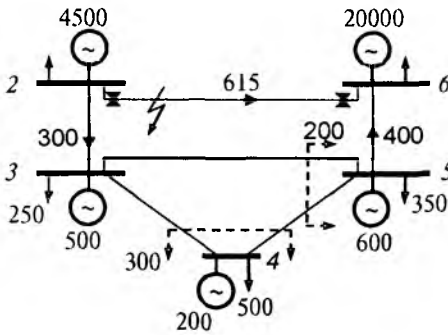


Рис. 5.3. Схема сети для примера определения УВ в трехузловой схеме

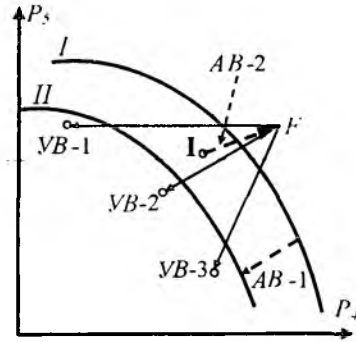


Рис. 5.4. Определение УВ, необходимых и достаточных в послеаварийных условиях, и их оптимизация в трехузловой схеме 3-4-5 на рис 5.3

мы располагают необходимым набором УВ, то задача имеет множество решений, из которых на рисунке показано три: УВ-1, УВ-2 и УВ-3. Какое именно из них выбрать — задача минимизации аварийных издержек.

На схему нанесены активные мощности (МВт): номинальные значения мощностей генераторов и нагрузок в узлах схемы и мощности, передаваемые до отключения указанной связи в исходных условиях I.

На рис. 5.5 показаны границы допустимых режимов В (это выполнено дважды: мелко — полностью и более крупно — первый квадрант) и точки передаваемых мощностей; эти точки обозначены:

— до отключения связи 2-6 — I;

— в результате ее отключения — F;

— в результате ее отключения и использования разных вариантов УВ — a, b, c, d, e и f.

В качестве управляющих воздействий рассматриваются: отключение части нагрузки на величину ΔP_n и снижение мощности генераторов на величину ΔP_g . В табл. 5.3 значения ΔP_n даны в числителях, а ΔP_g — в знаменателях.

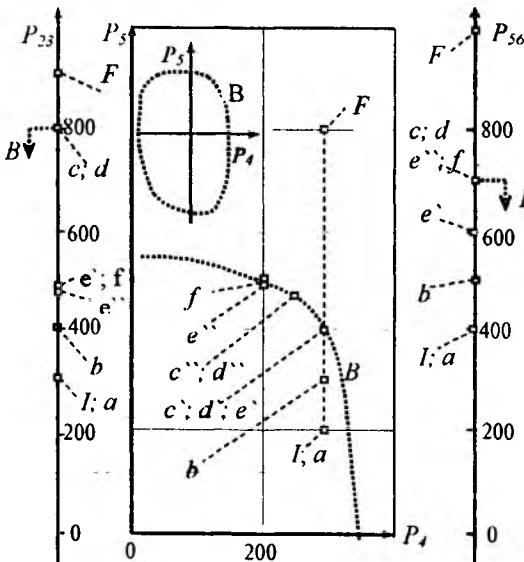


Рис. 5.5. Нагрузка связей 2-3 и 5-6, а также сечений треугольника 3-4-5 при различных вариантах управления (МВт) после отключения связи 2-6 в схеме на рис. 5.3

Таблица 5.3

Варианты *УВ* в схеме 5.3 (по рис. 5.5)

Вариант управления	Узел схемы и управление в нем $\Delta P_n / \Delta P_g$					Данные об управлении в схеме в целом		
	2	3	4	5	6	$\Sigma \Delta P_n / \Sigma \Delta P_g$	$\Sigma \Delta P$	$s, \%$
<i>a</i>	0/600	0/0	0/0	0/0	600/0	600/600	0/0	0/0
<i>b</i>	0/500	0/0	0/0	0/0	500/0	500/500	0/0	0/0
<i>c'</i>	0/100	100/400	0/0	400/300	300/0	800/800	0/0	0/0
<i>c''</i>	0/100	100/390	50/0	340/300	300/0	790/790	0/0	0/0
<i>d'</i>	0/100	0/300	0/0	100/0	300/0	400/400	0/0	0/0
<i>d''</i>	0/100	0/290	50/0	40/0	300/0	390/390	0/0	0/0
<i>e'</i>	0/490	0/0	0/0	0/0	0/0	0/490	0/-490	0/-0.3
<i>e''</i>	0/480	0/0	100/0	0/0	0/0	100/480	0/-380	0/-0.25
<i>f</i>	0/460	0/0	100/0	0/0	60/0	160/460	0/-300	0/-0.2

На рис. 5.5 и в табл. 5.3 представлены следующие характерные варианты управления:

a — возмущение устраняется там, где оно возникло, и полностью, т.е. применено так называемое сбалансированное управление (часть V), не нарушающее баланса мощности в ЭЭС;

b — то же самое, но не полностью, т.е. с учетом того, что имеется гарантированный запас пропускной способности связей (в данном примере принято 100 МВт);

c; d — каждая двух- и трехузловая схема разгружаются индивидуально до своей границы В допустимых режимах и с сохранением баланса мощности в ЭЭС;

c — с выполнением в одном узле двух воздействий противоположных знаков; *d* — с выполнением в узле воздействия только одного знака (противоположные воздействия вычитаются);

c'; d' — без отключения нагрузки в узле 4;

c''; d'' — с отключением нагрузки в узле 4;

e — общая разгрузка связей достигается путем снижения мощности генераторов и за счет этого соответствующего снижения частоты в ЭЭС и снижения мощности, потребляемой нагрузками в узлах;

e' — без отключения нагрузки в узле 4;

e'' — с отключением нагрузки в узле 4;

f — то же самое, как и *e''*, но с учетом того, что интересы внутренних связей узла 6 требуют ограничить общий небаланс мощности $\Sigma \Delta P$ в узлах 2, 3, 4, 5 и 6 значением -300 МВт.

Как видно из табл. 5.3, рассматриваемые варианты успешного управления приводят потребителей энергосистемы к потерям, различающимся в несколько раз. Среди вариантов, не нарушающих баланса мощно-

сти в энергосистеме, наилучшими являются d' и d'' . По вариантам, нарушающим его, видно, что, чем более жестким является ограничение общего небаланса мощности $\Sigma \Delta P$, тем в большей мере требуется отключение нагрузки.

Очевидно, что реализация управления даже в хорошо обозримой схеме данного примера требует гибкого алгоритма прогнозирования, учитывающего разнообразные характеристики энергосистемы и управления.

Алгоритм прогнозирования для расчета UB , нужных для сохранения параллельной работы, охарактеризован в части V.

5.3. Структуры ПА

5.3.1. Децентрализация, централизация и иерархия

Децентрализованная система автоматики такова, что каждое ее устройство выполняет одну функцию или группу близких функций на основе, в основном, местной информации, осуществляет управляющие воздействия тоже, в основном, в месте установки и не имеет информационных связей с другими устройствами управления. Обычно каждое устройство привязано к какому-то одному элементу энергосистемы. Очень ясный пример такого рода построения — релейная защита [1.1]. Достоинства децентрализованного построения автоматики велики: надежность, независимость устройств друг от друга, обычно быстрота действия, простота выполнения и организации обслуживания, невысокая стоимость. Недостатки тоже различимы: малый объем информации об объекте управления, малый выбор управляющих воздействий, действия согласовываются с другими устройствами автоматики только на этапе определения настройки, но не в процессе функционирования. Отсюда банальное пожелание: применять децентрализованные устройства там, где сильно проявляются преимущества децентрализации и слабо проявляются недостатки.

ПА выросла из релейной защиты и, естественно, сначала развивалась только как система децентрализованных устройств. Затем, с усложнением функций и требований к точности действия, появились элементы централизации [1.19], которые развились в связи с распространением вычислительной техники.

Централизованное выполнение автоматики характеризуется сбором местной и удаленной информации в одном месте, совместной ее обработкой в интересах большого числа функций, использованием различных управляющих воздействий, реализуемых на разных объектах энергосистемы. Централизация дает возможность использовать для управления более полную информацию об объекте управления, более качественно ее обработать и применить более широкий спектр управляющих воздействий. Эти преимущества централизации столь впечатляющи, что часто забывают об оборотной стороне дела — возможном снижении надежности, резком росте сложности системы, трудности обеспечить бы-

струю выработку решения, о том, что одномоментное создание большой и сложной системы требует высокой организованности создателей, о росте стоимости, особенно — стоимости быстрой передачи информации на дальнее расстояние.

Увлеченность централизацией иногда приводит к оптимистическим планам создания неограниченно широкой и сложной системы с неограниченно ответственными функциями.

Чтобы избежать информационной бедности децентрализованного управления и в то же время удержать централизацию в разумных рамках, человечество издавна пользуется иерархическим построением систем управления, сначала интуитивно, а последние десятилетия — вполне осознанно. Такое построение системы основывается на следующих соображениях.

Везде, где это не снижает заметным образом качество управления, применяется децентрализованная система устройств. Эти устройства связываются друг с другом столь мало, что нарушение этих связей не может существенным образом снизить качество функционирования.

Там, где расширение информационных рамок дает существенный эффект в отношении правильности работы системы, она выполняется централизованной, но широта централизации сознательно ограничивается имеющимися возможностями преодолеть упомянутые трудности централизации. Централизованная система функционально дополняет децентрализованные устройства и, может быть, снабжает их вспомогательной информацией, улучшающей качество управления.

Если качество получающейся таким образом ограниченной централизации недостаточно и для выработки качественного решения требуется более широкая информация об объекте управления (ЭЭС) и более широкий спектр воздействий на него, то вводится следующая ступень иерархии управления, которая имеет информационные связи с несколькими централизованными системами и за счет этого обладает большей информацией. Эта ступень в принципе может быть построена двояким образом.

Первый способ, который кажется самым очевидным, — эта ступень перенимает у централизованных систем те функции, которые те не могут правильно выполнять. Этот способ ведет к суперцентрализованной системе.

По другому способу верхняя ступень иерархии снабжает централизованные системы той информацией, которая им требуется для качественного решения, т.е. занимается координацией действий этих систем, не беря на себя функции непосредственного управления. Получается управление с помощью нескольких централизованных систем, надстроенных системой координации. Этот давно предложенный способ построения ПА представляется более жизненным [5].

Часто возникает соблазн нарушить важный принцип эффективности иерархической системы: как можно большее число функций системы

нужно выполнять на наиболее низком уровне иерархии, беспричинно не передавать их вверх.

Централизованные системы и их координация охарактеризованы ниже, более подробному их рассмотрению применительно к задаче АПНУ посвящена часть V.

5.3.2. Иерархическая структура

Хотя противоаварийная автоматика настраивается и функционирует автоматически, это обеспечивает ответственный за ее работу персонал, а его действия организованы в рамках иерархической системы эксплуатации. Иерархическая ПА строится параллельно иерархии эксплуатационных служб, и поэтому важно, чтобы задачи автоматике на каждом уровне иерархии соответствовали основным характерным чертам этого уровня. Главнейший вопрос — каковы главные задачи этого уровня, ради которого он существует, и, следовательно, за какие противоаварийные мероприятия ответственен персонал этого уровня и какова в принципе его возможная компетентность в проблемах и методах противоаварийного управления.

Отсюда вытекают ответы на более конкретные вопросы: как широки пространственно и насколько подробны могут быть как информация об энергосистеме, которая подлежит сбору на данном уровне, так и воздействия на нее. От ответа зависит в свою очередь состав задач, которые могут быть поставлены перед данным уровнем, и характер алгоритмов, подходящих для решения этих задач.

Иерархическая структура содержит несколько уровней устройств, на которые возлагаются определенные функции, существенно различающиеся от уровня к уровню. Имеется три принципиально различных уровня. Они показаны на рис. 5.6.

Данная структура основана на раздельном выполнении телепередачи информации, аварийной и доаварийной, а также устройств, пусковых и исполнительных. В наибольшей степени она отражает функционирование системы АДВ по способам II и ДО.

Первый уровень — аварийные цепи ПА. Это — уровень всех тех устройств, которые находятся непосредственно в трактах прохождения аварийных сигналов и решают задачи непосредственно во время аварийного процесса. Это — пусковые устройства (ПУ), исполнительные устройства (ИУ), устройства телепередачи аварийных сигналов и команд, а также входные и выходные цепи устройств АДВ, отнесенных в целом ко второму уровню.

Часть этих устройств поддерживается вторым уровнем, другая часть работает вполне самостоятельно, решая свои задачи децентрализованно. Последнее на рис. 5.6 представлено внизу справа двумя устройствами первого уровня; каждое из них выделено пунктирной линией. Одно из этих устройств содержит только пусковую и исполнительную часть и не нуждается в дозировке УВ. Другое имеет индивидуальное устройство дозировки УВ (ИАДВ).

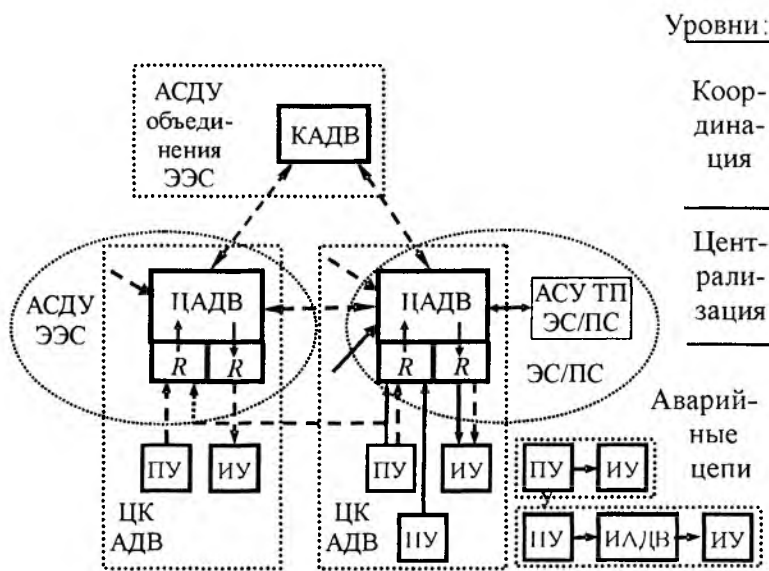


Рис. 5.6. Иерархическая структура ПА

— — местная передача АС, УК или доаварийной информации;
 ---- — телепередача того же

К устройствам этого уровня предъявляются наиболее жесткие требования в отношении быстроты действия и правильности функционирования.

Второй уровень — уровень централизации, образуемый устройством ЦАДВ. Оно решает в рамках района ЭЭС, в рамках своего района противоаварийного управления, те задачи автоматической дозировки УВ, которые требуют локальной централизации, т.е. задачи, которые из-за недостатка информации не могут быть удовлетворительно решены самостоятельно на предыдущем уровне.

Устройство ЦАДВ решает задачу взаимодействия устройств предыдущего уровня, оно вместе с обслуживаемыми им пусковыми и исполнительными устройствами и устройствами телепередачи аварийной и доаварийной информации образует централизованный комплекс — ЦК АДВ.

Устройство ЦАДВ устанавливается или на диспетчерском пункте энергосистемы, или на том объекте, электростанции (ЭС) или подстанции (ПС), который располагает пусковыми и исполнительными устройствами. На рис. 5.6 показаны оба варианта. В первом случае (ЦК слева) устройство ЦАДВ входит в состав автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), во втором случае (ЦК справа) — взаимодействует с автоматизированной системой технологического процесса (АСУ ТП).

Показано, что входы и выходы устройств ЦАДВ выполнены с помощью развязывающих реле (они обозначены R). Связи между устрой-

ствами, расположенными на одном объекте, обозначены сплошными линиями, связи между удаленными устройствами — штриховыми.

Расположение устройства ЦАДВ на диспетчерском пункте дает системе бóльшие возможности по получению доаварийной информации (однако только извне) и обеспечивает ее более квалифицированным обслуживанием, но понижает ее надежность, так как все аварийные сигналы попадают на диспетчерский пункт и идут от него только с помощью устройств телепередачи.

О возможности компромиссной структуры централизованного комплекса — в следующем пункте данного раздела.

С другой стороны, доставка большого объема доаварийной и аварийной информации с многочисленных объектов зоны управления на ЭС или ПС и, следовательно, ведение там базы ответственных данных и сложных межсистемного значения алгоритмов далеко выходит за рамки ответственности и компетентности, обычных для персонала уровня электростанции или подстанции.

Вероятно, с целью исключения отрицательного влияния этих обстоятельств требуется осуществление мер организационного и коммерческого характера, однако подобные вопросы находятся за рамками данного изложения.

Часть из комплексов ЦАДВ может работать самостоятельно, другая часть — входить в иерархию и поддерживаться третьим уровнем. Возможен обмен информацией и непосредственно между устройствами ЦАДВ, помимо иерархии.

Третий уровень — уровень координации, образуемый устройством КАДВ. На этом уровне решаются межрайонные задачи, т.е. задачи, которые из-за недостатка информации не могут быть удовлетворительно решены самостоятельно ни одним из устройств ЦАДВ на предыдущем уровне.

Главная задача этого уровня — координация действия устройств ЦАДВ. Поэтому этот уровень назван координирующим уровнем КАДВ.

Устройство КАДВ располагается на межрайонном диспетчерском пункте, где концентрируется информация со всей координируемой зоны и где, соответственно, находится персонал, владеющий методами обработки этой информации. В устройстве КАДВ может поэтому использоваться более сложная модель энергосистемы, чем в устройствах ЦАДВ, а именно — сеть-модель. Соответственно, в нем могут использоваться и более сложные критерии управления и более совершенные алгоритмы.

Перед координацией полезно поставить следующие задачи.

Первая задача — снабдить каждое устройство ЦАДВ ограничениями, которые в интересах других районов должны соблюдаться в процессе расчета УВ. В этом выражается основная цель перехода от локального управления отдельно в каждом из районов к координированному управлению — *не допустить применения в каком-либо районе таких УВ, которые опасны или тем более недопустимы для других районов*. Некоординированное воздействие могло бы привести к нарушению параллельной

работы в ответственном сечении другого района или к необходимости действия в нем устройств ПА. Тем самым возмущение не локализуется в одном районе, а передается в другие со всеми неблагоприятными последствиями для надежности работы энергосистемы в целом.

В принципе, ограничение накладывается на значение суммарного небаланса мощности, на отклонение частоты или напряжения, возникшего в районе в результате возмущения и управляющего воздействия. Наличие ограничения может привести в районе противоаварийного управления к использованию помимо ОГ или РТ таких воздействий, как ДС или ОН, если они имеются в системе ПА. Возможен даже отказ от сохранения устойчивости, если нарушение устойчивости создает более приемлемые последствия, чем нарушение ограничения.

Вторая задача — снабдить каждое устройство ЦАДВ данными об ЭЭС, которые отсутствуют в районе действия этого устройства. За счет использования информации, внешней по отношению к данному району, достигается большая точность управления.

Третья задача — снабдить каждое устройство ЦАДВ параметрами настройки, используемыми там в предел-модели и в таблица-модели.

Четвертая задача — выработать вместе с устройствами ЦАДВ компромиссное решение, если они сами применительно к какой-то аварийной ситуации приходят к решениям, противоречащим друг другу. Дело в том, что интересы ПА разных районов могут существенно не совпадать. С точки зрения интересов каждого данного района полезно, чтобы во всех других районах управление сводилось исключительно к сбалансированному выполнению, не изменяющему ни частоты, ни напряжения, ни потоков мощности в ЭЭС. Однако такое управление, как правило, дает большие издержки и не всегда возможно. Более выгодно допускать в любом районе послеаварийные небалансы мощности в меру ограничений, имеющихся в других районах.

В конечном итоге *автоматическая выработка решения в координированной системе должна привести к компромиссу, приемлемому для всех районов и, следовательно, для энергосистемы в целом*. Окончательное решение должно учитывать важность выполнения ограничений в разных районах.

Пятая задача — выполнение части тех расчетов УВ, которыми занимаются нижестоящие устройства ЦАДВ, но по менее совершенным моделям энергосистемы, по предел-модели и по таблица-модели. Эта задача, строго говоря, не относится к задачам координации, но заслуживает не меньшего внимания. Успех в решении этой задачи обещает более точный и, может быть, даже более правильный результат расчета УВ.

Если расчет в устройстве КАДВ завершается успешно и его результат своевременно поступает в устройство ЦАДВ, то он заменяет там результат собственного расчета, который предполагается менее точным.

Шестая задача — обеспечить возможность выполнения в одном из районов таких УВ, которые должны быть использованы при возмущении

ях в других районах. Кстати, можно отметить, что чем меньше требуется таких воздействий, тем управление надежнее.

Устройство ЦАДВ, расположенное на диспетчерском пункте, и устройство КАДВ входят в состав автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) соответствующего уровня; оно может быть выполнено в виде отдельного устройства или совмещено с другими устройствами АСДУ.

В отличие от рассмотренной схемы, совершенно не исключено применение иного числа уровней. Первоначально для СССР казались нужными четыре уровня [1.21], в том числе два координирующих: один из них приблизительно соответствует Объединенной энергосистеме (ОЭС), другой — Единой энергосистеме (ЕЭС). Теперь для России называется пять уровней; под уровнем ЦАДВ вводится еще один — уровень локального, местного АДВ. Это показано ниже.

5.3.3. Централизованная структура и централизованный комплекс АДВ

На рис. 5.7 схематично представлена структура взаимодействия устройств, расположенных в районе ЭЭС на первом и втором уровнях иерархии ПА.

Причиной срабатывания пусковых устройств (ПУ) служит появление аварийного возмущения — АВ (оно может быть инициировано и результатом анализа переходного процесса, что на рисунке не показано). Справа обведено пунктирной линией одно устройство ПА первого уровня, содержащее пусковую и исполнительную часть вместе и не нуждающееся в дозировке УВ. Остальные показанные на рисунке пусковые устройства действуют через устройство АДВ, осуществляющее централизацию определения УВ в рамках района ЭЭС.

От любого из пусковых устройств, входящих в централизованную структуру, аварийный сигнал передается к входному релейному элемен-

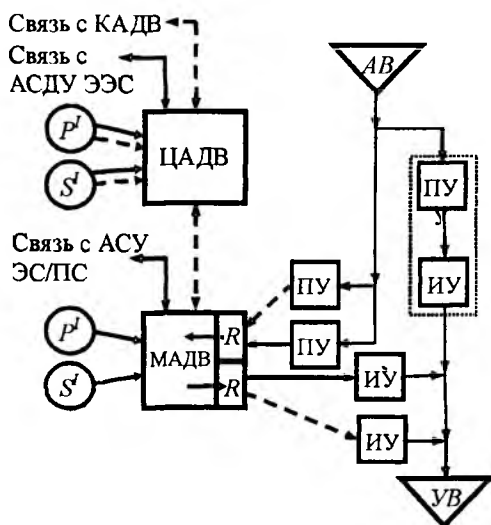


Рис. 5.7. Структура централизованного комплекса АДВ с устройством ЦАДВ, расположенным на ДП, и с управляемым им устройством МАДВ

ту R устройства АДВ. В нем сигнал преобразуется, если это для него в данный момент требуется в соответствии с предаварийными условиями, в команды управления, направляющиеся от выходных релейных элементов R к исполнительным устройствам (ИУ), которые вводят $УВ$ в оборудование ЭЭС.

Передача аварийных сигналов и команд осуществляется непосредственно или по дублированным каналам быстродействующей телепередачи аварийной информации.

Устройство ЦАДВ, показанное на рис. 5.7, расположено на диспетчерском пункте (ДП), и поэтому, чтобы не заводить на этот пункт не свойственные ему аварийные цепи автоматики, оно управляет не непосредственно, а через периферийные устройства. Одно из них показано на рисунке под именем МАДВ – местное устройство АДВ. Это устройство выполняет две функции:

1. Если для расчета $УВ$ применяется способ ДО, оно получает от устройства ЦАДВ результаты расчета $УВ$, запоминает и реализует их при поступлении аварийного сигнала от пускового устройства. Тем самым это устройство выполняет функцию *вынесенного устройства запоминания* воздействий, рассчитанных в устройстве ЦАДВ [1.24]. Термин «вынесенное устройство» здесь применен в противоположность тому, что устройство ЦАДВ, действующее по способу ДО, содержит или имеет рядом с собой совмещенное средство запоминания $УВ$ [1.23].

2. Для некоторых трактов это устройство само определяет $УВ$, если это требует лишь той информации, которая имеется в месте установки устройства. Обычно это выполняется по заранее введенным в устройство таблицам.

Устройство МАДВ взаимодействует со следующими устройствами и системами:

- к нему подводится местная доаварийная (индекс I) информация о схеме (S^I) и ее нагрузке (P^I);

- оно передает устройству ЦАДВ доаварийную информацию и получает от него настройку управляющих воздействий;

- пусковое устройство подает в устройство МАДВ свой аварийный сигнал, исполнительное устройство принимает от устройства МАДВ управляющую команду.

Некоторые из этих устройств могут настраиваться устройством МАДВ в соответствии с имеющимися предаварийными условиями (на рис. 5.7 не показано);

- пусковые и исполнительные устройства, расположенные на немногочисленных соседних объектах, – аналогично предыдущему, но взаимодействие осуществляется с помощью аппаратуры телепередачи аварийной информации;

- устройство МАДВ взаимодействует с автоматизированной системой управления (АСУ) своего объекта, с устройствами управления и сигнализации объекта.

Простейшая модификация устройства МАДВ – устройство ИАДВ, применимое в децентрализованной структуре. В этом случае оно не связано с устройством ЦАДВ и выполняет только местные функции, которые могут быть ограничены до такой степени, что оно обслуживает только одно пусковое и одно исполнительное устройство. Такой вариант показан на рис. 5.6.

К центральному устройству комплекса – устройству ЦАДВ подводится доаварийная информация S^I и P^I от всех устройств МАДВ данного района, а также используется аналогичная информация, имеющаяся в АСДУ диспетчерского пункта. Это устройство передает устройствам МАДВ настройку таблица-моделей и готовые УВ. В свою очередь оно обменивается доаварийной информацией со своим устройством КАДВ (цели обмена указаны в предыдущем пункте данного раздела).

5.3.4. Структуры сегодня и завтра

Перед системой ПА ставятся значительно отличающиеся по сложности задачи в зависимости от того, какую энергосистему она обслуживает. Для рассмотрения этой проблемы подходит следующая ориентировочная классификация объектов управления:

- *тип 1*: часть ЭЭС, имеющая простую структуру и настолько слабо связанная с другими ее частями, что управление в ней не создает опасности для других частей ЭЭС (или ЭЭС тоже простой структуры, работающая изолированно);

- *тип 2*: такого же рода объект, но имеющий сложную структуру;

- *тип 3*: крупная ЭЭС, в которой сочетаются сложно конфигурированные плотные сети и сильно нагруженные шунтирующие друг друга географически протяженные связи.

На многих объектах первых двух типов уже в настоящее время работают системы ПА, удовлетворительно выполняющие свои основные функции. Эти функции могут и будут выполняться еще полнее по мере улучшения характеристик всех звеньев ПА.

Для объекта первого типа возможно применение децентрализованной структуры ПА. В более сложном районе (тип 2) требуется централизованная структура.

Третий тип объекта требует значительно более сложной системы ПА. При попытке организовать централизованную структуру ПА, подобную структуре в районе противоаварийного управления, возникает существенная трудность обеспечения быстроты действия и надежности крайне большого комплекса устройств. Особенно дорого достигается быстрота и надежность телепередачи аварийной информации и команд управления. Более правильно не распространять принципы локального централизованного управления на крупное энергообъединение, а перейти к координированному управлению.

Последнее означает применение иерархической структуры ПА. Число уровней иерархии зависит от сложности решаемой задачи и, в част-

ности, от географической протяженности энергообъединения. Управляющие связи направляются вниз по иерархии. Информационные связи идут в основном вверх. Возможны также информационные связи между устройствами АДВ одного уровня, особенно соседними.

Для координированного управления в сложной ЭЭС нужно, чтобы достаточно надежные и производительные вычислительные устройства, входящие в систему ПА и связанные надежными каналами телепередачи информации, были обеспечены программами координации. В свете изложенного разработка удовлетворительных алгоритмов и затем программ автоматической координации является ответственной и сложной задачей. В решении этой задачи сделаны лишь первые шаги.

Определение параметров настройки ПА сталкивается с необходимостью выполнить за приемлемое время тот объем расчетов установившихся состояний ЭЭС и переходных процессов в ней, который требуется для разнообразных схем, условий работы, повреждений и управляющих воздействий. Поскольку очевидна нерациональность создания такой системы управления, которую невозможно своевременно настроить, задачи, выдвигаемые перед ПА, должны соответствовать расчетным возможностям энергосистемы.

Анализируя изложенные обстоятельства, приходим к выводу о том, что, хотя развитие вычислительной техники и средств передачи информации обусловили быстрое совершенствование системы ПА, развитие энергосистем как объекта управления в настоящее время, как и в прошлом, во многих странах опережает средства аварийного управления — систему ПА. В целом эта система дает тем больший эффект, чем проще структура энергосистемы.

Таким образом, объективно имеется и возможность и потребность дальнейшего совершенствования ПА и расширения ее области применения. Однако нельзя даже в перспективе полагать возможности ПА безграничными, и необходимо добиваться повышения управляемости энергосистемы, снабжать ее эффективными управляющими воздействиями.

В настоящее время в области ПА сложилось следующее положение, которое не имеет заметной тенденции к изменению:

- подсистема АПНУ выполнена в большинстве случаев с помощью децентрализованно действующих устройств, но во многих районах созданы централизованные комплексы, и можно с уверенностью предвидеть в будущем практически повсеместное применение именно этих комплексов и затем их надстройку системами координации;

- о подсистеме АОПО можно сказать практически то же самое;

- защитная часть подсистемы АОСЧ выполняется с помощью децентрализованно действующих устройств, а прогнозирующая часть, так называемая дополнительная разгрузка, — с элементами централизации;

- аналогичное положение в подсистеме АОПЧ;

- подсистема АОСН выполняется децентрализованной, но имеются разработки, требующие централизации (глобальное измерение углов

между векторами электрических величин на основных объектах энергосистемы);

- подсистему АОПН составляют децентрализованные устройства;
- подсистема АЛАР выполняется децентрализованной, хотя имеются предложения, направленные на централизацию.

Комплекс устройств противоаварийного управления создает глубоко резервированную систему предотвращения развития аварии, распространяющуюся от отключения поврежденного элемента к сохранению параллельной работы генераторов энергосистемы и термической устойчивости оборудования и до деления энергосистемы при асинхронном ходе, предотвращения лавины частоты и напряжения, ограничения подъема частоты. Во многих энергосистемах должна применяться эшелонированная трехступенчатая система противоаварийных мероприятий:

- релейная защита и АОПН;
- АПВ, АПНУ, АОПО и АОПЧ;
- АЛАР, АОСЧ и АОСН.

Понятно, что релейная защита необходима на всех элементах энергосистемы. Там, где это технически необходимо, нужно неукоснительно применять и устройства АОПН на первой ступени, а также устройства третьей ступени. Применение остальных видов автоматики, составляющих здесь вторую ступень, обусловлено технической и экономической целесообразностью. Но известны случаи, когда они, как и релейная защита, необходимы.

Современное представление о желательной структуре противоаварийной автоматики сложной ЭЭС можно почерпнуть, например, в [1.26], где оно изложено применительно к Центральной зоне России.

Литература к части I

- 1.1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976.
- 1.2. Зейлидзон Е.Д., Смирнов Э.П., Федосеев А.М. Основные свойства релейной защиты от коротких замыканий электроэнергетических систем. Электричество. 1975. №1.
- 1.3. Иофьев Б.И. Функционирование противоаварийной автоматики // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат. 1982.
- 1.4. Иофьев Б.И. Усредненный ущерб для потребителей электроэнергии и некоторые задачи оптимизации отключения потребителей и понижения частоты при дефиците мощности // Проблемы обеспечения надежности работы энергосистем. Сб. научных трудов НИИ-ИПТ. Материалы конференции (Алма-Ата, 8 октября 1979 г.). Л.: Энергоиздат. 1981.
- 1.5. DeGroot M.H. Optimal Statistical Decisions. McGraw-Hill. 1970. (М. Де Гроот. Оптимальные статистические решения. М.: Мир. 1974.)

- 1.6. *Васькова Т.В., Иофьев Б.И.* Об эффективности противоаварийного управления энергосистемой // Проектирование и эксплуатация энергетических систем и электрических сетей. Труды института «Энергосетьпроект». Вып. 20. М.: Энергия. 1980.
- 1.7. *Анреюк В.А., Кац П.Я., Марченко Е.А.* Методика расчета надежности параллельной работы энергосистем при аварийных небалансах мощности // Проблемы обеспечения надежности работы энергосистем. Сб. научных трудов. НИИПТ. Л.: Энергоиздат. 1981.
- 1.8. *Васькова Т.В., Иофьев Б.И.* О выборе оптимальных способов противоаварийного управления электроэнергетической системой. Электричество. 1986. №7.
- 1.9. *Колпакова А.И., Лебедев С.А.* Кустование электрических станций и создание единой высоковольтной сети // Генеральный план электрификации СССР. Материалы к Всес. конф. Т. 7. Станции и сети. М. –Л.: Гос. социально-экономическое изд-во. 1932.
- 1.10. *Васькова Т.В., Иофьев Б.И., Колпакова А.И.* Управляемое сечение в большой электроэнергетической системе. Электричество. 1987. № 3.
- 1.11. *Веников В.А.* Единая электроэнергетическая система – быть или не быть? Электричество. 1987. №3.
- 1.12. Дискуссия: *Никулин И.А.; Руденко Ю.Н.; Поспелов Г.Е.; Бушуев В.В., Калюжный А.Х.; Кришан З.П.* Электричество. 1987. №3.
- 1.13. Дискуссия: *Галанов В.И., Зейлигер А.Н., Кошечев Л.А.; Ройтельман И.Г.; Васькова Т.В., Иофьев Б.И., Колпакова А.И.* Ответ авторов. Электричество. 1989. № 1.
- 1.14. *Iofiev B.I., Tchekalovets L.N.* Prediction of the Outcome of Transient Processes in the Protection against Large Emergencies in Power Systems. Proc. of the 12th International Conf. on Power System Protection – PSP 2000. Bled, Slovenia. September 27th – 29th. 2000.
- 1.15. Руководящие указания по устойчивости. М.: Союзтехэнерго. 1994.
- 1.16. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). М.: Союзтехэнерго. 1987.
- 1.17. *Белослутцев К.А., Гуревич Ю.Е.* Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности. Электрические станции. 2004. № 9.
- 1.18. *Хачатуров А.А.* Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия. 1969.
- 1.19. *Berkovich M.A., Iofiev B.I.* Disaster control automation for 500 kV transmission lines. CIGRE. 1974. Session 21–29 August. Rep. 34-05.
- 1.20. *Месарович М., Мако Д., Такахара И.* Теория иерархических многоуровневых систем. М.: Мир. 1973.
- 1.21. *Иофьев Б.И.* Структуры противоаварийной автоматики электроэнергетической системы. Электричество, 1997. № 1.
- 1.22. *Иофьев Б.И., Семенов В.А.* Структуры противоаварийной автоматики крупной электроэнергетической системы. Энергетик. 2005. № 3; 2005. № 5.
- 1.23. *Брухис Г.Л., Глушкин И.З.* Устройство автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат. 1982.
- 1.24. *Лагускер В.М.* Децентрализованная система автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сб. научных трудов ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат. 1982.
- 1.25. *Carson W. Taylor, Dennis C. Erickson, Ken E. Martin, Robert E. Wilson, Vaithianathan Venkatasubramanian.* WACS – Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and On-Line Demonstration. Paper 04-002, Final submittal for Proc. of IEEE special issue on Energy Infrastructure Defense Systems. May, 2005.

- 1.26. Брухис Г.Л., Глускин И.З., Жуков А.В., Сюткин С.Б. Структура и функции противоаварийной автоматики ОЭС Центра / Управление режимами Единой энергосистемы России // Открытая Всерос. научно-технич. конф. М.: НЦ ЭНАС. 2002.
- 1.27. Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. М.: ЭЛЕКС-КМ. 2005.
- 1.28. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К. и др. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. М.: Энергоатомиздат. 2003.
- 1.29. Савалов С.А. Режимы единой энергосистемы. М.: Энергоатомиздат. 1983.
- 1.30. Кощеев Л.А., Садовский Ю.Д. Алгоритм дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики сложных энергосистем // Электричество. 1981. № 9.
- 1.31. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кощеев Л.А., Шульгинов Н.Г. Исследования режимов Московской энергосистемы в процессе развития аварии в мае 2005 года // Электричество. 2008. № 1.

Часть II

**Характерные состояния
энергосистемы, переход к
послеаварийному состоянию.
Модели и предельные соотношения**

Глава 1.

Исходные положения

1.1. Введение

1.1.1. Свойства рассматриваемых моделей

Состояние ЭЭС определяется, с одной стороны, ее схемой электрических соединений, с другой — электрическими величинами, относящимися к этой схеме. Нужная степень охвата ЭЭС и степень подробности и того и другого зависят от рассматриваемой задачи, т.е. от того, какая из подсистем ПА рассматривается и для какой части ЭЭС. Немаловажную роль играет и требуемая конкретными условиями точность определения *УВ*.

Последние 20–30 лет для расчетов с указанными целями на смену ранее широко применяемым статическим моделям переменного тока и электродинамическим моделям пришла вычислительная техника. И вычислительные машины, и программы для них все более совершенствуются, основываются на все более сложных моделях элементов энергосистемы, становятся все более изощренными и, несмотря на это, все более быстрыми. Вместе с тем опыт показывает, что недостаточно внимательное использование вычислительной техники, не предваренное качественным анализом энергосистемы, может приводить к грубейшим ошибкам, например к преуменьшению в несколько раз пропускной способности сечения энергосистемы. Кроме того, даже вполне правильные расчеты часто не содержат в себе достаточно ясного указания на ту сущность исследуемого явления, которая могла бы подсказать эффективное техническое решение.

Если при изучении конкретной энергосистемы все-таки можно целью расширения объема расчетов обойтись без качественного анализа, то для выявления сравнительной эффективности различных методов ПА, для разработки технических требований к новой аппаратуре и при составлении структурных схем автоматики не требуется точности определения абсолютных значений параметров и аналитические расчеты являются наиболее подходящим инструментом. В таких расчетах наиболее важна не количественная сторона явлений, а качественная, которую аналитические расчеты дают наиболее просто и в то же время обобщенно. Требуется лишь, чтобы ошибка в двух сопоставляемых расчетах была одного знака и приблизительно одного значения. Ясно, что расчеты, удовлетворяющие этому требованию, могут выполняться с гораздо большими допущениями, чем расчеты для определения абсолютных значений представляющих интерес величин.

Таким образом, при исследовании энергосистем и особенно противоаварийных мероприятий необходимо обращаться к простым схемам ЭЭС, простым моделям ее элементов и аналитическим расчетам. Получаемые таким образом результаты, естественно, не отличаются большой

точностью и не могут служить основой для ответственных решений — определения пропускной способности линий электропередачи или обоснования применения дорогостоящих средств повышения их пропускной способности, например устройств продольной компенсации или синхронных компенсаторов. Тем не менее, чтобы свести трудоемкие расчеты к разумному минимуму, полезно перед началом работы выявить хотя бы основные качественные закономерности, присущие рассматриваемой энергосистеме и влияющие на степень опасности тех или иных повреждений, на сравнительную эффективность различных средств повышения устойчивости, на представительность подводимой к устройствам ПА информации, на возможности применения той или иной аппаратуры, на желательные ее характеристики.

По данному вопросу особенно интересен опыт специалистов, занимающихся эксплуатацией больших энергосистем. Он обобщен в [2, с. 107]: «Выбор и настройка противоаварийной режимной автоматики должны базироваться на тщательном анализе конкретных условий работы электропередачи (схема электропередачи, роль ее в объединенной энергосистеме и т.д.) и исследовании характера аварийных процессов. Таким образом, с внедрением противоаварийной автоматики связана большая работа по расчету режимов и устойчивости, проведению экспериментальных исследований в энергосистемах, анализу и обобщению опыта работы действующих устройств.

...уделяется большое внимание разработке приближенных методов, позволяющих проводить анализ требований к противоаварийной автоматике для простейших схем».

В то время как для разработки ПА конкретной энергосистемы используются обширные численные расчеты ограничений с помощью вычислительной техники, цель данной части монографии иная — в ней основное внимание уделено получению и использованию аналитических моделей, позволяющих достаточно просто анализировать те явления в ЭЭС, с которыми связана ПА.

Характер рассмотренных моделей различен. Прежде всего, применены модели, которые отражают главные внутренние взаимосвязи рассматриваемого явления. Чтобы сохранить простоту такой модели, в ней не учтены другие аспекты, которые представляются второстепенными, часто таковыми и являются, но иногда очень важны, и тогда такая модель не приемлема. К такого рода моделям относится, например, дифференциальное уравнение движения ротора генератора под действием небаланса между текущими мощностями турбины и генератора.

Если приемлемая модель такого вида получилась бы слишком сложной, применяется модель другого вида, в которой внутренние взаимосвязи явления вообще не присутствуют, а представлена лишь правдоподобная зависимость входных величин от выходных. Такая эмпирическая модель описывает элемент энергосистемы подобно описанию четырехполюсника. Так описывается, например, столь сложный элемент как турбина. Модели такого вида уже использованы в пункте 5.2.2 части I.

Внимание к упрощенным моделям оправдывают их достоинства: они дают не частное, а общее решение, возможно более обобщимо отражают главное содержание явления и во многих случаях выявляют даже основные внутренние взаимосвязи. Но упрощение влечет за собой понятные недостатки. Нельзя забывать, что огрубленное аналитическое решение не столь универсально, как численное решение на компьютере. Например, в разделе 3.5 применена линеаризация синусоидальной характеристики угол-мощность, которая пригодна лишь на небольшом интервале изменения угла.

1.1.2. Ограничения, накладываемые на послеаварийные состояния энергосистемы и переходные процессы к этим состояниям

В данной части монографии рассмотрены виды ограничения, накладываемые на изменение электрических величин энергосистемы (ЭЭС) с целью поддержания ее устойчивости. Соблюдение их является основой управления, главной задачей противоаварийной автоматики (ПА), они должны в нее в том или ином виде вводиться и затем учитываться ею в процессе определения ее управляющих воздействий (УВ).

Наиболее сложны ограничения, вводимые с целью сохранения параллельной работы ЭЭС, поскольку они не определены однозначно, а зависят от того, в каком состоянии она находилась до аварийного возмущения (АВ) и каково то ее послеаварийное состояние, к которому она придет после реализации всех АВ и УВ. Физическая сущность явления диктует два основных ограничения:

- ограничения, накладываемые на передачу активной мощности через сечения энергосистемы в ее послеаварийном состоянии, обусловленные ограниченной пропускной способностью этих сечений;
- ограничения, накладываемые на взаимные углы между ЭДС генераторов, – во время переходного процесса они не должны превысить свои критические значения, которые имеют место в послеаварийном состоянии ЭЭС и зависят от соотношений между передаваемой через сечения активной мощностью и их пропускной способностью.

В [2.2] рассмотрены три вида переходов электромеханической системы из одного положения в другое. Один из этих видов, по терминологии А.А. Горева, *простой переход* – движение из одного установившегося состояния в другое под действием какого-либо возмущения, нанесенного в нулевой момент времени и затем неснимающегося. Такого рода возмущение может заключаться в отключении одного или одновременно нескольких элементов сети без КЗ в них и без повторного их включения до момента достижения нового установившегося состояния. Другой вид – *сложный переход*, «распадается... на две фазы – аварийную и восстановительную», т.е., например, на стадии КЗ и затем качаний в послеаварийном режиме. Конечно, под сложным переходом допустимо понимать и такой переход, который имеет несколько стадий или, иначе говоря, в течение которого возникает несколько возмущений: возникновение и отключение КЗ, отключение и затем повторное включение ли-

ний, отключение части генераторов и т.д. И наконец, третий вид — переходный процесс, характерный наличием скольжения уже в нулевой момент времени.

Итак, под простым переходом подразумевается одномоментная смена состояния ЭЭС, например AB в виде отключения линии электропередачи без предшествующего этому КЗ и без последующего АПВ. В этом переходе может участвовать и UB , если оно вводится одновременно с возникновением AB и не претерпевает дальнейших изменений. Процесс в энергосистеме моделируется простым переходом как одношаговый.

Анализ простого перехода важен в двух отношениях. Во-первых, он достаточно часто встречается на практике: случайное отключение линии, автотрансформатора, генератора или нагрузки без КЗ или в результате такого КЗ (удаленного или кратковременного), которое не оказывает существенного влияния на устойчивость перехода. Во-вторых, границы устойчивости простого перехода в отличие от сложного легко определяются аналитически.

Сложный переход охватывает и многошаговые процессы. Факторы, наиболее часто влияющие на тяжесть сложного перехода (помимо пропускной способности сечений): близость КЗ к генераторам или к нагрузке, вид и длительность КЗ, длительность паузы АПВ и т.п. В этом переходе может участвовать и UB , причем в данном случае нет требований о его вводе одновременно с возникновением AB и о неизменности в ходе процесса.

Третий вид перехода электромеханической системы из одного положения в другое, рассмотренный в [2.2], используется при прогнозировании исхода процесса в целом (часть VI — прогнозирование асинхронного режима).

В результате ограничения динамического перехода от доаварийного состояния к послеаварийному состоянию ЭЭС выступают в следующем виде:

- ограничения простого динамического перехода, обусловленные уже упомянутой ограниченной пропускной способностью сечений в послеаварийном состоянии, а также нагрузкой и пропускной способностью сечений в доаварийном состоянии ЭЭС;

- ограничения сложного динамического перехода, обусловленные теми же обстоятельствами, как и для простого перехода, а также тяжестью для устойчивости снимающихся и неодновременно возникающих AB и UB .

Для сохранения устойчивости по напряжению, частоте и току обычно задают жесткие ограничения. Однако желательны и некоторые уточнения. Например:

- ограничение понижения напряжения в узле нагрузки (система АОСН) может быть поставлено в зависимость от значения исходного напряжения;

– допустимое повышения частоты (система АОПЧ) на шинах тепловой станции полезно соотнести с уровнем исходной или текущей загрузки турбин;

– допустимый ток и длительность его протекания зависят от температуры окружающего воздуха, а также от предыстории перегрузок.

Жесткое ограничение задается константой, а зависимость представляется в виде уравнения, отражающего суть явления, а также в виде таблицы или в виде уравнения (например, полинома), аппроксимирующего данные той или иной таблицы. Например, уравнение границы области существования режима (ОСР) ограничивает ту область активных мощностей, передаваемых через данные сечения ЭЭС, в которой реализуемо любое из сочетаний этих мощностей.

Эта область сходна с областью устойчивости, отличие рассматривается ниже на примере двухузловой схемы.

Конечно, упомянутые целевые ограничения должны быть соблюдены с непременным учетом дополнительных ограничений, накладываемых на выбор UB в связи с ограниченностью располагаемых UB и с их возможной опасностью для других частей ЭЭС. Этот вопрос рассматривается в части V, посвященной расчету UB , необходимого для сохранения параллельной работы.

Область допустимых решений (ОДР), т.е. область UB , приемлемых со всех точек зрения, ограничена теми UB , которые требуются для соблюдения целевых ограничений, и дополнительными ограничениями UB .

1.1.3. Двухузловая и трехузловая схемы сети — основа анализа явлений и алгоритмов ПА

Устройству автоматики задаются заранее те или иные настройки. Часто данные зависят от состояния ЭЭС, от ее текущей схемы. Как уже упомянуто в пункте 4.3.1 части I, различают три вида схем: нормальная, ремонтная и послеаварийная.

Ремонтная схема возникает не обязательно именно из-за ремонта элемента ЭЭС, профилактического или аварийного; если элемент вообще еще не введен в работу, но уже учтен в нормальной схеме, — это тоже ремонтная схема.

В то время как нормальная схема — единственная рассматриваемая на период до изменения настройки автоматики, ремонтных схем может быть много, а послеаварийных еще больше, поскольку в каждой ремонтной схеме возможно возникновение целого ряда разнообразных AB , сопровождаемых тоже разнообразными UB .

Модели и предельные соотношения, представляемые в данной части монографии, в равной мере относятся к любой из упомянутых схем.

Для целей данного изложения моделей и пределов вполне достаточна схема ЭЭС, показанная на рис. 1.1. Она содержит пять генераторов, станций, энергосистем или энергообъединений, т.е. пять узлов, имеющих в общем случае генераторы и потребителей. Каждый узел сведен к одной шине со своим генератором и нагрузкой. Любая из показанных на рисунке связей между узлами может осуществляться одной или не-

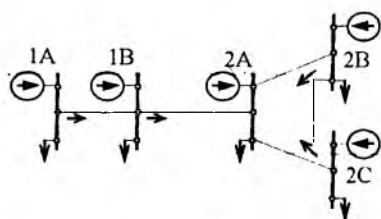


Рис. 1.1. Характерная схема сети

сколькими шунтирующими друг друга линиями одного напряжения или разных напряжений. Часть из них может быть выведена в ремонт. Каждый из узлов концентрированный: предполагается, что связи внутри узлов несоизмеримо жестче, чем внешние. Состав генераторов, их нагрузка и нагрузка потребителей переменны. Соответственно пе-

ременны и мощности, передаваемые по связям.

На рис. 1.1 показаны основные рассматриваемые направления потоков активной мощности. Возможны и противоположные направления.

При показанных направлениях передачи мощности узлы 1А, 2В и 2С относительно остальной схемы являются отправной частью (генератором, энергосистемой и т.д.), а узел 2А — приемной. Узел 1В имеет положительный или отрицательный баланс собственной мощности в зависимости от соотношения принимаемой от узла 1А и передаваемой к узлу 2А мощности.

При разработке и выборе параметров настройки ПА для энергосистемы, например, по рис. 1.1 выполняются многочисленные расчеты установившихся состояний и переходных процессов, преследующие следующие основные цели:

- определить уровень устойчивости энергосистемы при рассматриваемых видах повреждений, сопоставить этот уровень с требуемым и тем самым выявить ту область исходных состояний и те АВ, при которых необходимы УВ от той или иной из систем ПА;
- проверить эффективность УВ и выбрать наиболее выгодные из них. Эти расчеты позволяют определить тот уровень устойчивости, который достигается с помощью имеющихся в распоряжении УВ;
- выбрать электрические параметры, которые нужны для выявления АВ, и определить их дозировку и формирование;
- проверить практическую возможность настройки устройств автоматики с учетом реальных характеристик аппаратуры.

Для рассмотрения сечения между узлами 1А и 2А схему на рис. 1.1 можно представить двумя узлами (генераторами, станциями, энергосистемами), если узлы 1А и 1В с одной стороны и 2А, 2В и 2С с другой эквивалентировать узлами: 1 и 2 соответственно. Аналогично и для анализа сечения, отделяющего узел 2В от остальной схемы, можно, хотя и с большей натяжкой, объединить узел 1 с узлами 2А и 2С в один приемный узел. Как видно, такое эквивалентирование нескольких узлов одним приводит к двухузловой схеме энергосистемы, ценной наличием хорошего аналитического описания. Оно применимо далеко не для всякой энергосистемы, однако достаточно часто устройства ПА разрабатываются как раз для таких энергосистем. Имеется в виду ЭЭС, у которой

ограничивающие обмен мощностью сравнительно слабые сечения имеют пределы пропускной способности, мало зависящие друг от друга, и поэтому она может быть представлена набором двухузловых схем, соответствующих этим сечениям.

Ценность двухузловой схемы связана еще и с тем, что ее удастся математически строго эквивалентировать наипростейшей схемой, в которой генератор, представленный только ЭДС без сопротивления, передает мощность к шинам неизменного напряжения и бесконечной мощности через индуктивное сопротивление. В силу происхождения этой схемы она названа эквивалентной или схемой *G-B*; если требуется указать, что величина относится именно к этой схеме, то ее обозначение сопровождается нижним индексом *gb*: например, δ_{gb} — угол между векторами ЭДС эквивалентного генератора E_{gb} и напряжения на приемных шинах U_{gb} .

Схема *G-B* хорошо изучена. Активная мощность эквивалентного генератора, передаваемая в ней, синусоидально зависит от угла δ_{gb} ; амплитуда этой синусоиды $P_{g\text{ }gbm}$ и мощность эквивалентной турбины этого генератора P_t вычисляются из параметров двухузловой схемы с помощью ясных аналитических преобразований. Взаимное движение роторов двухузловой схемы однозначно описывается движением единственного ротора схемы *G-B*, т.е. изменением угла δ_{gb} , которое, в свою очередь, зависит только от уже достигнутой скорости и от разности между электрической мощностью ее эквивалентного генератора $P_{g\text{ }gb}$ и P_t . Однако нужно иметь в виду, что угол между ЭДС эквивалентного генератора и приемными шинами δ_{gb} отличается от взаимного угла между ЭДС двухузловой схемы δ_{12} на некоторый дополнительный угол — угол сдвига α_{gb} ($\delta_{gb} = \delta_{12} + \alpha_{gb}$). Этот угол тоже аналитически вычисляется из параметров двухузловой схемы; он постоянен на каждой стадии процесса. Схема *G-B* подробно рассмотрена в главе 3.

Следующей по сложности моделью ЭЭС является трехузловая схема. Она ценна тем, что позволяет учесть зависимость между пределами передаваемой мощности в двух сечениях ЭЭС. Если эти зависимости существенны, то в ЭЭС каждая пара зависимых сечений представляется своей трехузловой схемой.

Легко можно представить себе, что на рис. 1.1 треугольник связей между узлами *2A*, *2B* и *2C* представляет собой трехузловую схему, в которой узлы *1A*, *1B* и *1A* эквивалентированы одним узлом. Очевидно, что мощность, которую можно передать от узла *2B* к *2A*, зависит от мощности, передаваемой от узла *2C*. Другой пример: если генераторы узла *1B* не поддерживают неизменного напряжения на шинах своего узла, через которые осуществляется связь между узлами *1A* и *2A*, то пропускные способности сечений, примыкающих к этому узлу, не независимы друг от друга, и это требует рассмотрения трехузловой схемы с узлами *1A*, *1B* и объединенным узлом *2*.

В то время как двухузловая схема хорошо изучена и давно применяется в противоаварийном управлении [2,5,7.2.2], значительно более сложная трехузловая схема изучена, прежде всего, в аспектах, связанных

с предотвращением перегрузки сечений ЭЭС в нормальных и послеаварийных состояниях. Практическая важность изучения и использования трехузловой модели энергосистемы определяется тем, что трехузловая схема, с одной стороны, обладает многими особенностями многоузловых схем, которые отсутствуют у двухузловой схемы, и, с другой стороны, она — единственная из многоузловых схем, характеристики которой обозримы, поскольку взаимозависимость двух мощностей этой схемы изображается на плоскости.

Еще 30 лет назад можно было полагать, что для более сложных случаев система ПА вообще неприменима, так как обладает ограниченными возможностями для учета тех обстоятельств, которые могут повлиять на устойчивость или неустойчивость послеаварийного состояния или переходного процесса к нему. За это время вычислительная техника и программы расчета энергосистем настолько прогрессировали, что становятся реальностью не только массовые расчеты, нужные для ПА, функционирующей по способу ПДО, но даже функционирование ПА по способу I ПОСЛЕ.

И тем не менее, если даже рассчитывается энергосистема со сложной многоузловой схемой и расчеты ведутся без ее эквивалентирования, то при анализе результатов, как правило, производится мысленная и частично произвольная подмена понятий о многоузловой схеме понятиями о двух- или максимум трехузловой схеме, так как только такая подмена и позволяет специалисту понять изучаемые явления и затем разработать автоматику. В результате автоматика в многомашинной схеме большей частью действует, к сожалению, только как в двух- или трехмашинной.

В заключение этого обсуждения важно подчеркнуть, что аналитические расчеты, особенно для конкретных энергосистем, должны вестись параллельно с расчетами на вычислительной технике. Первые необходимо корректировать вторыми, а вторые дополнять первыми и осмысливать с их помощью.

1.1.4. Стадии переходного процесса

Исходное или, иначе, доаварийное состояние ЭЭС — состояние, которое непосредственно предшествует возникновению АВ. Если требуется указать, что величина относится именно к этому состоянию, то ее обозначение сопровождается верхним индексом *I*. Например, P^I — исходная мощность.

Послеаварийное состояние ЭЭС — состояние, которое устанавливается после ввода аварийных возмущений и управляющих воздействий, а также после окончания всех переходных процессов, вызванных ими. Обозначение величины, относящейся именно к этому состоянию ЭЭС, сопровождается верхним индексом *II*. Например, P^{II} — послеаварийная мощность.

В процессе перехода ЭЭС от состояния *I* к состоянию *II* может оказаться полезным выделить несколько его интервалов, в течение каждого из которых АВ и УВ не возникают и не исчезают, и поэтому можно при-

нять, что ЭДС генераторов и сопротивления нагрузок неизменны. Порядковый номер такого интервала и соответствующего состояния ЭЭС обозначается буквой k .

Одно из таких состояний — *квазиустановившееся*. Это — некое реально не существующее, но важное для анализа устойчивости параллельной работы генераторов состояние, в котором принято, что электромеханическое относительное движение роторов генераторов уже отсутствует (именно в этом смысле режим является установившимся), но, несмотря на наличие совместного абсолютного движения роторов, т.е. изменения частоты в ЭЭС, еще не происходит изменения мощности, вырабатываемой турбинами, и мощности, потребляемой нагрузками. Это состояние рассмотрено в главе 3 данной части, оно используется, в основном, при рассмотрении устойчивости параллельной работы генераторов. В тексте оно кратко обозначается аббревиатурой КР (квазиустановившийся режим) или в латинском написании QC (*quasisteady condition*). Она же используется как верхний индекс для величин, относящихся к этому состоянию. Например, P^{QC} — мощность в состоянии QC .

Если требуется выделить то обстоятельство, что послеаварийное состояние является не квазиустановившимся, а полностью установившимся после прекращения изменения частоты и напряжения в ЭЭС, то оно называется *установившимся* состоянием, сокращенно УР (установившийся режим) или SC (*steady condition*). Это состояние рассмотрено в главе 4 данной части, в нем учитывается изменение мощности, вырабатываемой турбинами под действием их систем регулирования, и мощности, потребляемой нагрузками с учетом их регулирующего эффекта по частоте. Обозначение величины, относящейся именно к этому состоянию ЭЭС, сопровождается верхним индексом SC . Например, P^{SC} — послеаварийная мощность, мощность в состоянии SC .

Вероятно, может возникнуть вопрос в связи с тем, что в приведенном описании установившихся послеаварийных состояний QC и SC отсутствует упоминание о регулирующем эффекте нагрузки по напряжению. Это объясняется тем, что в данной монографии для расчета сети используется модель нагрузки в виде постоянного комплексного сопротивления, чем этот эффект и вводится, причем в квадратичной степени относительно напряжения, что несколько превышает обычный регулирующий эффект. Другие характеристики нагрузки используются при рассмотрении устойчивости по напряжению.

Переходы между соседними состояниями k описываются решением дифференциальных уравнений движения роторов генераторов. Полное решение дает изменение углов между векторами ЭДС каждого генератора и неподвижной осью, причем в простейшем случае решается одно дифференциальное уравнение движения ротора эквивалентной схемы $G-B$. В отличие от этого для схемы $G-B$ аналитически получается решение в виде зависимости между ее углом δ_{gb} и скоростью изменения этого угла $d\delta_{gb}/dt$, т.е. скольжением s_{gb} . Эта зависимость — фазовая траектория процесса — описывает его очень наглядно и содержательно.

1.2. Пример электромеханического процесса в двухузловой схеме

1.2.1. Схема для примера

На рис. 1.2 представлена двухузловая схема замещения, к которой относятся расчеты данной главы (эта же схема используется и в некоторых других главах). Согласно этой схеме две части энергосистемы, отправная и приемная, имеют соизмеримую мощность и связаны друг с другом двумя линиями 220 кВ и одной линией 500 кВ. Каждая из этих частей эквивалентирована одним генератором, нагрузкой, включенной на шины, близких к генератору, и нагрузкой на шинах 220 кВ. Все сопротивления (Ом) приведены к напряжению 220 кВ.

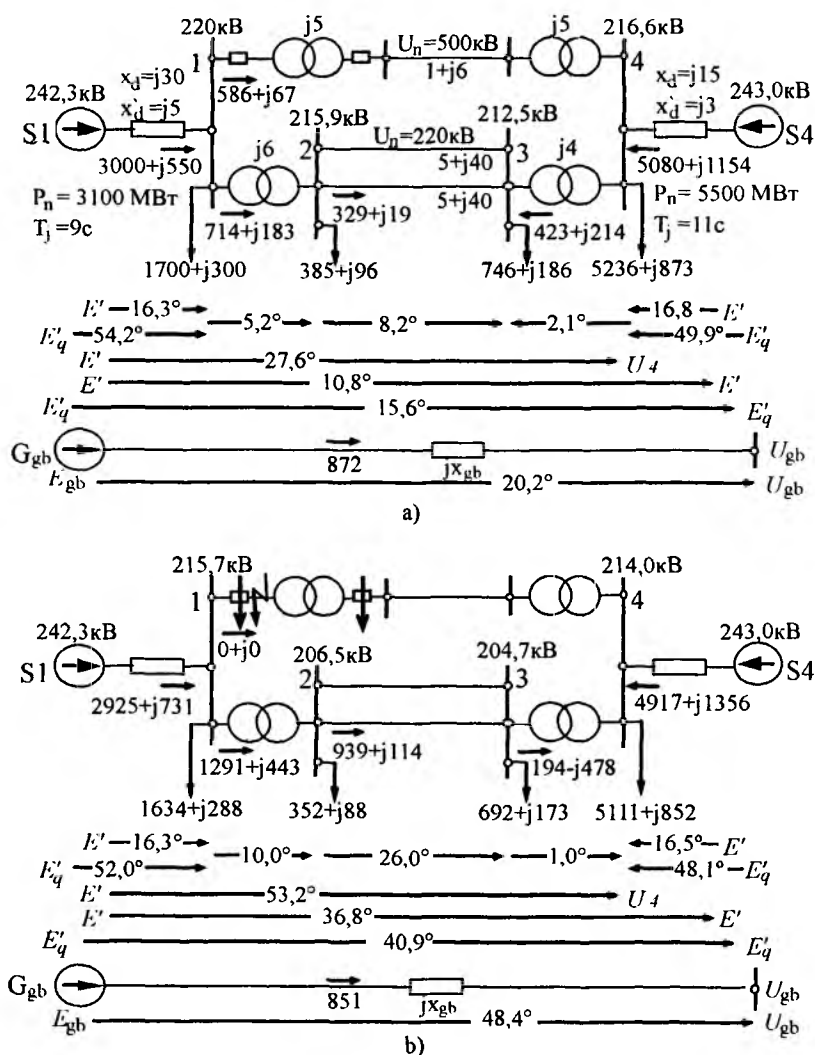


Рис. 1.2. Схема сети, ее параметры и режимы работы

На рис. 1.2 стрелками показаны углы между векторами ЭДС и напряжениями на шинах; на стрелки нанесены значения углов. Внизу каждой схемы показана эквивалентная ей схема $G-B$, на ней указана передаваемая в ней мощность, стрелкой показан угол между вектором ее ЭДС и напряжением на ее приемных шинах.

Рассматривается аварийное возмущение в виде КЗ перед автотрансформатором, ведущее к его отключению и потере линии 500 кВ. На рис. 1.2 представлены две схемы: доаварийная I (рис. 1.2а) и послеаварийная II (рис. 1.2в).

На эти схемы нанесены данные об установившихся режимах работы: мощности, передаваемые по элементам схемы, напряжения на шинах. На послеаварийной схеме показано квазиустановившееся состояние QC .

Генераторы представлены в виде ЭДС E' , включенных за их переходными индуктивными сопротивлениями x'_d . Значения этих ЭДС в режиме QC приняты такими же, как в режиме I , и в нем соблюдено необходимое условие того, что это состояние является квазиустановившимся, в котором движение генераторов друг относительно друга прекратилось, — равенство ускорений роторов обоих генераторов (подробнее — в главе 3 данной части).

У каждого генератора, кроме значения угла, определяющего положение вектора переходной ЭДС E' , на рисунке показано значение угла, определяющего положение проекции E'_q вектора этой ЭДС E' на продольную ось q ротора. Кроме того, показаны: полный угол между двумя переходными ЭДС и полный угол между двумя роторами.

1.2.2. Устойчивый и неустойчивый процессы

Моделировалось КЗ длительностью по 0,12 с, близкое к трехфазному металлическому замыканию. Степень опасности аварийного возмущения изменялась путем изменения небольшого реактивного сопротивления, включенного в цепь КЗ. На рис. 1.3 и 1.4 показаны близкие к границе устойчивости процессы со следующими индуктивными сопротивлениями в цепи КЗ: 0,8 (устойчивый процесс, названный — sI) и 0,6 Ом (неустойчивый процесс — nI).

В процессах на рис. 1.3 ЭДС E' генераторов, включенные за переходными сопротивлениями, поддерживались постоянными и равными их доаварийным значениям. Поскольку это обстоятельство косвенно отражает действие системы автоматического регулирования возбуждения, последнее в данной модели не представлено. Аналогично, и мощности турбин принимаются постоянной, и не представлены их системы регулирования скорости. В более сложных моделях генератора, использованных в экспериментах, моделируются обе упомянутые системы регулирования с их регуляторами. Это сделано для процессов на рис. 1.4.

Нагрузки моделировались неизменными комплексными сопротивлениями.

Оба процесса, устойчивый и неустойчивый, представлены кривыми изменения активной мощности P_{23} , передаваемой по двум линиям 220 кВ, в зависимости от угла между векторами ЭДС генераторов δ_{14} , а также фазовыми траекториями относительного движения этих векторов.

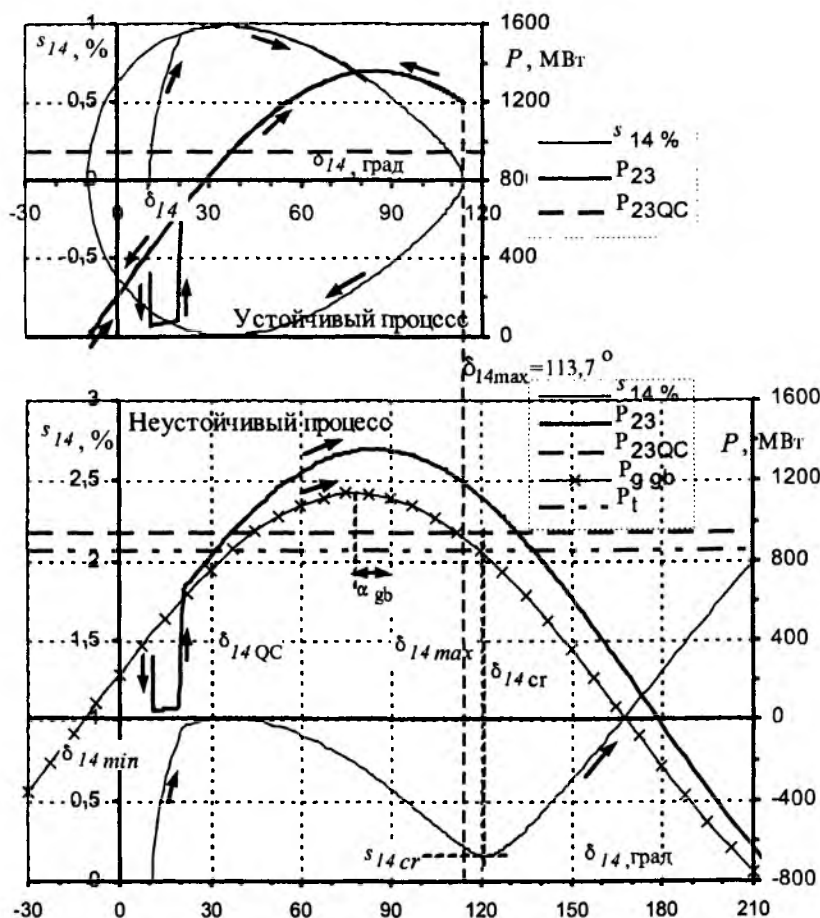


Рис. 1.3. Фазовые траектории процессов, близких к границе устойчивости, и передаваемые мощности при постоянстве ЭДС генераторов

В пункте 1.1.4 о такой траектории говорится как о зависимости скольжения s_{gb} от угла δ_{gb} в схеме $G-B$. Однако на рис. 1.3 и 1.4 она представлена как зависимость скольжения в двухузловой схеме $s_{14} = s_{gb}$ от угла между векторами ЭДС двух генераторов $\delta_{14} = \delta_{gb} - \alpha_{gb}$, где в данном состоянии QC имеется угол сдвига $\alpha_{gb} = 11,7^\circ$.

Наличие КЗ хорошо заметно по провалу на кривой мощности. Для сравнения с этой мощностью на рис. 1.3 проведена горизонтальная прямая мощности P_{23}^{QC} , которая должна быть передана по линиям 220 кВ в послеаварийном QC режиме. Эта мощность рассматривается как мощность, неизменная в течение всего процесса.

Процессы при постоянстве ЭДС

Предположение о постоянстве ЭДС генераторов во время переходного процесса верно лишь ориентировочно, но столь сильно упрощает его

анализ, что широко применяется в исследованиях и, в частности, в данной монографии.

На рис. 1.3 представлены данные не только двухузловой схемы, но также и ей эквивалентной схемы $G-B$: электрическая мощность эквивалентного генератора P_{ggb} и мощность эквивалентной турбины этого генератора P_r .

На рис. 1.3 и в табл. 1.1 можно заметить, что данные процессы действительно близки к границе устойчивости и в начальной стадии мало отличаются друг от друга. Так, процесс nl проходит критический угол при скольжении всего $s_{14cr} = 0,16\%$, а процесс не доходит до этого угла на $121,5 - 113,7 = 7,8^\circ$. Максимум передаваемой мощности ($P_{23max} = 1356$ МВт) эти процессы проходят со скольжениями, отличающимися на $0,04\%$, и процесс sl отстает от nl на $0,01$ с.

В результате КЗ и отключения линии создается опасность нарушения параллельной работы двух частей энергосистемы. Направление движения процессов по их траекториям показано рядом с ними стрелками.

Таблица 1.1

Характерные точки устойчивого sl и неустойчивого nl процессов

Точка процесса	sl			nl		
	t, c	δ_{14}°	$s, \%$	t, c	δ_{14}°	$s, \%$
Начальный момент I	0,00	10,8	0,00	0,00	10,8	0,00
Отключение КЗ	0,12	21,0	0,94	0,12	21,3	0,97
Угол δ_{OC}	0,21	36,0	0,98	0,20	36,6	1,01
Максимум передаваемой мощности	0,54	84,6	0,60	0,52	84,8	0,64
Максимальный угол качаний δ_{14max}	1,21	113,7	0,00	—	—	—
Минимальный угол качаний δ_{14min}	2,59	-9,5	0,00	—	—	—
Критический угол δ_{14cr} (при $s=s_{14cr} > 0$)	—	—	—	1,17	121,5	0,16

Обе траектории начинаются одинаково. В течение КЗ имеет место практически постоянное положительное ускорение ротора эквивалентного генератора, из-за этого его движение является почти равноускоренным. В данном случае послеаварийная характеристика мощности довольно низка, и поэтому отключение КЗ не изменяет знак ускорения, и ротор продолжает ускоряться. После того, как передаваемая мощность превысила мощность, которая должна передаваться в послеаварийном режиме, движение начинает замедляться. Это происходит при угле δ_{14}^{OC} .

Уменьшение положительного значения скорости движения прекратится самое позднее в момент достижения критического угла, когда в эквивалентной схеме электрическая мощность снизится до мощности турбины: $P_{ggb} = P_r$. Если скольжение достигнет нулевого значения до этого момента, то ротор остановится при максимальном угле $\delta_{14max} < \delta_{14cr}$ и под дей-

ствием отрицательного ускорения ($P_{g,gb} > P_l$) двинется обратно. Если нет, то при угле δ_{14cr} скольжение пройдет свое минимальное значение s_{14cr} , затем снова возникнет положительное ускорение (поскольку $P_{g,gb} < P_l$), и ротор двинется дальше. В первом случае процесс устойчив, во втором — нет.

Во время устойчивого процесса ротор двигается назад, имея сначала, вплоть до угла послеаварийного квазиустановившегося режима δ_{14}^{QC} , отрицательное ускорение и затем, после прохождения этого угла, — опять положительное ускорение. При минимальном угле δ_{14min} скольжение проходит нулевое значение, после чего угол снова начинает увеличиваться.

В использованной здесь модели отсутствует затухание послеаварийных качаний: второй цикл качаний идет по той же фазовой траектории, как и первый.

Процессы с изменяемыми ЭДС

В то время как при постоянстве переходной ЭДС E' направление ее вектора отождествляется с положением оси ротора машины, участие в расчетах системы регулирования возбуждения приводит к ситуации, отражающей реальность: с положением оси ротора совпадает вектор $\overline{E'_q}$ проекции ЭДС $\overline{E'}$ на эту ось (рис. 1.4). Более подробно этот вопрос рассмотрен в части VI.

Для сравнения представлены фазовые траектории двух видов:

— зависимость скольжения векторов $\overline{E'_q}$ от угла между этими векторами; на рис. 1.4 эта траектория названа $\delta_{14}(E'_q); s_{14}(E'_q)$;

— зависимость скольжения векторов $\overline{E'}$ от угла между этими векторами; на рис. 1.4 эта траектория названа $\delta_{14}(E'); s_{14}(E')$.

Естественно, траектории первого вида больше похожи на характеристики на рис. 1.3: векторы $\overline{E'_q}$ привязаны к своим роторам, имеющим механическую инерцию, и поэтому эти траектории более плавны, чем траектории второго вида. В течение первых (0,3÷0,4) с после начала КЗ движение вектора $\overline{E'}$ отражает, помимо электромеханического движения ротора, также чисто электромагнитные процессы в генераторе, в ходе которых сильно изменяется сдвиг вектора $\overline{E'}$ относительно своего ротора. Не столь важно, насколько точно эти процессы представлены в использованной программе вычислений и на рис. 1.4, а важно то, что в это время траектории второго вида не могут характеризовать взаимное движение роторов.

Действие регуляторов возбуждения приводит к существенному затуханию качаний, которое на рис. 1.4 прослеживается довольно далеко по траектории первого вида (видно трехкратное прохождение максимального взаимного угла). Другой важный аспект действия системы возбуждения заключается во влиянии на характеристику передаваемой активной мощности. Из-за обычной излишне длительной форсировки воз-

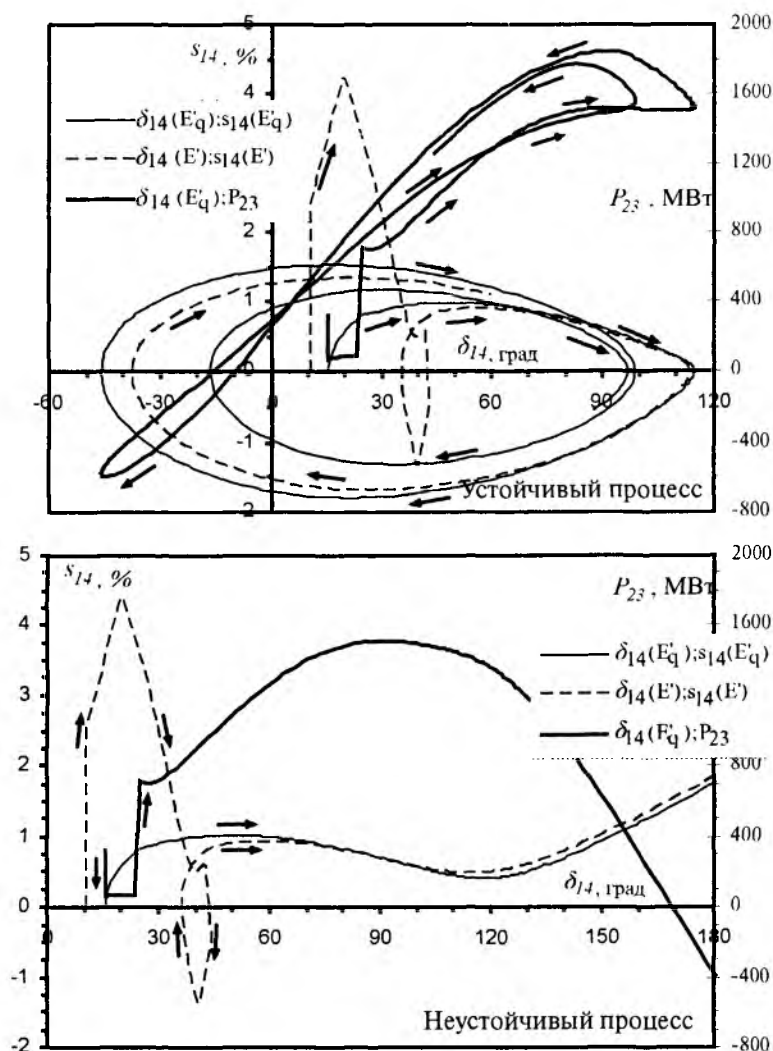


Рис. 1.4. Фазовые траектории и передаваемые мощности, близкие к реальности

буждения значение максимума характеристики мощности, наблюдаемое при обратном движении системы от максимального угла к меньшим углам, оказывается значительно больше, чем этот максимум был перед этим при прямом движении (в данном случае 1850 по сравнению с 1517 МВт).

1.2.3. Данные и параметры схем и состояний

Доаварийная схема I и ее послеаварийная схема QC, имеющая те же ЭДС, как и схема I, характеризуются данными, приведенными в следующих двух таблицах.

Таблица 1.2

Данные двухузловой схемы по рис. 1.2

Схема	P_{cl}	P_{14}	P_{c4}	α_{14}	δ_{14}	E'_1	E'_2	P_{23}	$P_{23\max}$
I	1434,3	2732,7	4446,7	-24,2°	10,8°	242,3	242,0	329,1	—
II (QC)	1759,2	1276,4	5085,4	-29,2°	36,8°	242,3	242,0	938,8	1355,7

Процессы, показанные на рис. 1.3 и 1.4, имеют одинаковые исходные условия работы. Поэтому данные о схеме I, представленные в этих таблицах, относятся к обоим этим рисункам.

Таблица 1.3

Данные и параметры схемы G-B, эквивалентной схеме по рис. 1.2

Схема	α_{gb}	δ_{gb}	P_{tgb}	$P_{ggb\max}$	T	R
I	9,4°	20,2°	871,6	2526,1	0,345	0,0120
II (QC)	11,7°	48,4°	850,8	1137,3	0,748	0,0267

Сравнение параметров эквивалентной схемы с данными хода процесса указывает на их приблизительное совпадение в данном случае. Так, например, согласно табл. 1.1 во время процесса $n/$ критический угол $\delta_{14cr} = 121,5^\circ$, а из расчета послеаварийной эквивалентной схемы получается следующее значение этого угла:

$$\delta_{14cr} = \delta_{cr.gb}^{QC} - \alpha_{gb} = 180 - \delta_{gb}^{QC} - \alpha_{gb} = 180 - 48,4 - 11,7 = 119,9^\circ,$$

где δ_{gb}^{QC} — угол установившегося послеаварийного состояния эквивалентной схемы; α_{gb} — угол сдвига (глава 3 данной части).

Понятие о том, насколько участок 23 сети может представлять послеаварийную эквивалентную схему, дает следующее сопоставление. В табл. 1.2 показано установившееся значение передаваемой мощности $P_{23}^{QC} = 938,8$ МВт, а также ее максимальное значение, имеющее место во время переходного процесса. Если представить себе, что эта мощность изменяется относительно угла по синусоиде, не сдвинутой относительно начала координат, то угол установившегося режима составил бы $\arcsin(938,8/1355,7) = 43,8^\circ$. В эквивалентной схеме угол этого же режима QC составляет $48,4^\circ$ (табл. 1.3). Как видно, углы отличаются на $4,6^\circ$. С учетом угла сдвига $\alpha_{gb} = 11,7^\circ$ эти углы соответствуют на рис. 1.3 углам δ_{14}^{QC} , равным $32,1$ и $36,7^\circ$. На рисунке видно, что кривые P_{23} и P_{ggb} пересекаются, соответственно, прямыми P_{23}^{QC} и P_t при приблизительно равных углах.

1.3. Математические модели для вычисления ограничений

1.3.1. Основные модели

Для указанных в пункте 1.1.3 целей используется несколько типов моделей электроэнергетической системы, которые в интересах данного

изложения классифицированы в пункте 5.1.3 части I следующим образом:

- полная сеть-модель;
- сокращенная сеть-модель;
- предел-модель;
- таблица-модель.

Эти модели сыграли большую роль в развитии противоаварийной автоматики и применяются и в настоящее время. Однако процесс получения моделей пока не имеет хорошо отработанной программной поддержки, они разработаны с учетом ограниченных возможностей современной им вычислительной техники, более слабых по сравнению с сегодняшней техникой и тем более с техникой, которую можно ожидать в ближайшем будущем. Методы получения моделей и расчета *УВ* в них не являются регулярными, их возможные погрешности недостаточно изучены и, возможно, слишком велики, их применение требует от эксплуатационного персонала большого опыта в создании и применении полной сеть-модели обслуживаемой ЭЭС и больших затрат квалифицированного труда.

В настоящее время становится целесообразным и возможным принципиальное совершенствование всех четырех моделей и их совместное использование, при котором они эффективно дополняют друг друга. Предпосылками для этого является следующее:

- осознанная потребность исключить несогласованность имеющихся моделей;
- наличие уже большого опыта в применении вычислительных систем АДВ;
- повышение производительности и удешевление средств вычислительной техники;
- наличие задела в области создания и использования более совершенных, чем ранее, методов.

1.3.2. Расчеты для выявления ограничений параллельной работы

В пункте 1.1.1 было указано, что наиболее сложно определить ограничения, нужные для сохранения параллельной работы с использованием в устройстве ПА таблица-модели или предел-модели. Здесь эта проблема рассматривается более подробно.

Данные о необходимых *УВ* для таблица-модели и об ограничениях послеаварийного состояния для предел-модели являются главной составляющей этих моделей, поскольку именно в них аккумулируются основные побудительные мотивы применения *УВ*. Эти данные традиционно рассчитываются в наиболее полной из моделей энергосистемы, которая на сегодняшний день может насчитывать тысячи узлов и детально учитывает при расчетах характеристики конкретных элементов энергосистемы: оборудования и потребителей. С помощью такой полной сеть-модели можно целенаправленно рассчитать серию режимов сети и найти предельный режим. Она обычно функционирует в вычис-

лительной системе или в мощном персональном компьютере и обслуживает пользователя off-line.

Не исключен расчет этих данных в сокращенной сеть-модели, получаемой пользователем из полной сеть-модели. Ее объем — сотни узлов. С целью получения данных для предел-модели естественно, чтобы сокращенная сеть-модель функционировала в РС и, как и полная, обслуживала пользователя off-line. Однако нельзя исключить использование для этой цели и рабочего устройства уровня ОЭС, выполняющего одновременно свои основные функции. Получение данных для таблица-модели и предел-модели on-line предпочтительнее, поскольку они в большей мере отражали бы текущие условия работы энергосистемы. Вместе с тем осуществить это значительно труднее, особенно в первый период использования системы АДВ.

Алгоритмы использования таблица-модели и предел-модели строятся вне зависимости от того, откуда и сколь часто поступают данные для нее. Поэтому далее с целью упрощения изложения в качестве источника данных называется только полная сеть-модель.

Расчеты *УВ* и предельных состояний, выполняемые в полной сеть-модели, чтобы снабдить данными таблица-модель и предел-модель, применяемые в расчете *УВ* по способу II, должны в максимально возможной степени учитывать эту конкретную цель. Далее излагается несколько соображений о ведении расчетов с указанной целью.

Эти соображения совершенно не затрагивают научных основ и техники таких расчетов. Они не касаются также дополнительных требований, возникающих в связи с созданием координирующей системы АДВ.

1. Должны быть рассчитаны пределы передаваемой мощности для всех послеаварийных схем (получаемых из полной или ремонтных схем), для которых таблица-модель или предел-модель назначается основным или резервным средством расчета *УВ*.

Предел-модель может быть применена в качестве средства расчета *УВ*, нужного в состояниях *QC* или *SC* после *AB* в виде ослабления сети или в виде аварийного небаланса мощности. Она может быть применена также после *AB*, для которого полезен расчет *УВ* по условию устойчивости простого перехода. Что же касается таблица-модели, то ее область применения шире: она включает в себя также определение *УВ* для АПНУ в интересах сложного перехода и определение *УВ* для остальных подсистем ПА.

2. Указанные пределы должны быть рассчитаны для всех контролируемых автоматикой сечений сети, которые могут оказаться перегруженными мощностью в указанных схемах в результате *AB* и *УВ*.

В результате применения *УВ* может оказаться перегруженным сечение, внешнее по отношению к данной эквивалентной схеме (часть V).

3. Поскольку пределы в квазиустановившемся *QC* и в установившемся *SC* режимах несколько различны, в интересах точности расчета *УВ* желательно, чтобы и в полной модели они были определены порознь и порознь переданы предел-модели.

Различие может заключаться, например, в следующем. Перегрузка оборудования (например, генератора током возбуждения) в режиме *QC* может быть допущена значительно большей, чем в режиме *SC*. Регулирование напряжения путем изменения коэффициентов трансформации не успевает подействовать в режиме *QC*.

4. Желательно, чтобы так называемая «траектория утяжеления режима» не была назначенной вне связи с приращениями мощности, возникающими в энергосистеме в результате AB и ввода UB противоаварийной автоматикой.

То, из каких узлов сети направляется мощность к контролируемому сечению и к каким узлам сети она передается от него, может оказать заметное влияние на значение предела мощности.

В этом деле можно различить две ситуации.

Во-первых, перераспределение мощности в полной модели вызвано внесением в нее небаланса мощности в результате AB и ввода UB . Такое перераспределение должно осуществляться в модели естественным образом в соответствии с физической сущностью явления. Во избежание неблагоприятного отличия полной модели от предел-модели, постоянные инерции генераторов и статические характеристики турбин должны быть представлены в полной модели не хуже, чем в предел-модели (согласно части III).

Кстати, то же самое касается и сокращенной сеть-модели, предназначенной для on-line расчетов UB .

AB в виде аварийного небаланса мощности ведет обязательно к изменению частоты и как следствие именно этого — к перераспределению мощности в сети. К этому же вне зависимости от вида AB ведет и большинство UB . В результате переходного процесса режим QC устанавливается под действием ускорения роторов генераторов, т.е. наличия производной частоты, а SC — под действием изменения частоты. Таков единственный механизм перераспределения мощности в энергосистеме, он моделируется в предел-модели и необходим в полной модели.

Иногда кажется, что в большой ЭЭС ускорения и отклонения частоты столь малы, что режим QC и тем более SC не стоит рассчитывать. Однако нужно учесть, что в большой ЭЭС и отклик даже на малое ускорение роторов и отклонение частоты вполне заметен.

Во-вторых, указанный механизм перераспределения мощности не может действовать, если предел мощности рассчитывается применительно к условиям, в которых небаланс активной мощности почти отсутствует (пример: расчет предела в доаварийной или послеаварийной схемах ведется не для вычисления UB , а для ответа на вопрос, требуется ли UB ; в этом случае небаланс вызывается только изменением нагрузок потребителей из-за изменения напряжения на них и потерями в элементах сети). В этом случае должен быть введен в действие некоторый искусственный механизм перераспределения, возможно более близкий к естественному механизму.

В качестве ясного примера можно назвать следующий искусственный механизм. На все генераторы, расположенные с отправной стороны от рассматриваемого сечения, подается отклонение частоты $\Delta f < 0$, а на все генераторы, расположенные с приемной стороны от него, — отклонение частоты противоположного знака $\Delta f > 0$. От расчета к расчету положительное отклонение частоты увеличивается от нулевого значения до тех пор, пока не будет достигнут предел мощности в интересующем сечении.

5. Серия расчетов абсолютного экстремума мощности в трехузловой схеме имеет специфику: по ходу расчета экстремума одной подсистемы нужно целенаправленно варьировать соотношение мощностей двух других подсистем. Алгоритмы такого поиска абсолютного экстремума известны.

6. Если в качестве предельной мощности принимается мощность из последнего расчета, в котором сошелся итерационный процесс, нужно, чтобы несхождение процесса имело причиной именно достижение предела и именно в интересующем сечении.

Несхождение процесса может быть вызвано различными причинами, не имеющими прямого отношения к интересующему сечению: перегрузка удаленного сечения, понижение напряжения на шинах нагрузки и т.п. Такие случаи встречаются часто; они приводят к серьезной недооценке предела мощности интересующего сечения и к применению излишних мероприятий, иногда не устраняющих действительно узкое место энергосистемы.

7. Предел мощности в полной модели должен измеряться именно на тех элементах контролируемого сечения, с которых берутся измерения для определения мощности этого сечения для автоматики.

Приведенный перечень не претендует на полноту и тем более на то, что каждая проблема сформулирована достаточно ясно. В этом отношении можно надеяться на пользу конкретизации в следующих частях монографии. И в заключение данной темы — еще одно замечание: последние пункты 6 и 7 в равной мере относятся к алгоритмам автоматики, выполняемым по способу I , т.е. с прямым расчетом UB в сеть-модели.

1.3.3. Представление ограничений в устройстве автоматики

Желательно, чтобы устройство ПА, использующее предел-модель, предоставляло пользователю свободу в выборе из нескольких видов представления границы допустимых мощностей.

Граница представляется на плоскости в координатах активных мощностей двух узлов трехузловой схемы, а двухузловая схема рассматривается как частный случай трехузловой, и поэтому ее предельная мощность представляется на такой же плоскости прямой линией, но не наклонной, а параллельной одной из осей координат.

Возможные варианты систематизированы на рис. 1.5. Там же дано количество экспериментальных предельных точек, которые требуются для применения этих вариантов и получаются путем расчета в полной сеть-модели (желательно с корректировкой этих данных натурными испытаниями в энергосистеме).

Для трехузловой схемы граница области допустимых режимов (ОСР — глава 2) может быть описана уравнением границы ОСР или полиномом. В обоих случаях речь идет об аппроксимации экспериментальных данных о пределах мощности. Коэффициенты уравнения ОСР рассчитываются аналитически по данным специально организованных расчетов в полной модели. Под полиномом понимается уравнение пер-

вой степени — прямая линия, наклонная или параллельная одной из осей координат, или уравнение второй степени, имеющее до шести коэффициентов (включая свободный член). Первый вариант (с границей ОСР) более отражает физическую сторону явления и требует меньшего количества данных, но зато эти данные получаются более сложным путем (пункт 1.3.2, пункт 5 расчетов).

Обозначение типа 9/6/3, примененное на рис. 1.5, показывает число предельных мощностей, нужных для расчета коэффициентов уравнения. Если имеется в виду уравнение ОСР, то это число равно числу параметров, имеющихся в нем. Поскольку возможна разная подробность применения этого уравнения, указаны три цифры:

- первая цифра — полное уравнение ОСР, уравнение со всеми входящими в него параметрами;
- средняя — уравнение без дополнительных углов взаимных сопротивлений;
- последняя — уравнение без этих дополнительных углов и без собственных мощностей.

На рис. 1.5 указано минимальное требуемое число этих данных (например, для полного полинома — 6). Однако если требуется найти ко-



Рис. 1.5. Диаграмма вариантов получения коэффициентов уравнения описывающего границу области допустимых режимов

эфициенты уравнения, аппроксимирующего экспериментальные данные, то, чтобы получить ту избыточность, которая может существенно уменьшить погрешность аппроксимации, желательно приблизительно вдвое большее число данных. Для прямых линий возможен как графический подбор, так и аппроксимация, и поэтому показано два варианта численности данных: 2 и 4.

Коэффициенты аппроксимирующего полинома можно получить или путем стандартного расчета на компьютере, направленного, например, на минимизацию средней квадратичной погрешности, или с использованием графического подбора подходящей простой линии: прямой, эллипса или параболы, и затем вычисления ее параметров.

1.3.4. Совместное применение ограничений

Ограничение для каждой схемы каждого тракта может быть описано уравнением произвольно выбранного вида или несколькими уравнениями разных видов.

Возможность при одних состояниях системы использовать предел-модель или сеть-модель, а при других — таблица-модель схематично показана на рис. 1.6.

Изображена координатная плоскость доаварийных активных мощностей P_x и P_y узлов X и Y трехузловой схемы, на ней I и II — границы исходного и послеаварийного допустимых состояний. Часть этой плоскости, для которой задается определенная модель, выделена прямыми линиями, отделяющими ее от другой части. Эти линии описываются уравнениями-неравенствами. В данном примере большая часть плоскости обслуживается предел-моделью, другая часть показана штриховкой у этих линий, она отдана таблица-модели. Ее UB обозначены $UB1...UB5$ в клетках между горизонтальными и вертикальными штриховыми линиями, обозначающими ступени контроля исходных мощностей узлов схемы.

Заметим, что на рисунке начало координат находится внутри области допустимых режимов, как это нужно для предел-модели (часть V).

В случае A в ответ на сужение допустимой области и возникновение AB в виде небаланса мощности по предел-модели выполняется UB , которое вводит состояние системы в допустимую область. В случае C выполняется $UB3$ по таблица-модели. Случай B обслуживается предел-моделью аналогично A : хотя послеаварийное состояние попадает в область таблица-модели, но доаварийное находится вне этой области.

Не обязательно, чтобы область допустимых состояний была ограничена со всех сторон. Если с какой-либо стороны область открыта, т.е. в эту сторону работа не ограничена, то это означает, что ограничение практически недостижимо и поэтому может не учитываться автоматикой.

Например, если для некоторого сечения задана двухузловая схема с предельной мощностью только одного знака, то это означает, что пропускная способность этого сечения в другую сторону не ограничена.

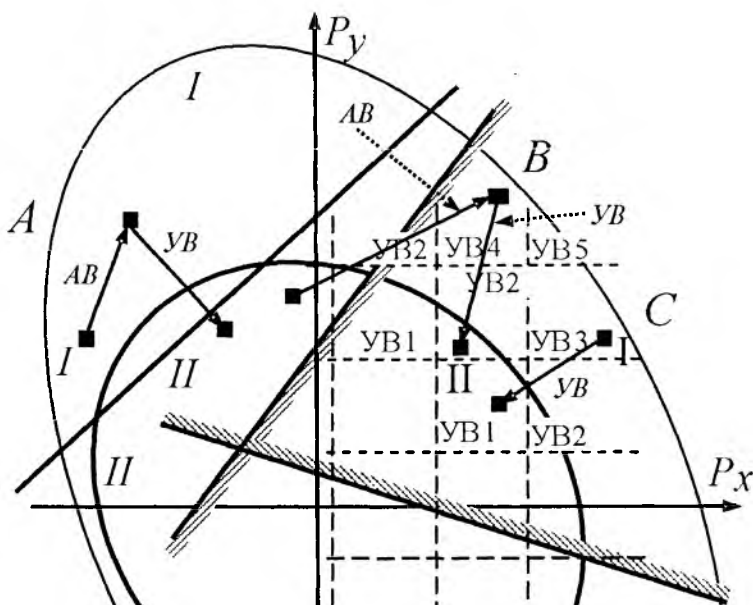


Рис. 1.6. Совместное применение управления по предел-модели и в выделенной части плоскости мощностей — по таблица-модели

Ограничивающая линия имеет рабочий участок, используемый алгоритмом расчета UB , и может иметь незначимые участки.

Таким участком, например, является на рис. 1.6 левая верхняя часть овальной послеаварийной границы II , отсеченная еще одной границей — прямой III . Алгоритм, вводящий посредством UB послеаварийное состояние в допустимую область, должен быть построен так, чтобы траектория ввода пересекала все незначимые участки ограничивающих линий и шла до самой внутренней из встречающихся ограничивающих линий, которая и принимается за границу области.

Неиспользуемая часть ограничивающей линии второго порядка (часть эллипса, вторая ветвь гиперболы) или линии по уравнению ОСР может попасть и внутрь допустимой области. Было бы простым, но слишком грубым выходом — запретить задавать такую линию, т.е. или вся линия должна являться границей допустимой области, или если имеется нерабочая часть линии, то она должна находиться вне этой области. Более гибкий путь — ввести дополнительное указание об исключении внутренней нерабочей части линии с помощью, например, линейного уравнения-неравенства, логически связанного с этой линией.

1.3.5. Вычислительные средства и устройство автоматики

Энергосистема моделируется программой расчета установившихся состояний и переходных электромагнитных и электромеханических процессов. Она обычно позволяет:

- задать схему сети и параметры ее оборудования и регуляторов;

- рассчитать исходное состояние, ввести AB (например, КЗ заданной длительности с заданным сопротивлением в его цепи);
- отключить поврежденный элемент сети, ввести UB (например, выполнить быструю импульсную разгрузку турбин);
- с учетом всего указанного рассчитать изменение во времени любой электрической величины и скорости вращения роторов генераторов.

Конечно, эта довольно громоздкая система программного обеспечения была бы совершенно лишней в устройстве автоматики и не подлежит переносу туда. Но определенные части этой системы могут быть интегрированы и в управляющей программе, имеющей жесткую структуру, однозначное взаимодействие внутри и однозначный интерфейс, особенно в программе, действующей по способу *I*.

Глава 2.

Предельная передаваемая мощность

2.1. Введение

Цель данной главы — аналитически определить и графически иллюстрировать предельные возможности обмена активной мощностью между двумя и между тремя узлами энергосистемы, в каждом из которых имеется генератор и комплексная нагрузка. Эти узлы соединены комплексными сопротивлениями. Экстремум активной мощности двухузловой схемы сопоставлен с пределом статической устойчивости. Условные экстремумы трехузловой схемы сопоставлены с безусловными. Эти экстремумы показаны в координатах мощностей узлов, взаимных углов и мощностей, передаваемых по связям. Они сопоставлены между собой, и прослежены возможности деформации линий экстремума.

Если ограничивающие обмен мощностью сравнительно слабые сечения энергосистемы имеют пределы пропускной способности, мало зависящие друг от друга, то она может быть представлена набором двухузловых схем, соответствующих этим сечениям. Если зависимость между пределами двух сечений существенна, то каждая такая пара сечений представляется своей трехузловой схемой.

Схема на рис. 2.1 не содержит нагрузок между узлами, но это не нарушает ее общности как трехузловой схемы. На связях исходной реальной схемы могут присутствовать промежуточные нагрузки, и тогда в результате обычных преобразований звезда-треугольник нагрузки оказываются на концах связей (Z''_n), т.е. на шинах неизменного напряжения, причем, конечно, изменяются преобразуемые сопротивления. Поэтому данная схема, во-первых, может представлять реальные связи и нагрузки и, во-вторых, может рассматриваться как результат эквивалентирования, т.е. как схема, для которой и генераторы, и нагрузки реальной

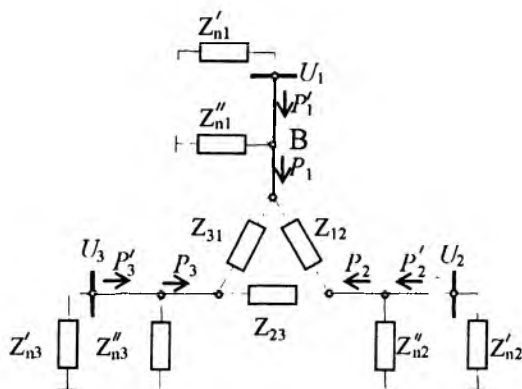


Рис. 2.1. Трехузловая схема сети

ЭЭС с каждой из трех сторон эквивалентированы своим узлом с генератором и нагрузкой.

В каждом из узлов показаны шины с напряжениями, модули которых не изменяются в процессе перераспределения мощности между узлами.

Применительно к трехузловой схеме, в отличие от двухузловой, здесь имеются в виду именно напряжения на шинах, а не ЭДС.

В обоих случаях под мощностями узлов далее понимаются мощности P_1 , P_2 и P_3 . В реальной схеме каждая из них равна сумме мощностей, передаваемых по двум примыкающим к соответствующему узлу связям. Если же данная схема — результат эквивалентирования, то интересны не эти мощности, а P'_1 , P'_2 и P'_3 . Переход от одних к другим прост, так как напряжения на нагрузках Z''_n неизменны.

Зачастую стремление упростить сбор информации для системы управления или выполнить его в точном соответствии с коммерческим учётом приводит к использованию мощности между генератором и близкой к нему нагрузкой. Например, в энергосистеме по рис. 2.1 это может выразиться в том, что к системе управления подводится мощность P'_1 и местная нагрузка Z''_{n1} оказывается отделенной от генератора сечением замера, т.е. как бы в другой части энергосистемы. Тогда приходится предел пропускной способности характеризовать именно мощностью P'_1 . Это увеличивает асимметрию пределов пропускной способности и даже может привести к тому, что реверсивная передача мощности по связи оказывается ограниченной в точке замера пределами одного знака. В этом отношении мощности P_1 , P_2 и P_3 более удобны.

Если на схеме представлены реальные связи, то комплексные сопротивления Z_{12} , Z_{23} и Z_{31} имеют положительные вещественные и мнимые части, а в случае связей, преобразованных из связей с промежуточными нагрузками, могут иметься и отрицательные вещественные части.

2.2. Двухузловая схема

2.2.1. Экстремум мощности

Любую цепь, соединяющую две ЭДС и состоящую из продольных и поперечных сопротивлений, с помощью преобразований звезда-треугольник и треугольник-звезда можно представить в конечном итоге звездой (Т-образная схема, рис. 2.2а) и треугольником сопротивлений (П-образная схема, рис. 2.2в).

В схеме с двумя генераторами активные мощности, отдаваемые ими в сеть, зависят от взаимного угла

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad (2.1)$$

между векторами их ЭДС E_1 и E_2 , сдвинутыми относительно некоторой общей оси на углы δ_1 и δ_2 соответственно. Мощность первого и второго генератора:

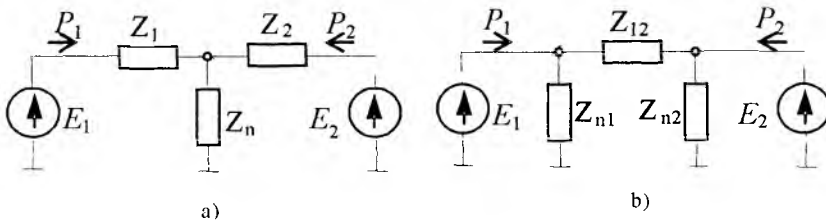


Рис. 2.2. Двухузловая схема

$$\begin{aligned} P_1 &= P_{c1} + P_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ P_2 &= P_{c2} + P_{12} \sin(-\delta_{12} - \alpha_{12}), \end{aligned} \quad (2.2)$$

где P_{c1} , P_{c2} и P_{12} — собственные и взаимная мощности генераторов; α_{12} — дополнительный (до 90°) угол взаимного сопротивления Z_{12} , которым служит продольное сопротивление П-образной схемы.

Выражения для этих мощностей симметричны, их синусоидальные составляющие, зависящие от аргумента — взаимного угла δ_{12} , отличаясь только знаком перед аргументом, тем не менее не во всем диапазоне изменения δ_{12} имеют противоположные знаки. Это обусловлено тем, что синусоиды сдвинуты относительно нулевого угла на дополнительный угол α_{12} из-за обычного присутствия в комплексном сопротивлении активной составляющей того или иного знака.

Собственные и взаимная мощности зависят от модулей ЭДС и собственных и взаимного сопротивлений:

$$P_{c1} = \frac{E_1^2}{z_{c1}} \sin \alpha_{c1}, \quad P_{c2} = \frac{E_2^2}{z_{c2}} \sin \alpha_{c2}, \quad P_{12} = \frac{E_1 E_2}{z_{12}} \sin \alpha_{12}, \quad (2.3)$$

где z_{c1} , z_{c2} и z_{12} — модули собственных и взаимного сопротивлений; α_{c1} , α_{c2} и α_{12} — дополнительные углы собственных и взаимного сопротивлений Z_{c1} , Z_{c2} и Z_{12} (имеется в виду, что $\psi + \alpha = 90^\circ$, где ψ — угол сопротивления).

В схемах на рис. 2.2. собственные и взаимное сопротивления рассчитываются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} Z_{c1} &= Z_1 + Z_n // Z_2 = Z_{n1} // Z_{12}; \\ Z_{c2} &= Z_2 + Z_n // Z_1 = Z_{n2} // Z_{12}; \\ Z_{12} &= Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_n, \end{aligned} \quad (2.4)$$

где знак $//$ обозначает параллельное сложение комплексных сопротивлений, а в выражениях для собственных сопротивлений слева написаны формулы для Т-образной схемы, справа — для П-образной. В главе 2 части III помещены комментарии и иллюстрации к (2.4).

Сумма потерь активной мощности (сюда же, конечно, входит и полезное потребление мощности) в двухузловой схеме

$$\Delta P = P_1 + P_2 = P_{c1} + P_{c2} - P_{12} \cos \delta_{12} \sin \alpha_{12}. \quad (2.5)$$

2.2.2. Экстремумы активной мощности

Двухузловая схема характеризуется двумя предельными активными мощностями, передаваемыми от каждого из генераторов, – максимальной и минимальной предельной мощностью. Эти экстремумы мощности первого узла равны (с индексом m – минимум и с индексом M – максимум)

$$P_{1m,1M} = P_{c1} \pm P_{12} \quad (2.6a)$$

и наступают при углах

$$\delta_{12(1m,1M)} = \mp \pi / 2 + \alpha_{12}. \quad (2.6b)$$

Если сечение между узлами проведено рационально, эти две предельные мощности имеют разные знаки, например $P_{1m} < 0$, $P_{1M} > 0$.

В условиях $1m$ и $1M$ передачи соответственно минимальной и максимальной мощности от узла 1, что определяется формулой (2.6b), мощность узла 2 составляет

$$P_{2(1m,1M)} = P_{c2} \pm P_{12} \cos 2\alpha_{12}, \quad (2.6c)$$

и сумма потерь активной мощности в схеме

$$\Delta P_{1m,1M} = P_{c1} + P_{c2} \pm 2P_{12} \sin^2 \alpha_{12}. \quad (2.7a)$$

Аналогично для узла 2:

$$P_{2m,2M} = P_{c2} \pm P_{12}, \quad (2.8a)$$

$$\delta_{12(2m,2M)} = \pm \pi / 2 - \alpha_{12}, \quad (2.8b)$$

$$P_{1(2m,2M)} = P_{c1} \pm P_{12} \cos 2\alpha_{12}, \quad (2.8c)$$

$$\Delta P_{2m,2M} = P_{c1} + P_{c2} \mp 2P_{12} \sin^2 \alpha_{12}. \quad (2.7b)$$

Итак, двухузловую схему характеризуют четыре безусловных экстремума: $M1$ и $m2$ при направлении мощности от узла 1 к узлу 2, а также $M2$ и $m1$ при обратном направлении. В схеме без потерь ($\alpha_{12} = 0$) наблюдаются два экстремума: $M1$ совпадает с $m2$ и $M2$ с $m1$, причём в этих режимах мощности отличаются только направлением, но не абсолютными значениями. Значения экстремальных углов согласно (2.6b) и (2.8b), а также самих экстремумов согласно (2.6a) и (2.8a) в данном случае очевидны, общий же метод их получения – приравнивание нулю производной выражений (2,2) по δ_{12} .

2.2.3. Получение параметров двухузловой схемы из экспериментов в подробной схеме сети

Расчетами полной или сокращенной сеть-модели известными методами можно найти экстремумы мощности, чтобы затем их использовать для расчета параметров двухузловой схемы. Для расчета главных параметров — мощностей достаточно экстремумов, которые входят в формулы (2.6а) и (2.8а):

$$\begin{aligned} P_{c1} &= 0,5(P_{1M} + P_{1m}); \\ P_{12} &= 0,5(P_{1M} - P_{1m}) = 0,5(P_{2M} - P_{2m}); \\ P_{c2} &= 0,5(P_{2M} + P_{2m}). \end{aligned} \quad (2.9)$$

Здесь показано два способа получения P_{12} . Аналогично можно использовать значения мощности генератора, имеющие место в условиях экстремума мощности противоположного генератора и входящие в (2.6с) и (2.8с).

Чтобы рассчитать дополнительный угол α_{12} , требуются формулы, связанные с потерями мощности. Из (2.6с) можно получить этот угол тремя способами:

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2} \arccos \frac{P_{2(1m)} - P_{2(1M)}}{2P_{12}} = \frac{1}{2} \arccos \frac{P_{2(1m,1M)} - P_{c2}}{\pm P_{12}}. \quad (2.10a)$$

Аналогично — из (2.8с):

$$\alpha_{12} = \frac{1}{2} \arccos \frac{P_{1(2m)} - P_{1(2M)}}{2P_{12}} = \frac{1}{2} \arccos \frac{P_{1(2m,2M)} - P_{c1}}{\pm P_{12}}. \quad (2.10b)$$

Используя непосредственно величину потерь, рассчитанных в сети, искомый угол получается из (2.7а) также тремя способами:

$$\alpha_{12} = \arcsin \left(\frac{1}{2} \sqrt{\frac{\Delta P_{1M} - \Delta P_{1m}}{P_{12}}} \right) = \arcsin \sqrt{\frac{\Delta P_{1m,1M} - P_{c1} - P_{c2}}{\mp 2P_{12}}}. \quad (2.10c)$$

Аналогично — из (2.7б):

$$\alpha_{12} = \arcsin \left(\frac{1}{2} \sqrt{\frac{\Delta P_{2M} - \Delta P_{2m}}{P_{12}}} \right) = \arcsin \sqrt{\frac{\Delta P_{2m,2M} - P_{c1} - P_{c2}}{\mp 2P_{12}}}. \quad (2.10d)$$

2.2.4. Экстремум мощности генератора и предел статической устойчивости двухузловой схемы

В следующей главе будет показано, что предел статической устойчивости двухузловой схемы имеет место не при максимуме мощности, передаваемой от того или иного из двух генераторов, а при максимуме активной мощности генератора эквивалентной схемы $G-B$, который дости-

гается при угле $\delta_{gb} = \pi/2$ между ЭДС ее генератора и ее шинами неизменного напряжения. Этот угол соответствует в двухузловой схеме взаимному углу

$$\delta_{12st} = \pi/2 - \alpha_{gb}, \quad (2.11a)$$

где α_{gb} – угол сдвига, выражение которого (3.9b) выведено далее в пункте 3.1.2 с использованием отношения k_j постоянных механической инерции T_j двух генераторов согласно (3.7b):

$$\alpha_{gb} = \arctg\left(\frac{k_j - 1}{k_j + 1} \operatorname{tg} \alpha_{12}\right); \quad k_j = T_{j1} / T_{j2}.$$

Графически значения α_{gb} представлены на рис. 2.3b, а логика связи между углами α_{12} и α_{gb} от отношения k_j – в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Конкретизация формулы (2.11b) и рис. 2.3

Значение k_j	$\rightarrow 0$	< 1	1	> 1	$\rightarrow \infty$
Значение α_{gb}	$\rightarrow -\alpha_{12}$	знак противоположен знаку α_{12}	0	знак совпадает со знаком α_{12}	$\rightarrow \alpha_{12}$

Передаваемые от узлов мощности, предельные по условию статической устойчивости, составляют

$$P_{1st} = P_{c1} + P_{12} \frac{k_j \cos 2\alpha_{12} + 1}{\sqrt{k_j^2 + 2k_j \cos 2\alpha_{12} + 1}}; \quad (2.11b)$$

$$P_{2st} = P_{c1} - P_{12} \frac{k_j + \cos 2\alpha_{12}}{\sqrt{k_j^2 + 2k_j \cos 2\alpha_{12} + 1}}.$$

Поскольку коэффициент при слагаемом P_{12} меньше единицы, имеем:

$$P_{1st} \leq P_{1M}, \quad -P_{2st} \leq -P_{2m},$$

где второе неравенство относится к принимаемым узлом 2 мощностям.

Поскольку при любом значении k_j имеем $|\alpha_{gb}| \leq |\alpha_{12}|$, то, сопоставляя (2.11a) с (2.6b) и (2.8b), видим, что *предел статической устойчивости наступает при взаимном угле δ_{12st} , заключенном между двумя характерными значениями, соответствующими максимуму передачи мощности от первого узла M1 и минимуму передачи от второго узла m2, т.е. максимуму приема мощности в него.* Эти два значения располагаются различно относительно δ_{12st} в зависимости от знака дополнительного угла α_{12} :

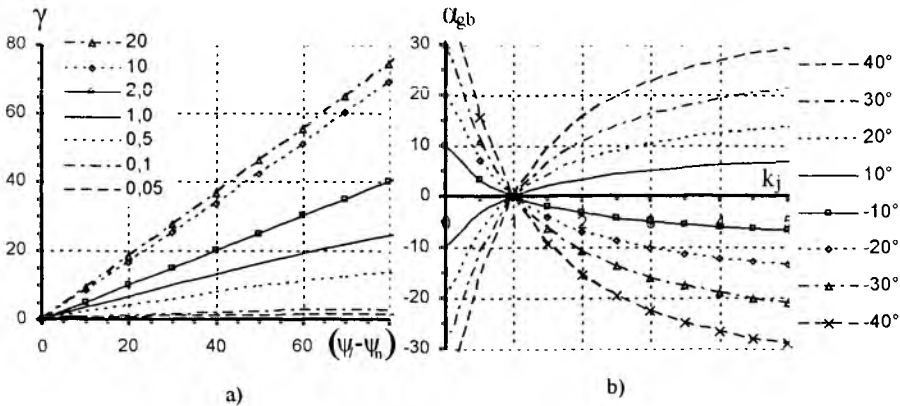


Рис. 2.3. Зависимости, характеризующие дополнительный угол α_{12} двухузловой схемы и угол сдвига α_{gb} эквивалентной схемы G-B:
 а — семейство зависимостей дополнения γ , вносимого нагрузкой в угол взаимного сопротивления ψ_{12} , от разности углов $(\psi_1 - \psi_n)$ продольного и поперечного сопротивлений при различных отношениях k_{1n} модулей этих сопротивлений — для схемы на рисунке 2.2а при $Z_1 = Z_2 = Z_1$;
 б — семейство зависимостей угла сдвига схемы G-B от отношения постоянных инерции двухузловой схемы k_j при различных значениях дополнительного угла ее взаимного сопротивления. При $\alpha_{12} = 0$ имеется $\alpha_{gb} = 0$.

$$\begin{aligned} \alpha_{12} < 0: \delta_{12(1M)} &\leq \delta_{12st} \leq \delta_{12(2m)}; \\ \alpha_{12} > 0: \delta_{12(2m)} &\leq \delta_{12st} \leq \delta_{12(1M)}. \end{aligned} \quad (2.11c)$$

Изложенное показывает, что при $\alpha_{12} > 0$ предел устойчивости достигается при таком взаимном угле δ_{12st} , при котором максимум приема мощности узлом 2 уже пройден, и поэтому, если целью обмена мощностью является прием ее, пропускная способность ограничена не устойчивостью, а максимумом приема мощности.

Иначе — при $\alpha_{12} < 0$; в этом случае пропускную способность ограничивает именно статическая устойчивость и максимум приема мощности недостижим. В рамках оценки пропускной способности по экстремуму мощности, а не по пределу устойчивости определяющей при $\alpha_{12} < 0$ признается передача мощности от узла 1 и приходится считать недопустимым превышение угла $\delta_{12(1M)}$, соответствующего максимуму мощности P_{1M} . Этот максимум наступает, когда в процессе постепенного увеличения взаимного угла еще не достигнут ни предел статической устойчивости, ни тем более максимум приема мощности узлом 2.

Наконец, наиболее прост случай, когда $\alpha_{12} = 0$: в схеме нет продольных потерь, и максимумы передачи и приема мощности, как и предел статической устойчивости, наступают при одинаковом угле $\delta_{12} = \pi/2$.

Оценка указанного недоиспользования пропускной способности, имеющего место при $\alpha_{12} < 0$, показывает, что оно невелико (не превы-

шает 2% от значения P_{12}), только если $k_j \leq 0,1$ или $\alpha_{12} \geq -5^\circ$. Но, например, если $k_j = 1$ или $\alpha_{12} = -15^\circ$, то недоиспользование составляет 10%.

Итак, оценивая пропускную способность двухузловой схемы по экстремумам активной мощности, нужно при $\alpha_{12} > 0$ рассчитывать максимум приема мощности, а при $\alpha_{12} < 0$ — максимум передачи мощности, причем в последнем случае недоиспользуется возможность приема мощности по сравнению с оценкой по пределу статической устойчивости.

2.2.5. Подробности о дополнительном угле взаимного сопротивления

Из предыдущего видно, что в анализе двухузловой схемы (и затем эквивалентной ей схемы $G-B$ — глава 3) играет большую роль дополнительный угол взаимного сопротивления α_{12} . Понятие о возможных значениях этого угла можно составить, рассматривая симметричный вариант звезды сопротивлений на рис. 2.2а, в котором продольные сопротивления, отображающие линии электропередачи, трансформаторы и т.п., одинаковы: $Z_1 = Z_2 = Z_l$. В такой схеме

$$Z_{12} = Z_l (2 + Z_l / Z_n) = Z_l (2 + k_{ln} \angle(\psi_l - \psi_n)), \quad (2.12a)$$

где $k_{ln} = z_l / z_n$ — отношение модулей двух сопротивлений. Отсюда получается, что

$$\psi_{12} = \psi_l + \gamma, \quad (2.12b)$$

где γ — то отличие угла взаимного сопротивления ψ_{12} от угла продольных сопротивлений ψ_l , которое вносит наличие в схеме сопротивления нагрузки. Это отличие есть угол

$$\gamma = \arctg \frac{\sin(\psi_l - \psi_n)}{2 / k_{ln} + \cos(\psi_l - \psi_n)}. \quad (2.12c)$$

Графики, рассчитанные по этой формуле, показаны на рис. 2.3а. Естественно, нагрузка влияет тем больше, чем меньше модуль ее сопротивления по сравнению с продольными сопротивлениями. Кроме того, это влияние тем больше, чем меньше доля активной составляющей в продольных сопротивлениях и больше ее доля в сопротивлении нагрузки.

Примеры

1. $Z_l = 1 \angle 80^\circ$ и небольшую нагрузку в промежуточной точке отображает сопротивление $Z_n = 10 \angle 10^\circ$. В этой схеме

$$k_{ln} = 1/10 = 0,1; \quad \psi_l - \psi_n = 80^\circ - 10^\circ = 70^\circ; \quad \gamma = 2,6^\circ; \\ \alpha_{12} = 90^\circ - (80^\circ + 2,6^\circ) = 7,4^\circ;$$

2. Сопротивления Z_l такие же, как в первом примере, а нагрузка в промежуточной точке сильно увеличена — ее сопротивление $Z_n = 0,5 \angle 10^\circ$. В этой схеме

$$k_{ln} = 1/0,5 = 2; \psi_l - \psi_n = 70^\circ; \gamma = -35,0^\circ; \alpha_{12} = 90^\circ - (80^\circ + 35^\circ) = -11,9^\circ$$

— увеличение нагрузки привело к тому, что активная часть сопротивления Z_{12} и угол α_{12} стали отрицательными.

Доаварийная схема на рис. 1.2 имеет $\alpha_{12} = -24,2^\circ$, а послеаварийная $\alpha_{12} = -29,2^\circ$.

Итак, в то время как *при отсутствии нагрузок на промежуточных шинах сечения дополнительный угол взаимного сопротивления α_{12} равен дополнительному углу суммы продольных сопротивлений, а он положителен, — по мере увеличения этих нагрузок можно ожидать, что угол α_{12} уменьшится и станет отрицательным. Этот эффект тем заметнее, чем меньше доля активной составляющей в продольных сопротивлениях и больше ее доля в сопротивлении нагрузки.*

2.3. Трехузловая схема

2.3.1. Исходные уравнения и безусловный экстремум мощности узла

Рассматривается трехузловая схема, показанная на рис. 2.1, с узлами, обозначенными цифрами 1, 2 и 3. Каждая из сторон треугольника сопротивлений может рассматриваться как двухузловая схема, поэтому активные мощности узлов определяются выражениями, аналогичными выражениям (2.2)–(2.4) для двухузловой схемы:

$$P_1 = P_{c1} + P_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + P_{31} \sin(-\delta_{31} - \alpha_{31}), \quad (2.13a)$$

$$P_2 = P_{c2} + P_{23} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23}) + P_{12} \sin(-\delta_{12} - \alpha_{12}), \quad (2.13b)$$

$$P_3 = P_{c3} + P_{31} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) + P_{23} \sin(-\delta_{23} - \alpha_{23}), \quad (2.13c)$$

где P_{c1} , P_{c2} , P_{c3} — собственные активные мощности генераторов (узлов) 1, 2 и 3, каждая из которых в данном случае является суммой собственных мощностей двух примыкающих сторон треугольника; P_{12} , P_{23} , P_{31} — взаимные активные мощности; δ_{12} , δ_{23} , δ_{31} — взаимные углы; α_{12} , α_{23} , α_{31} — дополнительные углы взаимных сопротивлений Z_{12} , Z_{23} , Z_{31} .

Уравнения (2.13) имеют физический смысл только при условии соблюдения важнейшего ограничения, наложенного на сумму трех взаимных углов между векторами напряжений в узлах схемы (между ЭДС генераторов):

$$\Sigma \delta = \delta_{12} + \delta_{23} + \delta_{31} = 0. \quad (2.14)$$

Тот экстремум передаваемой от узла активной мощности, который реализуется заданием только двух прилегающих к узлу углов и не требу-

ет задания третьего угла (этот противоположный угол получается таким, как нужно по указанному ограничению), есть безусловный экстремум мощности — максимум-максимум или минимум-минимум. Например, для узла I он обозначается $1M$ и $1m$ соответственно.

Поскольку в трехузловой схеме мощность узла согласно (2.13) зависит от двух взаимных углов, ее экстремум вычисляется путем приравнивания нулю двух частных производных, каждая из которых взята по одному из этих углов. Так, максимум мощности $1M$ составляет

$$P_{1M} = P_{c1} + P_{12} + P_{31} \quad (2.15a)$$

и имеет место при взаимных углах, из которых два примыкающих к узлу дают указанный максимум, а третий получается из (2.14):

$$\delta_{12} = \pi / 2 + \alpha_{12}, \quad (2.16a)$$

$$\delta_{31} = -\pi / 2 - \alpha_{31}, \quad (2.16b)$$

$$\delta_{23} = -\delta_{12} - \delta_{31} = -\alpha_{12} + \alpha_{31}. \quad (2.16c)$$

В этих же условиях $1M$ две другие мощности составляют

$$P_{2(1M)} = P_{c2} + P_{23} \sin(-\alpha_{12} - \alpha_{23} + \alpha_{31}) - P_{12} \cos 2\alpha_{12}, \quad (2.15b)$$

$$P_{3(1M)} = P_{c3} - P_{31} \cos 2\alpha_{31} + P_{23} \sin(\alpha_{12} - \alpha_{23} - \alpha_{31}). \quad (2.15c)$$

В условиях $1m$ всё аналогично:

$$P_{1m} = P_{c1} - P_{12} - P_{31}, \quad (2.17a)$$

$$\delta_{12} = -\pi / 2 + \alpha_{12}, \quad (2.18a)$$

$$\delta_{31} = \pi / 2 - \alpha_{31}, \quad (2.18b)$$

$$\delta_{23} = -\delta_{12} - \delta_{31} = -\alpha_{12} + \alpha_{31}. \quad (2.18c)$$

$$P_{2(1m)} = P_{c2} + P_{23} \sin(-\alpha_{12} - \alpha_{23} + \alpha_{31}) + P_{12} \cos 2\alpha_{12}, \quad (2.17b)$$

$$P_{3(1m)} = P_{c3} + P_{31} \cos 2\alpha_{31} + P_{23} \sin(\alpha_{12} - \alpha_{23} - \alpha_{31}), \quad (2.17c)$$

Формулы для безусловных экстремумов узлов 2 и 3 составляются аналогично формулам, написанным выше для узла 1, просто путем циклической перестановки индексов.

Потери активной мощности в трехузловой схеме:

$$\begin{aligned}\Delta P &= P_{c1} + P_{c2} + P_{c3} + P_{12}[\sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) - \sin(\delta_{12} + \alpha_{12})] + \\ &+ P_{23}[\sin(\delta_{23} - \alpha_{23}) - \sin(\delta_{23} + \alpha_{23})] + P_{31}[\sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) - \sin(\delta_{31} + \alpha_{31})]; \\ \Delta P &= \Sigma P_c - 2P_{12} \cos \delta_{12} \times \sin \alpha_{12} - 2P_{23} \cos \delta_{23} \times \sin \alpha_{23} - \\ &- 2P_{31} \cos \delta_{31} \times \sin \alpha_{31},\end{aligned}\quad (2.19a)$$

где

$$\Sigma P_c = P_{c1} + P_{c2} + P_{c3} \quad (2.19b)$$

– сумма собственных мощностей узлов схемы.

В условиях, когда имеет место безусловный экстремум мощности 1M узла 1, потери активной мощности составляют

$$\begin{aligned}\Sigma P_{(1M)} &= \Sigma P_c - 2P_{12} \cos(\pi/2 + \alpha_{12}) \times \sin \alpha_{12} - \\ &- 2P_{23} \cos(-\alpha_{12} + \alpha_{31}) \times \sin \alpha_{23} - 2P_{31} \cos(\pi/2 + \alpha_{31}) \times \sin \alpha_{31}; \\ \Sigma P_{(1M)} &= \Sigma P_c + 2P_{12} \sin \alpha_{12}^2 - 2P_{23} \cos(\alpha_{12} - \alpha_{31}) \times \sin \alpha_{23} + 2P_{31} \sin \alpha_{31}^2.\end{aligned}\quad (2.20a)$$

Аналогичны потери в точке экстремума 1m:

$$\Sigma P_{(1m)} = \Sigma P_c - 2P_{12} \sin \alpha_{12}^2 - 2P_{23} \cos(\alpha_{12} - \alpha_{31}) \times \sin \alpha_{23} - 2P_{31} \sin \alpha_{31}^2. \quad (2.20b)$$

Заменой индексов можно получить формулы для потерь в других точках безусловного экстремума.

2.3.2. Структура безусловных и условных экстремумов передаваемой мощности

Эта структура предельно наглядна, если связи треугольника имеют чисто реактивные сопротивления и если принята идеализация – отказ от учета того обстоятельства, что углы между векторами напряжений в узлах подчиняются уравнению (2.14).

На рис. 2.4 представлены три ключевых случая ограничений (ниже среди значений сопротивлений два из них даны со знаменателями, в которых указаны значения этих сопротивлений, соответствующие штриховым линиям рисунка):

а) для симметричной схемы, в которой $Z_{12} = Z_{23} = Z_{31} = j0,5$;

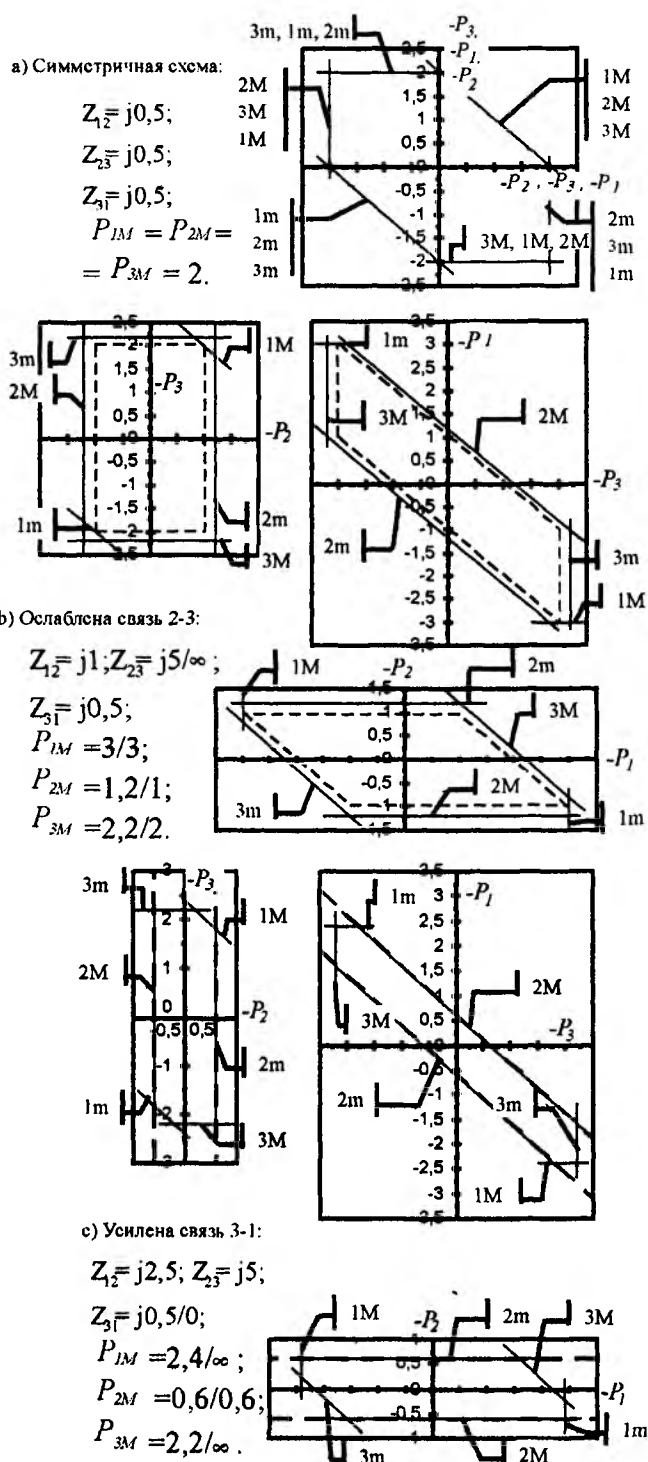


Рис. 2.4. Структура ограничений передачи мощности в трехузловой схеме

б) для схемы с одной связью 2–3 значительно более слабой, чем две другие соизмеримые: $Z_{12} = j1$; $Z_{23} = j5/\infty$; $Z_{31} = j0,5$;

с) для схемы с одной связью 3–1 значительно более сильной, чем две другие соизмеримые: $Z_{12} = j2,5$; $Z_{23} = j5$; $Z_{31} = j0,5/0$.

Нужно обратить внимание на некоторые условности изображения на графиках данного рисунка. Так, не оцифрованы горизонтальные оси; на такой оси масштаб точно такой же, как на вертикальной оси того же графика. Точки, расположенные в первых квадрантах графиков, изображают выдачу мощности узлом, мощность которого не представлена на плоскости, поэтому на обеих осях в этом квадранте присутствуют отрицательные значения мощности двух других узлов, которые в силу этого принимают мощность.

Отказ от учета (2.14) означает, в сущности, подмену треугольника связей, работающих на переменном токе, треугольником с хотя бы одной управляемой связью: линией электропередачи или вставкой постоянного тока (нередко мысленная подмена и происходит — с целью осознанного упрощения или произвольно). Тогда максимальная мощность, которой может обмениваться узел с двумя другими, равна сумме пропускных способностей примыкающих к нему двух связей, каждая из которых является двухузловой схемой. Например, в случае с) от узла 2 можно передать мощность от $-\left(\frac{1 \times 1}{2,5} + \frac{1 \times 1}{5}\right) = -0,6$ до $+0,6$ единиц, что на

рисунке соответствует диапазону между линиями $2m$ и $2M$.

Как видно из рис. 2.4, обмен мощностью между узлами трехузловой схемы ограничен идеализированным шестиугольником, каждая из сторон которого соответствует минимуму (обозначено — m) или максимуму (обозначено — M) передаваемой от одного из трех узлов мощности. Три идеализированных шестиугольника, построенные на трех разных координатных плоскостях, производны один из другого и, следовательно, информационны в равной мере.

Для несимметричных схем эти шестиугольники похожи на прямоугольник или параллелограмм с двумя срезанными углами. Чем сильнее привязан к схеме тот узел, мощность которого не представлена на данной координатной плоскости, тем больше сходство с прямоугольником и меньше с параллелограммом. В случае б) особым в указанном смысле узлом является узел 1, и поэтому структура ограничений в плоскости мощностей P_2, P_3 имеет явно более упорядоченный вид, чем в двух других плоскостях. В случае с) два узла 1 и 3 приблизительно одинаково привязаны к схеме, и поэтому среди двух плоскостей P_2, P_3 и P_1, P_2 не легко выбрать лучшую, но они обе лучше плоскости P_3, P_1 .

Для симметричной схемы а) три фигуры одинаковы и далеки как от прямоугольника, так и от параллелограмма.

Пунктиром показаны предельные случаи. В случае б) слабая связь 2–3 совсем разомкнута; трехузловая схема превратилась в две смежные двухузловые, а шестиугольники — в прямоугольник и два параллелограмма. В случае с) сильная связь 3–1 усилена до того, что не имеет со-

противления; схема превратилась в двухузловую, в которой узлы 3 и 1 объединены и могут обмениваться друг с другом мощностью неограниченно; ограничен лишь их общий обмен с узлом 2; шестиугольники выродились в две параллельные линии. Для этих случаев значения P_M даны на рисунке в знаменателях.

Учет условия (2.14) делает невозможным работу трехузловой схемы в вершинах шестиугольников на рис. 2.4, поскольку в каждой из вершин предполагается достижимым максимум мощности одного узла и минимум другого, а эти два случая несовместны. Например, вершина на пересечении линий 3 m и 2 M должна была бы отражать два совершенно разных сочетания углов, показанных в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Иллюстрация невозможности объединить
два состояния передачи мощности

Состояние передачи мощности	Взаимные углы		
	δ_{12}	δ_{23}	δ_{31}
m3	0	90	-90
M2	-90	90	0

Учет данного условия приводит к тому, что каждая из прямых линий, на которых располагаются минимумы и максимумы мощностей узлов, превращается в точку m или M безусловного экстремума, лежащую на этой прямой, а обмен мощности между узлами ограничивается, помимо таких точек, кривыми линиями условного экстремума, соединяющими их и проходящими, конечно, внутри шестиугольника. В результате, подобно трем шестиугольникам на рис. 2.4, показанным для любого из невырожденных случаев, получаются три эллипсоподобные кривые.

Н.А. Абраменковой из Новосибирского Энергосетьпроекта [2.7] пришлось рассчитать много таких кривых, и часто получались узкие фигуры, которые, по ее меткому выражению, имели вид огурцов.

Такие кривые с обозначенными на них точками m и M представлены на рис. 2.5 в виде трех проекций единственной пространственной линии Ext. В нашем случае в силу отсутствия активных потерь в связях имеем

$$\Sigma P = P_1 + P_2 + P_3 = 0, \quad (2.21)$$

и поэтому линия Ext находится на плоскости, проходящей через начало координат 0 под углом 45° к ним за видимой частью пространства. Чтобы упростить изображение, эта плоскость показана в видимой части сдвинутого назад пространства с началом координат 0' и с параллельно сдвинутыми осями P'_1, P'_2, P'_3 , а линия Ext спроецирована с нее на координатные плоскости с этими же осями.

На простейшем рис. 2.4 представлено шесть экстремумов трехузловой схемы. Эта система экстремумов завершена только в том смысле,

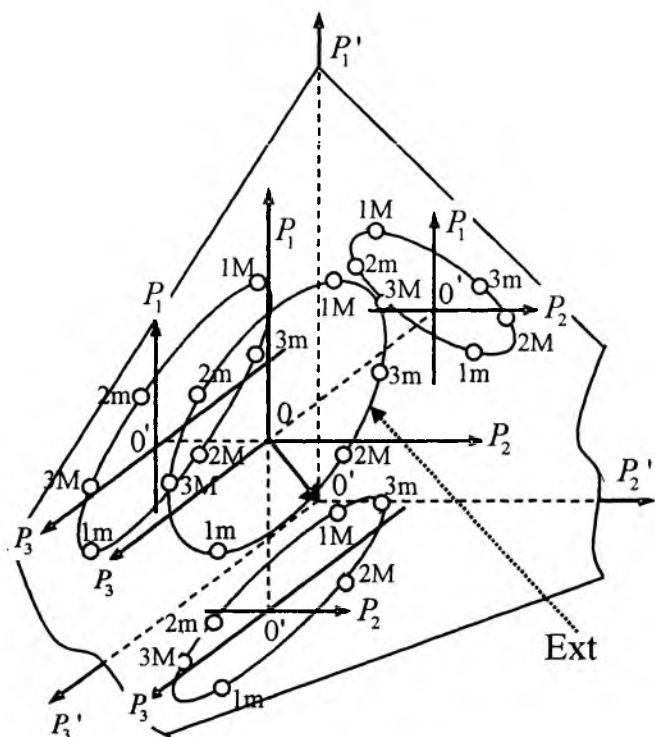


Рис. 2.5. Вид в пространстве линий экстремума мощностей узлов трехузловой схемы со связями без потерь

что содержит экстремумы каждого узла, но в целом не завершена, поскольку каждый узел рассматривается в отдельности от двух других. Она не вполне аналогична экстремумам двухузловой схемы — там существуют пары экстремумов, подобные, например, $1M$ и $2m$, а в трехузловой схеме с $1M$ могут быть сопоставлены два экстремума $2m$ и $3m$, но лишь по отдельности, так как одновременно они не реализуемы. По аналогии с двухузловой схемой, парным экстремуму $1M$ является безусловный экстремум суммы мощностей, получаемых узлами 2 и 3 по связям 1–2 и 3–1 от узла 1. Другим вариантом парных экстремумов является безусловный экстремум суммы мощностей узлов 2 и 3. Эти варианты отличаются на потери активной мощности в связи 2–3. В данном изложении используется первый вариант, и применительно к узлам 2 и 3 этот безусловный экстремум обозначен $23m$. Такого рода экстремумов насчитывается шесть.

Формализация применительно к экстремуму $23m$ выглядит следующим образом. Сумма мощностей, передаваемых узлами 2 и 3 по связям 1–2 и 3–1 к узлу 1:

$$P_{21} + P_{31} = P_{c2(12)} + P_{c3(31)} - P_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + P_{31} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}), \quad (2.22a)$$

где $P_{c2(12)}$, $P_{c3(31)}$ — те части собственных мощностей P_{c2} , P_{c3} узлов 2 и 3, которые определяются примыкающими к ним двухузловыми схемами 12 и 31. Отсюда экстремум $23m$

$$(P_{21} + P_{31})_{23m} = P_{c2(12)} + P_{c3(31)} - P_{12} - P_{31}, \quad (2.22b)$$

и он наступает при углах

$$\delta_{12} = \pi/2 - \alpha_{12}, \quad \delta_{31} = -\pi/2 + \alpha_{31}, \quad \delta_{23} = \alpha_{12} - \alpha_{31}, \quad (2.22c)$$

где в последнем члене учтено (2.14).

Каждому безусловному экстремуму мощности узла соответствуют в силу (2.14) определенные мощности двух других узлов. Возможна и иная постановка задачи: найти экстремум мощности узла X при условии, что мощность одного из двух других узлов Y или Z (или какая-то другая величина, характеризующая работу трехузловой схемы) поддерживается на постоянном уровне. Иначе говоря, ищется экстремум обмена мощностью между двумя узлами X и Y или X и Z при заданном значении, например, мощности третьего узла: соответственно Z или Y . Конечно, мощность третьего узла может быть задана только в пределах ее безусловных экстремумов. Как показано ниже, формулы получающегося таким образом условного экстремума определяют, в частности, и безусловные экстремумы, т.е. линии условного экстремума проходят через точки безусловного (рис. 2.5).

Вид условия, накладываемого на экстремум мощности, вытекает из характера решаемой задачи. Далее приведены три вида условий и соответствующих им аналитических выражений, взятые из [2.5]. Первые два были известны и ранее, третий опубликован там впервые.

Обмен мощностью возможен только в пределах, ограниченных экстремумами мощности. Сочетание мощностей вне этих пределов невозможно, так как там не выполняется условие (2.14). Эти пределы названы *областью существования режима* (ОСР), следовательно, внешней границей ОСР является линия экстремума. Доказано, что ОСР только при определенных условиях имеет односвязность [2.6], внутри этой области возможны пробелы, в которых режим невозможен (особенно при нерациональном выборе тех двух узлов, мощности которых использованы в качестве координат ОСР): как и за внешней границей не выполняется (2.14).

Далее в данном параграфе рассматриваются экстремумы применительно к следующему примеру трехузловой схемы с соизмеримыми мощностями связей:

$$U_1 = U_2 = U_3 = 1;$$

$$z_{12} = 2, \quad \alpha_{12} = 10^\circ; \quad z_{23} = 4, \quad \alpha_{23} = 15^\circ; \quad z_{31} = 1, \quad \alpha_{31} = 5^\circ.$$

Рассматривается также и более наглядный вариант этой схемы – без потерь активной мощности в ее связях: $\alpha_{12} = \alpha_{23} = \alpha_{31} = 0$, при котором

$$P_{1(M,1m)} = \pm 1,5; \quad P_{2(2M,2m)} = \pm 0,75; \quad P_{3(3M,3m)} = \pm 1,25.$$

На рисунках данной главы представлены мощности тех двух узлов, которые примыкают к самой слабой из связей 2-3, что по критерию из [2.6] способствуют односвязности ОСР, не являясь, однако, ее гарантией.

2.3.3. Экстремум мощности узла при условии постоянства угла между напряжениями в данном и соседнем узлах

Находится, например, $\text{Ext } P_1$ при $\delta_{12} = \text{const}$ или $\delta_{31} = \text{const}$. Иначе говоря, требуется обеспечить, чтобы при любой заданной мощности, передаваемой по одной из примыкающих к узлу связей (в пределах возможностей соответствующей двухузловой схемы), была экстремальной мощность, передаваемая по другой из них. Для этого приравняются нулю частные производные от мощности (2.13а) по δ_{31} и δ_{12} соответственно. В результате экстремум достигается при следующих значениях углов:

$$\text{при } \delta_{12} = \text{const: } \delta_{31(1m,1M)} = \pm \pi / 2 - \alpha_{31}, \quad (2.23a)$$

$$\text{при } \delta_{31} = \text{const: } \delta_{12(1m,1M)} = \pm \pi / 2 + \alpha_{12}. \quad (2.23b)$$

Если связи имеют чисто индуктивные сопротивления, то в (2.23) углы $\alpha = 0$, и тогда данный вид экстремума достигается выполнением очевидного простейшего требования: какой бы угол ни был задан для одной примыкающей к узлу связи, на другой нужно поддерживать угол на уровне -90 или $+90^\circ$ – в зависимости от требуемого направления мощности. Наличие в связи потерь активной мощности сдвигает этот уровень на угол α этой связи, что вредит простоте картины. Обращает на себя внимание важная особенность выражения (2.23): экстремум мощности обеспечивается такими значениями взаимных углов, которые не зависят от модулей сопротивлений, образующих треугольник связей, а зависят лишь от углов их сопротивлений. Эта особенность роднит данный вид экстремума трехузловой схемы с двухузловой схемой.

Для данного вида экстремума значения экстремальных углов и мощностей подробно даны в [2.7].

Пример линий экстремума в координатах углов и мощностей узлов представлен на рис. 2.6 для трехузловой схемы без активных сопротивлений. Выбраны координаты, симметричные относительно узла 1, причем в первом квадранте представлена передача мощности от него, а в третьем – к нему. Осями координат и штриховой линией L1–L2 плоскость углов на рис. 2.6а разбита на шесть зон, внутри каждой из которых схематично указаны направления передачи мощности по связям

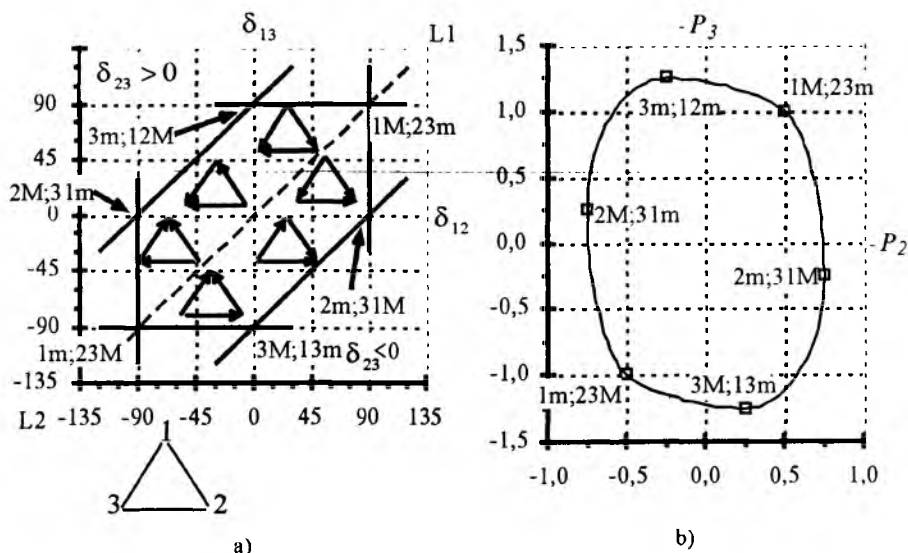


Рис. 2.6. Экстремум мощности узла в трехузловой схеме с индуктивными связями соизмеримой пропускной способности при условии постоянства угла между напряжениями в данном и соседнем узлах

треугольника. Справа от указанной линии имеем $\delta_{23} < 0$ и мощность по связи 2-3 в направлении от узла 3 к 2, слева — $\delta_{23} > 0$ и обратное направление мощности. В соответствии с (2.23) линии экстремума в плоскости углов являются прямыми, которые образуют шестиугольник с вершинами в точках безусловных экстремумов.

Например, при $\delta_{12} = \text{const}$, т.е. при задании этого угла любым значением в пределах $\pm 90^\circ$, минимумы мощности узла 1 лежат на горизонтальной прямой на уровне $\delta_{13(1m)} = -90^\circ$, а ее максимумы — тоже на горизонтальной прямой на уровне $\delta_{13(1M)} = +90^\circ$ (рис. 2.6a). Любая точка на сторонах шестиугольника соответствует экстремумам мощности, причем разноименным, сразу двух узлов. Так, на указанных двух прямых помимо минимумов и максимумов узла 1 находятся максимумы и минимумы мощности узла 3. Каждая из точек безусловного экстремума лежит на пересечении двух отрезков одноименного условного экстремума.

Граница ОСР в координатах активных мощностей, т.е. граница собственно ОСР, получается путем подстановки полученных граничных углов в выражения (2.13) для активных мощностей, передаваемых от узлов. Изображение границы ОСР может быть представлено на плоскости в координатах активных мощностей произвольно выбранной пары узлов.

Шестиугольник, полученный в плоскости углов, отображается в плоскости мощностей узлов замкнутой кривой, подобной таким кривым, как эллипс или овал (рис. 2.6b).

2.3.4. Экстремум мощности узла при условии постоянства угла между напряжениями в двух других узлах

Находится, например, $\text{Ext } P_1$ при $\delta_{23} = \text{const}$, т.е. при любой заданной мощности, передаваемой по связи, противоположной данному узлу. В выражении (2.13а) с помощью (2.14) исключается δ_{31} , после чего в нем вместе с задаваемой величиной δ_{23} остается одна переменная δ_{12} . Приравниванием нулю производной этого выражения P_1 по δ_{12} получено выражение:

$$\delta_{12} = \text{arctg} \frac{\cos(\delta_{23} - \alpha_{31}) + \frac{P_{12}}{P_{31}} \cos \alpha_{12}}{\sin(\delta_{23} - \alpha_{31}) - \frac{P_{12}}{P_{31}} \sin \alpha_{12}}. \quad (2.24a)$$

Оно определяет значение δ_{12} , обеспечивающее $\text{Ext } P_1$ и зависящее от произвольно заданного значения δ_{23} . Выражение для угла другой прилегающей связи имеет такой же вид, но в нем вместо δ_{12} и δ_{23} участвуют соответственно $\delta_{13} = -\delta_{31}$ и $-\delta_{23}$. При $\alpha_{12} = \alpha_{31} = 0$ выражение (2.24а) принимает форму, известную, например, из [6]:

$$\delta_{12} = \arcsin \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\sin \delta_{23}}{\frac{P_{12}}{P_{31}} + \cos \delta_{23}} \right)^2}} \quad (2.24b)$$

Экстремумы по (2.24b) и двум другим выражениям такого же вида представлены на рис. 2.7а шестью волнистыми линиями, каждая из которых проходит через свою точку безусловного экстремума. Варьирование заданного значения δ_{23} непосредственно в (2.24b) дает линии, проходящие при $\delta_{23} = 0$ через точки максимума и минимума мощности: $1M$ и $1m$. В результате вокруг уже рассмотренного шестиугольника, показанного на рис. 2.6а, образуется описанный криволинейный шестиугольник, составленный теми частями линий экстремума, которые наиболее близки к шестиугольнику с прямолинейными сторонами. Вершины криволинейного шестиугольника дают одновременно по два экстремума: максимум одной мощности и минимум другой. На каждой линии криволинейного шестиугольника один из взаимных углов выходит за $\pm 90^\circ$. Линии, выходящие за стороны этого шестиугольника, соответствуют еще большим углам и не представляют интереса.

Кривые мощности узлов, соответствующие линиям экстремума, показаны на рис. 2.7б. Те части этих линий, которые соответствуют только

С помощью (2.14) можно переписать и (2.13а) как $P_1(\delta_{12}, \delta_{23})$ – функцию P_1 от тех же аргументов δ_{12} и δ_{23} . Задача об условном экстремуме этой функции $P_1(\delta_{12}, \delta_{23})$ решается с помощью поиска безусловного экстремума вспомогательной функции

$$F(\delta_{12}, \delta_{23}) = P_1(\delta_{12}, \delta_{23}) + \lambda \varphi(\delta_{12}, \delta_{23}),$$

где λ – постоянный коэффициент Лагранжа. Необходимые условия безусловного экстремума функции F :

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \delta_{12}} [P_1(\delta_{12}, \delta_{23}) + \lambda \varphi(\delta_{12}, \delta_{23})] &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial \delta_{23}} [P_1(\delta_{12}, \delta_{23}) + \lambda \varphi(\delta_{12}, \delta_{23})] &= 0. \end{aligned}$$

Из этих двух уравнений исключением λ получается зависимость между углами δ_{12} и δ_{23} , обеспечивающая Ext P_1 при произвольно заданном P_2 :

$$\begin{aligned} P_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) P_{23} \cos(\delta_{23} - \alpha_{23}) + P_{23} \cos(\delta_{23} - \alpha_{23}) P_{31} \cos(\delta_{12} + \delta_{23} - \alpha_{31}) + \\ + P_{31} \cos(\delta_{12} + \delta_{23} - \alpha_{31}) P_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}) = 0. \end{aligned} \quad (2.26a)$$

Чтобы найти углы, обеспечивающие конкретное заданное значение P_2 , нужно это уравнение решить совместно с уравнением связи (2.25).

Уравнение (2.26а) в более симметричной форме:

$$\begin{aligned} P_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) P_{23} \cos(\delta_{23} - \alpha_{23}) + P_{23} \cos(\delta_{23} - \alpha_{23}) P_{31} \cos(\delta_{31} + \alpha_{31}) + \\ + P_{31} \cos(\delta_{31} + \alpha_{31}) P_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{12}) = 0. \end{aligned} \quad (2.26b)$$

Если в индексах этого уравнения единицы заменить на двойки и наоборот, то уравнение не изменится, и это свойство симметричности означает, что (2.26) дает решение сразу двух задач: об Ext P_1 при $P_2 = \text{const}$ и об Ext P_2 при $P_1 = \text{const}$.

Уравнения (2.26) не касаются третьего узла: его экстремума мощности при неизменных мощностях узлов 1 и 2, а также и экстремумов мощности узлов 1 и 2 при неизменной мощности узла 3, например – нахождения Ext P_1 при условии $P_3 = \text{const}$. Для описания этих экстремумов требуется еще два варианта уравнений, подобных (2.26), но дающих в общем случае иной результат; они записываются путем циклической перестановки индексов при входящих в (2.26) величинах.

В частном случае, если $\alpha_{12} = \alpha_{23} = \alpha_{31} = 0$, экстремум не зависит от того, какая именно мощность поддерживается постоянной, и, более того, экстремумы мощности любого из трех узлов описываются одним уравнением:

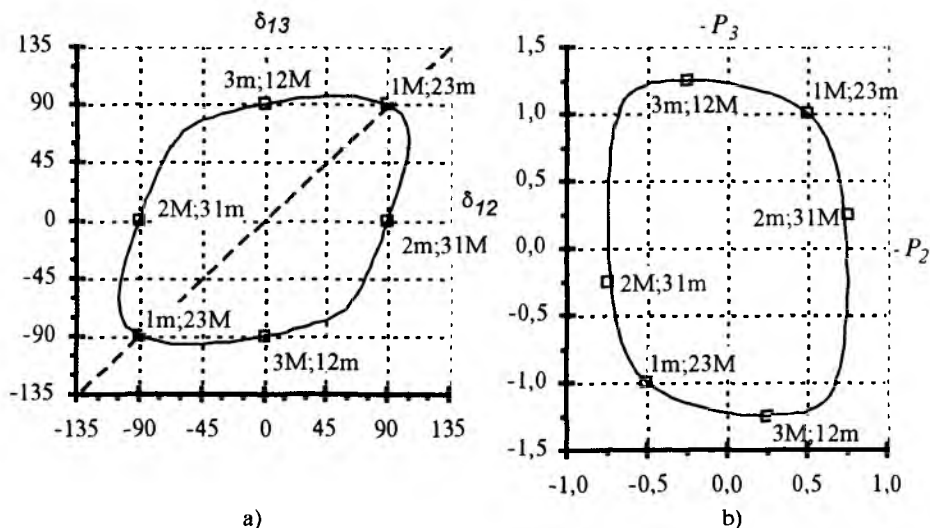


Рис. 2.8. Экстремум мощности узла в трехузловой схеме с индуктивными связями соизмеримой пропускной способности при условии постоянства мощности соседнего узла

$$P_{12} \cos \delta_{12} P_{23} \cos \delta_{23} + P_{23} \cos \delta_{23} P_{31} \cos \delta_{31} + P_{31} \cos \delta_{31} P_{12} \cos \delta_{12} = 0. \quad (2.27)$$

Решение (2.27) совместно с (2.14) представлено на рис. 2.8а; замкнутая кривая имеет вид закругленного ромба, описанного вокруг шестиугольника с прямолинейными сторонами, взятого с рис. 2.6а. Если совместить рис. 2.8а с рис. 2.7а, то можно увидеть, что этот закругленный ромб вписан в шестиугольник с криволинейными сторонами с рис. 2.7а.

Согласно [2.7] уравнения (2.26б) получаются и другим методом, не связанным с рассматриваемым видом экстремума мощности, — с помощью якобианов системы. Там же отмечено и более важное для практики обстоятельство: уравнение (2.27) совпадает с уравнением границы статической устойчивости трехузловой системы без потерь активной мощности (консервативная модель), приведенным, в частности, в [6]. В связи с этим уместно напомнить, как и в пункте 2.3.3, аналогию с тем, что в двухузловой схеме с $\alpha_{12} = 0$ предел статической устойчивости и экстремум мощности генератора наступают при одном и том же взаимном угле δ_{12} .

С учетом (2.14) уравнения (2.26) и (2.27) являются уравнениями, связывающими любые два из трех взаимных углов. Его решение дает границу области существования режима ОСР в координатах этих двух углов.

Решение (2.27), показанное на рис. 2.8а, перенесено на рис. 2.8б на плоскость мощностей узлов.

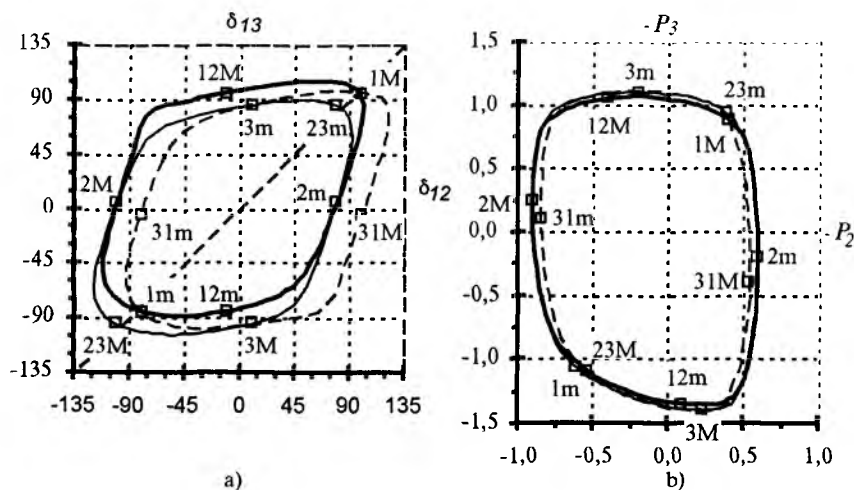
Эксперимент и расчет по определению экстремума

Натурный эксперимент по определению границы ОСР по этому способу выглядел бы следующим образом. Определяется экстремум мощности узла X (или узла Y), имеющий место при обмене мощностью данного узла с узлом Z , который в данном случае выступает, в сущности, как балансирующий узел. При нахождении каждого значения экстремума задается и поддерживается постоянной мощность узла Y (или, соответственно, узла X). Варьирование этой заданной мощности приводит к разным граничным точкам ОСР. Аналитический расчет имеет следующие этапы:

- решается система уравнений (2.25) и (2.26), связывающих два неизвестных угла, путем варьирования одного из них;
- для каждой пары найденных углов по (2.13) рассчитываются мощности любой пары из трех узлов.

Экстремум в схеме с потерями мощности

Линии экстремума в схеме с потерями активной мощности в ее связях представлены на рис. 2.9 для той же схемы, что и на рис. 2.6, 2.7 и 2.8, данные которой приведены в конце пункта 2.3.2, но с указанными там же активными составляющими в сопротивлениях всех трех связей ($\alpha_{12} > 0$). На рис. 2.9а и 2.9б эти линии представлены для каждого из трех узлов, причем при заданной мощности любого из двух других узлов. Благодаря уже отмеченной симметричности уравнений (2.26) этих линий не шесть, а три: каждая линия описывает экстремумы одной из трех пар мощностей. Например, две линии, проходящие через две точки $1M$ и $1m$, описывают одновременно следующее:



- Ext P_1 при $P_2 = \text{Const}$, Ext P_2 при $P_1 = \text{Const}$
- Ext P_2 при $P_3 = \text{Const}$, Ext P_3 при $P_2 = \text{Const}$
- Ext P_3 при $P_1 = \text{Const}$, Ext P_1 при $P_3 = \text{Const}$

Рис. 2.9. Экстремум мощности узла в трехузловой схеме со связями соизмеримой пропускной способности при условии постоянства мощности соседнего узла

$1M-12M-2M-1m-12m-2m$ — Ext P_1 при $P_2 = \text{const}$ и Ext P_2 при $P_1 = \text{const}$,

$1M-31M-3M-1m-31m-3m$ — Ext P_1 при $P_3 = \text{const}$ и Ext P_3 при $P_1 = \text{const}$.

Видно, что каждая точка безусловного экстремума мощности узла

$1m, 1M, 2m, 2M, 3m$ и $3M$

является опорной сразу для двух линий экстремума, а точки безусловного экстремума суммы мощностей двух узлов

$12m, 12M, 23m, 23M, 31m$ и $31M$

располагаются попарно каждая на одной линии.

Поскольку взят пример, в котором все три сопротивления схемы имеют активные сопротивления (все $\alpha > 0$), на рис. 2.9а видно, что все минимумы, как и в двухузловой схеме с $\alpha_{12} > 0$, достигаются при меньших углах, чем соответствующие максимумы мощности (например, $23m$ и $1M$).

На рис. 2.9б стоит обратить внимание на характерное соотношение мощностей: в точке $23m$, в которой достигается максимум приема узлами 2 и 3 суммы мощностей, передаваемых к ним по связям 1-2 и 1-3, эти узлы получают немного большую мощность, чем в точке $1M$, показывающей, каково значение этой суммы в условиях передачи максимума мощности от узла 1.

Три границы ОСР, изображенные на рис. 2.9б в координатах мощностей, хотя и отличаются друг от друга, но менее заметно, чем они же, будучи изображенными на рис. 2.9а в координатах углов. Если при практическом расчете не находится веских доводов о большей актуальности той или иной границы ОСР, то с целью алгоритмической определенности можно принять один из двух вариантов. Первый — произвести усреднение трех границ ОСР. Однако осторожность подсказывает другое — принять за ОСР ту часть координатной плоскости, которая ограничена линией, составленной из частей трех границ ОСР. Эти части — естественно, те, которые в данном случае наиболее близки к началу координат мощности.

Линии экстремума с рис. 2.9а и 2.9б отображены на рис. 2.10 в координатах мощностей, передаваемых по двум связям. Из-за потерь активной мощности в связях мощности, измеренные по разным их концам, немного отличаются друг от друга, и сравнение рис. 2.10а и 2.10б подтверждает это. На этих рисунках заметны острые части у точек безусловного экстремума, и в некоторых случаях они, более того, оформляются в узкие петли.

На рис. 2.10с более крупно, чем на рис. 2.10а, показан фрагмент линий экстремума у точек, изображающих состояния $1m, 2m$ и $3m$. Упомянутые заострения образуются вследствие изменения двух мощностей в одинаковую сторону, по-

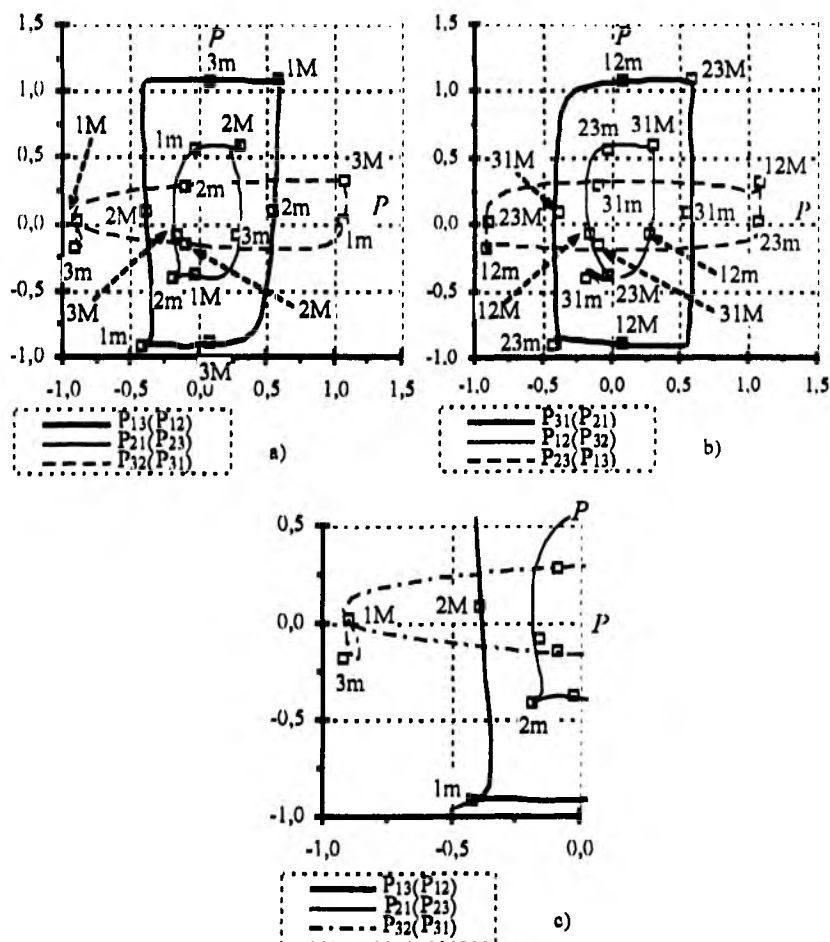


Рис. 2.10. Мощности на связях трехузловой схемы с активными сопротивлениями при экстремумах мощности узлов: Ext P_1 при $P_2 = \text{const}$; Ext P_2 при $P_1 = \text{const}$

дожно распределению мощности по параллельным сопротивлениям, а петли — вследствие немонотонности изменения и взаимных углов, и мощностей. Эти рисунки ясно указывают на невозможность практической реализации некоторых частей ОСР, показанных в координатах мощностей, передаваемых по связям.

Петля у точки 3m вызвана тем, что движение в любую сторону от этой точки безусловного экстремума сопровождается, в соответствии с изменением углов на рис. 2.9а, изменением мощностей, передаваемых по обоим связям, но только на одной из них оно монотонно.

2.3.6. Загрузка связей между узлами и некоторые сопоставления

На рис. 2.11 линии экстремума мощности узлов, полученные по всем трем рассмотренным способам и показанные выше на рис. 2.6, 2.7 и 2.8 (все $\alpha = 0!$), отображены рядом друг с другом в координатах мощностей, передаваемых по связям треугольника. Видно, что связи 1-2 и 3-1, наи-

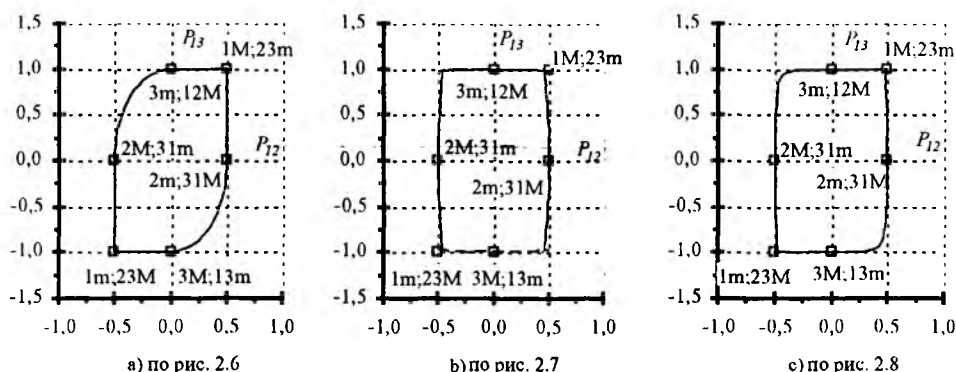


Рис. 2.11. Сравнение загрузки связей в трехузловой схеме без активных сопротивлений в условиях экстремума мощности ее узлов при трех способах его получения

более сильные в условиях представленного примера, удастся использовать практически полностью только в первом и третьем квадрантах, т.е. для обмена мощностью узла 1 с двумя другими. Если обмениваются мощностью узлы 2 и 3 (линии $2M-3m$ во втором квадранте и $3M-2m$ в четвертом), добиться того же невозможно. Например, попытка полностью загрузить связи в направлении 2-1-3 привела бы к углу между напряжениями в узлах 2 и 3, равному 180° .

Сопоставление линий экстремума показывает следующее.

Поддержание постоянства угла, примыкающего к узлу (рис. 2.11а), — наилучший способ загрузить связи в окрестности безусловного экстремума. Линии, полученные по двум другим способам (рис. 2.11б и 2.11с), в данных координатах имеют в окрестности точек $M1$ и $m1$ острую форму: две примыкающие к узлу связи ведут себя как шунтирующие друг друга и загружаются одновременно, а не в отдельности.

Наименьшую ОСР дает способ с поддержанием постоянства примыкающего угла.

Два других способа дают количественно близкие результаты, но все-таки в координатах углов и мощностей, передаваемых по связям, несколько большую ОСР дает способ с поддержанием противоположного угла, а в координатах мощностей узлов — способ с поддержанием мощности другого узла. Поскольку редко удастся надежно предвидеть, как именно будет распределяться мощность по связям трехузловой схемы, приходится иметь в виду некоторую оптимистичность ОСР, которую дает способ с поддержанием мощности другого узла. Возникающее преувеличение ОСР, можно полагать, компенсируется выбором указанного выше осторожного варианта использования трех границ ОСР, которые дает этот способ.

Уже отмечено, что в координатах углов на рис. 2.6 линия экстремума мощности узла, полученная при постоянстве примыкающего к нему угла, образует шестиугольник с линейными сторонами на уровне углов $\pm 90^\circ$, не зависящем от моду-

лей сопротивлений связей и от напряжений в узлах. Простота этой фигуры, ее независимость от того, в координатах каких именно углов она построена, вызвала предложение выполнить противоаварийную автоматику так, чтобы ни один из послеаварийных углов не вышел за уровень $\pm 90^\circ$. Однако из сопоставления упомянутых рисунков ясно, что такое управление привело бы к заметному недоиспользованию сильных связей кольцевой схемы. На рассматриваемом примере трехузловой схемы видно, например, что невозможно передать большую мощность из узла 3 в узел 1 и для этого сильно нагрузить связи 3-1 и 1-2, если углу δ_{23} не позволять выходить за значение -90° .

В чем смысл выхода углов за пределы $\pm 90^\circ$, видно на примере создания максимума мощности P_3 при заданном угле δ_{12} на рис. 2.7а. Поскольку связь 3-1 в данном примере вчетверо сильнее, чем 2-3, ее нагрузка мощностью важнее. Для этого нужно установить значение угла δ_{13} на граничной линии, проходящей через точку 3М в окрестности -90° . Если вместе с тем передается большая мощность по связи 1-2, т.е. задано большое значение δ_{12} , то это приводит к значительному выходу угла δ_{23} за значение -90° (в точке пересечения граничных линий, проходящих через точки 3М и 2м, имеется угол $\delta_{23} = -144^\circ$) и к соответствующему уменьшению мощности, передаваемой по связи 2-3 в направлении от 3 к 2.

Наконец, интересна роль самой слабой связи 2-3 еще с одной точки зрения. На рисунках данного раздела использованы координаты, симметричные относительно узла 1 и этой связи 2-3. Можно представить себе и дальнейшее ее ослабление — в результате аварийного или ремонтного отключения какого-либо ее элемента вплоть до наиболее показательного предельного случая полного отключения этой связи; такого рода случай уже представлен на рис. 2.4b пунктирными линиями.

При отсутствии связи 2-3 (или при выполнении ее на постоянном токе) линии экстремума в координатах мощностей, передаваемых по связям, на рис. 2.11а составили бы прямоугольник, две противоположные вершины которого находятся в точках 1м и 1М. Тем самым было бы достигнуто полноценное использование связей 1-2 и 3-1, не достижимое в той или иной мере, пока присутствует связь 2-3. В противоположность этому, в координатах мощностей узлов можно увидеть положительное влияние этой связи. В этих координатах ее отсутствие тоже преобразовало бы линии экстремума в такой же точно прямоугольник, опирающийся на точки 1м и 1М, но он находился бы не снаружи, а внутри любой из линий экстремума, полученных со связью 2-3.

В координатах углов отсутствие связи 2-3 сказывается не столь однозначно: оно привело бы к линиям экстремума в форме квадрата со сторонами на уровнях $\pm 90^\circ$ по обеим осям, который во втором и четвертом квадрантах охватил бы все линии экстремума, полученные со связью 2-3, а в первом и третьем находился бы внутри них или совпадал с ними.

2.3.7. Получение параметров эквивалентной схемы из экспериментов в подробной схеме

Для расчета параметров эквивалентной трехузловой схемы требуется в полной схеме определить значения безусловного экстремума, т.е. абсолютного максимума и минимума активной мощности. Для этого полная схема разделяется тремя полными сечениями на три подсистемы, аналогичные эквивалентным узлам трехузловой схемы. Путем изменения мощностей в этих сечениях достигаются и измеряются абсолютные максимумы и минимумы активной мощности каждой из этих трех подсистем.

Из (2.26а) видно, что для получения ОСР в плоскости взаимных углов требуется знать пять параметров схемы: два отношения взаимных мощностей и три дополнительных угла. Для получения далее ОСР в плоскости мощностей требуются еще четыре параметра: одна взаимная мощность (чтобы перейти к абсолютным значениям) и три собственные мощности.

Использование приведенных в пункте 2.3.1 формул для безусловных экстремумов приводит к формулам для собственных и взаимных мощностей трехузловой схемы. Так, собственные мощности вычисляются из формул, подобных (2.15а) и (2.17а):

$$P_{c1} = 0,5(P_{1M} + P_{1m}), \quad (2.28a)$$

$$P_{c2} = 0,5(P_{2M} + P_{2m}), \quad (2.28b)$$

$$P_{c3} = 0,5(P_{3M} + P_{3m}). \quad (2.28c)$$

Взаимные мощности вычисляются из системы уравнений, получаемой из тех же формул:

$$\begin{cases} P_{12} + P_{31} = 0,5(P_{1M} - P_{1m}), \\ P_{23} + P_{12} = 0,5(P_{2M} - P_{2m}), \\ P_{31} + P_{23} = 0,5(P_{3M} - P_{3m}). \end{cases}$$

Решение этой системы:

$$P_{12} = 0,25[(P_{1M} - P_{1m}) + (P_{2M} - P_{2m}) - (P_{3M} - P_{3m})], \quad (2.29a)$$

$$P_{23} = 0,25[-(P_{1M} - P_{1m}) + (P_{2M} - P_{2m}) + (P_{3M} - P_{3m})], \quad (2.29b)$$

$$P_{31} = 0,25[(P_{1M} - P_{1m}) - (P_{2M} - P_{2m}) + (P_{3M} - P_{3m})]. \quad (2.29c)$$

Дополнительные углы определяются с помощью выражений для потерь мощности в точках экстремума. Выражения (2.20) для первого узла и аналогичные выражения для двух других узлов дают систему трех уравнений:

$$\begin{cases} \Sigma P_{(1M)} - \Sigma P_{(1m)} = 4P_{12} \sin^2 \alpha_{12} + 4P_{31} \sin^2 \alpha_{31}, \\ \Sigma P_{(2M)} - \Sigma P_{(2m)} = 4P_{23} \sin^2 \alpha_{23} + 4P_{12} \sin^2 \alpha_{12}, \\ \Sigma P_{(3M)} - \Sigma P_{(3m)} = 4P_{31} \sin^2 \alpha_{31} + 4P_{23} \sin^2 \alpha_{23}. \end{cases}$$

Решение этой системы дает квадраты синусов дополнительных углов:

$$\sin^2 \alpha_{12} = [(\Sigma P_{(1M)} - \Sigma P_{(1m)}) + (\Sigma P_{(2M)} - \Sigma P_{(2m)}) - (\Sigma P_{(3M)} - \Sigma P_{(3m)})] / 8P_{12}, \quad (2.30a)$$

$$\sin^2 \alpha_{23} = [-(\Sigma P_{(1M)} - \Sigma P_{(1m)}) + (\Sigma P_{(2M)} - \Sigma P_{(2m)}) + (\Sigma P_{(3M)} - \Sigma P_{(3m)})] / 8P_{12}, \quad (2.30b)$$

$$\sin^2 \alpha_{31} = [(\Sigma P_{(1M)} - \Sigma P_{(1m)}) - (\Sigma P_{(2M)} - \Sigma P_{(2m)}) + (\Sigma P_{(3M)} - \Sigma P_{(3m)})] / 8P_{12}, \quad (2.30c)$$

Из этих же выражений получаются уравнения, которые могут быть использованы для контроля приемлемости полученного решения:

$$\Sigma P_c = 0,5(\Sigma P_{(1M)} + \Sigma P_{(1m)}) + 2P_{23} \cos(\alpha_{12} - \alpha_{31}) \sin \alpha_{23}, \quad (2.31a)$$

$$\Sigma P_c = 0,5(\Sigma P_{(2M)} + \Sigma P_{(2m)}) + 2P_{31} \cos(\alpha_{23} - \alpha_{12}) \sin \alpha_{31}, \quad (2.31b)$$

$$\Sigma P_c = 0,5(\Sigma P_{(3M)} + \Sigma P_{(3m)}) + 2P_{12} \cos(\alpha_{31} - \alpha_{23}) \sin \alpha_{12}. \quad (2.31c)$$

2.3.8. О выборе координат

Чтобы избежать присутствия в алгоритме автоматизации трех вычислительных блоков для каждого из узлов отдельно, полезно конкретную эквивалентную трехузловую схему привести к обобщенной схеме с узлами X , Y , Z . Это достигается следующим:

— в трехузловой схеме узлы нумеруются по индивидуальным именам ее сечений;

— каждая такая схема получает свое индивидуальное имя по сумме имен ее сечений.

Чтобы реализовать данное предложение, нужно во всех выражениях данного раздела заменить номера узлов и индексы 1, 2 и 3 на X , Y и Z . Соответствие между нумерацией узлов обобщенной и конкретной схем пользователь может установить произвольно. Варианты соответствий 1, 2 или 3 видны в табл. 2.3. Если не учитываются потери в сети, возможен всего один вариант — вариант 0.

Для примера в таблице сечения обозначены $S1, S2, S3$. В ней знаком $\leftrightarrow$ показано, между какими узлами производится обмен мощностью. Активные мощности узлов и сечения имеют одинаковые номера.

Таблица 2.3

Получение экстремумов конкретной схемы
с помощью обозначений обобщенной схемы

Обозначение узлов обобщенной схемы и сущность ОСР в ней		Узел			Что выражает уравнение	
		X	Y	Z	Ext $P_x, P_y=\text{const}$ $P_z=\text{Var}, X \leftrightarrow Z$	Ext $P_y, P_x=\text{const}$ $P_z=\text{Var}, X \leftrightarrow Z$
Варианты обозначения сечений конкретной схемы и сущность ОСР в ней	Вариант 3	S1	S2	S3	Ext $P_1, P_2=\text{const}$ $P_3=\text{Var}, 1 \leftrightarrow 3$	Ext $P_2, P_1=\text{const}$ $P_3=\text{Var}, 2 \leftrightarrow 3$
	Вариант 2	S3	S1	S2	Ext $P_3, P_1=\text{const}$ $P_2=\text{Var}, 3 \leftrightarrow 2$	Ext $P_1, P_3=\text{const}$ $P_2=\text{Var}, 1 \leftrightarrow 2$
	Вариант 1	S2	S3	S1	Ext $P_2, P_3=\text{const}$ $P_1=\text{Var}, 2 \leftrightarrow 1$	Ext $P_3, P_2=\text{const}$ $P_1=\text{Var}, 3 \leftrightarrow 1$
	Вариант 0	S1/S2/ S3	S2/S3 /S1	S3/S1 /S2	Ext $P_1, P_2=\text{const}$ $P_3=\text{Var}, 1 \leftrightarrow 3$ Ext $P_3, P_1=\text{const}$ $P_2=\text{Var}, 3 \leftrightarrow 2$ Ext $P_2, P_3=\text{const}$ $P_1=\text{Var}, 2 \leftrightarrow 1$	Ext $P_2, P_1=\text{const}$ $P_3=\text{Var}, 2 \leftrightarrow 3$ Ext $P_1, P_3=\text{const}$ $P_2=\text{Var}, 1 \leftrightarrow 2$ Ext $P_3, P_2=\text{const}$ $P_1=\text{Var}, 3 \leftrightarrow 1$

Сопоставление линий экстремума в различных парах координат позволяет выбрать ту пару, которая наиболее подходит в отношении достоверности, доступности измерений и наглядности для контроля диспетчером энергосистемы или в качестве основы для разработки и настройки противоаварийной автоматики или системы ограничения потоков мощности.

В процессе выбора варианта полезно ориентироваться на упомянутое соображение о том, что для применения предпочтительны активные мощности той пары узлов, которые примыкают к наиболее слабой связи треугольника.

Это способствует односвязности ОСР (отсутствию в ней пробелов), а также симметричности и понятности начертания ее границы. Так, отсутствие на координатной плоскости мощности того узла, который имеет наиболее сильные связи, сообщает границе ОСР вид овала, вписанного в прямоугольник со сторонами, параллельными осям координат, но не в параллелограмм. Поскольку упомянутые наиболее сильные связи имеют все-таки ограниченную пропускную способность, две противоположные вершины этого прямоугольника более или менее срезаны (прямыми, наклоненными на 45°).

Так, если в эквивалентной схеме $S1, S2, S3$ (табл. 2.3) наиболее слаба связь между узлами, расположенными за сечениями $S2$ и $S3$, то целесообразно использовать ОСР в координатах именно этих узлов и назначить их узлами X и Y – вариант 3.

Строго говоря, тот или иной вариант нужно выбрать в зависимости от того, как изменяются мощности узлов в процессе расчета *УВ*. Например, вариант 2 пригоден, если состояние эквивалентной схемы выводится на границу ОСР в окрестность безусловного экстремума мощности узла 3 или 1 при неизменной мощности соответственно узла 1 или 3, однако учет такого рода обстоятельства существенно осложнил бы процедуру расчета *УВ*.

2.4. Описание послеаварийной границы ОСР аппроксимирующим полиномом

2.4.1. Пример аппроксимации экспериментальных данных о безусловных экстремумах с помощью уравнения, описывающего границу ОСР

В качестве примера также взята схема, данные о которой приведены в конце пункта 2.3.2. Аналитически рассчитанные характеристики этой схемы даны в табл. 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4

Собственные и взаимные мощности

P_{c1}	P_{c2}	P_{c3}	P_{12}	P_{23}	P_{31}
0,174	0,152	0,152	0,5	0,25	1,0

Таблица 2.5

Мощности узлов в условиях их безусловного экстремума

Вид безусловного Ext	Координаты безусловного Ext			Потери ΔP
	P_1	P_2	P_3	
1M	<u>1,6740 / 1,7</u>	-0,4039 / -0,4	-0,8763 / -0,88	0,394 / 0,42
1m	<u>-1,3260 / -1,3</u>	0,5358 / 0,54	1,0933 / 1,1	0,303 / 0,34
2M	-0,2959 / -0,3	<u>0,9015 / 0,9</u>	-0,2383 / -0,24	0,367 / 0,36
2m	0,6438 / 0,64	<u>-0,5985 / -0,6</u>	0,1948 / 0,19	0,240 / 0,23
3M	-0,8108 / -0,81	-0,2360 / -0,24	<u>1,4019 / 1,4</u>	0,355 / 0,35
3m	1,1588 / 1,2	0,1970 / 0,2	<u>-1,0981 / -1,1</u>	0,258 / 0,30

На рис. 2.12а построены три границы ОСР этой схемы и на них отмечены точки шести безусловных экстремумов, значения и координаты которых представлены в числителях табл. 2.5.

Предположим, что для этой же схемы производились расчеты экстремума теми методами, которые применяются для полной модели, и получены шесть безусловных экстремумов, координаты которых представлены в знаменателях табл. 2.5.

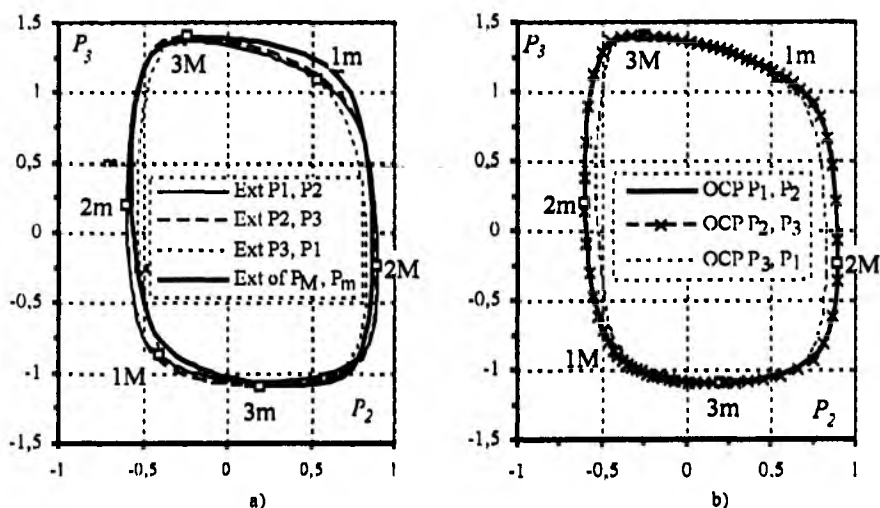


Рис. 2.12. Получение ОСР по экспериментальным точкам экстремумов мощности узлов:

а — одна ОСР по шести точкам безусловного Ext на трех линиях условного Ext;

б — три линии ОСР по шести точкам безусловного Ext

Значения в знаменателях таблицы есть значения в числителях, округленные до двух значащих цифр, чем создан некоторый разброс относительно аналитически полученных экстремумов.

Далее дан краткий обзор возможных способов аппроксимации экспериментальных данных представленного примера.

Аппроксимация данных о безусловных экстремумах одним уравнением

Такая аппроксимация вынуждает создать некоторую реально невозможную границу ОСР — в ней наличие собственных мощностей отражает присутствие активных потерь (иначе получилась бы симметричная граница, что противоречит исходным данным), хотя они отсутствуют во взаимных мощностях (иначе должна была бы быть не одна граница, а три). Поэтому собственные мощности вычисляются прямо по формулам (2.28), что же касается взаимных мощностей, то в формулы (2.29) подставляются данные, средние между экстремальной мощностью узла и суммой одновременно измеренных мощностей двух других узлов. Так, например, в качестве экстремума P_{1M} для получения собственной мощности берется значение 1,7 из таблицы, а для взаимной мощности — значение, искусственно сконструированное следующим способом:

$$\begin{aligned} P_{1M} &= [P_{1(1M)} + (-P_{2(1M)} - P_{3(1M)})] / 2, \\ P_{1M} &= [1,7 + (0,4 + 0,88)] / 2 = 1,49. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Данные берутся из знаменателей табл. 2.5. В результате получаем следующие параметры аппроксимирующих уравнений:

$$P_{c1} = 0,5(1,7 - 1,3) = 0,2,$$

$$P_{c2} = 0,5(0,9 - 0,6) = 0,15,$$

$$P_{c3} = 0,5(1,4 - 1,1) = 0,15,$$

$$P_{12} = 0,25[(1,49 + 1,47) + (0,72 + 0,715) - (1,225 + 1,25)] = 0,48,$$

$$P_{23} = 0,25[-(1,6 + 1,4) + (0,91 + 0,59) + (1,5 + 1,0)] = 0,2375 \approx 0,24,$$

$$P_{31} = 0,25[(1,6 + 1,4) - (0,91 + 0,59) + (1,5 + 1,0)] = 1,00.$$

Указанные параметры используются в уравнении (2.27). Аппроксимирующая кривая построена на рис. 2.12а для сравнения с исходными границами. Наиболее заметно несовпадение этой кривой в районе безусловного экстремума мощности узла 1, причем возможность передачи мощности от этого узла преуменьшена, а приема в него — преувеличена.

Аппроксимация данных о безусловных экстремумах тремя уравнениями

Значения собственных мощностей — те же, как и в предыдущем варианте. Взаимные мощности вычисляются по тем же формулам (2.29), но в них подставляются значения экстремальных мощностей непосредственно, и это вносит некоторые изменения:

$$P_{12} = 0,25[(1,7+1,3)+(0,9+0,6)-(1,4+1,1)]=0,50,$$

$$P_{23} = 0,25[-(1,7+1,3)+(0,9+0,6)+(1,4+1,1)]=0,25,$$

$$P_{31} = 0,25[(1,7+1,3)-(0,9+0,6)+(1,4+1,1)]=1,00.$$

В данном варианте рассчитываются и дополнительные углы по (2.30):

$$\sin^2 \alpha_{12} = [(0,42-0,34)+(0,36-0,23)-(0,35-0,30)]/8 \times 0,50 = 0,04,$$

$$\alpha_{12} = 11,5^\circ;$$

$$\sin^2 \alpha_{23} = [-(0,42-0,34)+(0,36-0,23)+(0,35-0,30)]/8 \times 0,25 = 0,05,$$

$$\alpha_{23} = 12,9^\circ;$$

$$\sin^2 \alpha_{31} = [(0,42-0,34)-(0,36-0,23)+(0,35-0,30)]/8 \times 1,00 = 0,00,$$

$$\alpha_{31} = 0,0^\circ.$$

Подстановка найденных значений в формулы (2.31) дает отклонения от сумм собственных мощностей исходной схемы на 40–60%.

Три аппроксимирующие кривые построены на рис. 2.12b для сравнения с точками безусловного экстремума. Заметно несовпадение одной из кривых с безусловными экстремумами мощности узла 2, причем возможность передачи мощности от узла и приема в него преуменьшена.

Аппроксимация одним уравнением данных об условных экстремумах

Наряду с данными о шести безусловных экстремумах или вместо этих данных возможно экспериментальное получение неограниченного числа данных об условных экстремумах. Эти экстремумы могут быть найдены при любом из трех условий, рассмотренных в предыдущем разделе, а также и при других условиях, формулируемых на формальном или интуитивном уровне.

Данные об этих экстремумах могут быть аппроксимированы уравнением (2.27) и подбором собственных мощностей.

Такой смешанный подход уже использован в данном разделе.

Аппроксимация полученных таким неопределенным образом данных не может быть произведена аналитически. Для этого требуется использовать программу подбора собственных и взаимных мощностей, обеспечивающего, например, минимум среднего квадратичного отклонения аппроксимирующей кривой от экспериментальных данных. Такого рода алгоритмы и программы известны, а рассматриваемые данные и аппроксимирующее уравнение вряд ли специфичны по отношению к этим программам. Поэтому реализация данной возможности аппроксимации здесь не рассматривается.

2.4.2. Линейная и квадратичная графическая аппроксимация уравнениями стандартных линий

Прямая линия

Для задания границы области допустимых режимов работы используется уравнение прямой линии в виде

$$P_y = P_{y0} + aP_x, \quad (2.33a)$$

где P_x и P_y – активные мощности двух узлов/сечений трехузловой схемы, МВт; P_{y0} – постоянная часть мощности P_y , МВт; a – коэффициент, равный тангенсу угла γ наклона прямой относительно оси P_x (рис. 2.13).

В качестве мощностей P_x и P_y могут быть приняты мощности любых двух из трёх узлов схемы.

Для задания предельной мощности двухузловой схемы используется уравнение прямой линии при $a=0$ в виде

$$P_y = P_{y0}. \quad (2.33b)$$

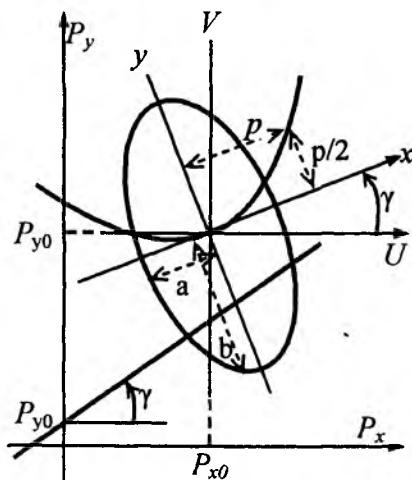


Рис. 2.13. Прямая линия и переход уравнений эллипса и параболы от канонических координат x, y к координатам P_x, P_y

Уравнение (2.33а) может быть использовано не только для трехузловой схемы, но и для двухузловой, если нужно указать, что ее предельная мощность P_y зависит от какой-либо координаты управления — например, от мощности P_x неполного сечения.

Уравнения (2.33) используются и как уравнение-неравенство для исключения части координатной плоскости из управления.

Эллипс

Чтобы использовать эллипс в качестве аппроксимирующей линии, нужно иметь возможность переместить эллипс на экране в желательное место координатной плоскости, наклонить оси и изменить оба размера (полуоси) эллипса. В результате этих манипуляций канонические оси x и y эллипса могут быть сдвинуты вместе с ним и повернуты относительно осей мощностей P_1 и P_2 .

Каноническое уравнение эллипса:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1, \quad (2.34a)$$

где a и b — полуоси.

Переход от канонических осей x, y к системе осей U, V , отстоящих от канонических осей (как на рис. 2.13), осуществляется, как известно, подстановкой

$$\begin{aligned} x &= U \cos \gamma + V \sin \gamma, \\ y &= -U \sin \gamma + V \cos \gamma, \end{aligned}$$

где γ — угол поворота осей (если оси P_1 и U опережают ось x , то принимается $\gamma < 0$). Подстановка дает уравнение

$$A'U^2 + 2B'UV + C'V^2 + F' = 0$$

где

$$\begin{aligned} A' &= \frac{\cos^2 \gamma}{a^2} + \frac{\sin^2 \gamma}{b^2}, \\ B' &= 0,5 \left(\frac{1}{a^2} - \frac{1}{b^2} \right) \sin 2\gamma, \\ C' &= \frac{\sin^2 \gamma}{a^2} + \frac{\cos^2 \gamma}{b^2}, \\ F' &= -1. \end{aligned} \quad (2.34b)$$

Переход от внутренних осей U, V к внешним параллельным осям P_x, P_y (как на рис. 2.13) осуществляется подстановкой

$$\begin{aligned} U &= P_x - P_{x0}, \\ V &= P_y - P_{y0}, \end{aligned}$$

где P_{x0} и P_{y0} — координаты точек пересечения осей P_x и P_y осями U и V , измеренные в координатах P_x и P_y . Подстановка дает уравнение эллипса в виде канонического уравнения кривой второго порядка:

$$AP_x^2 + 2BP_xP_y + CP_y^2 + 2DP_x + 2EP_y + F = 0, \quad (2.35)$$

где

$$\begin{aligned} A &= A'; \quad B = B'; \quad C = C'; \\ D &= -AP_{x0} - BP_{y0}; \\ E &= -CP_{y0} - BP_{x0}; \\ F &= AP_{x0}^2 + 2BP_{x0}P_{y0} + CP_{y0}^2 - 1. \end{aligned} \quad (2.34c)$$

Парабола

Каноническое уравнение параболы:

$$y = \frac{x^2}{2p}, \quad (2.36a)$$

где p — параметр параболы, равный расстоянию от ее фокуса до директрисы (рис. 2.13).

Описанные выше преобразования координат дают уравнение (2.35), в котором

$$\begin{aligned} A &= \frac{\cos^2 \gamma}{2p}; \quad B = \frac{\sin 2\gamma}{4p}; \quad C = \frac{\sin^2 \gamma}{2p}; \\ D &= -AP_{x0} - BP_{y0} + \frac{\sin \gamma}{2}; \\ E &= -CP_{y0} - BP_{x0} - \frac{\cos \gamma}{2}; \\ F &= AP_{x0}^2 + 2BP_{x0}P_{y0} + CP_{y0}^2 - P_{x0} \sin \gamma + P_{y0} \cos \gamma. \end{aligned} \quad (2.36b)$$

Пример

Имеется ряд «экспериментально» полученных предельных мощностей трехузловой схемы, которые в координатах P_2 , P_3 показаны на рис. 2.14 в виде небольших квадратов.

Среди них имеются безусловные экстремумы, уже использованные в предыдущем разделе, а также другие предельные режимы, полученные с соблюдением тех или иных условий. Их точки помещены со случайным разбросом относительно границ ОСР.

Графически подобран эллипс, проведенный вблизи этих точек. На рисунке проведены его оси симметрии, показан сдвиг центра эллипса относительно начала координат и угол наклона эллипса. Параметры этого эллипса:

$$P_{20}=0,125, \quad P_{30}=0,15, \quad \gamma=0,18, \quad a=0,76, \quad b=1,3.$$

По формулам (2.34b) и (2.34c) вычислены коэффициенты полинома (2.35), соответствующие указанным выше параметрам эллипса:

$$A = 1,676, \quad B = 0,195, \quad C = 0,636, \quad D = -0,239, \quad E = -0,120, \quad F = -0,952.$$

Задано несколько значений P_2 и по формуле

$$P_y = \frac{-(BP_x + E) \pm \sqrt{(BP_x + E)^2 - C(AP_x^2 + 2DP_x + F)}}{C} \quad (2.37)$$

рассчитаны соответствующие значения P_3 . Полученные точки показаны на рис. 2.14 кружками, через которые проведена линия эллипса.

Для нескольких экспериментальных точек, расположенных в нижней части рис. 2.14, графическим подбором предложена парабола, имеющая параметры:

$$P_{20} = 0,38, \quad P_{30} = -1,16, \quad \gamma = 0,277, \quad 2p = 0,83.$$

По формулам (2.36b) получены коэффициенты полинома (2.35):

$$A = 1,115; \quad B = 0,317; \quad C = 0,090; \quad D = 0,081; \quad E = -0,497; \quad F = -1,217.$$

По (2.36a) рассчитаны точки параболы, нанесенные на рис. 2.14 крестиками. Как видно, получена приемлемая аппроксимация экспериментальных данных в третьем и четвертом квадрантах в диапазоне мощности P_2 от $-0,5$ до $0,9$.

На рисунке хорошо видно, что парабола лучше, чем эллипс, аппроксимирует нижнюю часть экспериментальных данных. Это может побудить использовать обе аппроксимации, выделив для этого прямой линией нижнюю часть координатной плоскости для параболы, а верхнюю — для эллипса. Получается как бы кусочная аппроксимация.

Об аппроксимации методом наименьших квадратов

Подобно изложенному в предыдущем разделе, можно обойтись без графического подбора и уравнением (2.35) выполнить аппроксимацию экспериментальных данных об условиях экстремума путем, например, минимизации среднего квадратичного отклонения от этих данных.

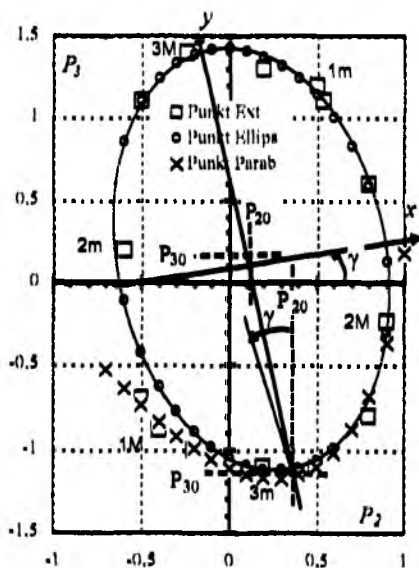


Рис. 2.14. Пример графической аппроксимации точек экстремума эллипсом и параболой

2.5. Нерегулярные колебания мощности в сечении энергосистемы

2.5.1. Введение

Передаваемую через сечение ЭЭС активную мощность можно представить себе содержащей четыре составляющие:

1. Некоторая медленно изменяющаяся во времени базовая часть, обусловленная изменением значений нагрузки в узлах ЭЭС в течение суток и соответственно этому изменением генерирования мощности в ее узлах.

2. Так называемые нерегулярные колебания передаваемой мощности [2.8, 6, 9], обусловленные хаотическим колебанием значений нагрузки в узлах и тем, как на эти колебания отзываются системы регулирования частоты, передаваемой мощности и напряжения и как в эти процессы вмешиваются операторы; системы регулирования вносят и свой вклад в колебания передаваемой мощности, особенно на их собственных частотах колебаний; эти нерегулярные колебания имеют составляющие с периодами от 10 с до 20 минут.

3. Электромеханические колебания передаваемой мощности, обусловленные качаниями роторов генераторов после аварийного возмущения; эти качания имеют период от 1 до 10 с.

4. Электромагнитный процесс, который завершается через десятки доли секунды после смены состояния ЭЭС: отключения КЗ, включения нагрузки и т.п.

Нелишне обратить внимание на то, что рассматриваемые в данном разделе первые две составляющие различны в доаварийном *I* и послеаварийном *II* состоянии ЭЭС. Из устройств ПА с этими составляющими имеют дело многие устройства, но в доаварийном и послеаварийном состояниях в первую очередь – устройства автоматической дозировки управляющих воздействий АДВ, рассчитывающие управляющие воздействия *УВ* путем прогнозирования послеаварийного состояния ЭЭС наложением аварийного возмущения *АВ* на доаварийное состояние *I*. Поэтому в данном разделе нерегулярные колебания рассматриваются в основном применительно к этой задаче – задаче АДВ.

С третьей и четвертой составляющей имеют дело устройства ПА, действующие во время переходного процесса. Прежде всего – это пусковые устройства, например устройства, выявляющие тяжесть КЗ, которые действуют во время электромагнитного процесса, или устройства, выявляющие перегрузку сечения, опасную для параллельной работы генераторов, которые действуют во время электромеханического процесса.

Конструктор устройства ПА старается выполнить его так, чтобы оно реагировало на соответствующую его назначению составляющую мощности, и сделать его возможно более нейтральным к другим составляющим. В частности, поскольку в упомянутой задаче АДВ важны первые две составляющие мощности, которые с точки зрения электромагнит-

ного и электромеханического переходного процессов образуют установившееся ее значение, в соответствующих автоматических устройствах, чтобы выделить именно это значение, предусматривается отстройка от этих быстрых процессов, – в программируемых устройствах, например, с помощью экспоненциального фильтра (часть IV). Указанная отстройка практически не влияет на ту амплитуду нерегулярных колебаний, которую следует учитывать в задаче АДВ.

В пункте 1.1.4 введено понятие о двух послеаварийных установившихся состояниях II: квазиустановившемся QC и окончательно установившемся SC . Рассматриваемые здесь колебания целесообразно учитывать только в состоянии SC , но не в QC , так как QC – состояние, не существующее столь длительно, чтобы в нем эти колебания успели проявиться в заметной мере.

Данный раздел посвящен тем устройствам, для которых важны установившиеся состояния I и II, и значит – первая и вторая составляющие передаваемой мощности. Базовые составляющие далее обозначаются, как обычно, P^I и P^{II} , а нерегулярные колебания далее называются просто колебаниями и обозначаются P_k^I и P_k^{II} . Текущее значение передаваемой мощности рассматривается в виде суммы базовой передаваемой мощности P^I или P^{II} , которая определяется и поддерживается, исходя из условий баланса энергии и мощности на интервале времени, превышающем периоды составляющих нерегулярных колебаний, и этих колебаний с амплитудой P_k^I и P_k^{II} , соответственно. Проблема же состоит в том, как именно образовать эту сумму.

Величина этих колебаний решающим образом зависит от назначения и качества применяемых в ЭЭС систем регулирования передаваемой мощности.

Жесткое регулирование передаваемой в сечениях ЭЭС мощности лишает части этой ЭЭС взаимопомощи в деле поддержания частоты во время изменения нагрузки. С точки зрения чисто физической, не принимая во внимание коммерческий аспект обмена мощностью, такое регулирование вредно и тем вреднее, чем больше ЭЭС нуждается во взаимопомощи частей, т.е., вообще говоря, чем меньше та или иная часть ЭЭС и чем хуже в ней осуществляется первичное регулирование частоты. В СССР до 1960-х годов регулирование передаваемой мощности не применялось.

Этому способствовала распространявшаяся тогда концепция, что создаваемая глобальная автоматическая система экономического распределения мощности между электростанциями, если в ней учесть не только экономичность агрегатов, но еще и потери, возникающие от передачи мощности по сети, сама не допустит перегрузки сечений. Живучести этой концепции способствовало то, что она увязывалось с принципами централизованной экономики. Концепция решительно не оправдалась в 1962 году во время испытаний такой системы на Украине. Авторы данной монографии были непосредственными свидетелями того, что учет потерь в сети не спасал от перегрузки две линии 220 кВ ДД-Чайкино (между районом Днепровской ГЭС и Донбассом). В результате оказалось, что концеп-

ция предназначена для некой идеально правильной ЭЭС, в сетях которой не должно быть узких мест, а при встрече с реальностью — рухнула.

Часто бывают вынуждены или предпочитают автоматически не регулировать передаваемую мощность, а лишь ограничивать ее увеличение в пределах, допустимых пропускной способностью. Отсюда — наличие заметных колебаний передаваемой мощности; в некоторых сечениях энергосистемы СССР они достигали сотен мегаватт [2.8, 6, 9]. В таких условиях ошибочный учет значений этих колебаний при разработке или функционировании ПА может привести к ошибке в назначении $УВ$, например, на отключение нагрузки в пределах сотен мегаватт. Следовательно, очевидна необходимость учитывать их при выполнении ПА.

В противоположность этому в США передаваемая мощность регулируется столь жестко, что ее колебания вообще не учитываются при расчетах пропускной способности сечений ЭЭС.

2.5.2. Колебания в двухузловой схеме

Амплитуда колебаний рассчитывается для сечения между частями ЭЭС X и Y по эмпирической формуле [1.15] (см. пункт 4.5.3 части I):

$$P_k = K_k \sqrt{\frac{P_{nx} P_{ny}}{P_{nx} + P_{ny}}}, \quad (2.38)$$

где P_{nx} , P_{ny} — мощность нагрузок, имеющих соответственно в отправном и приемном узлах, примыкающих к сечению; K_k — коэффициент колебаний.

Значение этого коэффициента выражает то, какая именно амплитуда колебаний допускается в данном сечении. Например, в [1.15] рекомендуется при автоматическом регулировании передаваемой в сечении мощности — значение 0,75, при его отсутствии — 1,5.

Амплитуда колебаний в результате перехода от состояния I к послеаварийному состоянию II (имеется в виду SC) может измениться, т.е. $P_k^I \neq P_k^{SC}$. Это может произойти из-за отключения части нагрузки, деления энергосистемы (в обоих случаях амплитуда уменьшается), перехода от автоматического регулирования частоты и мощности в исходном состоянии к ручному регулированию в послеаварийном состоянии (в последнем случае принимается, что амплитуда увеличивается в 2 раза [1.15]) и т.п.

В связи с учетом рассматриваемых колебаний расчеты, производимые *off-line* (разработка и настройка ПА) и *on-line* (функционирование ПА), существенно различаются. Для расчетов *off-line* важны колебания в обоих состояниях, и поэтому учет колебаний в этих расчетах несколько более сложен. Он и рассматривается далее. Устройство же ПА, например устройство АДВ, использует для расчетов текущую мощность, из которой экспоненциальным фильтром удалены лишь электромагнитный процесс и электромеханические качания, но не рассматриваемые колебания. Поэтому колебания, имеющие место в доаварийном состоянии I ,

в расчетах, производимых непосредственно в устройстве, не должны учитываться. В них учитываются колебания, имеющие место только в послеаварийном состоянии SC .

Значение колебаний P_k^{SC} , вычисленное по (2.38), является в послеаварийном состоянии SC одной из четырех составляющих мощности, передаваемой в данном сечении ЭЭС, наряду с мощностью, передававшейся в доаварийном режиме P^I , колебаниями этой мощности P_k^I и приращением мощности ΔP^{I-SC} (наличие этого приращения есть следствие ввода AB и UB — глава 4). То, как эти составляющие образуют послеаварийную передаваемую мощность, которая должна быть меньше допустимого ее значения P_{dp}^{SC} , зависит от того, на минимуме или на максимуме доаварийных колебаний возникнет AB и изменится ли фаза колебаний при переходе к SC [2.9]. Поскольку эти обстоятельства не могут быть известны, приходится предполагать худшее. Не вдаваясь здесь в подробности возможных по этому поводу рассуждений, можно обратиться прямо к выводам из них.

Для расчета передаваемой в послеаварийном состоянии SC мощности и проверки ее допустимости в этом состоянии, при разработке и настройке ПА полезны следующие формулы:

при $P_k^{SC} \leq P_k^I$

$$P^I + P_k^I + \Delta P^{I-SC} \leq P_{dp}^{SC}, \quad (2.39a)$$

при $P_k^{SC} \geq P_k^I$

$$P^I - P_k^I + \Delta P^{I-SC} + 2P_k^{SC} \leq P_{dp}^{SC}. \quad (2.39b)$$

Расчет по указанным формулам ведет в ряде характерных рассмотренных в [2.9] случаев к избыточности UB , пропорциональной разности амплитуд нерегулярных колебаний в указанных состояниях. В [2.9] приведен пример возможных погрешностей расчета.

Аналогичная формула для применения при функционировании устройства:

$$P^I + \Delta P_k^{I-SC} + P_k^{SC} \leq P_{dp}^{SC}. \quad (2.39c)$$

Расчет по указанной формуле ведет приблизительно в одной трети случаев к избыточности управляющих воздействий и еще в одной трети — к недостаточности их, пропорциональной амплитуде нерегулярных колебаний в состоянии SC .

При использовании этих формул значение UB , рассчитанное при функционировании устройства, в некоторых случаях может превышать значение, рассчитанное при разработке ПА. Тогда UB , рассчитываемое в устройстве, полезно ограничить полученным при разработке.

2.5.3. Колебания в трехузловой схеме

Поскольку ЭЭС в ее установившемся состоянии сбалансирована по активной мощности, то с точностью до потерь в сети колебания в ее сечениях должны быть тоже сбалансированы. Поэтому можно утверждать, что в установившемся состоянии сумма нерегулярных колебаний всех узлов многоузловой схемы с точностью до потерь равна нулю. Иначе говоря, для колебаний должен соблюдаться первый закон Кирхгофа. Однако легко убедиться, что если колебания в каждом из узлов принять равными амплитуде и рассчитать по формуле двухузловой схемы (2.38), то условие их баланса не выполняется. Следовательно, для многоузловой схемы нерегулярные колебания в части узлов должны приниматься не равными своей амплитуде, а составляющими только часть от нее.

В качестве простейшего примера многоузловой схемы далее рассматривается трехузловая. Она интересна и важна в практическом отношении сама по себе и вместе с тем, как и двухузловая схема, может выступать в качестве основы для анализа и расчета более сложных схем. Так, четырехузловая схема приводится к набору из семи двухузловых и шести трехузловых схем.

В связи с проблемой контроля мощности в неполных сечениях в [9] рассмотрен вопрос о распределении колебаний по связям трехузловой схемы.

В трехузловой схеме (пример — на рис. 2.15а), имеющей узлы X , Y и Z , амплитуда колебаний мощности каждого из трех узлов отдельно вычисляется по выражению, аналогичному (2.38). Например, для сечения, примыкающего к узлу X , имеем

$$P_{xk} = K_{xk} \sqrt{\frac{P_{nx}(P_{ny} + P_{nz})}{P_{nx} + P_{ny} + P_{nz}}}, \quad (2.40)$$

где в качестве мощности узла за этим сечением взята сумма мощностей на грузов, имеющих в двух других узлах Y и Z .

Взяв за основу эту формулу, легко показать, что амплитуда колебаний P_{xk} в одном из узлов трехузловой схемы меньше суммы амплитуд колебаний P_{yk} и P_{zk} в двух других узлах Y и Z :

$$P_{xk} < P_{yk} + P_{zk}.$$

Отсюда можно сделать практически важные выводы. В тот момент, когда колебания в одном из узлов достигают амплитуды, одинаково направленные мощности колебаний в двух других узлах не могут одновременно достигнуть своих амплитуд, и в каком-то одном из них или в обоих сразу мощности колебаний должны быть взяты на уровне меньше амплитуды. Симметричное утверждение — если в двух узлах одинаково направленные мощности колебаний взяты на уровне амплитуд, то в третьем узле мощность колебаний должна быть взята меньшей своей амплитуды. И последнее: если в двух узлах мощности колебаний разнонаправлены и

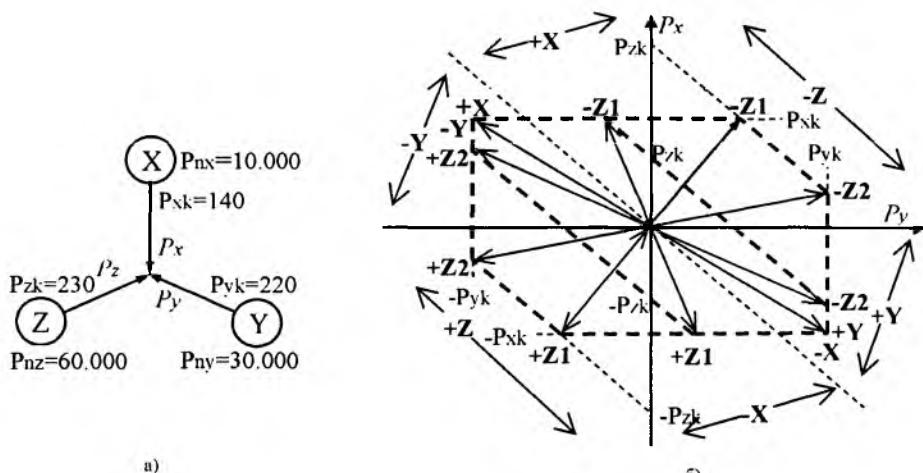


Рис. 2.15. Диаграммы к определению значений колебаний мощности в трехузловой схеме:

a — схема с примером нагрузок в узлах и максимальных возможных колебаний мощности в ее сечениях;

b — Область максимальных возможных колебаний мощности и принимаемые в расчет векторы колебаний

их значения одновременно достигают амплитуд, то от третьего узла не может требоваться мощности колебаний на уровне амплитуды.

Уже отмечалось, что у трехузловой схемы плоскости мощностей любых двух узлов равноценны. Естественно, что именно в той плоскости, в которой ведется расчет ПА, — в расчетной плоскости следует принимать наименее благоприятное для результата расчета сочетание колебаний, а в третьем узле, который в данном контексте выступает как балансирующий, можно им придать любое значение с соблюдением первого закона Кирхгофа и в рамках их амплитуды. Для этого мощность колебаний в расчетной плоскости должна, по возможности, совпадать по направлению с соответствующей мощностью, передаваемой в послеаварийном состоянии *SC*, на которую она накладывается, а в третьем узле направления могут быть и противоположными.

Приведенные утверждения позволяют наметить способ назначения нерегулярных колебаний в трехузловой схеме для расчета *УВ*.

Во-первых, назначается та, расчетная, пара узлов, в плоскости мощностей которых рассчитывается *УВ*.

Во-вторых, определяется, где в расчетной плоскости находится вектор мощности того, особого, узла, знак мощности которого в состоянии *SC* отличается от знаков мощностей в двух других узлах.

В-третьих, если особый узел входит в расчетную пару узлов, то в обоих узлах этой пары принимается амплитуда колебаний. Если же особый узел не входит в расчетную пару, то возможен расчет при безграничном числе сочетаний двух значений колебаний.

На рис. 2.15b жирными штриховыми линиями показаны два варианта шестиугольника, в границах которого, вообще говоря, могут существовать значения колебаний. Широкий вариант соответствует колебани-

ям, показанным на рис. 2.15а, а узкий отображает гораздо меньшую амплитуду колебаний мощности узла Z .

Чтобы не выполнять расчеты UB с большим числом вариантов векторов колебаний, представляется допустимым следующее:

– ограничиться векторами колебаний, идущими только в вершины шестиугольника; эти векторы проведены из начала координат ко всем шести вершинам;

– из этих шести векторов выбрать один-два, в принципе, наиболее опасных.

Чтобы сделать этот выбор, на рисунке двусторонними стрелками выделены шесть характерных секторов расчетной плоскости, отличающихся друг от друга тем, какой из трех узлов является особым. Эти секторы обозначены именами узлов с учетом знаков передаваемых от них мощностей. Например, в секторе $-Z$ мощность узла Z отрицательна (направлена к этому узлу), в то время как мощности двух других узлов положительны (направлены от этих узлов). Векторы колебаний обозначены именами секторов, к которым они относятся.

В частности, если вектор мощности находится в секторе $+X$ или $-Y$, т.е. $P_x > 0$, $P_y < 0$, то наименее благоприятным является вектор нерегулярных колебаний, обозначенный $+X$ и $-Y$. Его составляющие, взятые на уровне амплитуд: $P_{xk} > 0$, $P_{yk} < 0$.

Если вектор мощности находится в секторе $-Z$, т.е. $P_x > 0$, $P_y > 0$, то из-за ограничения значением P_{zk} наименее благоприятным может явиться какой-то из двух крайних вариантов векторов нерегулярных колебаний. Они обозначены $-Z1$ и $-Z2$. Одна из их составляющих взята на уровне амплитуды: в варианте $-Z1$ это $P_{xk} > 0$, в варианте $-Z2$ это $P_{yk} > 0$. Другая составляющая меньше амплитуды: в варианте $-Z1$ это $P_{yk} = P_{zk} - P_{xk}$, в варианте $-Z2$ это $P_{xk} = P_{zk} - P_{yk}$, а ее знак зависит от того, насколько велико значение P_{zk} (показано два варианта, и в одном из них, в котором мало значение P_{zk} , знак отрицательный).

Изложенные соображения сведены в следующую таблицу.

Таблица 2.6

Назначение нерегулярных колебаний в трехузловой схеме

Сектор на рис. 2.15б	$+X; -Y$	$-X; +Y$	$-Z$		$+Z$	
Признаки принадлежности вектора передаваемой мощности сектору на рис. 2.15б	$P_x > 0$ $P_y < 0$	$P_x < 0$ $P_y > 0$	$P_x > 0; P_y > 0$		$P_x < 0; P_y < 0$	
Вектор колебаний на рис. 2.15б	$+X; -Y$	$-X; +Y$	$-Z1$	$-Z2$	$+Z1$	$+Z2$
Составляющие вектора колебаний для расчета UB	$+P_{xk}$ $-P_{yk}$	$-P_{xk}$ $+P_{yk}$	$+P_{xk}$ ($+P_{zk}$ $-P_{xk}$) $-P_{zk}$	$(+P_{zk}$ $-P_{xk})$ $+P_{yk}$	$-P_{xk}$ ($-P_{zk}$ $+P_{xk}$) $+P_{zk}$	$(-P_{zk})$ $+P_{xk}$ $-P_{yk}$

Итак, хотя в многоузловой схеме мощность колебаний по всем ветвям одновременно не может проявиться полной амплитудой и это осложняет расчеты, видим, что для трехузловой схемы, где сумма амплитуд колебаний мощности двух узлов больше амплитуды третьего узла, крайние варианты амплитуд колебаний можно найти и что пригодный для этого аппарат довольно обозрим и, вероятно, приемлем.

Глава 3.

Квазиустановившееся послеаварийное состояние и переход к нему

3.1. Приведение двухузловой схемы к эквивалентной ей схеме G-B

3.1.1. Уравнение движения роторов генераторов

Как известно, электрическое ускорение ротора, т.е. первая производная его электрической скорости ω , выраженной в долях от синхронной скорости ω_0 , пропорционально небалансу вращающего момента ΔM на валу агрегата (избыточному моменту):

$$T_{j\text{nom}} \frac{d \frac{\omega}{\omega_0}}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{t\text{nom}}}, \quad (3.1a)$$

где $T_{j\text{nom}}$ — постоянная инерции вращающихся масс агрегата, с; $M_{t\text{nom}}$ — номинальный вращающийся момент агрегата.

Строго говоря, скорость изменения угла относительно оси, вращающейся с номинальной абсолютной скоростью:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 = \Delta\omega,$$

где ω — абсолютная скорость вращения ротора, т.е. скорость по сравнению с его неподвижным состоянием, измеряемая в угловых единицах: радиан в секунду; ω_0 — номинальное значение абсолютной скорости, равное $2\pi f_n$, где f_n — номинальное значение частоты, Гц; $\Delta\omega$ — относительная скорость, т.е. скорость движения относительно упомянутой оси.

При рассмотрении устойчивости параллельной работы представляет интерес только относительное движение: относительный угол δ , относительная скорость $\Delta\omega$.

Физический смысл постоянной инерции заключается в том, что под действием избыточного момента $\Delta M / M_{t\text{nom}} = 1$ в течение времени, равного $t = 0,1\sqrt{T_{j\text{nom}}}$, с, ротор поворачивается на угол 90° и в течение времени, равного $T_{j\text{nom}}$, разгоняется на величину $\omega / \omega_0 = 1$.

Известно также, что мощность является произведением вращающего момента на угловую скорость:

$$\frac{P_{nb}}{P_{t\text{nom}}} = \frac{\Delta M}{M_{t\text{nom}}} \frac{\omega}{\omega_0},$$

где $P_{nb} = P_t - P_g$ — небаланс мощности на валу агрегата; $P_{t\text{nom}}$ — его номинальная мощность.

При небольшом отклонении скорости от номинальной применяют приравнивание:

$$\frac{P_{nb}}{P_{t\text{nom}}} \approx \frac{\Delta M}{M_{t\text{nom}}}.$$

Это равенство действительно с точностью до 2%, если $\omega / \omega_0 = 1 \pm 0,02$, т.е. частота переменного тока f отличается от номинальной частоты $f_{\text{ном}}$ не более чем на 2%. В этих условиях скорость изменения угла ротора δ относительно синхронной оси составляет ± 360 эл. град/с. Хотя совсем не во всех рассматриваемых процессах скорость вращения ротора столь мало отличается от номинальной, в дальнейшем будем предполагать, что отличием мощности от момента можно пренебречь, и вместо (3.1a) будем, как часто и делается, использовать уравнение:

$$T_{j\text{ном}} \frac{d \frac{\omega}{\omega_0}}{dt} = \frac{P_{nb}}{P_{t\text{ном}}} \quad (3.1b)$$

в виде

$$T_{j\text{ном}} P_{t\text{ном}} \frac{d \frac{\omega}{\omega_0}}{dt} = P_{nb} \quad (3.1c)$$

или

$$T_{j\text{ном}} \frac{P_{t\text{ном}}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{nb}, \quad (3.1d)$$

где

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega. \quad (3.2a)$$

В этих уравнениях угол δ представлен в радианах, а время t и T – в секундах, скорость вращения вектора ротора ω – в радианах в секунду, так что

$$\omega = 2\pi f, \quad (3.2b)$$

где f – частота переменного тока, Гц.

Уравнение (3.1d) записывается через мощность турбины P_t и генератора P_g :

$$T_{j\text{ном}} \frac{P_{t\text{ном}}}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_t - P_g. \quad (3.3)$$

3.1.2. Приведение двухузловой схемы к эквивалентной ей схеме

Каждый из генераторов по рис. 1.2 движется относительно синхронной оси согласно (3.3). Чтобы перейти к их взаимному движению, движению относительно друг друга, постоянные инерции приводятся к одной базисной мощности P_b :

$$T_j = T_{j\text{ном}} \frac{P_{t\text{ном}}}{P_b}. \quad (3.4)$$

Тогда имеются два уравнения движения:

$$T_{j1} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = P_{t1} - P_{g1}, \quad (3.5a)$$

$$T_{j2} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = P_{t2} - P_{g2}. \quad (3.5b)$$

Уравнения двухузловой схемы, в которой имеются соединенные комплексным сопротивлением два генератора, каждый со своей местной нагрузкой, представленной комплексным сопротивлением, даны в пункте 2.2.1. Вычитая (3.5b) из (3.5a) и подставляя P_{g1} и P_{g2} из (2.2), получаем:

$$\begin{aligned} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = & \frac{1}{T_{j1}} [P_{t1} - P_{c1} - P_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})] - \\ & - \frac{1}{T_{j2}} [P_{t2} - P_{c2} - P_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})]. \end{aligned}$$

Затем, группируя слагаемые, получаем уравнение движения ротора эквивалентного генератора:

$$T_{jgb} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = P_{tgb} - P_{ggb}. \quad (3.6)$$

Уравнение (3.6) по форме совпадает с (3.3). Тем самым относительное движение роторов двух генераторов формально выражено уравнением, соответствующим одному эквивалентному генератору. Относящиеся к нему величины будем снабжать индексом gb . В этом уравнении постоянная механической инерции эквивалентного агрегата, равная среднему геометрическому приведенных к одной базисной мощности механических инерций агрегатов двух узлов

$$T_{jgb} = \frac{T_{j1} T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} = \frac{T_{j1}}{1 + k_j}, \quad (3.7a)$$

где отношение этих постоянных инерции

$$k_j = T_{j1} / T_{j2}. \quad (3.7b)$$

В (3.6) механическая мощность эквивалентной турбины

$$P_{tgb} = \frac{1}{1 + k_j} [P_{t1} - P_{c1} - k_j (P_{t2} - P_{c2})]; \quad (3.8)$$

электрическая мощность эквивалентного генератора

$$\begin{aligned} P_{ggb} &= \frac{P_{12}}{1 + k_j} [\sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) - k_j \sin(-\delta_{12} - \alpha_{12})] = \\ &= P_{12} \cos \alpha_{12} \left[\sin \delta_{12} - \cos \delta_{12} \frac{-1 + k_j}{1 + k_j} \operatorname{tg} \alpha_{12} \right]; \\ P_{ggb} &= P_{12} \frac{\cos \alpha_{12}}{\cos \alpha_{gb}} \sin(\delta_{12} + \alpha_{gb}), \end{aligned} \quad (3.9a)$$

где угол сдвига α_{gb} связан с дополнительным углом взаимного сопротивления α_{12} выражением

$$\operatorname{tg} \alpha_{gb} = \frac{k_j - 1}{k_j + 1} \operatorname{tg} \alpha_{12}. \quad (3.9b)$$

Из (3.9b) следует, что

$$|\alpha_{gb}| \leq |\alpha_{12}|, \quad (3.9c)$$

причем в зависимости от того, больше или меньше единицы значение k_j , знак α_{gb} совпадает или не совпадает со знаком α_{12} (все это видно на рис. 2.3).

Используя тригонометрическое соотношение $1/\cos \alpha_{gb} = \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \alpha_{gb}}$, выражение (3.9a) можно привести к более наглядному виду:

$$P_{ggb} = P_{ggbm} \sin \delta_{gb}, \quad (3.10a)$$

для которого введены обозначения:

амплитуда электрической мощности эквивалентного генератора

$$P_{ggbm} = k_{jgb} P_{12}, \quad (3.10b)$$

коэффициент схемы G-B

$$k_{jgb} = \frac{\sqrt{k_j^2 + 2k_j \cos 2\alpha_{12} + 1}}{k_j + 1}, \quad (3.10c)$$

угол между ротором эквивалентного генератора и напряжением на приемных шинах

$$\delta_{gb} = \delta_{12} + \alpha_{gb}. \quad (3.10d)$$

В результате этих формальных преобразований уравнение (3.6) движения ротора эквивалентного генератора детализировано:

$$T_{jgb} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_{gb}}{dt^2} = P_{lgb} - P_{ggbm} \sin \delta_{gb}. \quad (3.11)$$

Это уравнение по форме полностью совпадает с уравнением движения ротора некоторого хорошо изученного агрегата: он имеет постоянную механической инерции T_{jgb} , его турбина развивает мощность P_{lgb} , его генератор, не имея местной нагрузки, передает мощность P_{ggb} , имеющую амплитуду P_{ggbm} , через индуктивность к приемным шинам, частота и напряжение которых неизменны, причем вектор ротора (ЭДС) генератора сдвинут на угол δ_{gb} относительно вектора напряжения приемных шин. Итак, получен результат [2.2, 2.10], открывающий возможности для многочисленных продуктивных для практики исследований —

двухузловая схема, близкая к реально существующим, эквивалентирована простейшей из возможных схем с одним генератором. Эта эквивалентная схема часто называется схемой генератор-шины, поэтому названа здесь кратко схемой $G-B$.

Процессы в двухузловой схеме аналогичны (но не тождественны) процессам в схеме $G-B$. Соотношения, характеризующие эквивалентную схему, могут быть использованы для решения задач, касающихся конкретной двухузловой схемы с известными параметрами. Для этого нужно вычислить параметры эквивалентной схемы по выписанным выше формулам приведения. Вместе с тем, используя простейшую модель двухузловой схемы — схему $G-B$, можно выявить ряд качественных закономерностей. Но нужно иметь в виду, что если переход от двухузловой схемы к схеме $G-B$ вполне однозначен, то обратный переход неоднозначен: любой схеме $G-B$ соответствует ряд разнообразных двухузловых.

3.1.3. Исходная двухузловая и эквивалентная $G-B$ схемы (пример)

Зависимость электрической мощности, отдаваемой генератором схемы $G-B$, от его угла δ_{gb} сдвинута согласно (3.10d) относительно угла δ_{12} на угол сдвига α_{gb} , а не на дополнительный угол α_{12} , как мощность двухузловой схемы согласно (2.2); амплитуда же этой зависимости отличается от взаимной мощности двухузловой схемы P_{12} коэффициентом схемы k_{jgb} . Семейство зависимостей угла сдвига α_{gb} от отношения k_j приведенных постоянных инерции двух генераторов и от угла α_{12} уже представлено на рис. 2.3, а семейство зависимостей коэффициента схемы k_{jgb} от тех же величин приведено на рис. 3.1.

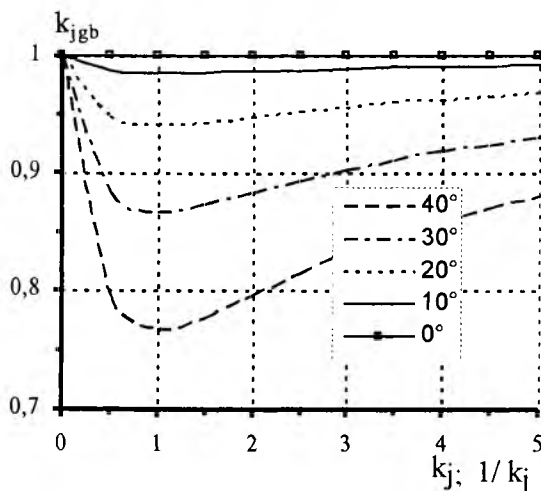


Рис. 3.1. Семейство зависимостей коэффициента k_{jgb} схемы $G-B$ от отношения постоянных инерции двухузловой схемы k_j при различных значениях дополнительного угла α_{12} ее взаимного сопротивления

В табл. 1.2 и 1.3 (глава 1 данной части) уже дан пример параметров двухузловой схемы в ее доаварийном I и послеаварийном QC состояниях, представленных там же на рис. 1.2. К этим данным теперь можно кое-что добавить относительно схемы $G-B$.

Исходные схемы в обоих состояниях имеют одинаковое значение отношения приведенных постоянных инерции $k_j = 0,461$.

Взяв мощности турбин для обоих состояний ЭЭС с рис. 1.2а (поскольку потери в агрегате не учитываются, это — указанные на схеме мощности генераторов) и собственные мощности генераторов из табл. 1.2, получаем по (3.8) мощности эквивалентной турбины в обоих состояниях схемы (МВт), уже приведенные в табл. 1.3:

$$P_{igb}^I = \frac{1}{1+0,461} [3000 - 1434,3 - 0,461(5080 - 4446,7)] = 871,6;$$

$$P_{igb}^{QC} = \frac{1}{1+0,461} [3000 - 1759,2 - 0,461(5080 - 5085,4)] = 850,8.$$

Мощность эквивалентной турбины P_{igb} по смыслу соответствует той мощности, которая должна быть передана в сечении двухузловой схемы из отправной части в приемную в соответствии с их балансом мощности, и при известных условиях количественно близка к ней. Данный случай демонстрирует отличие P_{igb} от значений мощности, передаваемой в сечении на схемах рис. 1.2: в исходном состоянии $586 + 329 = 915$ МВт, в послеаварийном состоянии 939 МВт.

Указанное выше значение k_j и значения дополнительного угла α_{14} , указанные в табл. 1.2, дали значения угла сдвига α_{gb} согласно (3.9b).

Заметим попутно, что, поскольку отправная часть в данном случае меньше приемной (согласно значению k_j — приблизительно вдвое), знак α_{gb} противоположен знаку α_{14} . По абсолютным значениям α_{gb} в 2–3 раза меньше, чем α_{14} .

Из тех же данных по (3.10с) получаются значения коэффициентов схемы для обоих ее состояний:

$$k_{jgb}^I = \frac{\sqrt{0,461^2 + 2 \times 0,461 \cos 2(-24,2^\circ) + 1}}{0,461 + 1} = 0,924,$$

$$k_{jgb}^{QC} = \frac{\sqrt{0,461^2 + 2 \times 0,461 \cos 2(-29,2^\circ) + 1}}{0,461 + 1} = 0,891.$$

По этим значениям и значениям взаимных мощностей P_{14} , относящимся к тем же схемам, по (3.10b) рассчитываются амплитуды мощности $P_{g gbm}$ эквивалентного генератора (МВт):

$$P_{g gbm}^I = 0,924 \times 2732,7 = 2526,1,$$

$$P_{g gbm}^{QC} = 0,891 \times 1276,4 = 1137,3.$$

Эти мощности указаны и в табл. 1.3. Хотя они аналогичны взаимным мощностям и получены из них, тем не менее они в данном случае меньше их в меру того, насколько в данном случае коэффициент схемы меньше единицы.

Схему $G-B$ как эквивалент двухузловой схемы отличает от нее возможность изменения угла генератора скачком [5]. В результате AB и UB небаланс мощности на валу агрегата $P_{nb} = P_t - P_g$ может измениться скачком. Следовательно, скачком может изменяться и ускорение ротора $d^2\delta/dt^2$. Но скорость ω и угол δ , являясь по отношению к ускорению интегральными величинами, связанными с массой ротора, могут изменяться лишь плавно. Поэтому и взаимный угол δ_{12} не подвержен ступенчатым изменениям. В отличие от него угол δ_{gb} при изменении состояния схемы изменяется скачком вслед за углом α_{12} , коэффициентами k_j и k_{jgb} и, наконец, согласно (3.10d) углом α_{gb} .

Если в $(k-1)$ -м состоянии имеем $\alpha_{gb}^{(k-1)}$, а в следующем k -м состоянии, которое отличается от предыдущего электрической схемой и постоянными инерции, имеем $\alpha_{gb}^{(k)}$, то приращение сдвига угла составит

$$\Delta\alpha_{gb} = \alpha_{gb}^{(k)} - \alpha_{gb}^{(k-1)}, \quad (3.12a)$$

и угол в схеме $G-B$ сразу после переключения составит

$$\delta_{gb}^{(k)} = \delta_{gb}^{(k-1)} + \Delta\alpha_{gb}. \quad (3.12b)$$

Таким образом, *при переходе от состояния к состоянию угол δ_{gb} схемы $G-B$ претерпевает скачок на величину $\Delta\alpha_{gb}$* . В этом состоит отличие эквивалентной схемы $G-B$ от схемы включения генератора на шины бесконечной мощности.

3.1.4. Частные случаи приведения к схеме $G-B$

Стоит обратить внимание на несколько характерных частных случаев приведения двухузловой схемы к схеме $G-B$, которые, с одной стороны, конкретизируют этот вопрос, с другой стороны, явно или неявно подразумеваются при анализе двухузловой схемы с помощью схемы $G-B$.

Отождествление собственных мощностей генераторов с мощностями местных нагрузок двухузловой схемы со слабой связью

Если на рис. 2.2b продольное сопротивление много больше сопротивлений нагрузки, т.е. связь между частями ЭЭС является слабой, то собственные сопротивления окажутся близкими этим сопротивлениям нагрузки, и это позволит отождествить собственные мощности генераторов со значениями их местных нагрузок. Это означает, что в (3.8)

$$P_{t1} - P_{c1} = P_{t1} - P_{n1} = P_{tr}, \quad -(P_{t2} - P_{c2}) = -(P_{t2} - P_{n2}) = P_{tr},$$

где P_{tr} — мощность, передаваемая в сечении двухузловой схемы, и поэтому принимается

$$P_{tgb} = P_{tr}. \quad (3.13a)$$

Таким образом, *мощность турбины схемы G-B приравняется к мощности, передаваемой по слабой связи двухузловой схемы.*

Заметим, что в предыдущем разделе равенство выполняется с погрешностью в 5÷10%, что объясняется тем, что в этом примере взята довольно сильная связь.

Взаимное сопротивление двухузловой схемы не содержит активной составляющей

Если Z_{12} не имеет активной составляющей, то $\alpha_{12} = 0$, $\alpha_{gb} = 0$, $k_{jgb} = 1$ и поэтому

$$\delta_{gb} = \delta_{12}, \quad P_{ggbm} = P_{12}. \quad (3.13b)$$

В результате *зависимость электрической мощности от угла в схеме G-B совпадает с зависимостью взаимной мощности от угла в двухузловой схеме.*

Для приближения к сделанному предположению нужно следующее:

— связь между частями ЭЭС достаточно слаба, что позволяет считать нагрузки включенными на шины с неизменными напряжениями (рис. 2.26);

— если, как на рисунке 2.2а, имеется промежуточная нагрузка, то она достаточно мала, чтобы в (2.4) был мал третий член.

К этому случаю близки многие схемы с протяженными линиями 220 — 750 кВ.

Часто оказывается, что и данное допущение, и предыдущее приемлемы вместе, а не по отдельности.

В предыдущем разделе предположение о том, что $\alpha_{12} = 0$, далеко не выполняется (значения даны в табл. 1.2), и поэтому угол сдвига α_{gb} имеет значение около 10° (табл. 1.3) и коэффициент схемы k_{jgb} — около 0,9, что объясняется тем, что в этом примере взята довольно сильная связь и имеются значительные нагрузки, удаленные от генераторов.

Приведенные к одной базисной мощности постоянные инерции двух машин двухузловой схемы равны

Указанное имеет место, если номинальные значения постоянных инерции двух агрегатов обратно пропорциональны их номинальным мощностям:

$$\frac{T_{j1nom}}{T_{j2nom}} = \frac{P_{t2nom}}{P_{t1nom}}.$$

Результатом являются соотношения значительно более простые, чем приведенные в пункте 3.1.2 полные:

$$\begin{aligned}
 k_j &= 1, \quad \alpha_{gb} = 0, \quad \delta_{gb} = \delta_{12}; \\
 P_{tgb} &= 0,5[P_{t1} - P_{c1} - (P_{t2} - P_{c2})]; \\
 k_{jgb} &= \frac{\sqrt{1 + \cos 2\alpha_{12}}}{\sqrt{2}}.
 \end{aligned}
 \tag{3.13c}$$

Мощность приемной части ЭЭС много больше, чем отправной

В этом случае приемную часть называют системой бесконечной мощности (конечно, такой системой может быть и отправная часть): $k_j \rightarrow 0$. Формулы приведения упрощаются следующим образом:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{gb} &= \alpha_{12}, \quad T_{jgb} = T_{j1}, \\
 P_{tgb} &= P_{t1} - P_{c1}, \quad k_{jgb} = 1.
 \end{aligned}
 \tag{3.13d}$$

3.1.5. Приращение мощности турбины в схеме G-B

При переходе от одного состояния, например — исходного I , ко второму, например — квазиустановившемуся QC , могут измениться значения всех величин, согласно (3.8) образующих мощность эквивалентной турбины. Придав этим величинам индексы I и QC , обозначив их приращения знаком Δ и введя коэффициенты перехода I - QC от состояния I к состоянию QC , получаем, что мощность турбины в состоянии QC :

$$\begin{aligned}
 P_{tgb}^{QC} &= \frac{1}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}} [P_{t1}^I + P_{t1}^{I-QC} - P_{c1}^I - \Delta P_{c1}^{I-QC} - \\
 &\quad - k_j^I k_j^{I-QC} (P_{t2}^I + \Delta P_{t21}^{I-QC} - P_{c2}^I - \Delta P_{c2}^{I-QC})],
 \end{aligned}$$

где

$$k_j^{I-QC} = k_j^{QC} / k_j^I = k_{j1}^{I-QC} / k_{j2}^{I-QC}.
 \tag{3.14a}$$

Искомое приращение получается [5] в результате вычитания выражения для P_{tgb}^I в форме (3.8) из полученного выражения P_{tgb}^{QC} . Обычно под действием AB возникает приращение $\Delta P_{tgb} < 0$. Это приращение состоит из двух слагаемых, которые обозначены A и B :

$$\Delta P_{tgb}^{I-QC} = A + B.
 \tag{3.14b}$$

Первое из указанных слагаемых зависит как от приращений мощности двухузловой схемы, так и от постоянных инерции (далее у всех приращений мощности верхний индекс I - QC опущен):

$$A = \frac{(\Delta P_{t1} - \Delta P_{c1}) - k_j^I k_j^{I-QC} (\Delta P_{t2} - \Delta P_{c2})}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}}.
 \tag{3.15a}$$

Это слагаемое равно нулю при редком сочетании приращений

$$\frac{\Delta P_{t1} - \Delta P_{c1}}{\Delta P_{t2} - \Delta P_{c2}} = k_j^I k_j^{I-QC} = k_j^{QC}. \quad (3.15b)$$

Второе слагаемое:

$$B = [(P_{t1}^I - P_{c1}^I) - (P_{t2}^I - P_{c2}^I)] \frac{k_j^I (1 - k_j^{I-QC})}{(1 + k_j^I)(1 + k_j^I k_j^{I-QC})}. \quad (3.16a)$$

Поскольку состояние I является установившимся, и значит, ускорение роторов в нем отсутствуют, то это выражение можно написать иначе:

$$B = -2P_{12}^I \sin \alpha_{12}^I \cos \delta_{12}^I \frac{k_j^I (1 - k_j^{I-QC})}{(1 + k_j^I)(1 + k_j^I k_j^{I-QC})}. \quad (3.16b)$$

Здесь предполагается, что в состоянии I отсутствуют ускорения как абсолютного движения всей системы, так и взаимного движения двух роторов — в отличие от послеаварийного состояния QC , в котором нет ускорения только взаимного движения.

Из (3.16b) видно, что $B=0$ при выполнении хотя бы одного из условий:

$$\alpha_{12}^I = 0, \quad k_j^{I-QC} = 1, \quad (3.16c)$$

а также в случае, если

$$\delta_{12}^I = \pi/2. \quad (3.16d)$$

Последнее не обязательно означает передачу большой мощности, так как значение δ_{12}^I может сильно отличаться от нуля.

Отсюда возникает желание пренебречь слагаемым B . Тогда (3.14b) существенно упрощается:

$$\Delta P_{igb} = \frac{(\Delta P_{t1} - \Delta P_{c1}) - k_j^I k_j^{I-QC} (\Delta P_{t2} - \Delta P_{c2})}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}}. \quad (3.17a)$$

Это выражение интересно тем, что содержит только приращения мощностей, но не абсолютные их значения в явном виде.

Дальнейшая практически важная конкретизация достигается, если, и такой случай уже рассмотрен в предыдущем разделе, связь достаточно слабая и это позволяет собственные мощности считать приблизительно равными местным нагрузкам. Это дает широко используемое выражение

$$\Delta P_{igb} = \frac{(\Delta P_{t1} - \Delta P_{n1}) - k_j^I k_j^{I-QC} (\Delta P_{t2} - \Delta P_{n2})}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}}. \quad (3.17a)$$

Обозначив аварийный небаланс мощности в отправной части

$$P_{nbl} = \Delta P_{t1} - \Delta P_{n1} \quad (3.18a)$$

и в приемной части

$$P_{nb2} = \Delta P_{t21} - \Delta P_{n2}, \quad (3.18b)$$

получаем наиболее простое выражение приращения мощности:

$$\Delta P_{igb} = \frac{P_{nb1} - k_j^{QC} P_{nb2}}{1 + k_j^{QC}}. \quad (3.17b)$$

Из него следует, что два небаланса действуют в разную сторону и в силу соотношения постоянных инерции — в разной мере:

- при $k_j^{QC} = 1$ — влияние одинаково, мощность турбины изменяется на половину каждого из небалансов;
- при $k_j^{QC} < 1$ — небаланс в отправной части влияет сильнее, чем в приемной;
- при $k_j^{QC} > 1$ — наоборот, небаланс в приемной части влияет сильнее, чем в отправной.

Эти выводы очень важны и в представленном здесь виде, особенно в силу того, что мощность эквивалентной турбины P_{igb} является хорошим аналогом мощности, передаваемой в сечении двухузловой схемы P_{tr} . Поэтому они используются для оценки опасности AB и для выбора UB , что будет рассмотрено в следующей части III.

Кстати, рассматривая сразу двухузловую схему, можно получить (3.17b) из того обстоятельства, что под действием аварийного небаланса мощности все синхронно работающие генераторы, не испытывающие взаимных колебаний, имеют в состоянии QC одинаковое ускорение (подробнее ниже — в пункте 3.2.1). Эти ускорения можно выразить через сумму небалансов мощности, возникших в двух частях ЭЭС ($P_{nb1} + P_{nb2}$), и через небаланс мощности, устанавливающийся в отправной части и являющийся разностью ($P_{nb1} - \Delta P_{tr}$) первоначального небаланса и мощности, дополнительно отдаваемой в приемную часть:

$$\frac{\delta^2 \delta_1}{\delta t^2} = \frac{\delta^2 \delta_2}{\delta t^2} = \frac{P_{nb1} + P_{nb2}}{T_{j1} + T_{j2}} \frac{\omega_0}{P_b} = \frac{P_{nb1} - \Delta P_{tr}}{T_{j1} + T_{j2}} \frac{\omega_0}{P_b}.$$

Решение уравнения, состоящего из двух правых частей этого выражения, дает приращение ΔP_{tr} , как (3.17b).

3.2. Статическая устойчивость схемы G - B и двухузловой схемы

3.2.1. Условия статической устойчивости

Предельное по условию статической устойчивости состояние является установившимся. В этом состоянии в схеме G - B предельные по условию статической устойчивости мощность турбины и передаваемая мощность равны друг другу и равны максимальному значению этой передаваемой мощности:

$$P_{tgb} = P_{ggb} = P_{gbm}, \quad (3.19a)$$

которая достигается при угле схемы $G-B$

$$\alpha_{gst} = \pi / 2. \quad (3.19b)$$

Следовательно, согласно (3.10d)

$$\delta_{12st} = \pi / 2 - \alpha_{gb}. \quad (3.19c)$$

Важно определить соотношения между мощностями турбин и генераторов двухузловой схемы, отражающие указанные условия, предельные по статической устойчивости схемы $G-B$. Согласно (3.8) и (3.10b) имеем:

$$\frac{1}{1+k_j} [P_{t1} - P_{c1} - k_j(P_{t2} - P_{c2})] = k_{jgb} P_{12}.$$

В этом выражении согласно (2.2)

$$P_{c1} = P_1 - P_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \quad P_{c2} = P_2 + P_{12} \sin(-\delta_{12} - \alpha_{12}),$$

поэтому, подставив в него коэффициент схемы согласно (3.10c), после несложных преобразований можно получить:

$$\frac{P_{t1st} - P_{g1st}}{P_{t2st} - P_{g2st}} = k_j. \quad (3.20a)$$

Отсюда следует важный вывод, что для выполнения условия статической устойчивости относительно движения двух генераторов, выражаемого в виде (3.19), вовсе не требуется равенства мощностей турбин и генераторов в каждой части ЭЭС. Требуется всего лишь, чтобы выполнялось условие (3.20a), которое по сути дела согласно (3.5) является условием равенства ускорений относительно синхронной оси:

$$\frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_2}{dt^2}. \quad (3.20b)$$

Следствием наличия ускорения роторов генераторов является изменение частоты в обеих частях ЭЭС, а следствием того, что это ускорение одинаково у обоих генераторов, является одинаковое приращение абсолютных углов и изменение частоты в этих частях.

Важны два уточнения: пропорция (3.20a) отнюдь не повторяет пропорцию (3.15b); равенство ускорений роторов двух генераторов предполагается естественным в доаварийном состоянии и требуется в квази-установившемся, но не имеет отношения к переходному процессу, ведущему к этому состоянию.

3.2.2. Предельная мощность генератора

Используя (3.19c), можно по (2.2) получить мощности генераторов, предельные по условию статической устойчивости. Например, мощность генератора 1:

$$P_{glst} = P_{cl} + P_{12} \frac{1 + k_j \cos 2\alpha_{12}}{(1 + k_j)k_j}. \quad (3.21a)$$

Она меньше максимума его мощности:

$$P_{glst} < P_{cl} + P_{12}. \quad (3.21b)$$

В соответствии с (2.2) характеристика мощности генератора 1 достигает максимума при взаимном угле

$$\delta_{121M} = \pi/2 + \alpha_{12}. \quad (3.22)$$

В рассматриваемом здесь примере, данные о котором помещены в пункте 1.2.3, имеет место $\alpha_{12} < 0$, и поэтому максимум мощности генератора по (3.22) достигается при взаимном угле $\delta_{121M} < \pi/2$. Поскольку угол сдвига α_{gb} схемы Г-В в данном случае положителен, то и предел статической устойчивости достигается по (3.19с) в том же диапазоне углов: $\delta_{12st} < \pi/2$ (это видно на рис. 1.3). Это происходит, однако, позже, при большем значении взаимного угла, чем достигается максимум мощности генератора. Это означает, что в данном примере предел статической устойчивости наступает на ниспадающей ветви характеристики мощности генератора 1 (на рис. 1.3 — в конце подъема передаваемой мощности P_{23}).

3.2.3. Оценка статической устойчивости по передаваемой мощности

Статическую устойчивость параллельной работы генераторов принято проверять по передаваемой мощности, причем допускается передача мощности, несколько меньшей, чем ее расчетное предельное значение. Это связано с неполной точностью данных об оборудовании ЭЭС и результатов расчета, и есть опасения, что действительные условия работы окажутся более тяжелыми, чем расчетные. Требуется, например [1.15], чтобы выполнялось условие:

$$k_{st} P < P_{st}, \quad (3.23)$$

где P — передаваемая мощность, включающая базовую составляющую, ее приращение, возможное в результате осуществления AB и UB , и колебания мощности (раздел 2.5); P_{st} — передаваемая мощность, предельная по условию статической устойчивости; k_{st} — коэффициент запаса статической устойчивости, равный $1 + K_p$ (пункт 4.3.2 части I).

Поскольку не имеет значения, насколько продолжительно это состояние, это требование можно отнести как к установившемуся SC послеаварийному состоянию, так и к кратковременному квазиустановившемуся QC .

Если имеется состояние I с $k_{st} = 1,2$, то $k_{st} = 1,08$ обеспечивается в режиме QC при ослаблении сечения между частями ЭЭС не более чем на 10%.

Если статическая устойчивость проверяется на физической модели ЭЭС, то под P_{st} понимается значение P , при котором наступает нару-

шение устойчивости, т.е., вероятнее всего, значение P при δ_{12st} . При расчетах с помощью математической модели до этого угла доходят редко. Чаще пределом служит или максимальное значение передаваемой мощности, или то значение, при котором по ходу увеличения нагрузки сети нарушается сходимость уравнений, описывающих эту электрическую сеть. Понятно, что значения предельной передаваемой мощности, определенные разными методами, вообще говоря, неодинаковы, хотя могут оказаться очень близкими.

Проводя аналитические расчеты, можно получить любое из рассмотренных выше двух значений предельной передаваемой мощности.

3.3. Фазовые траектории движения и интенсивность процесса

3.3.1. Граничная траектория в координатах угол-скольжение схемы G-B

Поскольку уравнение движения генератора (3.11), не прибегая к линеаризации синусоиды (раздел 3.5), не удастся полностью решить в виде $\delta_{gb} = f(t)$, получают паллиативное, но тем не менее очень важное решение в виде «первого интеграла», а именно в виде зависимости скорости изменения угла δ_{gb} от величины этого угла. Для получения этой зависимости выполняется преобразование в левой части уравнения (3.11):

$$\frac{d^2 \delta_{gb}}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d\omega}{dt} \frac{d\delta_{gb}}{d\delta_{gb}} = \Delta\omega \frac{d\omega}{d\delta_{gb}}$$

и затем разделение переменных в уравнении

$$\frac{T_{jgb}}{\omega_0} \Delta\omega d\omega = (T_{gb} - G_{gb} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb}, \quad (3.24a)$$

где T_{gb} — механическая мощность турбины P_{tgb} , которая эквивалентирована турбины и нагрузки двух генераторов исходной двухузловой схемы и теперь отнесена к той же базисной мощности P_b , к которой отнесены постоянные инерции обоих агрегатов и эквивалентная постоянная инерции T_{jgb} :

$$T_{gb} = P_{tgb} / P_b; \quad (3.24b)$$

G_{gb} — максимум синусоиды электрической мощности эквивалентного генератора P_{ggbm} , отнесенная к той же базисной мощности P_b :

$$G_{gb} = P_{ggbm} / P_b. \quad (3.24c)$$

В (3.24a) скорость ω не снабжена индексом gb , потому что скорость ω_{gb} в схеме G-B и скорость взаимного движения роторов двух генераторов двухузловой схемы ω одинаковы: $\omega_{gb} = \omega$.

Интегрирование (3.24a) на произвольном интервале от начальных значений $\Delta\omega_b$ и $\delta_{b,gb}$ до конечных значений $\Delta\omega_e$ и $\delta_{e,gb}$ дает уравнение траектории движения ротора эквивалентного генератора, связывающее приращения этих значений:

$$(\Delta\omega_e)^2 - (\Delta\omega_b)^2 = \frac{2\omega_0}{T_{jgb}} [T_{gb}(\delta_{e.gb} - \delta_{b.gb}) + G_{gb}(\cos\delta_{e.gb} - \cos\delta_{b.gb})]. \quad (3.25)$$

Такого рода траектории, показывающие связь между координатой процесса и скоростью ее изменения, называют фазовой траекторией.

С помощью этого уравнения, если его параметры отнесены к послеаварийным условиям режима *QC*, можно описать *граничную фазовую траекторию* движения ротора генератора (граничную — по условию сохранения параллельной работы). Для этого нужно начальными значениями $\Delta\omega_b$ и $\delta_{b.gb}$ полагать текущие значения $\Delta\omega$ и δ , а в качестве конечных значений $\Delta\omega_e$ и $\delta_{e.gb}$ задать те, при которых ротор должен остановиться на границе устойчивости: при конечном угле, равном критическому углу процесса: $\delta_{e.gb} = \delta_{cr gb}$, он должен остановиться, т.е. должна наблюдаться нулевая скорость $\Delta\omega_e = \Delta\omega_{cr} = 0$. Для соблюдения этого требования текущая скорость $\Delta\omega$ должна быть равной своему граничному допустимому для устойчивости значению $\Delta\omega_{dp}$:

$$-(\Delta\omega_{dp})^2 = \frac{2\omega_0}{T_{jgb}} G_{gb} \left[\frac{T_{gb}}{G_{gb}} (\delta_{cr gb} - \delta_{gb}) + (\cos\delta_{cr gb} - \cos\delta_{gb}) \right]. \quad (3.26a)$$

Поскольку имеется в виду процесс, ведущий к послеаварийному состоянию *QC*, понятно, что здесь все константы должны соответствовать этому состоянию и иметь верхний индекс *QC*, который, однако, чтобы не затемнять формулы, не пишется, если принадлежность величины ясна и без него. Это касается и критического угла процесса.

Схема имеет синусоидальную зависимость электрической мощности от угла, и поэтому этот угол (рис. 3.2)

$$\delta_{cr gb} = \pi - \delta_{gb}^{QC} = \pi - \arcsin(P_{igb} / P_{gmb}) = \pi - \arcsin(T_{gb} / G_{gb}). \quad (3.26b)$$

Уравнение (3.26) — основной вид уравнения граничной фазовой траектории. В нем присутствуют два главных параметра, от которых зависит исход процесса:

$$T = T_{gb} / G_{gb} = P_{igb} / P_{gmb} \quad (3.27a)$$

— параметр, характеризующий нагрузку в условиях режима *QC*, и

$$R = \frac{T_{jgb}}{2\omega_0 G_{gb}} = \frac{T_{jgb}}{2\omega_0} \frac{P_b}{P_{gmb}} \quad (3.27b)$$

— параметр, характеризующий механическую инерцию ротора.

Кажется уместным напомнить, что в последней формуле в качестве P_b может быть взято любое значение, но, конечно, с соответствующим пересчетом постоянной инерции. Например, может оказаться удобным в роли базисной мощности использовать значение предельной мощности в исходном состоянии схемы P_{gmb}^I .

Далее уравнение (3.26) можно несколько упорядочить, если воспользоваться предложением Я.Н. Лугинского о том, чтобы в правой его части оставить только члены, зависящие от угла и относительной загрузки связи T_{gb}/G_{gb} . Вместе с тем, предвидя дальнейшие численные сопоставления, полезно перейти от угловой скорости $\Delta\omega$, измеряемой в радианах в секунду, к чаще применяемой величине — скольжению s ротора генератора относительно синхронной оси:

$$s = \Delta\omega / \omega_0, \quad (3.28a)$$

которое измеряется либо в долях от номинальной скорости вращения, либо, что чаще, — в процентах от нее же. В результате этих преобразований получаем (3.26a) в виде

$$-S^2 = T(\delta_{crgb} - \delta_{gb}) + (\cos \delta_{crgb} - \cos \delta_{gb}), \quad (3.28b)$$

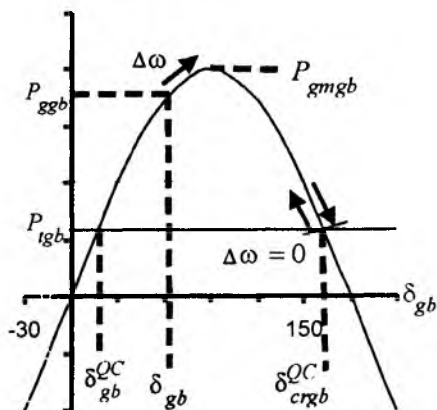


Рис. 3.2. Характеристика мощности схемы G-B для вывода уравнения граничной фазовой траектории

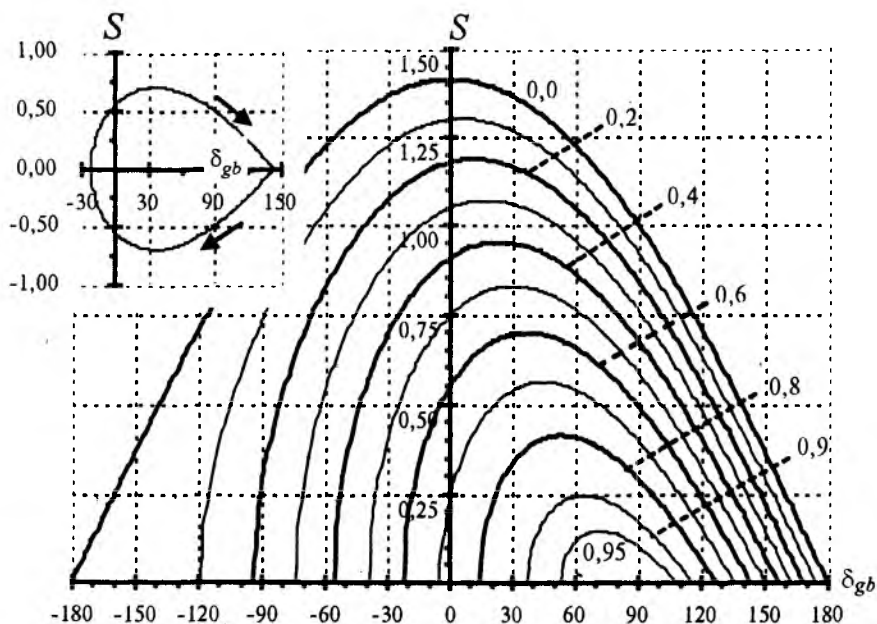


Рис. 3.3. Граничные фазовые траектории схемы G-B. Числа у кривых показывают значения $T = P_{tgb}^{QC} / P_{gmb}^{QC}$; слева сверху — поясняющая диаграмма

где введено приведенное допустимое скольжение

$$S = s_{dp} \omega_0 \sqrt{R}. \quad (3.28c)$$

На рис. 3.3 показано семейство граничных фазовых траекторий как зависимостей S (%) от угла δ_{gb} . Каждая траектория на этом рисунке соответствует своему установившемуся значению угла δ_{gb}^{QC} , а значит, и своему значению $T_{gb}^{QC} / G_{gb}^{QC}$. Граничные траектории показаны только для $S > 0$. Если же имеет место движение в обратном направлении, то соответствующие траектории, как схематично показано на рис. 3.3, располагаются ниже оси абсцисс и симметричны относительно нее траекториям при $S > 0$. Числа у кривых показывают значения $T = p_{igb}^{QC} / p_{ggbm}^{QC}$.

Пример. Используются данные о послеаварийной схеме на рис. 1.2b, показанные в табл. 1.2 и 1.3, а также в пункте 3.1.3:

$$T = 851 / 1137 = 0,748; \quad T_{jgb}^{QS} = 9 / (1 + 0,461) = 6,16c;$$

$$R = \frac{6,16 \times 3100}{2 \times 2\pi f_n 1137} = 0,0267; \quad \delta_{crgb}^{QC} = \pi - \arcsin(0,748) = 2,3.$$

Пусть при этих параметрах системы процесс уже достиг в схеме G-B угла $\delta_{gb} = 90^\circ$. В этих условиях критический угол не будет перейден, только если скольжение в этот момент не превышает согласно (3.28b) и (3.28c)

$$S = \sqrt{-[0,748(2,3 - \pi/2) + (\cos 2,3 - 0)]} = 0,344,$$

$$s_{dp} = 0,344 / 2\pi 50 \sqrt{0,0267} = 0,0067 = 0,67\%.$$

Известно [5], что если ротор движется не по граничной траектории, т.е. движение является не граничным по условию устойчивости, а любым другим, устойчивым или неустойчивым, то

$$s^2 - s_{dp}^2 = s_{cr}^2, \quad (3.29)$$

т.е. «разность квадратов текущего скольжения и того значения скольжения, которое является граничным допустимым при том же текущем угле, равна квадрату скольжения, достигаемого данным процессом при критическом угле. Важное свойство разности квадратов текущего и допустимого скольжений – независимость от текущего угла». Она постоянна в течение всей той стадии процесса, на которой неизменны его параметры, входящие в уравнение траектории.

Если известны начальные значения угла и скольжения схемы G-B, граничные фазовые траектории наиболее полно в физическом смысле и исчерпывающе характеризуют устойчивость переходного процесса, но только до того момента, пока параметры по (3.27) не претерпевают ка-

ких-либо изменений после момента, характеризуемого рассматриваемыми значениями угла и скольжения.

При неустойчивом переходном процессе имеем

$$s > s_{dp}; \quad s_{cr} > 0,$$

при граничном по условиям устойчивости —

$$s = s_{dp}; \quad s_{cr} = 0,$$

при устойчивом процессе —

$$s < s_{dp}.$$

В последнем случае движение не доходит до критического угла и значение s_{cr} является мнимым числом. Например, если $T = 0,5$, т.е. $\delta_{crgb} = 150^\circ$, а увеличение угла прекратилось при 120° , то согласно (3.25а) попытка получить значение скольжения на несуществующей траектории дает:

$$(\Delta\omega_e)^2 - (0)^2 = \frac{2\omega_0 G_{gb}}{T_{jgb}} \left[0,5(150 - 120) \frac{\pi}{180} + \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} - 0,5 \right) \right],$$

$$(\Delta\omega_e)^2 = \frac{2\omega_0 G_{gb}}{T_{jgb}} [-0,104], \quad \Delta\omega_e = \pm j \sqrt{0,204 \frac{\omega_0 G_{gb}}{T_{jgb}}}.$$

3.3.2. Характерные точки фазовых траекторий

Если и в начальной, и в конечной точках скорость движения равна нулю: $\Delta\omega_e = \Delta\omega_b$, то имеется частный случай уравнения (3.25а):

$$T_{gb} \delta_{b,gb} + \cos \delta_{b,gb} = T_{gb} \delta_{e,gb} + \cos \delta_{e,gb}. \quad (3.30a)$$

Это уравнение можно рассматривать в качестве связывающего минимальный угол синхронных качаний ротора $\delta_{gb \min}$ с максимальным углом $\delta_{gb \max}$. Оно показывает, что минимальный угол качаний тем меньше, чем больше максимальный угол.

Данное уравнение имеет одно очевидное частное решение (нет качаний ротора):

$$\delta_{gb \min} = \delta_{gb}^{QC} = \delta_{gb \max} = \arcsin T.$$

Другие же решения могут располагаться только по разные стороны от угла установившегося состояния:

$$\delta_{gb \min} < \delta_{gb}^{QC} = \arcsin T < \delta_{gb \max},$$

за исключением, впрочем, случая движения по граничной фазовой траектории, в котором и начало и конец движения могут находиться при углах, превышающих угол установившегося состояния (качания вокруг установившегося состояния):

$$\delta_{gb}^{QC} = \arcsin T < \delta_{gb \min} < \delta_{gb \max} = \delta_{crgb}.$$

Во время граничного по условиям устойчивости процесса

$$\delta_{gb \max} = \delta_{crgb} = \pi - \delta_{gb}^{QC},$$

и минимальный допустимый угол $\delta_{gb \min dp}^{QC}$ получается из уравнения:

$$T(\pi - \delta_{gb}^{QC}) - \cos \delta_{gb}^{QC} = T\delta_{gb \min dp} + \cos \delta_{gb \min dp}. \quad (3.30b)$$

Еще один характерный параметр движения — максимальное значение скольжения. Оно наступает при прохождении процессом угла установившегося состояния δ_{gb}^{QC} и находится подстановкой значения этого угла в (3.25a) в качестве окончной точки произвольно начатого процесса. Если же при этом еще и принять в качестве начального угла минимальный допустимый угол из (3.30b), то будет получено выражение для расчета максимального значения допустимого скольжения при граничном процессе. Впрочем, его же можно получить непосредственно из (3.28b) подстановкой $\delta_{gb} = \delta_{gb}^{QC}$:

$$-S^2 = T(\pi - \delta_{crgb}) - 2\cos \delta_{gb}^{QC}. \quad (3.30c)$$

3.3.3. Скольжение ресинхронизации

Наибольшее из максимальных допустимых значений скольжения имеет место при $T=0$, $\delta_{gb}^{QC}=0$, $\delta_{crgb}=\pi$, и из (3.30c) получается

$$S_{dp \max \max} = \sqrt{2} \quad (3.31a)$$

— это значение хорошо видно на рис. 3.3. Наименьшее же из них (по модулю) соответствует $T=1$, $\delta_{gb}^{QC}=\delta_{crgb}=\pi$ и дает $S_{dp \min \min}=0$. Отсюда среднее из этих двух приведенных допустимых скольжений равно $S_{av} = \sqrt{2}/2$, и в соответствии с (3.28c) и (3.27b) среднее скольжение

$$s_{av} = \sqrt{\frac{P_{g \text{ } gbm}}{\omega_0 T_{jgb} P_b}}. \quad (3.31b)$$

Известно [4, 1.18], что установившийся асинхронный режим не может существовать, если его скольжение меньше этого среднего допустимого, так как при меньшем скольжении наступает ресинхронизация. Следовательно, это и является критическим скольжением асинхронного хода, скольжением ресинхронизации.

В рассматриваемом здесь примере скольжение ресинхронизации

$$s = \frac{\sqrt{2}/2}{2\pi 50 \sqrt{0,0267}} = 0,014 = 1,4\%.$$

3.3.4. Интенсивность переходного процесса

Пользуясь важными обстоятельствами, которые отражает уравнение (3.29), предложено определить интенсивность переходного процесса V как величину, пропорциональную скольжению при критическом угле [5]:

$$V = R[(\Delta\omega)^2 - (\Delta\omega_{dp})^2]. \quad (3.32a)$$

Подставляя сюда величину $\Delta\omega_{dp}$ по выражению (3.26a), получаем выражение для интенсивности:

$$V = R(\Delta\omega)^2 + T(\delta_{crgb} - \delta_{gb}) + (\cos\delta_{crgb} - \cos\delta_{gb}). \quad (3.32b)$$

В этом выражении углы δ выражены в радианах, угловая скорость $\Delta\omega$ — в радианах в секунду, R имеет размерность $c^2/\text{рад}$ и T — безразмерная величина. В результате V выражается в радианах.

Данный способ расчета величины V имеет следствием ее постоянство в течение всего процесса от последнего изменения схемы ЭЭС до ее квазиустановившегося состояния QC . Поэтому для результата измерения значения V безразлично, в какой именно момент производить измерения на указанном отрезке процесса. Но, конечно, для экономии UB важно делать это как можно быстрее вслед за последним изменением схемы ЭЭС.

Во время устойчивого процесса после приближения к критическому углу начинается обратное движение с $s < 0$, но при отсутствии демпфирования качаний это не отражается на значении интенсивности: фазовая траектория симметрична относительно оси δ . При наличии демпфирования размах качаний и значение интенсивности процесса постепенно уменьшаются.

Структуру (3.32) можно объяснить и формально. Если в уравнение граничной фазовой траектории (3.26a) вместо значения допустимого скольжения подставить реально имеющееся, то тождества не получится, а возникнет невязка. Пропорциональная ей величина и принята за меру интенсивности процесса V .

Функция (3.32) соответствует условиям, которым должен отвечать критерий устойчивости согласно второму (прямому) методу А.М. Ляпунова, и широко используется.

Полученное выражение интенсивности переходного процесса используется также для определения интенсивности возмущения, но оно особенно важно для прогнозирования асинхронного режима: для этого интенсивность процесса V принята за критерий прогнозирования, так что, если $T < 1,0$ и $V < 0$, процесс окажется устойчивым, а невыполнение любого из этих условий ведет к асинхронному режиму.

Для использования интенсивности переходного процесса для автоматического прогнозирования исхода процесса требуется измерение угла и скольжения. Величины R и T невозможно измерить непосредственно, их нужно рассчитать по ходу процесса [5].

В [5] было отмечено следующее (ниже оригинальные обозначения заменены на T): «Скорость переходного процесса зависит от параметров послеаварийного режима, что дает возможность использовать ее для их оценки... Для этого есть несколько возможностей. Вот две из них.

К квазиустановившемуся режиму процесс идет по какой-го траектории (в частном случае — граничной). Зафиксировав координаты параметра (имеется в виду угол или активная мощность) и скорости его изменения последовательно в нескольких точках, можно автоматически определить значение T , соответствующее данной траектории.

С той же целью можно использовать фиксацию нескольких значений только взаимного угла или только скорости его изменения, а также интервалы времени между моментами фиксации. Эти данные позволяют ... определить ... искомое значение T .

К сожалению, указанные методы не вышли пока из стадии исследований».

Имевшаяся в то время техника не позволяла ни разрабатывать эту тему, ни тем более реализовать результаты. Возможности для этого появились значительно позже — применительно к прогнозированию асинхронного режима [1.14], и этому посвящена часть VI данной монографии.

3.3.5. Граничная траектория в координатах: активная передаваемая мощность — скорость ее изменения в схеме G - B

Наряду с уравнением граничных траекторий «угол-скольжение» можно вывести уравнения и других граничных траекторий, производных от этой траектории. Такое уравнение должно дать граничную зависимость скорости изменения какой-то характерной величины от самой величины. В качестве такой величины может выступить, например, передаваемая в сечении активная мощность, ток в связи между частями ЭЭС, а также некоторые другие, в том числе и комбинированные, величины. Не исключено, что такого рода производные граничные траектории могут в некоторых случаях послужить более удобной основой для создания противоаварийной автоматики, чем траектория «угол-скольжение».

В [5] построены граничные траектории на основе активной мощности схемы G - B . Для перехода в (3.26а) от угла и скольжения к относительной мощности и ее производной

$$p = P_{g\,gb} / P_{g\,gbm}, \quad p' = \frac{\delta p}{\delta t} \quad (3.33a)$$

используются подстановки, вытекающие из синусоидальной зависимости мощности от угла (3.10а):

$$\begin{aligned} \delta_{gb} &= \arcsin p, \quad \cos \delta_{gb} = \sqrt{1 - p^2}; \\ \delta_{crgb} &= \pi - \arcsin(P_{lgb} / P_{g\,gbm}); \\ \Delta\omega &= \frac{d\delta_{gb}}{dt} = \frac{1}{\sqrt{1 - p^2}} p'. \end{aligned} \quad (3.33b)$$

В результате получается формула, аналогичная (3.28b):

$$-P^2 = (1 - p^2) [T(\delta_{crgb} - \arcsin p) + (\cos \delta_{crgb} - \sqrt{1 - p^2})], \quad (3.33c)$$

где аналогично (3.28e) введена приведенная допустимая скорость изменения мощности

$$P = p'_{dp} \sqrt{R}. \quad (3.33d)$$

На рис. 3.4 показано семейство граничных фазовых траекторий как зависимостей P от относительной мощности p . Они сходны с траекториями на рис. 3.3, но имеют то отличие от траекторий в осях угла, что, кроме большого цикла, процесс описывает еще и малый цикл, так как производная мощности равна нулю не только при критических углах, но еще и при переходе характеристики мощности через максимум. Если же $T < 0,2$, то малых циклов не один, а два, так как процесс заходит в область углов $\delta_{gb} < -90^\circ$ и характеристика мощности проходит через минимум. На рисунке так выглядит процесс при $T = 0$.

Процесс граничных по условию устойчивости качаний виден на поясняющей диаграмме рис. 3.4, где движение вперед (скольжение больше нуля) показано сплошными линиями, а движение назад — штриховыми.

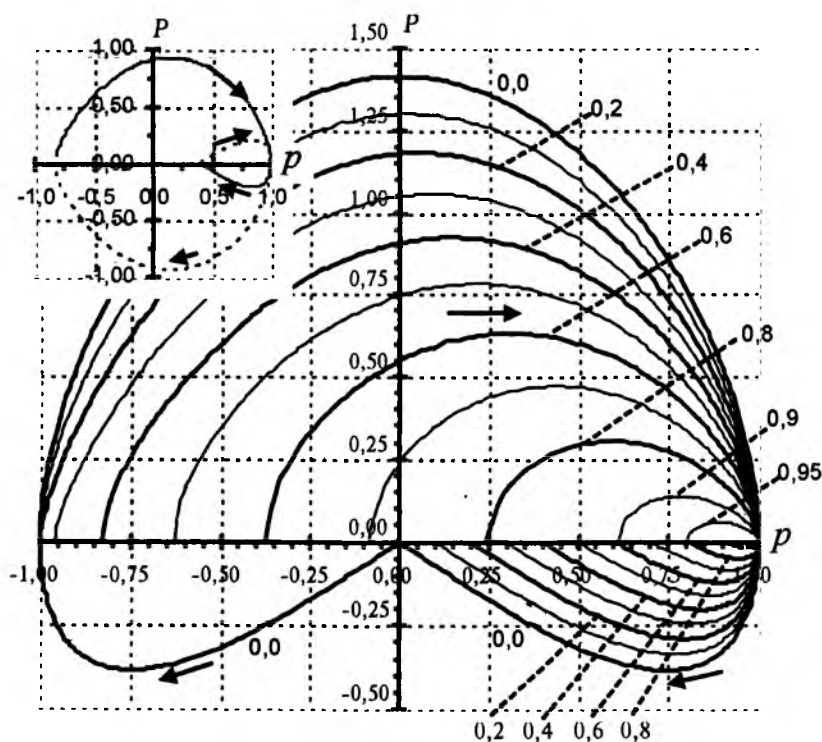


Рис. 3.4. Граничные фазовые траектории схемы G-B на основе активной мощности

Проследим процесс, начав, для примера, движение ротора вперед с нулевой скорости вокруг нагрузки эквивалентного агрегата в состоянии QC , равной $T=0,5$. Такое движение начинается от угла, равного $\delta_{gb}=-40^\circ$, и от относительной мощности, равной $p=-0,64$, затем по мере роста угла и мощности допустимая скорость этого граничного движения нарастает. Максимум скорости увеличения мощности наступает при угле $\delta_{gb}=12^\circ$ и относительной мощности $p=0,21$, т.е. раньше, чем будет достигнута мощность $p=0,5$ состояния QC . Затем скорость увеличения мощности уменьшается до нулевой при $\delta_{gb}=90^\circ$ и $p=1$. Увеличение угла после прохождения максимума мощности сопровождается ее уменьшением, скорость становится отрицательной, но ее абсолютное значение еще небольшую часть пути увеличивается, достигает максимума при $\delta_{gb}=120^\circ$ и $p=0,87$ и затем уменьшается до нуля при критическом угле этого процесса $\delta_{gb}=\delta_{crgb}=150^\circ$. После этого начинается обратное движение: угол уменьшается, а мощность сначала увеличивается, потом после прохождения угла $\delta_{gb}=90^\circ$ уменьшается вплоть до той начальной, с которой началось рассматриваемое движение.

Подобно интенсивности переходного процесса, полученной в пункте 3.3.4 на основе граничных фазовых траекторий «угол-скольжение», из (3.33) можно получить величину интенсивности V на основе траекторий «мощность — скорость изменения мощности».

3.4. Устойчивость схемы $G-B$ при простом переходе $I-QC$

3.4.1. Постановка задачи

В качестве простого перехода рассматривается процесс в энергосистеме, инициированный любым AB , UB или их сочетаниями: аварийное ослабление связи между узлами эквивалентной схемы, возникновение аварийного небаланса активной или реактивной мощности в них, деление системы (ДС), а также — все это вместе. К этим AB и UB предъявляются только два требования:

- все они должны быть введены одновременно, что позволяет моделировать процесс как одношаговый;
- они должны быть неснимающимися, т.е. после ввода не подвергаться никаким изменениям.

Аппарат анализа простого перехода применим также к некоторому двухшаговому процессу с участием деления системы, которое выполняется в некоторый определенный момент времени (см. раздел 3.7 в части III монографии).

Рис. 3.5 конкретизирует задачу. Принято, что внутренние связи частей ЭЭС 1 и 2 несоизмеримо более жестки, чем связь 1-2 между этими частями в послеаварийных условиях. Эти части рассматриваются в качестве концентрированных узлов, а схема — в качестве двухузловой. В качестве AB видно отключение одной из линий, соединяющих две части ЭЭС, и отключение части генераторов в приемном узле. В качестве UB

применено: в приемной части 2 – отключение части нагрузки, в отправной части 1 – отключение части генераторов. Кроме того, в этой части показано отделение еще одной части ЭЭС.

Анализ простого перехода строго разработан для двухузловой схемы, способ применения этой модели для трехузловой схемы является эмпирической надстройкой (пункт 3.4.5).

Простой переход заключается в том (рис. 3.6), что одномоментно схема $G-B$ переходит из исходного состояния I в состояние QC . Процесс находится на границе устойчивости, если энергия, затраченная ротором при торможении до исходной скорости вращения, равна энергии, приобретенной им при ускорении. То же самое с некоторым приближением выражается в виде требования – что площадка ускорения не должна превышать площадку торможения [1–4, 10, 11]:

$$\int_{\delta_{gb}^{QC}}^{\delta_{gb}^{QC}} (P_{tgb}^{QC} - P_{ggbm}^{QC} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb} < \int_{\delta_{gb}^{QC}}^{\delta_{gb}^{QC}} (P_{tgb}^{QC} - P_{ggbm}^{QC} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb} \quad (3.34)$$

$$< - \int_{\delta_{gb}^{QC}}^{\delta_{gb}^{QC}} (P_{tgb}^{QC} - P_{ggbm}^{QC} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb}.$$

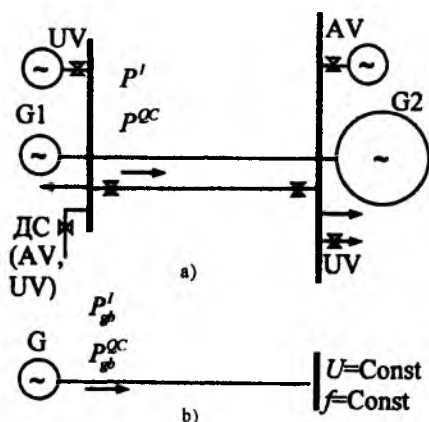


Рис. 3.5. Схемы сети: исходная двухузловая (а); эквивалентная $G-B$ (б)

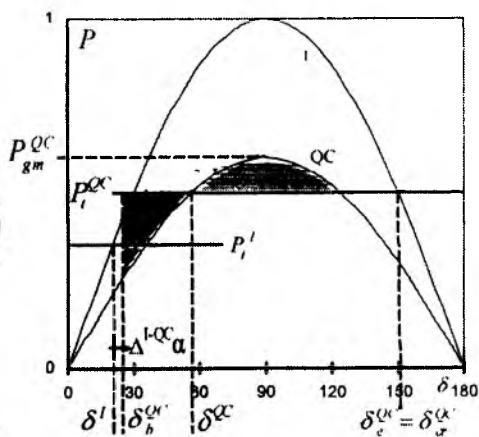


Рис. 3.6. Механическая (P_i) и электрическая (P_g) мощности схемы $G-B$ во время простого перехода $I-QC$. Заштрихованы площадки ускорения и торможения генератора. Индекс gb везде опущен

В этой формуле δ_{bgb}^{QC} , δ_{gb}^{QC} и $\delta_{e gb}^{QC} = \delta_{cr gb}^{QC}$ — начальный и конечный, т.е. критический, углы состояния QC . С учетом возможного сдвига углов $\Delta\alpha_{gb}$ основные углы и мощности связаны выражениями, часть которых уже использована:

$$\delta_{gb}^I = \arcsin P_{tgb}^I / P_{g gbm}^I = \arcsin T^I; \quad (3.35)$$

$$\delta_{bgb}^{QC} = \delta_{gb}^I + \Delta^{I-QC} \alpha_{gb}; \quad (3.36)$$

$$\delta_{gb}^{QC} = \arcsin P_{tgb}^{QC} / P_{g gbm}^{QC} = \arcsin T^{QC}; \quad (3.37a)$$

$$\delta_e^{QC} = \delta_{cr gb}^{QC} = \pi - \delta_{gb}^{QC}. \quad (3.37b)$$

На рис. 3.6 показано, что начальный угол движения в состоянии QC сдвинут вправо на угол $\Delta^{I-QC} \alpha_{gb}$ от исходного угла.

3.4.2. Уравнение простого перехода $I-QC$

Интегрирование (3.34) приводит к граничному неравенству:

$$(\pi - \delta_{bgb}^{QC} - \delta_{gb}^{QC}) \sin \delta_{gb}^{QC} \leq \cos \delta_{bgb}^{QC} + \cos \delta_{gb}^{QC}. \quad (3.38a)$$

Обычно принимают, что значение $\Delta^{I-QC} \alpha_{gb}$ в (3.36) мало и поэтому $\delta_{bgb}^{QC} = \delta_{gb}^I$. Тогда (3.38a) превращается в известное условие устойчивости простого перехода:

$$(\pi - \delta_{gb}^I - \delta_{gb}^{QC}) \sin \delta_{gb}^{QC} \leq \cos \delta_{gb}^I + \cos \delta_{gb}^{QC}, \quad (3.38b)$$

связывающее допустимые значения угла схемы: угла, имевшегося в доаварийном состоянии I , и угла, который должен установиться в послеаварийном состоянии QC .

В (3.38b) эта связь между углами выступает в наиболее чистом виде, в (3.38a) она осложнена учетом сдвига угла в начале процесса.

Заметим, что использование критерия простого перехода требует задавать амплитуду передаваемой мощности не только для QC , но и для исходного состояния I .

В сущности, граница этого неравенства — в меру справедливости принятых допущений — дает зависимость допустимой относительной нагрузки схемы $G-B$ в послеаварийном состоянии QC (T^{QC}) от относительной нагрузки T^I этой схемы в исходном состоянии (если $\Delta^{I-QC} \alpha_{gb} = 0$ и $\delta_{bgb}^{QC} = \delta_{gb}^I$).

Эти неравенства могут быть использованы двумя способами. Первый — уже вычисленные данные о состояниях I и QC проверяются на соответствие неравенству путем подстановки в него. Возможно, что согласно этим вычислениям в состоянии QC требуется передавать мощность, превышающую амплитудное значение передаваемой мощности ($T^{QC} > 1,0$).

В этом случае, естественно, простой переход неустойчив. Второй способ — нахождение предельной по условию простого перехода мощности, передаваемой в состоянии I или QC , с помощью итерационного подбора решения неравенства (3.38) как уравнения.

Процесс простого перехода идет по граничной фазовой траектории, соответствующей установившемуся состоянию QC . Такая траектория описывается уравнением, которое при текущем угле и отсутствующем скольжении, как было перед началом простого перехода, и есть уравнение устойчивости этого перехода. Чтобы в этом убедиться, достаточно установить идентичность уравнения простого перехода (3.38b) уравнению граничной фазовой траектории (3.28b).

Через углы схемы δ_{gb}^I и δ_{gb}^{QC} уравнение (3.38b) дает важнейшую связь между допустимыми значениями относительной исходной нагрузки T^I и относительной послеаварийной нагрузки схемы T^{QC} :

$$(\pi - \arcsin T^I - \arcsin T^{QC}) T^{QC} \leq \cos(\arcsin T^I) + \cos(\arcsin T^{QC}). \quad (3.39)$$

На рис. 3.7 представлено решение (3.38b). Из рисунка следует внешне парадоксальное наблюдение: чем больше исходная относительная за-

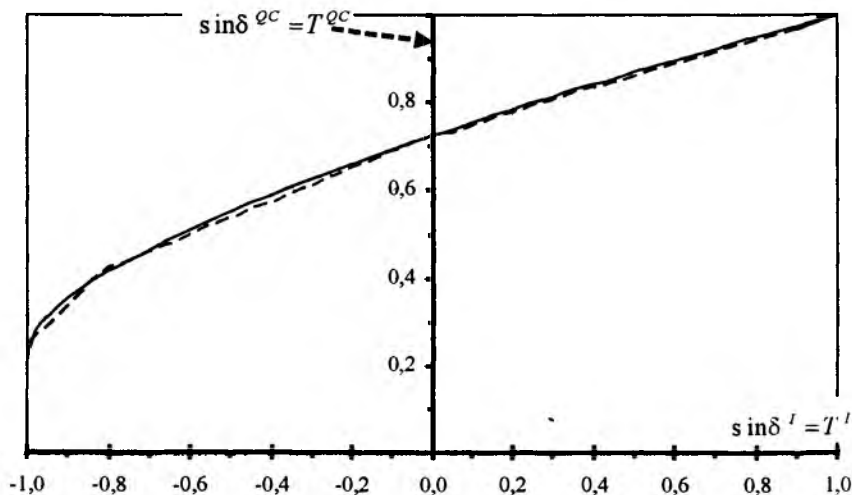


Рис. 3.7. Зависимость предельной послеаварийной относительной нагрузки схемы G-B от ее предаварийной относительной нагрузки при простом переходе.

Штриховые линии — кусочно-линейная аппроксимация этой кривой

грузки схемы, тем большая относительная нагрузка допустима в послеаварийном состоянии. Так, если в исходном состоянии имеет место полная нагрузка, то при простом переходе допустима полная нагрузка и в послеаварийном ($T^I = T^{QC} = 1,0$). В таком предельном переходе не возникает ни ускорения, ни торможения генератора.

3.4.3. Зависимость простого перехода $I-QC$ от приращения передаваемой мощности

Мощность, передаваемая в состоянии QC двухузловой схемы, уже рассматривалась в пункте 3.1.5 как сумма мощности, передаваемой в исходном состоянии, и приращения мощности ΔP_{tgb} , обусловленного небалансами мощности по сторонам от сечения. Это положение применительно к схеме $G-B$ выражается формулой:

$$T^{QC} = T^I + \Delta T, \quad (3.40a)$$

где приращение мощности переведено, как и сами мощности, в относительную форму подобно (3.27a):

$$\Delta T = \Delta P_{tgb} / P_{g\ gbm}. \quad (3.40b)$$

Используя приращение мощности по (3.40a), можно переписать неравенство (3.39) в виде:

$$\begin{aligned} [\pi - \arcsin T^I - \arcsin(T^I + \Delta T)](T^I + \Delta T) = \\ = \cos(\arcsin T^I) + \cos[\arcsin(T^I + \Delta T)] \end{aligned} \quad (3.40c)$$

и отсюда по заданному значению T^I получить максимально допустимое по условию устойчивости простого перехода значение относительного приращения мощности ΔT .

Если же, как на рис. 3.7, решить граничное неравенство (3.38b) относительно δ_{gb}^{QC} , то с учетом равенства:

$$\sin \delta_{gb}^{QC} = \frac{P_{tgb}^I + \Delta P_{tgb}}{P_{g\ gbm}^{QC}}, \quad (3.41)$$

можно вычислить минимально допустимое по условию устойчивости простого перехода значение амплитуды передаваемой в схеме мощности $P_{g\ gbm}^{QC}$.

На рис. 3.8 таким образом построены граничные зависимости этой амплитуды от исходной передаваемой мощности при различных значениях возникающего при простом переходе приращения мощности ΔP_{tgb} . Выражая соотношения между тремя величинами, эти зависимости показывают сущность простого перехода более детально, чем характеристика на рис. 3.7, хотя получены из нее же. Поэтому рис. 3.8 комментируется подробнее, пусть даже и в довольно очевидных аспектах:

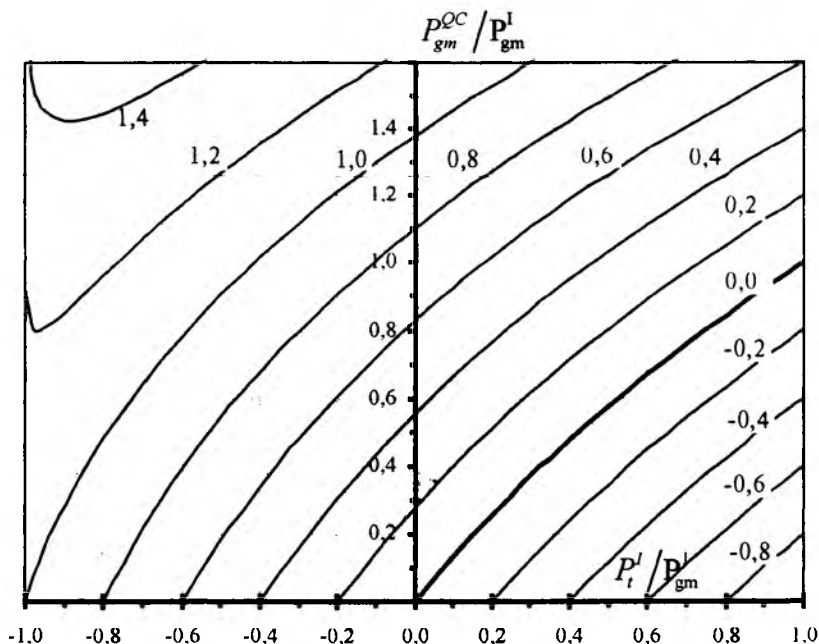


Рис. 3.8. Семейство зависимостей предельной послеаварийной амплитуды мощности схемы G-V от ее предаварийной нагрузки при простом переходе. Обе величины отнесены к амплитуде доаварийной мощности. Параметр семейства — относительное приращение $\Delta P_t / P_{gm}^I$ передаваемой мощности

— все три величины, представленные на рисунке, отнесены к амплитуде доаварийной мощности $P_{g\,gbm}^I$;

— рисунок отражает требование к амплитуде мощности, передаваемой в послеаварийном состоянии в том же направлении, которое принято положительным для доаварийной мощности; следовательно, левая часть рисунка отражает требование к амплитуде, возникающее в результате приращения, вызвавшего переориентацию передаваемой мощности;

— на оси абсцисс требуется всего лишь нулевая амплитуда, поскольку на ней сумма значения исходной мощности и значения приращения равна нулю, но такая линейность имеет место только на этой оси, а остальные значения требуемой амплитуды больше, чем эта сумма; например, при приращении 0,4, наложенном на исходную мощность 0,6, требуется послеаварийная амплитуда 1,1, а при приращении 0,8 к исходной мощности $-0,6$ требуется амплитуда 0,39 (см. также табл. 3.1);

— в силу отмеченного кривые, соответствующие приращениям, превышающим 1,0, не могут доходить до оси абсцисс;

— близость по оси абсцисс к исходной мощности, равной $-1,0$, значительно увеличивает требование к амплитуде, так как приближение к исходному углу -90° вызывает увеличение площади ускорения почти без увеличения запаса для реверса мощности.

Таблица 3.1

Примеры определения допустимой послеаварийной относительной загрузки и требуемой послеаварийной амплитуды мощности при простом переходе

Величины	Пример 1	Пример 2
Исходная амплитуда мощности $P_{g\ gbm}^I$	1,0	1,0
Исходная передаваемая мощность P_{igb}^I	-0,6	0,6
Исходная относительная загрузка схемы $\sin \delta_{gb}^I$	-0,6	0,6
Допустимая послеаварийная относительная загрузка схемы $\sin \delta_{gb}^{QC}$ по рис. 3.7	0,51	0,9
Приращение мощности ΔP_{igb}	0,8	0,2
Требуемая послеаварийная амплитуда мощности $P_{g\ gbm}^{QC}$ по расчету	$\frac{-0,6 + 0,8}{0,51} = 0,39$	$\frac{0,6 + 0,2}{0,9} = 0,89$
Требуемая послеаварийная амплитуда мощности P_{gmgb}^{QC} по рис. 3.8	-0,6; 0,8 $\rightarrow$ 0,39	0,6; 0,2 $\rightarrow$ 0,89

3.4.4. Линейная аппроксимация уравнения простого перехода

Чтобы получить более наглядное выражение, чем (3.38b), и упростить аналитические оценки, не раз предлагались линейные аппроксимации решения этого уравнения [2, 2.4], дающие ту или иную точность применением более или менее удобных коэффициентов. Кстати, известна формула устойчивости простого перехода, учитывающая даже демпферную составляющую мощности генератора [2.4].

В [2.3] дан самый простой вид приближенного решения:

$$\sin \delta_{gb}^{QC} = h_1 + h_2 \sin \delta_{gb}^I, \quad (3.42)$$

где приняты удобные коэффициенты $h_1 = 0,75$, $h_2 = 0,25$. Оно дает довольно хорошую точность при $\sin \delta_{gb}^I > 0$ (средняя квадратичная погрешность $\sigma = 0,005$). Эта формула позволяет, не прибегая к итерационным расчетам, найти любую из величин P_{igb}^I , ΔP_{igb} , P_{igb}^{QC} , $P_{g\ gbm}^{QC}$, предельную по условию простого перехода, если заданы остальные.

Может оказаться полезной более точная кусочно-линейная аппроксимация данного уравнения, расширяющая возможности оценки устойчивости простого перехода. Коэффициенты аппроксимации для (3.42) и значения средней квадратичной погрешности σ рассчитаны для трех интервалов аппроксимации. Эти данные представлены в табл. 3.2, а аппроксимирующие прямые показаны на рис. 3.7 штриховыми линиями.

Таблица 3.2

**Коэффициенты кусочно-линейной аппроксимации
границы устойчивости простого перехода**

Коэф- фици- ент	Диапазоны применения аппроксимации		
	$-1,0 \leq P_{lgb}^I / P_{ggbm}^{QC} < -0,8$	$-0,8 \leq P_{lgb}^I / P_{ggbm}^{QC} < 0,0$	$0,0 \leq P_{lgb}^I / P_{ggbm}^{QC} \leq 1,0$
h_1	1,17	0,73	0,73
h_2	0,92	0,38	0,27
σ	0,010	0,010	0,004

3.4.5. Простой переход в трехузловой схеме

В 60-х и 70-х годах прошлого века авторы не располагали математическими моделями энергосистем и многократно обращались в НИИПТ (Ленинград) с просьбой провести подробные расчеты энергосистем, для которых им требовалось разработать ПА. Соответствующая лаборатория этого института располагала обширной электродинамической моделью и опытными сотрудниками, ее руководители Е.А. Марченко и Л.А. Кошечев интересовались работой в этой области, и в результате было выполнено несколько сложных исследований, позволивших всем участникам понять много нового и в энергосистемах, и в ПА. Значительную часть этих исследований провел Б.М. Шмелькин. Он проанализировал большую серию экспериментов и показал, что расчет простого перехода по уравнениям (3.40с) и (3.42) дает практически приемлемый результат для нескольких изученных им многоузловых систем, эквивалентуемых с этой целью двумя узлами. Более того, удовлетворительный результат им получен и для многоузловой схемы, эквивалентуемой тремя узлами.

Б.М. Шмелькин предложил приблизительно следующий порядок расчета простого перехода в трехузловой схеме.

Вычисления производятся последовательно применительно к узлам 2 и 3 трехузловой схемы. Их сущность в том, что послеаварийная передаваемая мощность в сечении трехузловой схемы должна быть настолько меньше своего предаварийного значения в зависимости от послеаварийной мощности в другом сечении, насколько это диктуется тем, что исходная передаваемая мощность меньше своего предела, который, в свою очередь, зависит от исходной мощности в упомянутом другом сечении.

Конкретнее это можно пояснить с помощью рис. 3.9. На нем в плоскости мощностей узлов 2 и 3 показаны:

- границы ОСР в исходном состоянии и в наступающем после простого перехода послеаварийном состоянии;
- векторы передаваемой в этих состояниях мощности P^I , P^{QC} ;
- в виде проекций на оси — их составляющие, передаваемые от узлов 2 и 3: P_2^I , P_3^I и P_2^{QC} , P_3^{QC} .

Как видно из рисунка, в данном случае переход уменьшил ОСР и вместе с тем увеличил векторы мощности, передаваемой от узлов 2 и 3.

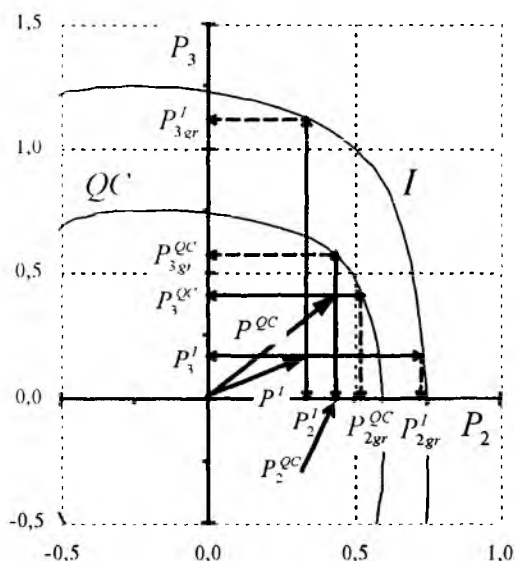


Рис. 3.9. Определение предельных мощностей трехузловой схемы для проверки устойчивости простого перехода

Применительно к доаварийному и послеаварийному значениям P_2^I и P_2^{QC} мощности узла 2 определяются доаварийное и послеаварийное граничные значения мощности этого узла P_{2gr}^I и P_{2gr}^{QC} , которые в соответствии с уравнениями границ ОСР имеют место при соответствующих значениях P_3^I и P_3^{QC} мощности, передаваемой от узла 3. Полученные граничные значения используются в неравенствах (3.40с) и (3.42) так, как будто узел 2 является узлом двухузловой схемы, а два других узла трехузловой схемы 1 и 3 вместе составляют другой узел этой двухузловой схемы.

Аналогично граничные значения для узла 3 определяются с учетом мощности узла 2 и затем используются так, как будто узел 3 является узлом двухузловой схемы.

Если передаваемая в послеаварийном режиме мощность не находится в области допустимых мощностей, то, естественно, динамический переход признается неустойчивым.

3.4.6. Интенсивность возмущения в виде простого перехода

В пункте 3.3.4 указано, что введенное там выражение интенсивности переходного процесса V можно использовать и для оценки интенсивности возмущения, под которым применительно к теме простого перехода можно, конечно, понимать любые одновременно происходящие возмущения — как AB , так и UB . Поскольку интенсивность возмущения может быть оценена электрическими величинами, измеряемыми по ходу процесса, это целиком укладывается в оценку интенсивности возмущения с помощью интенсивности переходного процесса. Если же интенсивность возмущения оценивается, насколько это возможно, сразу в момент возмущения, то это требует сформировать другую величину — именно интенсивность возмущения V_0 .

Поскольку в момент возмущения угол равен исходному углу (при $\Delta I - QC_{\alpha_{gb}} = 0$) и взаимное скольжение еще отсутствует, интенсивность возмущения V_0 получается из выражения (3.32b) для интенсивности переходного процесса со следующими уточнениями:

$$\delta_{gb} = \delta_{gb}^I, \quad \Delta\omega = 0, \quad \delta_{crgb} = \pi - \delta_{gb}^{QC}, \quad T = \sin \delta_{gb}^{QC}.$$

Итак,

$$V_0 = (\pi - \delta_{gb}^I - \delta_{gb}^{QC}) \sin \delta_{gb}^{QC} - (\cos \delta_{gb}^I + \cos \delta_{gb}^{QC}). \quad (3.43)$$

На границе устойчивости имеется $V_0 = 0$, и это выражение обращается в уравнение границы устойчивости простого перехода (3.38b).

3.4.7. Сброс активной мощности при простом переходе

Выразительный термин «сброс мощности» обычно обозначает ступенчатое уменьшение активной мощности, происходящее в момент аварийного возмущения, причем это отрицательное приращение мощности выражается тем не менее положительным числом.

Измерение сброса мощности применяется для выявления того, насколько опасно ослабление сечения двухузловой схемы. Можно несколько прояснить этот метод путем рассмотрения сброса мощности в схеме $G-B$, возникшего в результате ослабления этой схемы, т.е. в результате увеличения ее индуктивного сопротивления.

Если принять, что в момент измерения сброса мощности угол еще сохраняет исходное значение δ_{gb}^I , сброс мощности равен

$$\Delta P_{ggb} = (P_{ggbm}^I - P_{ggbm}^{QC}) \sin \delta_{gb}^I. \quad (3.44a)$$

Если мощности отнести к базисной мощности P_b , как в пункте 3.3.1, то относительную величину Δ_{gb} сброса мощности можно выразить через относительные максимумы синусоид электрической мощности эквивалентного генератора G_{gb} и принятую неизменной относительную механическую мощность турбины T_{gb} (эти величины введены в пункте 3.3.1):

$$\Delta_{gb} = \left(1 - \frac{G_{gb}^{QC}}{G_{gb}^I} \right) T_{gb}. \quad (3.44b)$$

Граничные для простого перехода значения Δ_{gbgr} представлены в виде графика на рис. 3.10. Обращает на себя внимание то, что этот график имеет форму дуги, которая дает нулевой сброс не только при полной исходной нагрузке схемы, но и при нулевой. Максимальный сброс мощности допустим при нагрузке, равной 45% от полной.

Может быть, здесь уместно предостережение относительно переноса приведенных данных о сбросе мощности на двухузловую схему. Если известна постоянная инерции эквивалентного ротора схемы $G-B$, то сброс мощности по (3.44) вполне характеризует ускорение этого ротора

в начале процесса. В двух-узловой схеме сброс мощности одного из генераторов отражает только ускорение его ротора, но не ускорение ротора второго генератора, от движения которого, если только мощность этого генератора не слишком велика, тоже зависит результат процесса. Проблема использования сброса мощности в автоматике будет рассмотрена также в части IV.

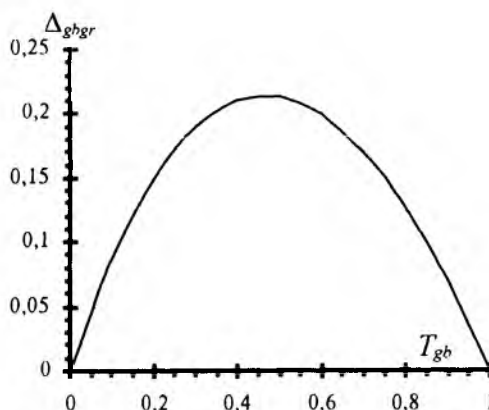


Рис. 3.10. Зависимость предельного сброса мощности в схеме G-B от ее предаварийной нагрузки при простом переходе в виде ослабления схемы. Обе величины отнесены к одинаковой мощности

3.5. Сложный переход I-FT-QC в схеме G-B

Понятие «сложный переход» охватывает разнообразные, в том числе и многошаговые, процессы: КЗ разной длительности, успешное повторное включение с повторным КЗ и т.п. Конкретная сущность перехода воспринимается автоматикой в виде сочетания имен поступивших на вход устройства аварийных сигналов. В данном разделе рассматриваются: общий случай сложного перехода, затем простейший из сложных переходов — переход от исходного состояния I к КЗ (в названии этого перехода использованы буквы FT — от слова *fault*) и после его отключения к послеаварийному состоянию QC, а также некоторые аспекты применения повторного включения после КЗ.

3.5.1. Условие равенства площадок торможения и ускорения — общий случай

Чтобы наметить пути выявления тяжести сложного перехода, сначала рассматривается сложный переход, заключающийся в ($m-1$) изменениях от исходного состояния (первого) до послеаварийного квазиустановившегося QC. В сущности, эта задача отличается от подобной задачи, рассмотренной для простого перехода, только тем, что здесь имеем дело больше чем с одним изменением.

В промежуточном состоянии, существующем в течение времени от $t_b^{(k)}$ до $t_e^{(k)}$, эквивалентный угол изменяется от начального угла этого состояния $\delta_{bgb}^{(k)}$ до его конечного угла $\delta_{egb}^{(k)}$.

Отвлекаясь пока от того, как переходный процесс развивается во времени, сначала рассмотрим только условие устойчивости в виде равенства нулю суммы площадок ускорения и торможения. Применительно к простому переходу такое условие исчерпало вопрос о границе устойчивости, сложный же переход не таков. Во-первых, для решения

этого вопроса сложный переход требует рассмотреть процесс во времени, и, во-вторых, за исключением некоторых частных случаев, когда он сводится к простому переходу, аналитическое описание границы устойчивости недостижимо, требуется численное решение.

Поскольку для обеспечения устойчивости сумма площадок ускорения и торможения по всем $(m-1)$ состояниям должна быть меньше нуля или на границе устойчивости равна нулю, условие устойчивости записывается в виде [4]:

$$\sum_{k=1}^m \frac{1}{2 T_{jgb}^{(k)}} \int_{\delta_{bgb}^{(k)}}^{\delta_{egb}^{(k)}} (P_{tgb}^{(k)} - P_{ggbm}^{(k)} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb} \leq 0.$$

Интегрируя, получаем:

$$\sum_{k=1}^m \frac{P_{tgb}^{(k)}}{2 T_{jgb}^{(k)}} \delta_{egb}^{(k)} + \sum_{k=1}^m \frac{P_{ggbm}^{(k)}}{2 T_{jgb}^{(k)}} \cos \delta_{egb}^{(k)} - \sum_{k=1}^m \frac{P_{tgb}^{(k)}}{2 T_{jgb}^{(k)}} \delta_{bgb}^{(k)} - \sum_{k=1}^m \frac{P_{ggbm}^{(k)}}{2 T_{jgb}^{(k)}} \cos \delta_{bgb}^{(k)} \leq 0. \quad (3.45)$$

Чтобы по этому неравенству проверить, устойчив ли переход, нужно вычислить для каждого из k состояний, кроме первого, три параметра эквивалентной схемы: мощность турбины $P_{tgb}^{(k)}$, амплитуду мощности генератора $P_{ggbm}^{(k)}$ и постоянную инерции ротора $T_{jgb}^{(k)}$. Кроме того, для этих состояний должны быть известны начальный $\delta_{bgb}^{(k)}$ и конечный $\delta_{egb}^{(k)}$ углы, причем нужно иметь в виду, что начальный угол следующего состояния $\delta_{bgb}^{(k)}$ отличается согласно (3.12а) от конечного угла предыдущего состояния $\delta_{egb}^{(k-1)}$ на приращение сдвига угла $\Delta \alpha_{gb}$. Отсюда уточнение: чтобы получить первый из нужных углов – начальный угол второго состояния

$$\delta_{bgb}^{(2)} = \delta_{gb}^I + \Delta \alpha_{gb} = \delta_{gb}^I + \alpha_{gb}^{(2)} - \alpha_{gb}^I, \quad (3.46a)$$

требуются и для исходного состояния значения δ_{gb}^I и α_{gb}^I , а для этого, как и для следующих состояний, нужны все три упомянутых параметра: P_{tgb}^I , P_{ggbm}^I , T_{jgb}^I .

Что же касается последнего состояния m , то его параметры и углы:

$$\begin{aligned} P_{tgb}^{(m)} &= P_{tgb}^{QC}; \quad P_{ggbm}^{(m)} = P_{ggbm}^{QC}; \quad T_{jgb}^{(m)} = T_{jgb}^{QC}; \\ \delta_{bgb}^{(m)} &= \delta_{bgb}^{QC} = \delta_{egb}^{(m-1)} + \alpha_{gb}^{QC} - \alpha_{gb}^{(m-1)}; \end{aligned} \quad (3.46b)$$

$$\delta_{egb}^{(m)} = \delta_{egb}^{QC} = \delta_{crgb}^{QC} = \pi - \delta_{gb}^{QC} = \pi - \arcsin \frac{P_{tgb}^{QC}}{P_{ggbm}^{QC}}.$$

Здесь выражение для конечного угла и есть условие устойчивости.

3.5.2. Равенство площадок в случае отключения элемента сети после КЗ

Простейшим случаем сложного перехода является возникновение КЗ на одном из элементов, который вследствие этого отключается. Пока КЗ не отключилось, максимум характеристики мощности составляет $P_{g\,gbm}^{FT}$.

При простом переходе предполагалось, что он может изменить отношение постоянных инерции k_j и мощность эквивалентной турбины P_{tgb} , при сложном же переходе двукратный учет таких изменений слишком осложнил бы выкладки, и поэтому будем предполагать, что $k_j = \text{const}$ и $P_{tgb} = \text{const}$. Первое из этих предположений часто соответствует сущности рассматриваемого АВ, но этого же нельзя сказать о втором. Оно означает, что в двухузловой схеме предполагается правильность выражений, вытекающих в данном случае из анализа ΔP_{tgb} в пункте 3.1.5:

$$\frac{P_{cl}^I - P_{cl}^{FT}}{P_{c2}^I - P_{c2}^{FT}} = \frac{P_{cl}^{FT} - P_{cl}^{QC}}{P_{c2}^{FT} - P_{c2}^{QC}} = k_j.$$

Эти выражения утверждают, что при переключениях в схеме собственные мощности двух генераторов изменяются пропорционально их постоянным инерциям, что возможно лишь в частных случаях. Строго говоря, допущение о $P_{tgb} = \text{const}$ характеризует выкладки данного раздела как правомерные для случаев, близких к работе генератора на шины бесконечной мощности.

И еще одно упрощающее предположение: в момент возникновения и затем отключения КЗ эквивалентный угол не претерпевает изменения, т.е. $\Delta \alpha_{gb} = 0$.

Считая в общем уравнении сложного перехода (3.45), что состояние $m=1$ есть I , состояние $m=2$ есть FT и состояние $m=3$ есть QC , а также используя подстановки (3.46b), получаем конкретизацию (3.45) для данного случая:

$$\begin{aligned} & P_{tgb} \delta_{egb}^{FT} + P_{tgb} \delta_{crgb}^{QC} + P_{g\,gbm}^{FT} \cos \delta_{egb}^{FT} + P_{g\,gbm}^{QC} \cos \delta_{crgb}^{QC} - \\ & - P_{tgb} \delta_{gb}^I - P_{tgb} \delta_{egb}^{FT} - P_{g\,gbm}^{FT} \cos \delta_{gb}^I - P_{g\,gbm}^{QC} \cos \delta_{egb}^{FT} \leq 0; \\ & (\delta_{crgb}^{QC} - \delta_{gb}^I) P_{tgb} \leq P_{g\,gbm}^{FT} \cos \delta_{gb}^I - \\ & - P_{g\,gbm}^{QC} \cos \delta_{crgb}^{QC} + (P_{g\,gbm}^{QC} - P_{g\,gbm}^{FT}) \cos \delta_{egb}^{FT}. \end{aligned} \quad (3.47a)$$

Чтобы перейти к мощностям в относительных единицах, использованных в 3.3.1, нужно все мощности поделить на $P_b = P_{g\,gbm}^I$:

$$(\pi - \delta_{gb}^I - \delta_{gb}^{QC}) T^I \leq G_{gb}^{FT} \cos \delta_{gb}^I + G_{gb}^{QC} \cos \delta_{gb}^{QC} + (G_{gb}^{QC} - G_{gb}^{FT}) \cos \delta_{egb}^{FT}. \quad (3.47b)$$

Это — известное выражение [4], из которого, в частности, можно найти максимально допустимое для устойчивости перехода значение

угла δ_{gb}^{FT} , при котором отключается КЗ. Если во время КЗ амплитуда мощности такова же, как после его отключения, т.е. $G_{gb}^{FT} = G_{gb}^{QC}$, то это выражение упрощается до условия устойчивости простого перехода (3.38b).

3.5.3. Движение ротора во времени

Чтобы найти аналитическую зависимость эквивалентного угла от времени, нужно для каждого из состояний, от второго до квазиустановившегося, проинтегрировать уравнение (3.11). Наличие нелинейного множителя $\sin \delta_{gb}$ не позволяет этого сделать без тех или иных упрощений. Таким упрощением служит линеаризация синусоидальной характеристики угол-мощность — замена ее линейной характеристикой на том интервале углов, который проходит ротор в данном состоянии [4, 2.4]. Этот интервал может оказаться слишком велик для такой замены, тогда с целью повышения точности его можно разбить на несколько интервалов, по возможности малых.

В качестве линейной характеристики удобно взять, как показано на рис. 3.11 применительно к состоянию FT схемы G - B , медиану ОС стороны AB в треугольнике AOB [2.12, 2.13].

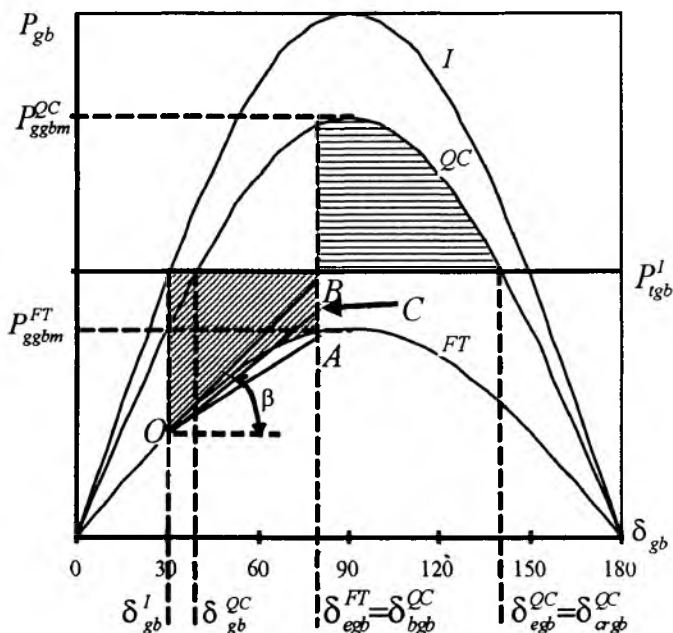


Рис. 3.11. Характеристики мощности схемы G - B во время перехода I - FT - QC , характеризующегося при переключениях равенством $\Delta P_{tgb} = \Delta \alpha_{gb} = 0$, с аппроксимацией характеристики с помощью секущей.

Заштрихованы площадки ускорения и торможения генератора

На рис. 3.11 линеаризация дана применительно к состоянию FT . Пока другие схемы и состояния не рассматриваются, в данном разделе с целью сокращения записей все величины пишутся без надлежащих индексов gb и FT .

Стороны треугольника AOB образованы касательной OB к синусоиде $P_{gm} \sin \delta$ в начальной точке данного состояния $\delta_b = \delta^I$ и прямой OA , соединяющей эту же точку с конечной точкой, в которой $\delta_e = \delta_b^{QC}$. Угловым коэффициентом медианы OC – секущей по отношению к характеристике угол-мощность, т.е. тангенс угла ее наклона к оси абсцисс:

$$\operatorname{tg} \beta = P_{gm} b, \quad (3.48a)$$

где содержательная составляющая углового коэффициента выделена как

$$b = \frac{1}{2} \left(\cos \delta_b + \frac{\sin \delta_e - \sin \delta_b}{\delta_e - \delta_b} \right). \quad (3.48b)$$

В результате замены синусоиды прямой OC дифференциальное уравнение (3.11) принимает вид [4]:

$$T_j \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_t - [P_{gm} \sin \delta_b + P_{gm} b (\delta - \delta_b)]; \quad (3.49a)$$

$$\frac{T_j P_b}{\omega_0 P_{gm} b} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + \delta = \delta_b + \frac{1}{b} \left(\frac{P_t}{P_{gm}} - \sin \delta_b \right). \quad (3.49b)$$

В более лаконичной, канонической форме это уравнение имеет вид линейного уравнения второго порядка с правой частью

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} + c \delta = a,$$

в котором обозначено:

$$c = rb; \quad (3.50a)$$

$$a = r \left(b \delta_b + \frac{P_t}{P_{gm}} - \sin \delta_b \right); \quad (3.50b)$$

$$r = \omega_0 P_{gm} / T_j P_b. \quad (3.50c)$$

Оно содержит в левой части однородное характеристическое уравнение, корни которого

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-c}.$$

Эти корни, абсолютное значение которых назовем просто p , дают общее решение характеристического уравнения и, в сумме с частным решением a/c исходного уравнения с правой частью, образуют общее его решение:

$$\delta = C_1 e^{pt} + C_2 e^{-pt} + a/c.$$

Производной этого выражения определяется скорость движения

$$\delta' = C_1 p e^{pt} - C_2 p e^{-pt}.$$

Начальные условия для определения коэффициентов C_1 и C_2 :

$$t=0, \quad \delta = \delta_b, \quad \delta' = \delta'_b.$$

Отсюда:

$$\delta = C_1 + C_2 + a/c = \delta_b, \quad \delta' = C_1 p - C_2 p = \delta'_b,$$

$$C_1 = \frac{\delta'_b}{2p} + \frac{1}{2} \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right), \quad C_2 = -\frac{\delta'_b}{2p} + \frac{1}{2} \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right).$$

Конкретное решение канонического уравнения с правой частью:

$$\delta = \frac{a}{c} + \frac{\delta'_b}{p} \frac{e^{pt} - e^{-pt}}{2} + \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \frac{e^{pt} + e^{-pt}}{2}. \quad (3.50d)$$

Дальнейшая конкретизация выражений с показательными функциями зависит от того, каков характер значения показателя степени при основании e , т.е. от знака подкоренной величины c . Если, как на рис. 3.11, $c > 0$, то $p = j\sqrt{c}$ и тогда

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{a}{c} + \frac{\delta'_b}{\sqrt{c}} \frac{e^{j\sqrt{c}t} - e^{-j\sqrt{c}t}}{2j} + \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \frac{e^{j\sqrt{c}t} + e^{-j\sqrt{c}t}}{2}; \\ \delta &= \frac{a}{c} + \frac{\delta'_b}{\sqrt{c}} \sin \sqrt{c}t + \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \cos \sqrt{c}t; \\ \delta' &= \delta'_b \cos \sqrt{c}t - \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \sqrt{c} \sin \sqrt{c}t. \end{aligned} \quad (3.51a)$$

При отсутствии начальной скорости средняя линия качаний этого процесса по получившейся косинусоиде находится на уровне угла

$$\delta_m = a/c, \quad (3.51b)$$

а ее период составляет

$$\Lambda = 1/\sqrt{c}, \quad \text{рад} = 2\pi/\sqrt{c}, \quad c. \quad (3.51c)$$

На пересечении продолжения аппроксимирующей секущей с линией мощности турбины находится та точка, в которой наступило бы установившееся состояние движения по секущей. На этом уровне и находится упомянутая средняя линия, и этот угол дает частное решение уравнения (3.49b).

В этих же условиях отсутствия начальной скорости легко найти время, за которое процесс проходит интервал углов от δ_b до δ_e :

$$t_{b-e} = \frac{1}{\sqrt{c}} \arccos \frac{c\delta_e - a}{c\delta_b - a} \quad (3.51d)$$

(в этой формуле $\arccos$ вычисляется в радианах!).

Если процесс увеличения угла идет по ниспадающей части синусоиды мощности, то $c < 0$, $p = \sqrt{c}$ и следовательно,

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{a}{c} + \frac{\delta'_b}{\sqrt{c}} \frac{e^{\sqrt{c}t} - e^{-\sqrt{c}t}}{2} - \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \frac{e^{\sqrt{c}t} + e^{-\sqrt{c}t}}{2}; \\ \delta &= \frac{a}{c} + \frac{\delta'_b}{\sqrt{c}} \operatorname{sh} \sqrt{c}t - \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \operatorname{ch} \sqrt{c}t. \end{aligned} \quad (3.52)$$

Если же интервал, на котором рассматривается движение, приходит-ся как раз на вершину синусоиды, то $b=0$ и каноническое уравнение превращается в уравнение движения с постоянным ускорением, которое согласно (3.50b) в данном случае:

$$a_0 = r \left(\frac{P_t}{P_{gm}} - \sin \delta_b \right). \quad (3.53a)$$

В этом равноускоренном движении зависимость угла от времени выражается формулой:

$$\delta = \delta_b + \delta'_b t + a_0 t^2 / 2. \quad (3.53b)$$

Наряду с указанным, эта формула применима, если значение rt столь мало, что, как упоминалось, можно пренебречь изменением мощности $P_{gm} \sin \delta$ при изменении угла [2].

Пример. Пусть подобно рис. 3.11 имеется

$$P_{gm}^I = 1,0; P_{gm}^{FT} = 0,4; P_t = 0,5; T_j = 10 \text{ s.}$$

Тогда, взяв $P_b = P_{gm}^I = 1,0$, получаем

$$r = 100\pi 0,4 / 10 \times 1,0 = 12,6.$$

На участке углов $\delta_b = 40^\circ$, $\delta_e = 80^\circ$

$$b = \frac{1}{2} \left(\cos 40^\circ + \frac{\sin 80^\circ - \sin 40^\circ}{(80^\circ - 40^\circ)\pi / 180^\circ} \right) = 0,628;$$

$$a = 12,6 \left(0,628 \times 40^\circ \times \pi / 180^\circ + \frac{0,5}{0,4} - \sin 40^\circ \right) = 13,2;$$

$$c = 0,628 \times 12,6 = 7,89; p = \sqrt{-7,89} = j2,81;$$

$$\delta = \frac{13,2}{7,89} \frac{180^\circ}{\pi} + \left(40^\circ - \frac{13,2}{7,89} \frac{180^\circ}{\pi} \right) \cos(2,81t) = 95,9^\circ - 55,9^\circ \cos 2,81t;$$

$$\delta_m = \frac{13,2}{7,89} \frac{180^\circ}{\pi} = 95,9^\circ; \Lambda = 2\pi / \sqrt{7,89} = 2,24 \text{ с.}$$

На участке углов $\delta_b = 80^\circ$, $\delta_e = 120^\circ$

$$b = \frac{1}{2} \left(\cos 80^\circ + \frac{\sin 120^\circ - \sin 80^\circ}{(120^\circ - 80^\circ)\pi / 180^\circ} \right) = 0,002 \approx 0;$$

$$\delta = 80^\circ + 12,6 \left(\frac{0,5}{0,4} - \sin 80^\circ \right) \frac{t^2}{2} \frac{180^\circ}{\pi} = 80^\circ + 191,4t^2.$$

На участке углов $\delta_b = 120^\circ$, $\delta_e = 150^\circ$

$$b = \frac{1}{2} \left(\cos 120^\circ + \frac{\sin 150^\circ - \sin 120^\circ}{(150^\circ - 120^\circ)\pi / 180^\circ} \right) = -0,6;$$

$$a = 12,6 \left(-0,6 \times 80^\circ \times \pi / 180^\circ + \frac{0,5}{0,4} - \sin 120^\circ \right) = -5,7;$$

$$c = -0,6 \times 12,6 = -7,56; p_1 = \sqrt{7,56} = 2,75;$$

$$\delta = \frac{-5,7}{-7,56} \frac{180^\circ}{\pi} + \left(120^\circ - \frac{-5,7}{-7,56} \frac{180^\circ}{\pi} \right) \text{ch} \sqrt{7,56}t = 43,2^\circ + 76,8^\circ \text{ch} 2,47t.$$

Соответствующие три графика показаны на рис 3.12 при нулевой начальной скорости.

Скорость изменения угла к концу данного состояния k определяется дифференцированием (3.50d):

$$\delta'_e = \delta'_b \frac{e^{pt} + e^{-pt}}{2} + p \left(\delta_b - \frac{a}{c} \right) \frac{e^{pt} - e^{-pt}}{2}. \quad (3.54)$$

Начальная скорость интервала k равна конечной предшествующего интервала $(k-1)$.

3.5.4. Возможные применения полученных выражений

Формулы предыдущего пункта пригодны для расчета любого переходного процесса, простого или сложного, и тем не менее стоит сделать некоторые уточнения относительно расчетов, направленных на выявление устойчивости или неустойчивости.

Если требуется проверить устойчивость последовательности следующих друг за другом m состояний, для каждого из которых вычислены параметры P_{tgb} , P_{ggbm} , T_j , а также известна его продолжительность (это, конечно, не касается первого и последнего состояния), нужно по формулам (3.50)–(3.54) определить значения угла и скорости его изменения к концу каждого из состояний вплоть до предпоследнего. После этого имеется две возможности.

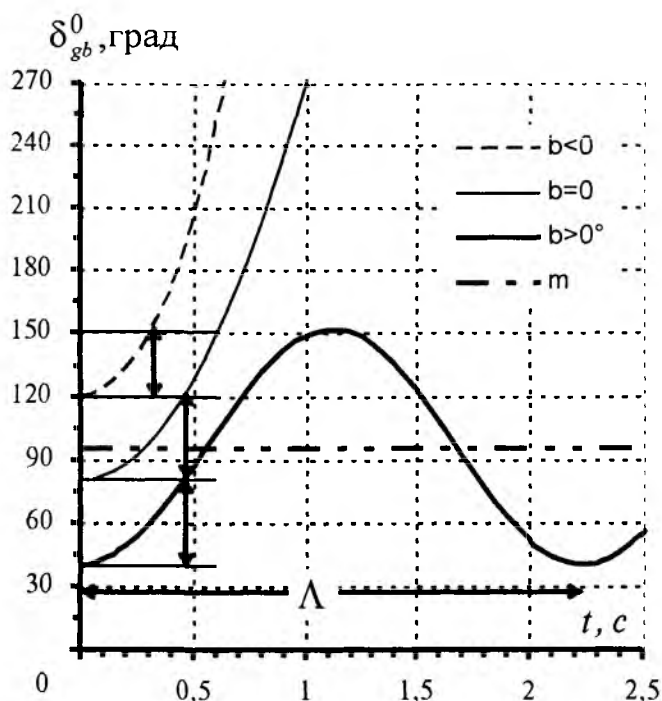


Рис. 3.12. Изменение эквивалентного угла в функции времени на трех разных участках синусоиды угол-мощность, которые аппроксимированы секущими их линиями с угловым коэффициентом, пропорциональным b . Участки аппроксимации показаны вертикальными стрелками; линия m — ось колебаний для участка с $b > 0$.

Как указано в пункте 3.5.1, устойчивость проверяется путем подстановки результатов расчетов по формулам (3.50)–(3.54) в уравнения (3.45)–(3.46), требующие превышения площадок торможения над площадками ускорения. Если левая часть (3.45) оказывается меньше нуля, то процесс устойчив, если больше, то неустойчив. Аналогична проверка по (3.47) в более простом случае сложного перехода.

Проверку устойчивости можно выполнить и несколько иначе — с помощью данных о граничной фазовой траектории движения ротора (раздел 3.3) в послеаварийном состоянии QC . Для этого по уже вычисленным согласно (3.46b) параметрам последнего состояния m и значению текущего угла в его начале нужно вычислить допустимое при этом текущем угле скольжение и сравнить с ним текущее скольжение, вычисленное, как и текущий угол, для начала рассматриваемого состояния.

Другая задача может заключаться в поиске граничной по условию устойчивости продолжительности предпоследнего $(m-1)$ состояния. Для ее решения следует аналогично изложенному последовательно определить значения углов в предыдущих состояниях, затем по (3.45)–(3.46) вычислить допустимый угол к концу состояния $(m-1)$ и,

наконец, по одной из формул (3.51)–(3.54) найти время, за которое будет достигнут этот угол. Такого рода задача – расчет допустимой длительности КЗ.

Имеется возможность добиться большей точности расчетов движения ротора по полученным формулам. При их выводе синусоида угол-мощность спрямлялась в границах каждого отдельного состояния схемы, что снижает точность расчета, особенно когда процесс проходит область максимальной кривизны синусоиды, т.е. ее максимум. Чтобы повысить точность аппроксимации, можно часть состояний разбить на два-три интервала. Таким путем, вообще говоря, можно получить результат с любой желательной точностью. С другой стороны, увеличение числа интервалов позволяет допустить меньшую точность аппроксимации – вплоть до того, что принять в качестве наклона секущей линии горизонтальную линию с наклоном $b=0$. Это позволяет не рассчитывать перед этим конечный угол состояния, значение которого нужно для расчета ее наклона, если $b \neq 0$.

В сущности, таким образом ведется компьютерный расчет переходного процесса малыми последовательными интервалами.

Наконец, не стоит забывать, что могут пригодиться заранее вычисленные семейства зависимостей угла от времени при различных значениях параметрах переходного состояния. Они опубликованы, например, в [4, 2.11].

3.5.5. Период собственных колебаний в схеме *G-B* и взаимных – в двухузловой схеме

Спрявление восходящей характеристики мощности дает, как показывает (3.51a), гармоническое изменение угла во времени. Период колебаний угла дан формулой (3.51c) и с учетом (3.50) составляет в произвольном состоянии k

$$\Lambda = 2\pi \sqrt{\frac{T_j^{(k)} P_b^{(k)}}{\omega_0 P_{gm}^{(k)} b^{(k)}}}, \text{ с} \quad (3.55)$$

(на рис. 3.11 эта величина показана применительно к условиям примера с $b > 0$ и нулевой начальной скоростью).

При малых колебаниях возле положения равновесия, для которых, строго говоря, и справедливо это выражение, синусоида мощности должна быть заменена касательной в точке равновесия. Для касательной

$$b^{(k)} = \cos \delta^{(k)} = \sqrt{1 - \frac{P_t^k}{P_{gm}^{(k)}}}.$$

Следовательно, период собственных малых колебаний в состоянии k эквивалентной схемы

$$\Lambda = 2\pi \sqrt{\frac{T_j^{(k)} P_b^{(k)}}{\omega_0 \sqrt{P_{gm}^{(k)} - P_t^{(k)}}}}, \text{ с.} \quad (3.56)$$

Таков же он и в соответствующей двухузловой схеме.

3.5.6. Частные случаи сложного перехода

Наиболее лаконичный из сложных переходов — переход I - FT - QC , который состоит всего из трех состояний: исходного, КЗ и послеаварийного, — имеет несколько важных частных случаев.

1. При КЗ возможен случай, когда амплитуда синусоиды мощности $P_{g\,gbm}^{FT} = 0$, что соответствует трехфазному КЗ или состоянию, пока в эквивалентной схеме связь полностью отключена. Тогда условие (3.47а) упрощается:

$$P_{tgb}(\delta_{crgb}^{QC} - \delta_{gb}^I) \leq P_{g\,gbm}^{QC}(\cos \delta_{egb}^{FT} - \cos \delta_{crgb}^{QC}), \quad (3.57a)$$

$b=0$, постоянное ускорение во время КЗ получается из (3.49.а) в виде

$$a_0 = \frac{\omega_0 P_t \partial \vartheta}{T_j P_b}, \quad (3.57b)$$

и зависимость угла от времени выражается формулой, подобной (3.53.б):

$$\delta = \delta_{gb}^I + a_0 t^2 / 2. \quad (3.57c)$$

2. Если $P_{g\,gbm}^{FT} = P_{g\,gbm}^{QC}$, то случай такого КЗ с последующим отключением элемента сети является, по существу, простым переходом от состояния I к состоянию QC . Понятия о предельном угле отключения и о предельной длительности КЗ в этом случае теряют смысл, а зависимость T^{QC} от T^I определяется условием простого перехода (3.39).

3. Если $P_{g\,gbm}^{FT} = P_{g\,gbm}^I$, то такой практически маловероятный случай, как и предыдущий, является простым переходом, который начинается в отличие от предыдущего не в момент начала КЗ, а в момент его отключения.

4. Вообще говоря, возможно такое КЗ, при котором $P_{g\,gbm}^{QC} < P_{g\,gbm}^{FT} < P_{g\,gbm}^I$. Этот случай формально промежуточный по отношению к предыдущим двум. По динамической устойчивости он легче их обоих, так как переход с доаварийной характеристики $P_{g\,gbm}^I$ на послеаварийную $P_{g\,gbm}^{QC}$ осуществляется не сразу, а ступенчато, сглаженно.

Этот случай тем легче, чем больше продолжительность такого КЗ. В этом его парадоксальность, причем закономерная.

5. Если продолжительность КЗ равна нулю, то такой случай, как второй и третий, является простым переходом. К нему близки случаи, когда продолжительность КЗ в 20 или даже в 100 раз меньше периода собственных колебаний схемы Λ — формула (3.51с) или (3.56).

6. Равенство $P_{g\,gbm}^{QC} = P_{g\,gbm}^I$ означает, что отключение КЗ не приводит к уменьшению пропускной способности схемы. Пример такого КЗ — успешно отключенное КЗ на шине в распределительном устройстве с более чем одним выключателем на присоединение при условии, что ни одно из них не было до возникновения КЗ включено только к этой шине. Этот случай характеризует опасность самого КЗ, вне зависимости от ослабления схемы.

Применение автоматического повторного включения (АПВ) элемента сети, отключенного в результате КЗ, добавляет к рассмотренному сложному переходу еще одно переключение при успешном и два при неуспешном включении — включении на неустранившееся КЗ. Анализ такого перехода, если не прибегать к общему методу, возможен только ценой дальнейших упрощений. Наиболее распространенные из них заключаются в следующем.

При анализе быстродействующего АПВ (БАПВ) на одиночной линии или предполагают, что влиянием КЗ можно совсем пренебречь [2], или, наоборот, паузу БАПВ включают в длительность КЗ [2.13]. Первый подход более справедлив при легком КЗ (например, однофазном в середине линии), второй — при тяжелом (например, замыкание двух фаз на землю в начале линии). Но оба предположения ведут к одному и тому же приему — переход от КЗ к «бестоковой» паузе из рассмотрения исключается — и к одинаковым формулам.

Так как можно считать, что после успешного АПВ $P_{g\,gbm}^{QC} = P_{g\,gbm}^I$ и $\delta_{gb}^{QC} = \delta_{gb}^I$, из (3.57а) получается предельный угол повторного включения:

$$\delta_{pr} = \delta_{egb}^{FT} = \arccos \left[\frac{P_{igb}}{P_{g\,gbm}^I} (\pi - 2\delta_{gb}^I) - \cos \delta_{gb}^{QC} \right]. \quad (3.58a)$$

Из (3.57с) и (3.50b) предельное время от начала процесса до момента повторного включения

$$t_{pr} = \sqrt{\frac{2T_j P_b}{\omega_0 P_{gmgb}^I}} (\delta_{pr} - \delta_{gb}^I). \quad (3.58b)$$

В зависимости от принятого подхода, значение t_{pr} должно быть равно или только паузе БАПВ, или сумме этой паузы с продолжительностью КЗ.

Пример. Пусть $P_{igb} = 1000$ МВт, $P_{g\,gbm}^I = 1500$ МВт, $T_j = 10$ с при $P_b = 3000$ МВт. Тогда

$$\delta_{gb}^I = \delta_{gb}^{QC} = \arcsin \frac{1000}{1500} 42^\circ; \quad \delta_{ar} = \arccos \left[\frac{1000}{1500} \left(\pi - 2 \times 42^\circ \frac{\pi}{180} \right) - \cos 42^\circ \right] = 68^\circ;$$

$$t_{pr} = \sqrt{\frac{2 \times 10 \times 3000}{100\pi 1500} (68^\circ - 42^\circ) \frac{\pi}{180}} = 0,24 \text{ с.}$$

Известен также способ расчета предельной длительности паузы БАПВ, при котором передаваемая мощность во время КЗ, как упомянуто в пункте 3.5.4, принимается постоянной и $b=0$ [2].

Короткое замыкание на одной фазе и последующее однофазное АПВ (ОАПВ), как и БАПВ, можно свести к двум переключениям, если предположить, что характеристика мощности во время паузы ОАПВ такая же, как при предшествующем однофазном КЗ [2.13]. Тогда угол к моменту успешного повторного включения в соответствии с (3.47а) не должен превышать

$$\delta_{pr} = \delta_{egb}^{FT} = \arccos \frac{P_{gb}(\pi - 2\delta_{gb}^I) - (P_{ggbm}^I + P_{ggbm}^{FT}) \cos \delta_{gb}^I}{P_{ggbm}^I - P_{ggbm}^{FT}}. \quad (3.59)$$

Допустимая суммарная длительность однофазного КЗ и паузы ОАПВ определяется из (3.51d).

Пример. Взяв тот же пример, как с БАПВ, и приняв, что во время КЗ и паузы ОАПВ сохраняется амплитуда мощности $P_{ggbm}^{FT} = 900$ Вт, получаем

$$\delta_{ar} = \arccos \frac{1000 \left(\pi - 2 \times 42^\circ \frac{\pi}{180} \right) - (1500 + 900) \cos 42^\circ}{1500 - 900} = 100^\circ.$$

Несмотря на то, что конечный угол этого состояния превышает 90° , ориентировочный характер нужного результата позволяет применить для аппроксимации синусоиды одну секущую прямую на всем интервале этого состояния. Тогда в данном примере:

$$b = \frac{1}{2} \left(\cos 42^\circ + \frac{\sin 100^\circ - \sin 42^\circ}{(100^\circ - 42^\circ) \pi / 180^\circ} \right) = 0,53; \quad r = 100\pi 900 / (10 \times 3000) = 9,4;$$

$$a = 9,4 \left(0,53 \times 42^\circ \pi / 180^\circ + \frac{1000}{900} - \sin 42^\circ \right) = 7,8; \quad c = 0,53 \times 7,8 = 4,1;$$

$$t_{pr} = \frac{1}{\sqrt{4,1}} \arccos \frac{4,1 \times 100^\circ \pi / 180^\circ - 7,8}{4,1 \times 42^\circ \pi / 180^\circ - 7,8} = 0,71 \text{ с.}$$

На основе приведенных формул можно, например, вычислить значение разгрузки связи, необходимой для устойчивости при БАПВ [2], сопоставить эффективность БАПВ и ОАПВ на одиночной линии [2.13] и т.п.

3.5.7. Диаграмма предельных соотношений в случае отключения элемента сети после КЗ

Рассматривается сложный переход I - FT - QC , в течение которого мощность эквивалентной турбины не изменяется, что, строго говоря, относит следующее изложение к случаям, близким к каноническому случаю, — работе генератора на шины бесконечной мощности. Для этого перехода рассчитана диаграмма, показывающая предельные соотношения между тремя основными величинами, характеризующими состояния схемы T^I , G_{gb}^{FT} и G_{gb}^{QC} , при одной произвольно выбранной продолжительности КЗ. Эта диаграмма показана на рис. 3.13.

В [5] приведены диаграммы, рассчитанные еще при двух продолжительностях КЗ, в два с половиной раза меньше, чем на рис. 3.13, и вдвое больше. В первом случае лепесток линий становится приблизительно во столько же раз уже, что отражает уменьшение зависимости устойчивости от амплитуды мощности во время КЗ. Во втором случае он резко расширяется, затем линии в нем идут вертикально — соответственно тому, что такое утяжеление КЗ не может быть скомпенсировано увеличением послеаварийной пропускной способности.

Использован следующий порядок построения диаграммы.

Как упомянуто в пункте 3.5.2, уравнение (3.47b) можно разрешить относительно максимально допустимого для устойчивости перехода значения угла δ_{egb}^{FT} , при котором отключается КЗ. Оно зависит от трех

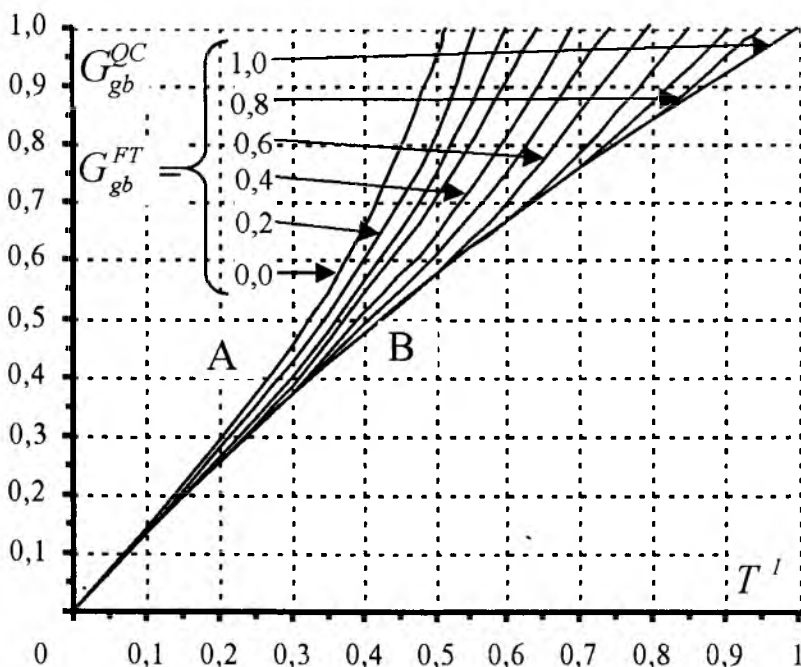


Рис. 3.13. Границы устойчивости перехода I - FT - QC при разных значениях T^I , G_{gb}^{FT} , и G_{gb}^{QC} и относительном времени $\tau^{FT} = t^{FT} / \sqrt{T_j} = 0,1 \text{ с}^{1/2}$

основных величин, характеризующих состояние схемы, — T^I , G_{gb}^{FT} и G_{gb}^{QC} , а также от двух углов δ_{gb}^I и δ_{gb}^{QC} , являющихся простыми функциями этих же величин.

Получив значение δ_{gb}^{FT} , можно рассчитать предельное время КЗ t^{FT} , дающее это значение.

При рассматриваемом КЗ по (3.48b) $b > 0$ и корни характеристического уравнения из пункта 3.5.3 — мнимые числа. Поэтому время t^{FT} рассчитывается по (3.51a), где для данного процесса начальная скорость равна нулю, т.е. $\delta'_b = 0$, а промежуточные параметры c , a и r вычисляются по выражениям (3.50) (пример расчета дан в пункте 3.5.3).

Согласно указанным формулам время t^{FT} зависит в конечном итоге от четырех величин: T^I , G_{gb}^{FT} , δ_{gb}^{FT} и постоянной инерции T_j . Если обратить внимание на то, что последняя входит в формулы только вместе со временем t^{FT} и составляет вместе с ним множитель

$$\tau^{FT} = t^{FT} / \sqrt{T_j}, \quad (3.60)$$

можно избавиться от графического представления T_j , перейдя в диаграмме от отдельного представления T_j и t^{FT} к представлению относительного времени τ^{FT} .

Представленное на рис. 3.13 семейство зависимостей G_{gb}^{QC} от T^I соответствует определенному значению времени τ^{FT} . Отдельные кривые в семействе построены при разных значениях G_{gb}^{FT} .

Линия А на рис. 3.13 показывает зависимость G_{gb}^{QC} от T^I при КЗ с полным сбросом мощности эквивалентного генератора, а линия В, наоборот, — при таком КЗ, сброс мощности которого приводит на характеристику мощности состояния QC . Этот случай равносителен простому переходу $I-QC$, и линия В повторяет линию с параметром 0,0 на рис. 3.8.

Если конечное состояние QC не отличается от начального, т.е. $G_{gb}^{QC} = 1$, то соответствующие верхние точки линий на рис. 3.13 характеризуют опасность самого, взятого отдельно, КЗ.

Глава 4.

Установившееся послеаварийное состояние и переход к нему с изменением частоты. Устойчивость по частоте

4.1. Турбина и нагрузка при изменении частоты

4.1.1. Введение

Особенно опасный для ЭЭС небаланс между вырабатываемой и потребляемой в ней мощностями может образоваться как в результате возникновения AB в виде аварийного небаланса мощности, так и в результате ввода UB , направленного на создание местного небаланса. Можно ожидать образования небаланса, обычно — не столь опасного, и вне связи с такого рода воздействиями, а просто в результате резкого перераспределения потоков мощности по сети.

Например, из-за отключения нагруженной мощностью линии электропередачи увеличивается мощность, передаваемая по связям, шунтирующим эту линию, что вызывает увеличение потерь активной и реактивной мощности в сопротивлениях связей. Последнее ведет к понижению напряжения на шинах, принадлежащих к этим связям, и как следствие — к некоторому уменьшению мощности, потребляемой от этих шин нагрузками. Знак небаланса мощности, получающегося в результате этих изменений, зависит от того, что окажется больше — увеличение потерь в сети или уменьшение ее нагрузки. В первом случае небаланс отрицателен и частота в ЭЭС понижается, во втором — небаланс положителен, частота повышается.

Неограниченного изменения частоты не происходит, так как нагрузка обладает регулирующим эффектом по частоте, изменяющим ее мощность приблизительно пропорционально изменению частоты, а турбины под действием регуляторов скорости изменяют свою мощность навстречу изменению частоты, и оба эти изменения вместе компенсируют небаланс мощности.

Если рассматриваются установившиеся состояния, то предполагается, что частота в сети неизменна, а следовательно, мощность турбины не может отличаться от мощности ее генератора. Это отличие может наблюдаться лишь в квазиустановившемся состоянии (пункт 3.2.1).

В процессе изменения частоты тепловые и гидравлические турбины ведут себя по-разному: с одной стороны, они не одинаково противодействуют этому изменению, с другой стороны, оно опасно только для тепловых турбин. Борьба с этими опасностями является целью соответствующих подсистем противоаварийной автоматики, а вмешательство турбин в переходный процесс — явление, учет которого необходим при создании и настройке ПА. При этом вовсе не всегда можно отвлечься от того, что за тепловой турбиной стоит котел со своими ограниченными

возможностями изменять мощность и со своими опасностями, которые тоже требуется учитывать.

В данной главе упомянутые явления раскрываются с той степенью подробности, которая позволяет описать их достаточно простыми для применения в ПА моделями.

4.1.2. Тепловой блок и паровой котел

Имея в виду, что разнообразным конструкциям блоков котел—турбина и их системам регулирования посвящено много вполне доступных описаний, на рис. 4.1 показана довольно обобщенная схема теплового блока, в максимальной степени упрощенная применительно к интересам, имеющим непосредственное отношение к вопросу противоаварийной автоматики.

Мощность турбины, являющаяся в рассматриваемом аспекте и важнейшей характеристикой процессов в энергосистеме, и целью управляющих воздействий ПА, представляет собой сумму мощностей цилинд-

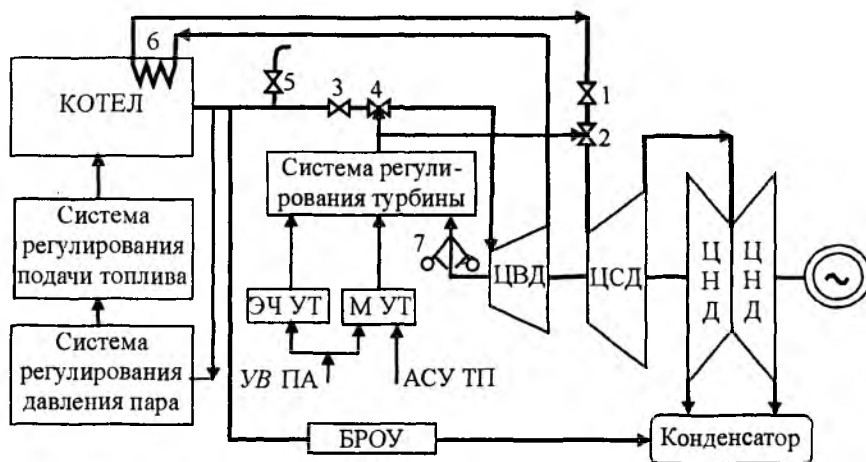


Рис. 4.1. Структура блока котел-турбина

ров высокого, среднего и низкого давления турбины (ЦВД, ЦСД и ЦНД).

Пар из котла через автоматические затворы 3 и регулирующие клапаны 4 поступает в ЦВД. Мощность ЦВД в установившемся режиме составляет приблизительно 30% мощности всей турбины и зависит от открытия регулирующих клапанов ЦВД, давления свежего пара и давления пара за ЦВД (перечисляются только те параметры, изменение которых существенно сказывается в рассматриваемых далее процессах). В блоках большой мощности пар после ЦВД попадает в промежуточный перегреватель пара 6 и только после этого через автоматические затворы 1 и регулирующие клапаны 2 — в ЦСД и далее в ЦНД.

Мощность ЦСД и ЦНД зависит от давления пара за промежуточным перегревателем и от открытия регулирующих клапанов ЦСД. Регулирование клапанов ЦСД осуществляется обычно таким образом, что уже при небольшой мощности турбины (10–15% номинальной) клапаны ЦСД полностью открываются и дальнейший подъем мощности турбины осуществляется за счет открытия только клапанов ЦВД.

Регулирующие клапаны турбины управляются системой регулирования, содержащей несколько каскадов усиления входных сигналов. Входными сигналами в систему регулирования турбины являются:

- воздействие от регулятора скорости 7, который выполняется механическим, как показано на рис. 4.1, или электронным; при работе генератора в энергосистеме через регулятор скорости осуществляется первичное регулирование частоты; после отключения от сети нагруженного генератора этот же регулятор дает воздействие на быстрое закрытие регулирующих клапанов;

- воздействие от механизма изменения скорости вращения турбины (обычно это электромотор управления турбиной – МУТ); в нормальных условиях вращением МУТ осуществляются медленное оперативное управление мощностью турбины и вторичное автоматическое регулирование ее мощности, т.е. воздействия от автоматизированной системы технологического управления блока (АСУ ТП);

- воздействие от электрической части управления турбиной ЭЧ УТ, через которую, в частности, в аварийных условиях подает свои управляющие воздействия ПА.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления перед турбиной в том случае, когда турбина резко снижает свою мощность и котел не успевает вслед за ней отрегулировать давление, служат два защитных аппарата: быстродействующая редуциционно-охладительная установка (БРОУ), через которую часть пара помимо турбины поступает в конденсатор, и предохранительные клапаны 5, через которые пар выпускается в атмосферу. Предохранительные клапаны являются последней ступенью защиты от повышения давления.

Для общей характеристики процессов, связанных с изменением давления пара перед турбиной, можно воспользоваться простой моделью котла, показанной на рис. 4.2.

Апериодические звенья 1 и 2 с постоянными времени от T_1 до T_n представляют инерцию подачи и сжигания топлива, аккумуляции тепла в топочных газах, передачи тепла через кипяtilьные трубы, генерации пара и т.п. На выходе цепи этих звеньев имеем величину D_k – количество пара, генерируемого котлом. Число звеньев зависит от степени полноты модели. Если в самом ориентировочном представлении заменить этот тракт одним инерционным звеном, то постоянная времени такого звена может составлять примерно от 30 с у прямоточного котла.

Интегрирующее звено 3 представляет суммарную емкость котла (в более полной модели котла учитывается несколько емкостей). Значение постоянной времени T_k составляет у прямоточных котлов примерно

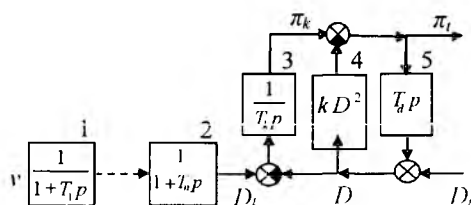


Рис. 4.2. Структура передаточных функций простой модели котла

100 с. С такой постоянной времени изменяется давление в котле π_k , пока не станет равной нулю разность между количеством генерируемого в котле пара D_k и расходом пара D на выходе из котла.

Звено 4 представляет падение давления в трубопроводе свежего пара, связывающем котел с турбиной (при более подробном представлении такими же звеньями учитывается падение давления в трубах парового тракта внутри прямоточного котла). Параметры этого звена такие, что при номинальном расходе пара D разность между давлением в котле π_k и давлением перед турбиной π_t составляет примерно 5–10%. Зависимость падения давления в трубопроводе от расхода пара приближенно полагают квадратичной.

Изменение π_t по отношению к изменению π_k происходит инерционно, поскольку пар аккумулируется в объеме трубопровода свежего пара. Аналогично изменение D отстает от изменения расхода пара турбиной D_t . Емкость указанного трубопровода представлена дифференцирующим звеном 5 с постоянной времени T_d , составляющей несколько секунд.

Регуляторы котла воздействуют на изменение параметра v , под которым понимается расход топлива, воды и воздуха.

Перемещение клапанов турбины ведет к изменению поступления пара в нее. Однако этому препятствует встречное изменение давления пара перед турбиной, возникающее по двум причинам. Первая — быстрое изменение потери давления в трубопроводе. Вторая — пока не изменилось количество пара D_k , генерируемого котлом, через интегрирующее звено 3 изменяется давление π_k и за ним давление π_t . Если регулятор давления, изменяющий мощность котла при изменении давления свежего пара отсутствует, то выработка пара D_k котлом остается неизменной и в этом случае давление π_t будет изменяться, пока расход пара турбиной не вернется к исходному значению. При наличии регулятора давления имеется только временное его изменение. В установившемся режиме регулятор возвращает его к исходному значению, и поступление пара в турбину устанавливается соответственно новому открытию клапанов.

Диапазон возможного изменения производительности котла часто весьма невелик и вдобавок реализуется медленно, особенно если для этого требуются ручные операции по изменению состава обслуживаю-

шего котел оборудования. Однако более совершенные котельные установки могут изменять мощность в пределах 50% и часть этого диапазона использовать довольно быстро — за несколько минут.

4.1.3. Паровая турбина

На рис. 4.3 приведена структурная схема турбины и ее системы регулирования, отражающая свойства турбины как элемента, разнообразно участвующего в аварийном процессе. Некоторые ее звенья уже описаны в части I.

За основу структуры взята турбина 300 МВт Ленинградского металлического завода (ЛМЗ), свойства которой и ее математическая модель хорошо известны.

Звенья 1 и 3 представляют регулятор скорости и МУТ. Звенья 2' и 2'' представляют безынерционный электрический вход в систему регулирования: звено 2' — пропорциональный электрогидравлический преобразователь (ЭГП), звено 2'' — релейный ЭГП. Турбина может иметь только один из типов ЭГП или оба вместе. Пропорциональный ЭГП создает более широкие возможности для управления, но у релейного ЭГП проще получить необходимую быстроту действия и надежность. Совместное использование двух типов ЭГП позволяет снизить требования к максимальному значению сигнала, пропускаемого пропорциональным ЭГП.

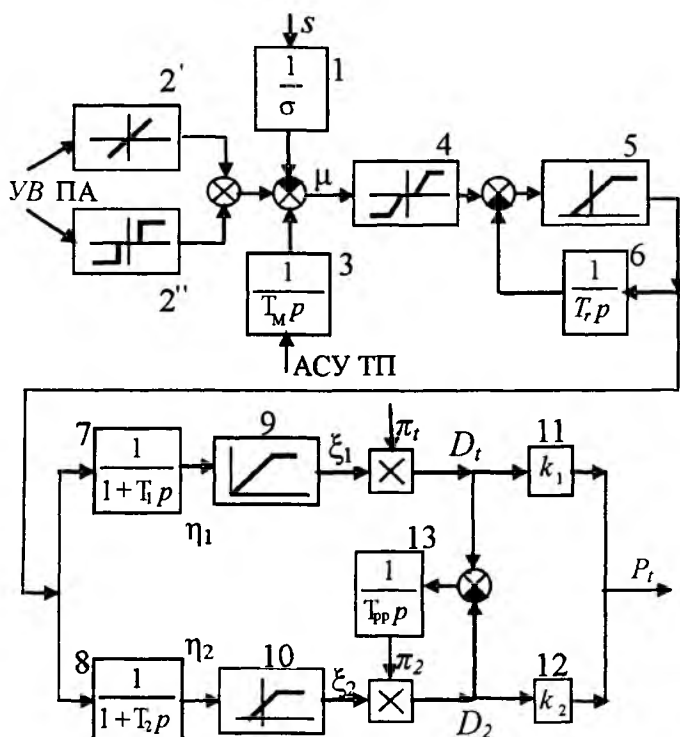


Рис. 4.3. Структура передаточных функций простой модели турбины

Звено 4 обобщенно представляет нечувствительность и ограничения, имеющиеся у всех звеньев системы регулирования.

Интегрирующее звено 6, охваченное жесткой отрицательной обратной связью, обобщенно представляет инерционные усилители системы регулирования турбины. Постоянная времени интегрирования T_i составляет 0,2–0,5 с. Звено 5 показывает наличие ограничения скорости перемещения клапанов турбины в сторону открытия. Характеристика этого звена, существенно различная у турбин разных типов, оказывает решающее влияние на поведение турбины при электромеханических качаниях роторов генераторов.

Инерционные звенья 7 и 8 представляют сервомоторы системы регулирования, управляющие регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД, а звенья 9 и 10 – порядок их открытия: при нулевой мощности, вырабатываемой блоком, клапаны ЦВД полностью закрыты ($\xi_1 = 0$), а клапаны ЦСД – частично открыты ($\xi_2 > 0$).

Постоянные времени T_1 и T_2 могут составлять несколько десятых секунды.

Расход пара через ЦВД (D_1) и ЦСД (D_2) пропорционален произведению открытия их клапанов ξ_1 и ξ_2 на давление пара перед этими клапанами π_1 и π_2 .

Коэффициент k_1 (звено 11) равен доле мощности ЦВД в общей мощности турбины. Его значение в установившемся режиме уже указано. При рассмотрении переходных процессов коэффициент k_1 обычно принимается несколько увеличенным (до 0,4) в силу запаздывания изменения давления в промежуточном перегревателе. Более точно это обстоятельство можно было бы учесть путем некоторого усложнения модели. В звене 12 коэффициент $k_2 = 1 - k_1$.

Мощность турбины P_t (точнее – ее вращающий момент) пропорциональна сумме расходов пара через ЦВД и ЦСД турбины (с учетом k_1 и k_2).

Звено 13 представляет емкость промежуточного перегревателя пара. Оно показывает, что давление пара π_2 перед ЦСД пропорционально интегралу разности расходов пара через ЦВД и ЦСД. В установившемся состоянии, когда значения этих расходов равны между собой, давление π_2 не изменяется. Оно пропорционально мощности турбины. При изменении величины D_1 и неизменном открытии ξ_2 расход через ЦСД изменяется с постоянной времени, определяемой емкостью труб промежуточного перегревателя пара. Значение постоянной времени T_{pp} колеблется в пределах от 5 до 15 сек в зависимости от типа турбины и котла.

Особенностью рассмотренной модели является то, что отсчет величин всех переменных производится от их значения, соответствующего холостому ходу блока. Величины измеряются в относительных единицах; одна единица соответствует номинальной мощности турбины или управляющему сигналу, вызывающему изменение мощности на ее номинальное значение.

Модель, хотя и значительно упрощена по сравнению с более полной применяющейся моделью, но все-таки является нелинейной и слишком

сложна для осуществления с ее помощью аналитических расчетов. Здесь она приведена только для пояснения некоторых особенностей, важных для противоаварийной техники. Для проведения ориентировочных аналитических расчетов Я.Н. Лугинский предложил еще более простую модель [2,14].

На рис. 4.4 показано, как изменяется мощность турбины в зависимости от того, как регулируется работа котла: действует или нет его регулятор давления. В первом случае мощность поднимается в соответствии с заданием — в два приема с небольшим провалом между ними, обусловленным временным понижением давления перед турбиной. Во втором случае система регулирования котла не препятствует этому понижению давления, и оно понижается, пока мощность турбины не вернется к исходному значению. Вид представленных на рисунке характеристик определяется соотношением между постоянными времени передаточных функций, показанных на рис. 4.2 и 4.3.

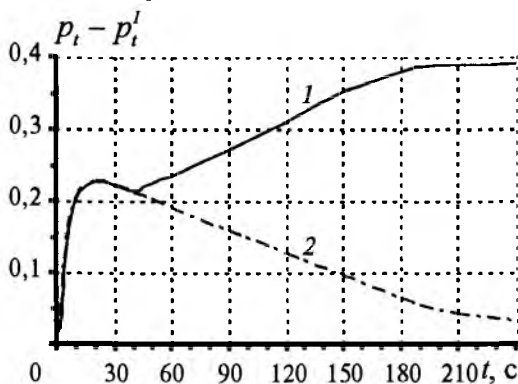


Рис. 4.4. Изменение приращения относительной мощности турбины во времени по команде на ЭПП: 1 — с включенным регулятором давления котла; 2 — без этого регулятора

4.1.4. Статическая зависимость мощности конкретной и эквивалентной турбины от частоты

Если в установившемся послеаварийном состоянии SC частота в сети не равна предаварийному значению, мощность турбины тоже отличается от предаварийной. Чтобы определить это отличие, должны быть известны параметры, характеризующие изменение мощности турбины под действием изменения частоты Δf в сети.

Приращение частоты удобнее представлять отнесенным к номинальной частоте, т.е. согласно (3.28а) в форме безразмерной величины — скользящего s . Приращение мощности турбины ΔP_t имеет знак, противоположный знаку скользящего. Отнесенное к номинальной мощности $P_{tном}^I$ это приращение, происходящее под действием изменения частоты, определяется нелинейным уравнением:

$$\Delta p_t = F(\xi, \sigma, d, r, g, s), \quad (4.1)$$

где

ξ — значение зоны нечувствительности системы регулирования турбины (в зависимости от типа турбины и ее состояния оно составляет от 0,001 до 0,01); далее во всех формулах принято, что $\xi \geq 0$;

σ — статизм регулирования, равный тому абсолютному значению скольжения, которое требуется для изменения мощности турбины на величину ее номинальной мощности $P_{t\text{ном}}$ (в зависимости от типа турбины и ее состояния статизм может составлять от 0,01 до 0,1);

d — регулировочный диапазон мощности турбины, отнесенный к ее номинальной мощности $P_{t\text{ном}}$ (в зависимости от типа турбины и ее состояния может составлять от 0,0 у нерегулируемой тепловой турбины до почти 1,0 у гидротурбины);

r — вращающийся резерв мощности, вычисляемый как относительная разность между номинальной мощностью турбины $P_{t\text{ном}}$ и ее текущей мощностью P_t^I :

$$r = 1 - p_t^I \quad (4.2)$$

(в зависимости от типа турбины и ее состояния может составлять от 0,0 до 0,9);

g — отношение номинальной мощности той части турбин, которая эквивалентирована одной турбиной и при этом располагают резервом мощности, к номинальной мощности всех турбин, эквивалентированных этой турбиной (в зависимости от состава агрегатов и их состояния это отношение находится в диапазоне от 0,1 до 0,9).

Если текущая мощность находится на нижней границе регулировочного диапазона, то $r = d$, если не находится, то $r < d$. Некоторые турбины, особенно тепловые, имеют автоматическое ограничение использования вращающегося резерва и поэтому действительно существующий, мобильный резерв, может быть меньше вращающегося.

Значения $P_{t\text{ном}}$, d , r изменяются при выполнении UB , и это желательно учитывать в алгоритмах ПА.

Турбины, не располагающие мобильным резервом мощности, не принимают участия в противодействии понижению частоты. Статизм эквивалентной турбины в этом случае увеличивается и составляет σ/g .

В послеаварийном состоянии в (4.1) фигурируют величины s^{SC} и p_t^{SC} .

Для конкретной турбины и для эквивалентной турбины величина Δp_t рассчитывается различно. Номинальная мощность реальной турбины $P_{t\text{ном}}$ может составить от 100 до 1500 МВт, турбины, эквивалентирующей электростанцию, — до 5000 МВт и турбины, эквивалентирующей часть ЭЭС — до 200000 МВт. В доаварийном состоянии турбина характеризуется текущей мощностью P_t^I .

Конкретная турбина

Под конкретной турбиной понимается или действительно реальная турбина (например, турбина реального агрегата 300 МВт) или турбина, эквивалентная нескольким однотипным турбинам (например, турбина 1200 МВт, представляющая четыре турбины электростанции, каждая по

300 МВт). На рис. 4.5 показан стандартный пример статической зависимости приращения мощности турбины от скольжения. Отражены зона нечувствительности регулирования, изменение мощности под действием изменения скольжения и ограничения приращения мощности: сверху — на уровне номинальной мощности, снизу — на уровне границы регуляторного диапазона.

Характеристика на рис. 4.5 построена при исходной мощности турбины $p_t^I = 0,9$ и следующих ее параметрах:

$$\xi = 0,004; \quad \sigma = 0,04; \quad d = 0,4; \quad r = 0,1; \quad g = 0,75.$$

Эти параметры таковы же, какие приняты для «хорошей» эквивалентной турбины (см. ниже).

То, что для турбины электростанции 4×300 МВт указано $r = 0,1$ и $g = 0,75$, означает, что мобильный резерв мощности, составляющий $0,1 \times 1200 = 120$ МВт, реализуется при понижении частоты не четырьмя турбинами, а тремя. Он будет полностью реализован при скольжении, равном не $-0,1 \times 0,04 - 0,004 = -0,008$, как было бы при положительном скольжении, когда разгружаются все четыре турбины, а $-0,1 \times 0,04 / 0,75 - 0,004 = -0,0093$, и это различие заметно на рис. 4.5.

Характеристика имеет прямолинейные участки с уравнением:

$$\Delta p_t(s) = a_1 + a_2 s. \quad (4.3)$$

Коэффициенты этого уравнения даны в табл. 4.1

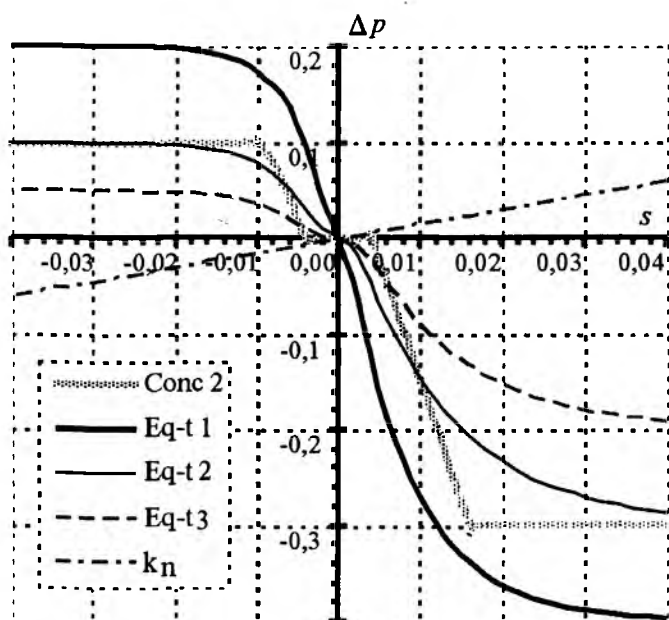


Рис. 4.5. Статические характеристики турбин и нагрузки: Conc 2 — конкретная хорошая; Eq-t 1 — эквивалентная отличная; Eq-t 2 — эквивалентная хорошая; Eq-t 3 — эквивалентная посредственная; k_n — нагрузка с $k_n = 1,5$

Таблица 4.1

Коэффициенты уравнения скольжение-приращение
относительной мощности конкретной турбины по рис. 4.5

	Номер участка характеристики слева направо				
	1	2	3	4	5
s	$s < -\xi - \sigma r / g$	$-\xi - \sigma r / g \leq s < -\xi$	$-\xi \leq s < \xi$	$\xi \leq s < \xi + \sigma(d-r)$	$\xi + \sigma(d-r) \leq s$
a_1	r	0	0	0	$-(d-r)$
a_2	0	$(-s - \xi)g / \sigma$	0	$-(s - \xi) / \sigma$	0

Эквивалентная турбина

Рассматривается турбина, которая эквивалентизирует множество разнотипных различно загруженных турбин узла сети [2.15]. Статическая характеристика такой турбины имеет поэтому более гладкий вид. Ее предлагается описать с помощью экспоненциальных функций, различных в четырех диапазонах. Постоянная экспонент обозначена T . Эти функции представлены в табл. 4.5. Формулам в ней дан номер (4.4).

Таблица 4.2

Коэффициенты уравнения скольжение-приращение
относительной мощности эквивалентной турбины по рис. 4.5

	Номер участка характеристики слева направо			
	1	2	3	4
s	$s < -\xi$	$-\xi \leq s < 0$	$0 \leq s < \xi$	$\xi \leq s$
Δp_t	$\frac{r}{\xi} [\xi - T(e^{\xi/T} - 1) \times$ $\times e^{- s /T}]$	$\frac{r}{\xi} [s - T \times$ $\times (1 - e^{- s /T})]$	$-\frac{d-r}{\xi} [s - T \times$ $\times (1 - e^{- s /T})]$	$-\frac{d-r}{\xi} [\xi - T \times$ $\times (e^{\xi/T} - 1)e^{- s /T}]$
T	$\sigma r / g$		$(d-r) / \sigma$	

При положительном скольжении формулы изменяются по сравнению с отрицательным:

– знак изменения мощности изменяется с положительного на отрицательный;

– вместо резерва мощности подставляется та максимально возможная разгрузка на длительное время, которой располагает турбина, т.е. $(d-r)$;

– поскольку в этом случае все турбины участвуют в регулировании, считается $g=1$.

Участки 1 и 2, как и участки 3 и 4, соприкасаются на соответствующих краях зоны нечувствительности; там при $|s|=\xi$ формулы Δp_t дают одинаковый результат.

Для трех эквивалентных турбин, имеющих разные параметры согласно табл. 4.3, рассчитаны зависимости $\Delta p_t(s)$. Имея в виду соотношение этих параметров, турбины названы «Отличной», «Хорошей» и «Посредственной». Эти зависимости представлены на рис. 4.5.

Таблица 4.3

Параметры эквивалентных турбин со статическими характеристиками на рис. 4.5

Турбина	Параметр				
	ξ	σ	g	d	r
Отличная	0,002	0,002	0,9	0,60	0,20
Хорошая	0,004	0,04	0,75	0,40	0,10
Посредственная	0,006	0,06	0,6	0,25	0,05

О кусочно-линейной аппроксимации статической характеристики скольжение-мощность эквивалентной турбины – в пункте 4.2.1.

4.1.5. Турбина после возникновения аварийного избытка мощности

В аварийных условиях тепловая турбина может уменьшить свою мощность значительно быстрее, чем гидравлическая. Как уже упоминалось, конструкция тепловой турбины такова, что она не терпит повышения числа оборотов вращающегося вала более чем приблизительно на 10%, и, чтобы избежать такого повышения в случае внезапного отключения нагруженного генератора от сети, предусматривается закрытие клапанов с максимально возможной скоростью, на которую способны их сервомоторы.

У гидравлической турбины, наоборот, быстрое закрытие направляющих аппаратов недопустимо, так как из-за того, что вода практически несжимаема, такое действие привело бы к гидроудару, разрушающему водовод. Поэтому в системе регулирования скорости гидравлической турбины принимаются меры по ограничению скорости закрытия направляющих аппаратов, а ее конструкцию и конструкцию ее генератора выполняют так, чтобы в случае внезапного отключения нагруженного генератора от сети она выдерживала значительно большее повышение числа оборотов, чем тепловая турбина. Это повышение может достигать до 50 и даже до 100%.

Некоторые сведения по этому вопросу и экспериментальные данные даны в [6].

Рассматриваемое явление удастся формализовать на основе моделирования эталонного для любой турбины процесса, следующего за отключением от сети нагруженного генератора. Исходным является уравнение (3.1):

$$T_{jnom} \frac{P_{tnom}}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{nb},$$

в котором скорость вращения вектора ротора ω представлена в радианах в секунду, а время t и T_{jnom} в секундах, так что $\omega_0 = 2\pi f_{nom}$, $\omega = 2\pi f = \omega_0 s$, где f – частота переменного тока в герцах и s – скольжение. Поскольку в данном случае $P_{nb} = P_t$, это уравнение относительно s принимает вид:

$$T_{jnom} \frac{ds}{dt} = p_t, \quad (4.5)$$

где $p_t = P_t / P_{tnom}$ – относительная мощность турбины во время переходного процесса.

Задача состоит в создании подходящей модели, чтобы, не вдаваясь в детали столь сложных объектов, как турбина, котел и т.п., тем не менее отразить внешнюю сторону процесса изменения мощности турбины под действием большого небаланса мощности на ее валу. В главных точках процесса эта модель должна правильно отражать натуру, в остальных точках процесс должен воспроизводиться правдоподобно. Такое снижение требования к точности имеет простую цель – в результате интегрирования уравнения движения ротора получить аналитические выражения, удобные для решения задачи данного раздела и позволяющие затем составить представление о более сложных процессах аварийного изменения частоты в ЭЭС, чему посвящен раздел 4.3.

Резкое повышение скорости вращения турбины, возникающее после отключения ее генератора от сети, ведет к уменьшению ее мощности от исходного значения P_t^I вплоть до нуля, причем уменьшение идет нарастающим темпом. Этот факт можно отобразить, используя, подобно пункту 5.2.2 из части I, представление зависимости мощности турбины от времени в виде косинусоиды, конкретнее – в виде ее первой четверти. Этот прием ведет к следующему выражению:

$$p_t = \frac{P_t^I}{\cos \alpha_b} \cos \left(\Delta \alpha \frac{t}{t_m \sqrt{P_t^I}} + \alpha_b \right), \quad (4.6a)$$

где

$p_t^I = P_t^I / P_{tnom}$ – относительная мощность турбины в предаварийном состоянии;

t_m – время, в течение которого достигается полная разгрузка турбины после отключения от сети ее полностью нагруженного генератора и скольжение поднимается до своего максимального значения s_{max} ; это время является параметром модели, назначаемым в зависимости от типа турбины и быстроты действия системы регулирования ее скорости; оно введено с понижающим коэффициентом в виде $\sqrt{P_t^I}$, чтобы отразить, что при отключе-

нии генератора, нагруженного не полностью, максимальное скольжение достигается за время, меньшее чем t_m ;

$\Delta\alpha = \alpha_m - \alpha_b$ — интервал используемых углов косинусоиды: $\alpha_m = \pi/2$ — угол, при котором достигается максимальное скольжение s после отключения генератора от сети, α_b — начальный угол интервала, с которого начинается уменьшение мощности турбины; этот угол тем больше нуля, чем более быструю систему регулирования скорости турбины желательно моделировать.

Данная формула обеспечивает $p_t = p_t^I$ при $t=0$, затем — монотонно ускоряющееся уменьшение мощности p_t к значению $p_t=0$ при $t = t_m \sqrt{p_t^I}$.

Интегрирование исходного уравнения (4.5) с подстановкой (4.6a) и с учетом начальных условий ($t=0, s=0$) дает изменение скольжения во времени:

$$s = \frac{t_m (p_t^I)^{1,5}}{T_{jnom} \cos \alpha_b \Delta\alpha} \left[\sin \left(\Delta\alpha \frac{t}{t_m \sqrt{p_t^I}} + \alpha_b \right) - \sin \alpha_b \right]. \quad (4.6b)$$

Пример. На рис. 4.6 показаны зависимости мощности и скольжения по (4.6), показывающие различие двух типов турбин:

- индекс t — тепловая турбина с $T_{jnom}=10c$, $t_m=1,7c$, $\alpha_b=30^\circ$;
- индекс h — гидравлическая турбина с $T_{jnom}=12c$, $t_m=5c$, $\alpha_b=0^\circ$.

Различие постоянных инерции и скоростей изменения мощности этих турбин ведет к тому, что максимумы скольжения сильно разли-

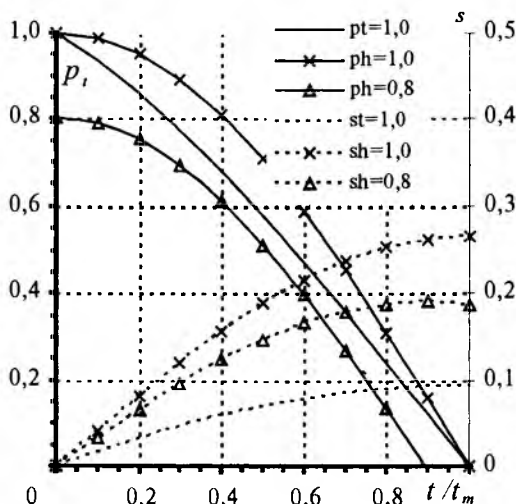


Рис. 4.6. Изменение относительной мощности турбины p_t и ее скольжения s во времени после отключения генератора от сети

чаются: в данном примере 0,094 и 0,265. Эти данные относятся к отключению полностью загруженного генератора. Если же генератор перед отключением загружен не полностью, то максимальное скольжение меньше, в данной модели квадратично. На том же рисунке показана кривая скольжения гидрогенератора при исходной мощности, составляющей 0,8 от номинальной; в этом случае максимальное скольжение равно 0,19.

Можно заметить, что этот пример довольно близок к данным [6].

4.1.6. Турбина после возникновения аварийного дефицита мощности

Критическое значение понижения частоты дается скольжением, приблизительно равным $s = -0,1$. При таком скольжении мощность турбин, генераторов и двигателей собственных нужд резко снижается, уменьшение скорости вращения уменьшает ЭДС генераторов и, следовательно, напряжение у потребителей электроэнергии, и все это вместе создает опасность немедленной остановки энергосистемы. Важно оценить, при каких условиях возникает эта грозная опасность.

Моделирование процесса понижения частоты затруднительнее, чем процесса повышения, так как набор резервной мощности тепловой турбиной менее определен, чем сброс. Это объясняется по крайней мере тремя обстоятельствами. Для изготовителя турбины нет причины делать скорость движения регулирующих клапанов в сторону открытия столь же большой, как на закрытие, и действительно на российских турбинах с промежуточным перегревом пара она в несколько раз меньше. Возникновение большого сигнала от регулятора скорости на закрытие клапанов вызывает движение с максимальной скоростью также клапанов перед цилиндром среднего давления, чем нейтрализуется отрицательное влияние аккумуляции пара в трубах промежуточного перегрева, а большой сигнал на открытие ведет к перемещению только клапанов цилиндра высокого давления, и эта аккумуляция задерживает увеличение мощности. Наконец, набор мощности турбиной замедляется понижением давления пара перед ней, в то время как повышение давления, вызванное закрытием клапанов, ограничено срабатыванием тех или иных клапанов безопасности.

Более того, имеются многочисленные не рассматриваемые здесь варианты тепловых агрегатов, в которых котел регулируется частично, вплоть до того, что давление перед турбиной регулирует она сама, а не котел. Эти вопросы как раз применительно к АОСЧ рассмотрены в [2.16].

Тем не менее, для процесса повышения мощности удается использовать ту же модель изменения мощности турбины, как и в предыдущем разделе для понижения мощности, введя, конечно, поправки ввиду указанных осложнений. Например, опять используется косинусоида, но не четвертая часть ее периода, а половина. Этим путем получается следующее выражение для относительной мощности, которая увеличивается от предаварийного значения p_t^I до некоторой мощности p_{lm} , которая ме-

ныше номинальной мощности из-за того, что увеличение мощности котла не может успеть за увеличением мощности турбины:

$$p_t = p_t^I + k_t \frac{1 - p_t^I}{2} \left[1 - \cos \left(\pi \frac{t}{2 k_m t_m \sqrt{1 - p_t^I}} \right) \right], \quad (4.7)$$

где k_t — коэффициент, отражающий в модели ту долю резервной мощности паровой турбины $(1 - p_t^I)$, которая реализуется ею от начала действия регулятора скорости до начала увеличения мощности котла; этот коэффициент является назначаемым параметром модели; в зависимости от типа теплового агрегата $k_t = 0,3 \div 0,7$; для гидравлической турбины $k_t = 1$; $k_m t_m$ — время, которое требуется для увеличения мощности турбины на величину $k_t(1 - p_t^I)$ ее номинальной мощности, где k_m — коэффициент, являющийся аналогично k_t назначаемым параметром и показывающий, насколько это время отличается от времени t_m ; в зависимости от типа теплового агрегата $k_m = 5 \div 10$; для гидравлической турбины $k_m = 1 \div 2$;

$2\sqrt{1 - p_t^I}$ — коэффициент, который введен, для учета того, что если резерв мощности меньше или больше, чем 25% от номинальной мощности, то время увеличения мощности на величину $k_t(1 - p_t^I)$ соответственно меньше или больше, чем $k_m t_m$.

В результате данная формула обеспечивает $p_t = p_t^I$ при $t = 0$, затем — в начале процесса ускоряющееся и в конце замедляющееся увеличение мощности вплоть до значения $p_{tm} = p_t^I + k_t(1 - p_t^I)$ при $t = 2\sqrt{1 - p_t^I} k_m t_m$.

В дальнейшем процессе, в котором возможно уменьшение мощности тепловой турбины из-за понижения давления перед ней, но затем мощность должна увеличиться вплоть до номинальной по мере повышения давления котлом, с точки зрения выполнения ПА интересен только результат — установившееся состояние SC , когда выбран весь резерв мощности.

Пример. На рис. 4.7 показаны зависимости мощности от времени по (4.7), показывающие различие тех же двух типов турбин, как и в примере пункта 4.1.5, но имеющих три разные исходные мощности и дополнительно снабженные следующими параметрами:

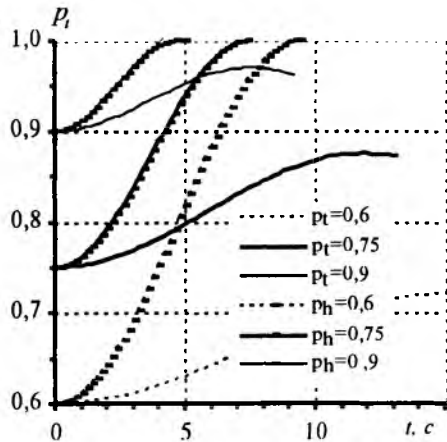


Рис. 4.7. Изменение относительной мощности турбины P_t во времени после большого уменьшения частоты

- для тепловых агрегатов расчеты с исходными мощностями p_t^I , равными 0,6, 0,75 и 0,9, проведены с коэффициентами k_t , равными 0,3, 0,5 и 0,7, соответственно (для гидравлической турбины $k_t = 1$),
- для тепловых турбин взят коэффициент k_m , равный 7,0, а для гидравлических – 1,5.

4.1.7. Модель нагрузки

Параметром нагрузки в доаварийном состоянии является ее текущая мощность P_n^I . Кроме того, должен быть задан параметр, характеризующий изменение мощности нагрузки под действием изменения частоты f в сети.

Если в установившемся послеаварийном состоянии SC частота в сети не равна предаварийному значению, мощность нагрузки тоже отличается от предаварийной. Приращение мощности нагрузки ΔP_n имеет знак, совпадающий со знаком приращения частоты, и приблизительно линейно зависит от него [4, 2.15]. Отнесенное к мощности нагрузки P_n^I , имевшей место в доаварийном состоянии, это приращение, происходящее под действием изменения частоты, вычисляется с помощью линейного уравнения:

$$\Delta p_n = k_n s, \quad (4.8a)$$

где k_n – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки. Он может быть задан для каждой нагрузки отдельно (обычно в пределах от 0,5 до 3,0) и затем вычислен для группы нагрузок i как

$$k_{n\Sigma} = \frac{\sum k_{ni} P_{ni}}{\sum P_{ni}}. \quad (4.8b)$$

Часто он принимается для всех нагрузок вместе равным $k_n = 1,5$. На рис. 4.5 показана прямая линия регулирующего эффекта нагрузки для этого значения k_n .

4.2. Установившееся послеаварийное состояние SC

Реакция ЭЭС на возникновение аварийного небаланса активной мощности и вызванное им аварийное изменение частоты рассматривается далее отдельно в отношении двух опасностей для тепловых агрегатов и нагрузки: в данном разделе – в длительном послеаварийном состоянии SC , в следующем – во время перехода к этому состоянию.

4.2.1. Частота в состоянии SC

Аварийный небаланс активной мощности имеет в состоянии SC две группы составляющих. Первая группа – все те составляющие, которые созданы возникновением AB и вводом UB и наследованы от квазиустановившегося состояния QC . Вторая группа – дополнительные составля-

ющие, которые небаланс мощности может получить в процессе перехода к состоянию SC со стороны противоаварийной автоматики. Эти составляющие небаланса — мощность турбин и нагрузки, которая отключена устройствами АОСЧ и АОПЧ, препятствующими недопустимому снижению и повышению частоты за уровни, приемлемые в послеаварийном состоянии. Общий небаланс мощности составляет

$$P_{nb}^{SC} = \sum_1^z (P_t^{QC} - P_{tfs}) - \sum_1^z (P_n^{QC} - P_{nfs}), \quad (4.9a)$$

где z — число тех шин станций и подстанций, которые находятся во всей ЭЭС или в рассматриваемой ее части, отделившейся от остальных частей, и на которые включены генераторы и/или нагрузки;

P_t^{QC} — мощность турбин, генераторы которых работают в состоянии QC на данной шине;

P_{tfs} — мощность турбин, генераторы которых отключены устройствами АОПЧ (в индексе применена аббревиатура от *frequency shedding* — частотное отключение);

P_n^{QC} — мощность нагрузки, работающей в состоянии QC на данной шине;

P_{nfs} — мощность нагрузки, отключенной устройствами АОСЧ.

Возможна, конечно, такая ситуация, в которой для устойчивости по углу состояния SC нужны дополнительные UB , которых не требовалось для состояния QC и перехода к нему. Однако такие дополнительные UB не введены в предлагаемые ниже формулы, поскольку предполагается, что они уже отражены среди UB , нужных для состояния QC (с целью их проверки на достаточность для этого состояния).

На возникновение этого небаланса электроэнергетическая система отвечает саморегулированием, которое за счет изменения мощности турбин и нагрузок под действием изменения частоты создает мощность

$$P_c^{SC} = \sum_1^z (P_t^{QC} - P_{tfs}) \varphi(s^{SC}) - \sum_1^z (P_n^{QC} - P_{nfs}) k_n s^{SC}, \quad (4.9b)$$

где s^{SC} — послеаварийное установившееся скольжение, по знаку совпадающее со знаком P_{nb} ; $\varphi(s^{SC})$ — нелинейная функция приращения мощности оставшихся в работе турбин, отнесенного к P_t^{QC} ; k_n — коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте.

В результате некоторого изменения частоты саморегулирование полностью компенсирует аварийный небаланс, так что

$$P_{nb} + P_c = 0. \quad (4.9c)$$

Решение уравнения (4.9c) относительно скольжения s^{SC} осложнено нелинейностью функции $\varphi(s^{SC})$ и, вдобавок, возможным разнообразием

характеристик скольжение-мощность турбин. В качестве зависимости мощности турбины от скольжения можно использовать экспоненциальные зависимости из табл. 4.2, но они не слишком удобны для расчета частоты в SC из-за необходимости многократно решать громоздкое нелинейное уравнение. Это может оказаться слишком долгим для вычислительного устройства ПА и совсем неприемлемо для аналитических расчетов: решение достигается каким-либо из общих способов решения нелинейного уравнения.

Чтобы ускорить решение, возможно другое, еще более упрощенное, представление статических характеристик – с помощью кусочно-линейной аппроксимации полиномами первой степени относительно только тех величин, на которые влияют UB , вводимые автоматикой, а именно – относительно s и r . Для этого весь диапазон изменения скольжения нужно разбить на несколько интервалов и в каждом из них найти свою линейную зависимость:

$$\Delta p_t(s; r) = a_1 + a_2 s + a_3 r + a_4 rs. \quad (4.10)$$

Такая аппроксимация дает возможность поинтервально эквивалентировать несколько эквивалентных и конкретных турбин одной турбиной, а также найти s в SC прямым расчетом, безытерационно.

Первая из указанных возможностей конкретизируется следующим образом. Пусть имеется m турбин, и каждая из них j описывается уравнением (4.10) с коэффициентами, соответствующими рассматриваемому интервалу аппроксимации. Суммирование этих уравнений дает эквивалентную турбину с параметрами:

$$P_{tnom} = \sum_j^m P_{tjnom}, \quad r = \frac{\sum_j^m r_j P_{tjnom}}{P_{tnom}} \quad (4.11a)$$

и с характеристиками данного интервала согласно формулам:

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{\sum_j^m a_{1j} P_{tjnom}}{P_{tnom}}, & a_2 &= \frac{\sum_j^m a_{2j} P_{tjnom}}{P_{tnom}}, \\ a_3 &= \frac{\sum_j^m a_{3j} r_j P_{tjnom}}{\sum_j^m r_j P_{tjnom}}, & a_4 &= \frac{\sum_j^m a_{4j} r_j P_{tjnom}}{\sum_j^m r_j P_{tjnom}}. \end{aligned} \quad (4.11b)$$

Уравнение (4.10) эквивалентной турбины совпадает с уравнением (4.3) конкретной турбины и лишь расширено по сравнению с ним за счет ввода зависимости от резерва r . Поэтому формулы (4.10) и (4.11) пригодны и для объединения эквивалентных турбин с конкретными. Однако интервалы аппроксимации у всех объединяемых турбин должны

быть приняты одинаковыми. Это требует некоторого усложнения вычислений за счет увеличения числа тех интервалов скольжения, на которых суммируются характеристики турбин.

Уравнение баланса мощности в состоянии SC после действия регуляторов скорости:

$$P_{nb}^{SC} = \sum_j^{m1} \Delta p_t(s^{SC}; r) P_{tj nom}^{QC} + \sum_j^{m2} \Delta p_t(s^{SC}; r) P_{tj nom}^{QC} + \\ + s^{SC} \left(\sum_1^{z1} P_n^{QC} k_n + \sum_1^{z2} P_n^{QC} k_n \right), \quad (4.12a)$$

где $m1$, $m2$ – количество турбин в отправной 1 и в приемной 2 части, $z1$, $z2$ – номера шин с нагрузкой в отправной 1 и в приемной 2 части.

Поскольку величина $\Delta p_t(s^{SC}; r)$ согласно (4.10) зависит от s^{SC} линейно, это скольжение, как уже упомянуто, рассчитывается безытерационно.

Другую возможность предоставляют формула (4.3) и табл. 4.1. В этом варианте уравнение баланса:

$$P_{nb}^{QC} = \sum_j^{m1} \Delta p_t(s^{SC}) P_{tj nom}^{QC} + \sum_j^{m2} \Delta p_t(s^{SC}) P_{tj nom}^{QC} + \\ + s^{SC} \left(\sum_1^{z1} P_n^{QC} k_n + \sum_1^{z2} P_n^{QC} k_n \right) \quad (4.12b)$$

выглядит более простым, но нельзя забывать, что в общем случае заранее не известно, какому участку статической характеристики принадлежит искомое значение $\Delta p_t(s^{SC})$, и поэтому может потребоваться перебор возможных четырех участков.

Конечно, учет знака небаланса уменьшает число рассматриваемых участков до двух.

Насколько целесообразен тот или иной из двух представленных вариантов расчета s^{SC} зависит от вычислительных возможностей устройства автоматики и удобства программирования. При аналитическом расчете более просто использовать формулу (4.12b), особенно если учесть знак небаланса и, исходя из опыта расчетов, сопоставить его значение с зоной нечувствительности.

Опасность неустойчивости по частоте в установившемся послеаварийном состоянии рассматривается далее для того, чтобы выявить, нужна ли для данного состояния данной части ЭЭС подсистема АОПЧ или АОСЧ, и поэтому в расчетах с этой целью действие устройств этих подсистем не должно быть отражено. С учетом этого небаланс мощности нужно ввести в расчет с первой их групп составляющих, названных в начале данного пункта:

$$P_{nb}^{QC} = \sum_1^z P_t^{QC} - \sum_1^z P_n^{QC}. \quad (4.13)$$

4.2.2. Устойчивость при повышенной частоте

Здесь рассматривается устойчивость в смысле опасности остановки тепловых агрегатов из-за повышения частоты на длительное время.

Появление большого аварийного избытка активной мощности может вызвать столь заметное длительное повышение частоты, что регулятор скорости тепловой турбины разгрузит ее ниже границы технологического минимума работы питающего котла. После этого в пределах минуты можно ожидать от технологической автоматики котла каких-то действий по выводу из этого опасного для него состояния. Эти действия зависят от конструкции агрегата. Например, автоматика может перевести его на так называемую нагрузку холостого хода, соответствующую питанию собственных нужд агрегата, или произвести полную его остановку. В любом случае агрегат практически лишает систему своей мощности, возможно, на большое время, которое требуется персоналу и автоматике, чтобы вернуть агрегат в строй.

Хуже всего, если все тепловые агрегаты одинаковы, тогда они могут остановиться одновременно. В подобном случае остаются в работе только те источники мощности, которые менее чувствительны к изменению нагрузки, например гидроагрегаты, но факт значительного повышения частоты, которое имеет место, говорит о том, что этих источников мало. Если скоро это так, отключение тепловых агрегатов приведет к смене повышенной частоты ее понижением и, как следствие, к необходимости отключать потребителей, чтобы привести их суммарную нагрузку в соответствие с мощностью немногочисленных оставшихся источников.

Формальное описание данной опасности несколько упрощается, если сделать два важных предположения (они имеют противоположную направленность):

— предположение, преуменьшающее опасность, — агрегаты, имеющие технологический минимум мощности на нулевом уровне (чаще всего это — гидроагрегаты, и далее такие агрегаты так просто и называются), уже полностью использовали свой регулировочный диапазон, т.е. уже оказались полностью разгруженными к тому моменту, когда опасность для тепловых агрегатов выльется в действие защит на их останов;

— предположение, преувеличивающее опасность, — все тепловые агрегаты достигают своего технологического минимума при одном и том же повышении частоты.

Тогда компенсирующее аварийный избыток мощности саморегулирование ЭЭС выглядит следующим образом:

$$P_c = \sum_1^z [-P_{ht}^{QC} - (P_{tt}^{QC} - P_{tt\min}^{QC})] - s^{SC} \sum_1^z P_n^{QC} k_n, \quad (4.14a)$$

где P_{ht}^{QC} — мощность гидротурбин, генераторы которых работают в состоянии QC на данной шине (буквы ht — от слов hydraulic turbine); P_{tt}^{QC} — мощность тепловых турбин, генераторы которых работают в состоянии QC на

данной шине (буквы tt – от слов *thermal turbine*); $P_{tt \min}^{QC}$ – технологический минимум мощности этих тепловых турбин.

Отсюда можно найти относительное значение частоты в том состоянии, которое было бы, когда гидравлические агрегаты полностью разгружены, тепловые разгрузились точно до границы своего регулировочного диапазона, а саморегулирование осуществляется только за счет регулирующего эффекта нагрузки:

$$s^{SC} = \frac{\frac{\sum_1^z P_{tt \min}^{QC}}{1} - \frac{\sum_1^z P_n^{QC}}{1}}{\sum_1^z P_n^{QC} k_n}. \quad (4.14b)$$

Если коэффициент регулирующего эффекта нагрузки на всех шинах принимается одинаковым, то

$$s^{SC} = \frac{1}{k_n} \left(\frac{\frac{\sum_1^z P_{tt \min}^{QC}}{1}}{\sum_1^z P_n^{QC}} - 1 \right). \quad (4.14c)$$

Полученный результат дает возможность ориентировочно оценить послеаварийное скольжение в зависимости от отношения суммы технологического минимума тепловых турбин к сумме нагрузок. Его нужно сравнить с тем граничным скольжением, которое может привести тепловые агрегаты на грань их технологических возможностей. Если принять зоны нечувствительности всех агрегатов одинаковыми и равными одному значению ξ , то это граничное скольжение определяется подобно показанному в табл. 4.1 для пятого участка статической характеристики:

$$s_{gr}^{QS} = \frac{\sum_1^z (P_n^{QC} - P_{tt \min}^{QC})}{\sum_1^z (P_{tt \min} / \sigma)} + \xi. \quad (4.15a)$$

Если $s^{SC} > s_{gr}^{SC}$, то опасность остановки тепловых агрегатов существует.

И наконец, оценивается тот граничный аварийный небаланс, который приводит тепловые агрегаты на грань их технологических возможностей:

$$P_{nbgr}^{QC} = \sum_1^z [P_{ht}^{QC} + (P_{tt}^{QC} - P_{tt \min}^{QC})] + s_{gr}^{SC} \sum_1^z P_n^{QC} k_n. \quad (4.15b)$$

Пример. Пусть от ЭЭС отделилась ее часть по сечению, в котором до АВ в остальную ЭЭС передавалась мощность $P^I = 2000$ МВт, т.е. в этой части образовался аварийный избыток мощности $P_{nb} = 2000$ МВт. Отделившаяся часть перед этим имела в работе: тепловые агрегаты номинальной мощностью $P_{ttom}^{QC} = 2800$ МВт, загруженные до $P_{tt}^{QC} = 2500$ МВт, с технологическим минимумом $P_{tt\min}^{QC} = 1100$ МВт, со статизмом регулирования турбин $\sigma = 0,05$ и зоной нечувствительности $\xi = 0,004$; гидроагрегаты, несущие мощность $P_{ht}^{QC} = 500$ МВт; нагрузку $P_n^{QC} = 1000$ МВт с коэффициентом регулирующего эффекта $k_n = 1,5$. Тогда

$$s^{SC} = \frac{1}{1,5} \left(\frac{1100}{1000} - 1 \right) = 0,0667, \quad s_{gr}^{SC} = \frac{2500 - 1100}{2800 / 0,05} + 0,004 = 0,029 < s^{SC},$$

$$P_{nbgr} = 500 + (2500 - 1100) + 0,029 \times 1000 \times 1,5 = 1940 < P_{nb}$$

В данном примере случившийся аварийный небаланс превышает граничное с точки зрения тепловых агрегатов значение всего на 60 МВт, но это превышение дает повышение частоты по сравнению с ее граничным значением на 0,038 относительных единиц, т.е. при номинальной частоте 50 Гц — на 1,9 Гц.

Изложенное выше позволяет сделать простой вывод: *опасен такой аварийный избыток мощности, который превышает имеющийся к моменту его возникновения диапазон регулировочных возможностей всех генерирующих агрегатов в данной части ЭЭС.*

4.2.3. Устойчивость при пониженной частоте

Здесь рассматривается устойчивость в смысле опасности понижения частоты на длительное время для тепловых агрегатов и для потребителей энергии.

Появление большого аварийного дефицита активной мощности, превышающего имеющийся в данной части ЭЭС горячий резерв мощности, может вызвать понижение частоты, которое, если сохраняется довольно продолжительное время, опасно для оборудования электростанции и ее потребителей. Опасность состоит в торможении двигателей и снижении их производительности. Применительно к электростанции это снижает производительность двигателей собственных нужд и следом — производительность котлов и турбин, и без того недостаточную. В пределе это может привести к так называемой лавине частоты.

Обычно допустимым считается понижение частоты не более чем на 2÷4% от номинального значения при продолжительности не более десятков секунд или, в крайнем случае, нескольких минут: $s_{gr}^{SC} = -(0,02 \div 0,04)$.

Для формализации данной опасности важно уже упомянутое обстоятельство: к моменту, когда продолжение работы с пониженной частотой

считается недопустимым, можно полагать, что все резервы увеличения мощности в данной части ЭЭС уже полностью использованы. Это касается агрегатов всех видов, в том числе и пуска мобильных источников из «горячего» состояния.

Итак, на границе допустимого состояния компенсирующее аварийный дефицит мощности саморегулирование ЭЭС выглядит следующим образом:

$$P_{cgr}^{SC} = \sum_1^z [(P_{htnom}^{QC} - P_{ht}^{QC}) + (P_{ttnom}^{QC} - P_{tt}^{QC}) + P_{hrgnom}] - s_{gr}^{SC} \sum_1^z P_n^{QC} k_n, \quad (4.16a)$$

где P_{htnom}^{QC} , P_{ttnom}^{QC} — номинальная мощность гидравлических (ht) и тепловых (tt) турбин, генераторы которых работают в состоянии QC на данной шине; P_{hrgnom} — мощность источников, находящихся на данной шине в состоянии горячего резерва (буквы hr — от слов *hot reserve*), т.е. готовых к немедленному включению в работу и загрузке до номинальной мощности.

Следовательно, недопустим аварийный дефицит мощности

$$P_{nb}^{QC} < -P_{cgr}, \quad (4.16b)$$

т.е. его значение отрицательно.

Пример. Пусть от ЭЭС отделилась ее часть по сечению, через которое до AB эта часть принимала мощность $P^I = 2000$ МВт, т.е. в этой части образовался аварийный дефицит мощности $P_{nb} = -2000$ МВт. Отделившаяся часть перед этим имела в работе: тепловые агрегаты номинальной мощностью $P_{ttnom}^{QC} = 2800$ МВт, загруженные до $P_{tt}^{QC} = 2500$ МВт, гидроагрегаты номинальной мощностью $P_{htnom}^{QC} = 800$ МВт, несущие мощность $P_{ht}^{QC} = 500$ МВт, источники мощности в горячем резерве номинальной мощностью $P_{hrgnom} = 400$ МВт и нагрузку $P_n^{QC} = 5000$ МВт с коэффициентом регулирующего эффекта $k_n = 1,5$. Тогда

$$P_{cgr}^{SC} = (800 - 500) + (2800 - 2500) + 400 + 0,03 \times 5000 \times 1,5 = 1225 \text{ МВт},$$

$$P_{nbgr}^{QC} = -1225 \text{ МВт} < P_{nb} = -2000 \text{ МВт}.$$

В данном примере аварийный дефицит превышает допустимый по абсолютному значению на 775 МВт, и это превышение дает понижение частоты на

$$s^{SC} = \frac{(800 - 500) + (2800 - 2500) + 400 - 2000}{5000 \times 1,5} = -0,133,$$

т.е. при номинальной частоте 50 Гц — на 6,7 Гц.

Изложенное выше позволяет сделать вывод, почти столь же простой, как и в пункте 4.2.2: *опасен такой аварийный дефицит мощности, который превышает имеющиеся к моменту его возникновения резервные возможности всех генерирующих агрегатов в данной части ЭЭС более чем на регулирующий эффект нагрузки этой части, сопутствующий понижению частоты на 2÷4% от номинального значения.*

4.2.4. Передаваемая в двухузловой схеме мощность в состоянии SC

Аварийный небаланс мощности, создавшийся в состоянии QC, распределяется между узлами энергосистемы в состоянии SC соответственно тому, как турбины и нагрузки узла реагируют на изменение частоты. Расчет установившегося значения частоты показан в пункте 4.2.1, он производится с учетом номинальных мощностей турбин отправной и приемной частей ЭЭС, их предаварийной загрузки, неблагоприятного, но возможного распределения резерва мощности по турбинам, наиболее неблагоприятного распределения зон нечувствительности регуляторов скорости, а также мощности и регулирующего эффекта нагрузки в обеих частях ЭЭС.

О возможном учете роли вторичных регуляторов частоты и мощности — в следующем пункте.

Зная значение послеаварийного скольжения, можно найти приращение передаваемой в контролируемом сечении мощности ΔP^{I-SC} относительно исходной передаваемой мощности P^I . Это приращение находится по изменению баланса мощности в любой из частей ЭЭС, отправной или приемной. Итак, приращение мощности в направлении от отправной части к приемной определяется по балансу отправной части:

$$\Delta P^{I-SC} = P_{nbl}^{SC} - \sum_j^{m1} \Delta p_t(s^{SC}; r) P_{tjnom}^{QC} - s^{SC} \sum_1^{z1} P_n^{QC} k_n \quad (4.17a)$$

и по балансу приемной части:

$$\Delta P^{I-SC} = -P_{nb2}^{SC} + \sum_j^{m2} \Delta p_t(s^{SC}; r) P_{tjnom}^{QC} - s^{SC} \sum_1^{z2} P_n^{QC} k_n. \quad (4.17b)$$

Здесь формулы записаны исходя из зависимости (4.10) приращения мощностей турбин не только от скольжения, но и от величины их резерва мощности. В случае зависимости (4.3) только от скольжения формулы аналогичны — в них лишь отсутствуют величины r .

4.2.5. Влияние регуляторов частоты и мощности

Система регулирования частоты и мощности, передаваемой в сечении ЭЭС, ведет себя по-разному в зависимости от места приложения небаланса мощности — в своей или в чужой части энергосистемы, а также в зависимости от коэффициентов усиления и возможной несимметрии структуры или настройки.

Регуляторы скорости действуют при аварийном небалансе мощности благоприятно для устойчивости только в той части системы, где

возникло возмущение. Из этого можно заключить, что для устойчивости по углу предпочтительнее действие вторичной системы в невозмущенной части не в ту же сторону, что регуляторы скорости, а в противоположную. В возмущенной части вторичная система должна помогать регуляторам скорости. Отсюда в невозмущенной части полезно иметь значение коэффициента усиления для воздействия по частоте меньше, чем в возмущенной.

Важно заметить, что, когда речь идет о противодействии вторичной системы регулирования регуляторам скорости, имеется в виду скорее нейтрализация уже свершившегося действия последних, чем предупреждение их влияния. Это обусловлено обычно сравнительно большими постоянными времени вторичной системы. Правда, влияние регуляторов скорости тепловых турбин может частично и нейтрализоваться.

При другом виде возмущения – понижении пропускной способности передачи – система регулирования передаваемой мощности, стремясь восстановить прежнее ее значение, может вызвать перегрузку сечения. Поэтому при ослаблении сечения нужно автоматически уменьшать соответствующим образом задание этой системе.

Приведенные соображения показывают, что влиянием вторичной системы на передаваемую мощность после аварийного возмущения пренебрегать нельзя.

Пример вторичного регулирования, наиболее явно неблагоприятного для сечения, – действие астатического регулятора частоты в отправной части после возникновения аварийного дефицита мощности в приемной: если в отправной части хватит резервной мощности, то в приемной части резервная мощность совсем не сможет реализоваться и передаваемая мощность увеличится на всю величину дефицита.

Если характеристики системы вторичного регулирования таковы, что ее действие в послеаварийном состоянии может вызвать перегрузку сечения, то прибегают к ее автоматической перенастройке или автоматическому отключению после возникновения аварийного возмущения или при действии устройства ПА, которому иначе она помешала бы.

4.3. Частота в процессе перехода к состоянию SC

4.3.1. Моделирование переходного процесса изменения частоты

Переходный процесс изменения частоты, мощности турбин и нагрузок, вызванный аварийным небалансом активной мощности и ведущий от исходного состояния к установившемуся, обычно не рассчитывается аналитически из-за отсутствия приемлемого аппарата; он и с помощью мощных вычислительных средств рассчитывается трудно и не слишком достоверно. Однако имеется по крайней мере два обстоятельства, которые делают целесообразным хотя бы ориентировочный расчет этого процесса, – это, во-первых, необходимость оценить, существует ли в ЭЭС опасность недопустимо большого (даже кратковременно) отклоне-

ния частоты, т.е. требуются ли соответствующие средства противоаварийной автоматики, и, во-вторых, нет ли опасности особенно большого (по абсолютному значению) аварийного небаланса, с которым ПА не справится. Дело в том, что такой аварийный небаланс вызывает естественное сомнение в эффективности устройства АОПЧ или АОСЧ. Оно реагирует на аварийное отклонение частоты быстро, но все-таки не без некоторой выдержки времени и приводит в действие высоковольтные выключатели, тоже не мгновенного действия, и в результате *УВ* могут и не успеть осуществиться столь своевременно, чтобы частота не дошла до совсем недопустимого уровня.

Чтобы войти в эту сложную проблему и выявить влияние важнейших обстоятельств, используется не слишком сложный аналитический аппарат, введенный в разделе 4.1 и достаточно правдоподобно отражающий основные стороны повышения скорости вращения отключившегося от сети агрегата. В данном разделе он развит на практически важные для ЭЭС случаи, когда аварийный небаланс мощности возникает в части ЭЭС, состоящей из гидравлического агрегата, теплового агрегата и их общей нагрузки, мощность которой много меньше или больше, чем суммарная мощность этих агрегатов.

4.3.2. Повышение частоты

Здесь рассматривается устойчивость в смысле опасности остановки тепловых агрегатов из-за большого кратковременного повышения частоты. Она возникает из-за различия динамических возможностей регулирования тепловых и гидравлических агрегатов. В отличие от установившегося состояния, наличие последних во время перехода к этому состоянию несет с собой для тепловых агрегатов не благо, а опасность. Суть этой проблемы заключается в следующем.

Если тепловые и гидравлические агрегаты работают параллельно и в этой части ЭЭС возникает аварийный избыток активной мощности, то главную роль в борьбе с повышением частоты играют тепловые агрегаты, стремясь не допустить повышения частоты более чем на 10%. Это может быть осуществлено, несмотря на то, что гидравлические агрегаты в первое время почти не снижают свою мощность, но при условии, что этих агрегатов не слишком много. В противном случае за время, пока гидравлические агрегаты не снизят свою мощность, частота может повыситься значительно больше, и это приводит к остановке тепловых агрегатов их автоматами безопасности.

Для формализации этих обстоятельств удастся использовать те подходы, которые даны в предыдущих разделах. Небаланс мощности в отделившейся от остальной ЭЭС части описывается подобно пункту 4.2.1, а динамика повышения скольжения — подобно пункту 4.1.5. Исключительно с целью сокращения записей, в отличие от пункта 4.2.1, далее предполагается, что гидравлические агрегаты со всех шин рассматриваемой части ЭЭС эквивалентированы одним гидравлическим агрегатом, аналогичное принято и для тепловых агрегатов. Кроме того, пренебре-

гая возможными взаимными качаниями роторов гидравлических и тепловых агрегатов, можно считать отделившуюся часть концентрированной системой.

Итак, уравнения движения роторов гидравлического и теплового агрегатов, вращающихся с одинаковой скоростью

$$T_{jh} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{nbh}, \quad T_{jt} \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{nbt}, \quad (4.18a)$$

где T_{jh} и T_{jt} – постоянные времени вращающихся масс гидравлического и теплового агрегата соответственно; обе постоянные приведены к одинаковой базисной мощности P_b ;

P_{nbh} и P_{nbt} – небаланс мощности на валу гидравлического и теплового агрегата соответственно.

Сложение этих двух уравнений дает общее для обоих агрегатов уравнение:

$$T_j \frac{P_b}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{nbh} + P_{nbt}, \quad (4.18b)$$

где T_j – суммарная постоянная времени вращающихся масс обоих агрегатов, приведенная базисной мощности P_b :

$$T_j = T_{jh} + T_{jt} = T_{jh} \frac{P_{hnom}}{P_b} + T_{jt} \frac{P_{tnom}}{P_b}. \quad (4.18c)$$

Правая часть уравнения (4.18b) есть

$$P_{nbh} + P_{nbt} = P_{ht} + P_{tt} - P_n^{QC} (1 + k_n s), \quad (4.18d)$$

где текущие мощности турбин P_{ht} и P_{tt} описываются уже использованными зависимостями относительных мощностей от времени в виде (4.6a), поскольку и в данном случае уменьшение мощности турбин вызвано большим увеличением скольжения. Особенность данного случая состоит только в том, что исходной мощностью является конкретная мощность, образовавшаяся в состоянии QC .

Тогда общее ускорение роторов

$$\frac{ds}{dt} = \frac{P_{ht}}{T_j P_b} + \frac{P_{tt}}{T_j P_b} - \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} (1 + k_n s). \quad (4.19a)$$

Первое слагаемое дает ускорение, создаваемое текущей мощностью гидравлического агрегата, второе – текущей мощностью теплового агрегата, третье – текущей нагрузкой, т.е. исходной нагрузкой, сложенной с ее регулирующим эффектом. Уравнение переписывается следующим образом:

$$ds = p_{ht} \frac{P_{hnom}^{QC}}{T_j P_b} dt + p_{tt} \frac{P_{tnom}^{QC}}{T_j P_b} dt - \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} dt - \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} k_n s dt. \quad (4.19b)$$

За исключением последнего слагаемого, в правой части уравнения имеют место величины, зависящие только от времени t . Регулирующий эффект нагрузки, который введен этим слагаемым, мало влияет на ход процесса по сравнению с текущими мощностями турбин и с доаварийной мощностью нагрузки, но слагаемое мешает разделению переменных. Без значительного ущерба для точности расчета скольжение в этом слагаемом можно считать просто зависящим от времени:

$$s = ct, \quad (4.19c)$$

где c – коэффициент пропорциональности. Тогда почленное интегрирование этого уравнения с учетом начальных условий $t=0, s=0$ дает отдельно вклады агрегатов и нагрузки в процесс изменения скольжения:

$$s_{th} = \frac{t_{mh} (p_{th}^{QC})^{1,5}}{\cos \alpha_{bh} \Delta \alpha_h} \left[\sin \left(\Delta \alpha_h \frac{t}{t_{mh} \sqrt{p_{th}^{QC}}} + \alpha_{bh} \right) - \sin \alpha_{bh} \right] \frac{P_{th}^{QC}}{T_j P_b}, \quad (4.20a)$$

$$s_{tt} = \frac{t_{mt} (p_{tt}^{QC})^{1,5}}{\cos \alpha_{bt} \Delta \alpha_t} \left[\sin \left(\Delta \alpha_t \frac{t}{t_{mt} \sqrt{p_{tt}^{QC}}} + \alpha_{bt} \right) - \sin \alpha_{bt} \right] \frac{P_{tt}^{QC}}{T_j P_b}, \quad (4.20b)$$

$$s_n = - \left(1 + \frac{k_{nc}}{2} t \right) \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b}. \quad (4.20c)$$

Они в сумме дают искомое скольжение объединенного ротора рассматриваемой части ЭЭС:

$$s = s_{th} + s_{tt} + s_n. \quad (4.21)$$

Пример. Как и в примере из пункта 4.2.2, рассматривается повышение частоты после возникновения аварийного избытка активной мощности в части ЭЭС, состоящей из гидравлического агрегата, теплового агрегата и нагрузки. Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $k_n=1,5$, коэффициент пропорциональности c определялся и корректировался исходя из скольжения s , достигнутого к моменту $t=2$ с. Он в зависимости от хода процесса составлял $0,030 \div 0,045$. Характеристики генерирующих агрегатов и результаты вычислительных экспериментов даны в табл. 4.4 и 4.5.

Здесь представлены данные о трех группах экспериментов, каждая из которых выполнена при одинаковом отношении P_n^{QC} / P_{nb} нагрузки к аварийному небалансу: 0,79, 0,5 и 0,24, и каждая из этих групп содержит по три эксперимента, выполненных при разных соотношениях между мощностями гидравлических и тепловых агрегатов: P_{th}^{QC} / P_{nb} и

P_{π}^{QC} / P_{nb} . В качестве результата предлагается: время $t_{s=0,1}$ достижения процессом того значения скольжения, которое обычно признается критическим для тепловой турбины ($s=0,1$), максимальное значение скольжения $s_{\max}$ и время, в течение которого оно достигается. Среди экспериментов группы первым помещен в таблицу процесс, который идет с небольшим запасом по отношению к критическому скольжению, средний — приблизительно граничный процесс и нижний — процесс, ощутимо опасный.

Таблица 4.4

Характеристики генерирующих агрегатов

Параметр	Агрегат	
	гидравлический	тепловой
$P_{\pi nom}^{QC}$, МВт	2400	800
$T_{\pi nom}$, с	12	10
α_p , °	0	30
$\Delta\alpha$, °	90	60
t_m , с	7,5	1,5

Таблица 4.5

Состояние в момент АВ и результаты вычислений

P_{th}^{QC} , МВт	$P_{\pi nom}^{QC}$, МВт	P_{π}^{QC} , МВт	$P_{\pi nom}^{QC}$, МВт	P_{π}^{QC} , МВт	$t_{s=0,1}$, с	$s_{\max}$	$t_{s=\max}$, с
2800	3000	600	600	1500	—	0,094	4,0
3000	3200	400	400		3,0	0,109	4,2
3200	3400	200	200		2,5	0,123	4,2
2000	2200	1000	1000	1000	—	0,090	4,2
2200	2400	800	800		3,3	0,108	4,4
2400	2600	600	600		2,6	0,126	4,6
1200	1400	1400	1400	500	—	0,084	4,6
1400	1600	1200	1200		3,7	0,108	5,0
1600	1800	1000	1000		2,7	0,131	5,2

Данные таблицы позволяют составить общее представление об условиях, в которых возникновение аварийного избытка мощности может создать опасность для тепловых турбин и, следовательно, потребует вмешательства устройств АОПЧ, а также о скорости протекания опасных процессов, в которых должны успевать действовать эти устройства.

В частности, видно, что, чем меньше отношение P_n^{QC} / P_{nb} , тем более благоприятное соотношение мощностей гидравлических и тепловых агрегатов требуется для безопасности турбин. Наблюдается почти как бы взаимозаменяемость: нагрузка меньше на 500 МВт — тепловых агрегатов должно быть больше на 400 МВт.

На рис. 4.8 показан один из переходных процессов — средний процесс средней из групп. Видны линии, рассчитанные по (4.6а), по которым уменьшаются мощности турбин — тепловой турбины быстро и гидравлической гораздо медленнее, немного увеличивается мощность нагрузки и от начального значения P_{nb} уменьшается мощность небаланса $P_{nb}(t)$, сначала резко и затем, когда тепловая турбина уже полностью разгружена, медленней. Из начала координат идут линии, изображающие в соответствии с (4.20) вклад турбин в повышение скольжения и вклад нагрузки в его понижение. Эти вклады определяются тем, что

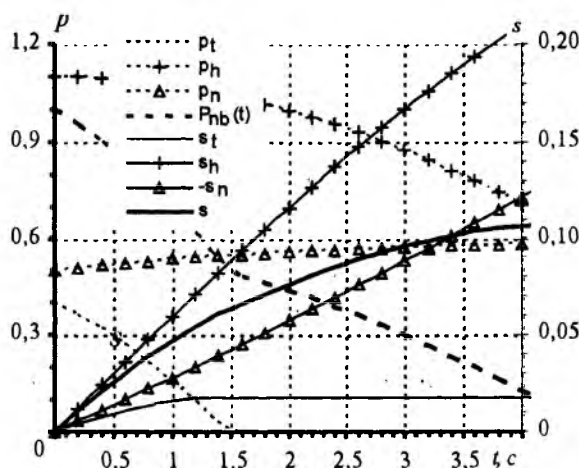


Рис. 4.8. Изменение относительной мощности турбин p_t , нагрузки p_n и суммарного небаланса мощности $p_{nb}(t)$, а также их вкладов в скольжение s во времени после возникновения аварийного избытка мощности:

$$P_{th}^{QC} / P_{nb} = 1,1; \quad P_{n}^{QC} / P_{nb} = 0,4; \quad P_n^{QC} / P_{nb} = 0,5$$

мощности турбин и нагрузки больше нуля. Поскольку $P_{nb} > 0$, сумма вкладов турбин превышает вклад нагрузки, и результирующее скольжение s , вычисленное по (4.21), увеличивается; его линия поднимается из той же точки в начале координат. В данном примере через 3,3 с после начала процесса она пересекает критический уровень скольжения 0,1.

4.3.3. Понижение частоты — введение

Недопустимое даже кратковременно понижение частоты возникает в результате отделения обычно небольшой части от остальной ЭЭС, когда в отделившейся части резервная мощность генерирующих агрегатов или

скорость реализации этой мощности не соответствует слишком большому аварийному дефициту мощности $P_{nb} < 0$ — слишком большому для нагрузки этой части и для ее регулирующего эффекта. Процесс понижения частоты описывается тем же дифференциальным уравнением (4.19), но с другим уравнением, дающим зависимость мощности турбины от времени, — на этот раз возрастающей мощности согласно (4.7). Оно используется отдельно для гидравлических и тепловых турбин.

Прежде чем рассматривать общий случай такого процесса, здесь рассматривается частный случай, когда понижению частоты препятствует, помимо складывающегося окончательного баланса мощности, только нарастающий с понижением частоты регулирующий эффект нагрузки, а мощности турбин остаются неизменными [2.17]. Такая, очень простая, постановка задачи, тем не менее, отражает два реальных варианта аварийных обстоятельств:

1. В отделившейся части резерв мощности пренебрежимо мал или реализуется слишком медленно (за моментом, когда уже достигнуто недопустимое значение частоты);

2. Наоборот, он реализуется столь быстро, что в исходную мощность агрегата можно включить и его резервную мощность.

В остальных случаях первый вариант упрощения задачи может привести к слишком пессимистическому решению, а второй — к слишком оптимистическому.

4.3.4. Частный случай понижения частоты — мощности турбин неизменны

В канонической форме дифференциальное уравнение процесса имеет вид линейного уравнения первого порядка с правой частью

$$\frac{ds}{dt} + cs = a, \quad (4.22a)$$

в котором обозначено:

$$c = \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} k_n, \quad (4.22b)$$

$$a = \frac{P_{ht}^{QC}}{T_j P_b} + \frac{P_{tt}^{QC}}{T_j P_b} - \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} = \frac{P_{nb}^{QC}}{T_j P_b}. \quad (4.22c)$$

Однородное характеристическое уравнение из левой части имеет один корень e^{-ct} , который дает общее решение характеристического уравнения и в сумме с частным решением a/c исходного уравнения с правой частью образует общее его решение

$$s = Ce^{pt} + a/c.$$

Начальные условия для определения коэффициента C : $t=0$, $s=0$; отсюда $C = -a/c$, и в результате изменение скольжения во времени определяется экспоненциальной зависимостью:

$$s = \frac{a}{c}(1 - e^{-ct}). \quad (4.23a)$$

В этом уравнении

$$\frac{1}{c} = \tau = \frac{T_j P_b}{k_n P_n^{QC}} \quad (4.23b)$$

– постоянная времени апериодического изменения частоты, с,

$$a/c = s^{SC} = \frac{P_{nb}^{QC}}{k_n P_n^{QC}} \quad (4.23c)$$

– послеаварийное значение скольжения.

Пример. Часть ЭЭС после ее отделения от остальной ЭЭС характеризуется данными о состоянии QC, помещенными в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Данные о состоянии QC отделившейся части ЭЭС

Параметр	Агрегат		Нагрузка
	h – гидравлический	t – тепловой	
$P_{пот}^{QC}$, МВт	1000	2400	3800
P^{QC} , МВт	800	2200	3800
k_n	–	–	1.5
$T_{ном}$, с	12	10	–
k_t	1,0	0,5	–

С этими данными в отделившейся части могут быть следующие варианты послеаварийного скольжения:

1. Если резервная мощность отсутствует, то $P_{nb}^{QC} = -800$ МВт и

$$s^{SC} = \frac{-800}{1,5 \times 3800} = -0,140.$$

2. Если таковая имеется (но $k_{tt} = 0,5!$) и ее реализацию можно считать немедленной, то $P_{nb}^{QC} = -500$ МВт и

$$s^{SC} = \frac{-500}{1,5 \times 3800} = -0,088.$$

В каждом из этих вариантов за базисную мощность P_b принято абсолютное значение мощности небаланса

$$P_b = -P_{nb}^{QC},$$

и это дает в этих вариантах постоянные инерции отделившейся части ЭЭС $T_j = 45$ и 72 с, а также, естественно, одинаковые постоянные времени этих двух процессов:

$$\tau = \frac{45 \times 800}{1,5 \times 3800} = 6,3 \text{ с}; \quad \tau = \frac{72 \times 500}{1,5 \times 3800} = 6,3 \text{ с}.$$

На рис. 4.9 представлены зависимости, иллюстрирующие эти процессы. Как видим, при взятых в примере данных в лучшем случае скольжение не приемлемо лишь длительно, а в худшем — и кратковременно тоже. Значит, в обоих случаях требуются средства АОСЧ, но, вообще говоря, разные, хотя, если автоматика удачно настроена, быстро используемые средства против кратковременного понижения частоты помогают поддерживать частоту и в длительном послеаварийном состоянии.

4.3.5. Более общий случай понижения частоты — мощности турбин увеличиваются

Понижение частоты описывается тем же уравнением (4.18), что и ее повышение, и его интегрирование наталкивается на то же препятствие — невозможность разделить переменные. Однако преодолеть его тем же способом (считая понижение частоты пропорциональным времени) вряд ли приемлемо из-за иного характера процесса. Ведь турбины обладают несравнимо меньшими возможностями увеличивать мощность, чем ее уменьшать, и поэтому процесс глубокого понижения частоты останавливает чуть ли не исключительно регулирующий эффект нагрузки. Из этого следует, что при понижении частоты скольжение в последнем слагаемом уравнения (4.19а) играет очень значительную роль. Чтобы отразить это, предлагается использовать зависимость скольжения от времени, полученную выше в условиях, когда мощность турбин неизменна.

Анализ рисунка 4.9 приводит к предположению, что линия реального процесса, в котором турбины постепенно увеличивают мощность, должна находиться где-то в коридоре между линиями 1 и 2. Это можно

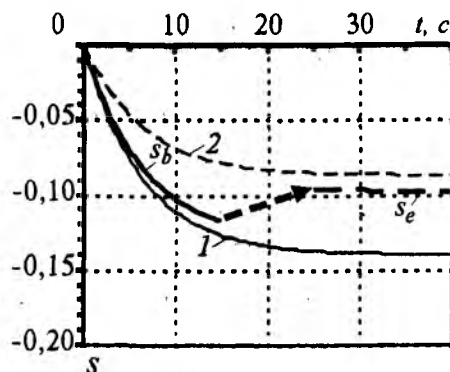


Рис. 4.9. Скольжение после возникновения аварийного дефицита мощности

уточнить подобно тому, как проведены утолщенные линии на этом рисунке: начало процесса идет по линии s_b чуть выше нижней линии 1, постепенно отдаляясь от нее, затем где-то переходит ближе к верхней линии 2 на линию s_e . Отсюда возникает предложение считать зависимость скольжения от времени подобной линиям 1 и 2, т.е. согласно (4.23а) — экспоненциальной. Это ведет к оценке регулирующего эффекта нагрузки формулой:

$$k_n s = \frac{P_{nb}^{QCM}}{P_n^{QC}} \left(1 - e^{-\frac{k_n P_n^{QC}}{T_j P_b} t} \right), \quad (4.24)$$

где P_{nb}^{QCM} — значение небаланса мощности, которое определяет положение моделирующей линии скольжения между линиями 1 и 2. Теперь переменные в уравнении движения полностью разделены:

$$ds = p_{ht} \frac{P_{htnom}^{QC}}{T_j P_b} dt + p_{tt} \frac{P_{ttnom}^{QC}}{T_j P_b} dt - \frac{P_n^{QC}}{T_j P_b} dt - \frac{P_{nb}^{QCM}}{T_j P_b} \left(1 - e^{-\frac{k_n P_n^{QC}}{T_j P_b} t} \right) dt. \quad (4.25)$$

В этом уравнении зависимость мощности нагрузки от времени раскрыта, а относительные мощности агрегатов зависят от времени согласно (4.7), где исходная мощность в данном случае есть $p_t^I = p_t^{QC}$. Почленное интегрирование этого уравнения с учетом начальных условий $t=0$, $s=0$ дает отдельно вклады агрегатов и нагрузки в процесс изменения скольжения:

$$s_{th} = \left[p_{ht}^{QC} t + k_{th} \frac{1 - p_{ht}^{QC}}{2} \left(t - \frac{2k_{mh} t_{mh}}{\pi} \sqrt{1 - p_{ht}^{QC}} \sin \frac{\pi t}{2k_{mh} t_{mh} \sqrt{1 - p_{ht}^{QC}}} \right) \right] \frac{P_{htnom}^{QC}}{T_j P_b}, \quad (4.26a)$$

$$s_{tt} = \left[p_{tt}^{QC} t + k_{tt} \frac{1 - p_{tt}^{QC}}{2} \left(t - \frac{2k_{mt} t_{mt}}{\pi} \sqrt{1 - p_{tt}^{QC}} \sin \frac{\pi t}{2k_{mt} t_{mt} \sqrt{1 - p_{tt}^{QC}}} \right) \right] \frac{P_{ttnom}^{QC}}{T_j P_b}, \quad (4.26b)$$

$$s_n = -\frac{P_n^{QC} + P_{nb}^{QCM}}{T_j P_b} t + \frac{P_{nb}^{QCM}}{k_n P_n^{QC}} \left(1 - e^{-\frac{k_n P_n^{QC}}{T_j P_b} t} \right), \quad (4.26c)$$

которые в сумме, определяемой по (4.21), дают искомое скольжение объединенного ротора данной части ЭЭС.

Здесь третье слагаемое s_n определяет вклад избыточной нагрузки, которая постепенно уменьшается, в нарастающее во времени понижение скольжения. Слагаемые s_{th} и s_n определяют вклады гидравлических и тепловых агрегатов, мощности которых постепенно увеличиваются, в противодействие понижению скольжения. Эти процессы постепенно уменьшают небаланс мощности, и, когда начальный аварийный небаланс мощности будет полностью скомпенсирован, уменьшение скольжения прекратится.

Применяя данный способ расчета, нужно иметь в виду два привходящих обстоятельства.

Первое заключается в том, что модель генерирующего агрегата (раздел 4.1) описывает увеличение мощности только в пределах половины периода моделирующей косинусоиды и затем воспроизводит уменьшение мощности, что в течение небольшого времени может отражать уменьшение давления пара перед тепловой турбиной. Второе обстоятельство касается выбора моделирующего небаланса мощности P_{nb}^{QCM} , что рассматривается в следующем пункте.

4.3.6. Пример и анализ расчета понижения частоты

Рассмотрим процесс понижения частоты после возникновения аварийного дефицита активной мощности в части ЭЭС, состоящей из гидравлического агрегата, теплового агрегата и нагрузки (установившееся состояние, наступающее после такого рода процесса, рассмотрено в пункте 4.2.3).

В данном примере использованы те же данные, что и в предыдущем (табл. 4.6), дополнительные данные представлены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Данные генерирующих агрегатов, дополняющие данные из предыдущего примера

Параметр	Агрегат	
	гидравлический	тепловой
t_m, c	7,5	1,5
k_m	2,0	10,0

Агрегаты с такими параметрами полностью используют свою небольшую резервную мощность: за 13,5 с — гидравлический и за 8,5 с — тепловой (тепловая турбина, пока не участвует котел, использует свой резерв мощности только на 50%, так как принято $k_{tt} = 0,5$).

На рис. 4.10 показаны изменение во времени небаланса мощности и скольжения, а также все три их составляющие. Кроме того, широкими бледными линиями намечены две линии, на рис. 4.9 обозначенные 1 и 2 и показывающие процессы при отсутствии резервной мощности и при

ее немедленной реализации. На рисунке видно, что рассчитываемый процесс сначала близок к худшему из них, затем по мере реализации резервных мощностей он идет несколько выше, через 9,0 с начальный небаланс мощности компенсируется и скольжение достигает минимального значения $-0,088$. После этого начинается увеличение скольжения, и оно выходит из коридора 1–2 крайних процессов. Последнее нуждается в пояснении.

Поскольку в данном случае агрегаты увеличивают свою мощность довольно медленно, очевидно, что для моделирования регулирующего эффекта нагрузки было бы разумным использовать линию, лежащую в коридоре 1–2 ближе к процессу без резервной мощности. В данном случае так и сделано: между процессами 1 с $P_{nb}^{QC} = -800$ МВт и 2 с $P_{nb}^{QC} = -500$ МВт выбран процесс, идущий по промежуточной линии с $P_{nb}^{QCM} = -725$ МВт. Однако реализация резервной мощности сверх 725 МВт постепенно обнаруживает неточность этого решения: со временем оно дает регулирующий эффект нагрузки больше того, который должен был бы проявиться при получающемся понижении частоты. Эта неточность несколько преуменьшает абсолютное значение минимального скольжения. Возможна погрешность и в другую сторону. Если для данного примера выбрать $P_{nb}^{QCM} = -575$ МВт, то скольжение уменьшается быстрее и притом сначала идет чуть ниже нижней из крайних линий 1. Если же выбрать среднюю из возможных линий с $P_{nb}^{QCM} = -650$ МВт, то процесс идет приблизительно так же, но уменьшение абсолютного значения скольжения происходит медленнее, а восста-

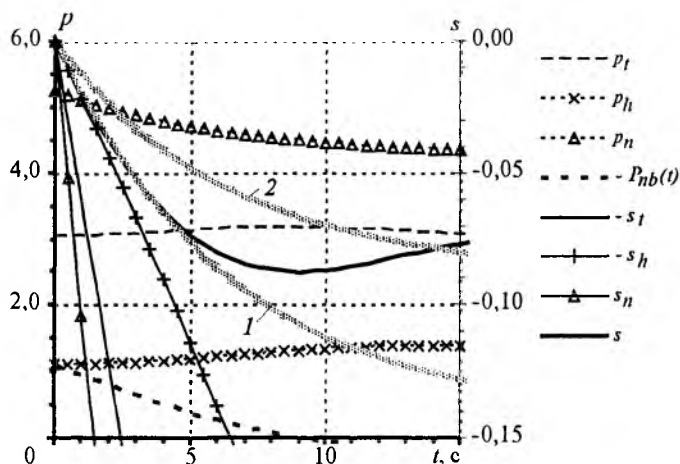


Рис. 4.10. Изменение относительной мощности турбин p_t , нагрузки p_n и суммарного небаланса мощности $p_{nb}(t)$, а также их вкладов в скольжение s после возникновения аварийного дефицита мощности: $P_b = -P_{nb}^{QC} = 725$ МВт; $p_{th}^{QC} = 1,1$; $p_{n1}^{QC} = 3,03$; $p_{n2}^{QC} = 5,2$

новление скольжения — совсем медленно, гораздо медленнее, чем при $P_{nb}^{QCM} = -725$ МВт, процесс почти аperiodический.

В табл. 4.8 указанные сведения систематизированы. В качестве результата предлагаются минимальное значение скольжения s_{min} и характерные времена достижения процессом критического значения $s = -0,1$ и s_{min} .

Таблица 4.8

Данные процессов, для которых регулирующий эффект нагрузки рассчитан по разным зависимостям скольжения от времени, полученным в модели с неизменными мощностями турбин

Значение небаланса мощности P_{nb}^{QCM} для моделирования регулирующего эффекта нагрузки	$t_s = -0,1$ с	s_{min}	$t_{s=min}$ с
-800	—	-0,080	8,0
-725	—	-0,088	9,0
-650	—	-0,098	11,0
-575	7,7	<-0,130	>20,0
-500	6,7	<-0,159	>20,0

Приведенные сопоставления иллюстрируют, казалось бы, парадоксальное положение, что уменьшение абсолютного значения принимаемого в расчет небаланса P_{nb}^{QCM} ухудшает процесс. Значение этого небаланса заметно влияет на регулирующий эффект нагрузки и через него — на ход процесса, и к его выбору нужно относиться внимательно. В данном примере наиболее правдоподобным представляется процесс при среднем значении моделирующего небаланса $P_{nb}^{QCM} = -650$ МВт, который приводит скольжение к грани недопустимого значения.

В табл. 4.9 представлены результаты двух небольших групп вычислительных экспериментов, выполненных при тех же, как и раньше, исходных данных и при значении расчетного небаланса $P_{nb}^{QCM} = -650$ МВт.

Таблица 4.9

Состояние в момент АВ и результаты вычислений

k_{II}	$T_{jh nom}$ с	$t_s = -0,1$ с	s_{min}	$t_{s=min}$ с
0,9	12	—	-0,091	9,5
0,1		8,5	-0,106	12,5
0,5	15	—	-0,095	12,0
	9	8,5	-0,101	9,5

В первых двух экспериментах изменена (по сравнению с табл. 4.8) доля k_{tt} резервной мощности тепловой турбины, которая реализуется до увеличения мощности котла. В следующих двух экспериментах изменена постоянная инерции гидравлического агрегата $T_{jh\,nom}$. В каждой паре экспериментов первым помещен в таблицу более благоприятный процесс, за ним — более опасный.

Из данных табл. 4.9 видно, что при той небольшой резервной мощности, которой наделен тепловой агрегат, изменение коэффициента k_{tt} в довольно широких пределах не сильно влияет на значение минимума скольжения. Приблизительно в такой же степени влияет изменение постоянной инерции гидравлического агрегата.

Глава 5.

Устойчивость по напряжению

5.1. Об опасности понижения напряжения

Данная проблема в общих чертах рассмотрена в части I (раздел 4.1, пункт 4.2.4 и раздел 4.3), но прежде, чем приступить к более подробному рассмотрению, интересно ее дополнительно охарактеризовать с опорой на первоисточники, тем более что они по прошествии многих лет не очень доступны.

Соображения, сформулированные в [1], содержат постановку задачи, которая и сегодня выглядит исключительно точной и актуальной:

«Нарушение устойчивости электростанций, как правило, влечет за собой и неустойчивость нагрузки. Точно так же и опрокидывание двигателей крупных потребителей, сопровождаемое резким снижением напряжения, может привести к выпадению из синхронизма генераторов, питающих данную нагрузку. Тем не менее для того, чтобы иметь суждение о необходимых средствах увеличения устойчивости, уместно поставить вопрос о том, в каких условиях параллельной работы двух станций на общую нагрузку, при каких параметрах схемы и режимах работы системы нарушение устойчивости происходит в результате выпадения из синхронизма станций или же является следствием опрокидывания двигателей нагрузки».

Далее вводится понятие о симметричной схеме, в которой угол между векторами ЭДС двух генераторов, работающих на общую нагрузку, близок к нулю. Предлагаются существенные выводы:

«Таким образом, неустойчивость генераторных станций всегда предшествует возникновению неустойчивости нагрузки или по крайней мере совпадает с ней, и для оценки устойчивости системы в целом по существу можно было бы использовать единственный критерий в виде знака синхронизирующей мощности (действительный предел мощности).

Тем не менее, ...причиной нарушения статической устойчивости симметричных схем при достаточно тесной связи между электростанциями является именно снижение напряжения в системе в силу каких-либо обстоятельств.

Такого рода аварии, известные под названием «лавины напряжения», имели место в крупных системах, когда ввиду дефицита реактивной мощности приходилось допускать чрезмерно низкий уровень напряжения в системе».

Эти выводы скорее всего означают, что нарушение устойчивости нагрузки без нарушения устойчивости параллельной работы опасно, если нет существенного обмена мощностью между узлами сети, т.е. имеет место плотная сеть. Сегодня это воспринимается довольно спокойно, но с этим явно входит в противоречие первый вывод об универсальности суждения об устойчивости по знаку синхронизирующей мощности.

В сущности, в симметричной схеме два генератора вполне можно заменить одним эквивалентным. В [4] изучается неустойчивость нагрузки именно в такой схеме. В ней нагрузка питается от эквивалентной ЭДС системы через индуктивное сопротивление сети. Констатируется, что максимальный вращающий момент асинхронного двигателя имеет большую кратность ($1,5 \div 1,7$) по отношению к рабочему моменту. «Следовательно, небольшие снижения напряжения на шинах двигателей не могут привести к нарушению их устойчивости».

Важно процитировать очень существенное замечание из [4]:

«...поскольку нагрузка электрических систем обычно состоит из различного рода потребителей электрической энергии и асинхронные двигатели составляют в ней только некоторую (хотя и значительную долю), определить параметры эквивалентного двигателя было бы затруднительно».

Во ВНИИЭ подробно изучались асинхронные режимы генераторов, их ресинхронизация и поведение нагрузки во время этих процессов, а также при понижениях напряжения, вызванных другими причинами. Проводились экспериментальные исследования статических и динамических характеристик разнообразной нагрузки во многих энергосистемах. Результаты этих исследований обобщены в [6]:

«Если напряжение в сети, питающей городскую нагрузку, понижается до 80–85% от номинального значения, то на каждый 1% снижения напряжения потребляемая активная мощность снижается приблизительно на 0,9%. Если же нагрузка содержит много асинхронных двигателей, как бывает на промышленных предприятиях, то снижение активной мощности в указанном диапазоне напряжений значительно меньше или даже совсем отсутствует».

«В отличие от статических характеристик активной мощности характеристики реактивной мощности по частоте и напряжению весьма разнообразны и практически не поддаются типизации».

Помимо разнообразия нагрузки, неопределенность ее поведения при глубоком понижении напряжения вызвана еще одним важнейшим обстоятельством, о котором авторы [6] пишут следующим образом:

«...вопреки установившейся точке зрения, заключающейся в том, что при глубоком снижении напряжения в узле комплексной нагрузки обязательно развивается “лавина напряжения” всего узла в целом, этого явления, как показало большое число натурных экспериментов,.. в большинстве случаев не наблюдается. Вместо этого имеет место саморазгрузка потребителей на 10–30% (в основном небольших по мощности двигателей) в результате отпадания магнитных пускателей и частично в результате действия защит минимального напряжения. Такое отключение нагрузки ведет к уменьшению активной и реактивной мощности самой нагрузки и к уменьшению активных и реактивных потерь в сети».

«При отключении части нагрузки улучшается устойчивость оставшихся в работе потребителей и возникновение “лавины напряжения” становится маловероятным. Вместе с тем при значительном понижении

напряжения возможно “опрокидывание” отдельных асинхронных двигателей, но это не приводит к нарушению устойчивости узла нагрузки в целом».

«На практике “лавина напряжения” узла нагрузки наблюдалась только в промышленных узлах с большим процентом мощной двигательной асинхронной нагрузки с высоким коэффициентом загрузки...».

Конечно, авторы не могли пройти мимо поведения нагрузки во время асинхронного режима. Вот их взгляд на этот вопрос:

«Комплексная нагрузка, расположенная вблизи центра качаний ($U_{\min} < 0,4 \div 0,5 U_{\text{ном}}$), в значительной степени (до 30–50%) отключается при асинхронном ходе в системе, причем значение отключаемой нагрузки зависит не только от минимального напряжения, но и от периода и длительности асинхронного хода. При этом те двигатели, которые не отключались, могут периодически затормаживаться и вновь разгоняться... Как показывают эксперименты, “опрокидывания” комплексной нагрузки в подавляющем большинстве случаев не происходит, даже если нагрузка расположена вблизи центра качаний.

Явление “опрокидывания” нагрузки наблюдается лишь при преобладании в узле сильно загруженных асинхронных двигателей и при их расположении вблизи центра качаний. При глубоком снижении напряжения во время асинхронного хода (до $0,25\text{--}0,3 U_{\text{ном}}$ и менее) возможно выпадение из синхронизма синхронных двигателей».

В [1.27] приведено много материалов о поведении нагрузки и даны осциллограммы электрических величин в процессе развития “лавины напряжения”. Вопрос в целом охарактеризован следующим образом:

«“Лавина напряжения” может возникать в узлах нагрузки, где много двигателей, в особенности асинхронных, и где нет массовых самоотключений электроприемников. Напряжение, которое устанавливается в результате лавины, может быть ниже номинального на 50–90%. Время, в течение которого развивается “лавина напряжения”, составляет в разных условиях от нескольких десятых долей секунды до нескольких секунд.

Активная нагрузка после лавины напряжения много меньше исходной, а реактивная — много больше. Через некоторое время (единицы или десятки секунд) опрокинувшиеся двигатели отключаются защитами, активная и реактивная нагрузки снижаются».

Хорошо объяснены причины неопределенности того, что названо самоотключением электроприемников:

«У промышленных электроприемников низкого напряжения самой распространенной, почти повсеместной причиной отключений является отпадание контактов магнитных пускателей при перерыве питания. Напряжение, при котором магнитный пускатель самопроизвольно отключается, составляет для нового пускателя с чистыми контактными поверхностями примерно 60–70% от номинального (или менее — при высоком качестве изготовления). Если контактные поверхности загрязнены и поэтому не смыкаются плотно (тогда магнитопровод не замкнут, и

сила, удерживающая пускатель во включенном положении, уменьшена), напряжение отпущения выше. На производстве встречаются пускатели, отпадающие уже при напряжении 90% от номинального.

Время отпадания контактов магнитного пускателя очень мало. Магнитные пускатели успевают отключиться даже тогда, когда питание восстанавливается сразу после отключения КЗ, которое ликвидируется быстрой действующей защитой».

Книга [1.27] представляет особый интерес, так как нагрузка в ней рассматривается как элемент энергосистемы, но с точки зрения ее собственного технологического процесса, и анализирует те неприятности, которые испытывает потребитель не только во время аварийного процесса в энергосистеме, но и долго после того, как с точки зрения энергосистемы он закончился.

Коэффициент запаса устойчивости по напряжению представлен в разделе 4.3 части I, и там же указаны допустимые границы понижения напряжения, принятые в России.

В [2.18] рассмотрена часто упускаемая из виду динамическая неустойчивость напряжения, которая, по мнению авторов, становится все более актуальной. Обычная ситуация — многофазное КЗ около центра нагрузки, которое сильно понижает напряжение на ее шинах, из-за чего ее двигатели быстро тормозятся. После отключения КЗ, при попытке ускориться (так называемый самозапуск), двигатели потребляют большой ток, что, если энергосистема слаба, не дает восстановиться напряжению. В результате может последовать массовая остановка двигателей, т.е. «лавина напряжения».

Авторы [2.18] предвидят обострение этой проблемы в силу ряда обстоятельств:

- в установках кондиционирования воздуха используются малоинерционные двигатели компрессоров с высоким коэффициентом загрузки, которые даже при глубоком понижении напряжения могут не отключиться от сети; распространение таких установок увеличивается из-за развития городов в районах с жарким климатом и из-за возможного глобального потепления; упомянуто, что двигатели компрессоров могут уже теперь составлять до 50% летней пиковой нагрузки;

- распространяются нечувствительные к напряжению нагрузки с электронным электропитанием;

- нагрузка электрических сетей растет;

- расширяется использования конденсаторов компенсации реактивной мощности;

- вдвойне неблагоприятна конденсаторная компенсация на шинах преобразователей тока, потребление которыми реактивной мощности растет при уменьшении напряжения.

Приведенный обзор литературных источников позволяет сделать некоторые выводы, относящиеся непосредственно к ПА.

Можно заметить, что согласно цитированным материалам в работе энергосистем и во время многочисленных экспериментов в них «лавина напряжения» наблюдалась редко и только при особом стечении обстоя-

тельств: двигатели сильно загружены, мало саморегулирование нагрузки за счет отпадания якорей магнитных пускателей, ЭЦК попал слишком близко к нагрузке и т.п. Уместно ли отсюда сделать выводы, что применение автоматики для борьбы с этим явлением не требуется или требуется только в исключительных случаях? Скорее всего, такие выводы были бы слишком смелыми, тем более что не ясно, как очерчиваются эти исключительные случаи. Этим выводам препятствует прежде всего отмечаемая исследователями неопределенность характеристик нагрузки, слабая предсказуемость того, возникнет ли в конкретной ЭЭС «лавина напряжения» или нет.

Действительно, ряд решающих в данном отношении характеристик нагрузки знать и тем более угадать на перспективу пары лет или хотя бы нескольких месяцев, нужных для создания ПА, — невозможно. В зависимости от того, насколько детально формализованы отношения между энергосистемой и ее потребителями, это в той или иной степени может касаться состава электроприемников (освещение, нагреватели, выпрямители, синхронные или асинхронные двигатели с вентиляторами или прокатными станами, кондиционеры?) и величины нагрузки на тех или иных шинах подстанций потребителя.

А. Meklin (Pacific Gas and Electric Company) сообщил авторам, что из базы данных энергосистемы, где указаны принадлежность каждого потребителя к тому или иному тарифному классу и его платежи, ему удастся автоматически составить данные о видах и мощности нагрузки на каждом фидере, что дает возможность правдоподобно скомпоновать индивидуальную модель нагрузки для каждой подстанции. На конференции „AUPEC 2005“ в Австралии, сентябрь 2005 года, он сообщил о разработанном им методе представления в вычислительной программе сопротивления от шин узловой питающей подстанции до шин непосредственно потребителя.

Еще в большей мере это касается загрузки двигателей и, наконец, напряжения возврата магнитных пускателей. Заметим, что все эти обстоятельства изменчивы во времени, особенно в регионе с быстро изменяющейся экономической конъюнктурой. Выводы, сделанные на основе исследования существующей нагрузки, могут быть важны принципиально, но, к сожалению, вовсе не обязательно могут быть отнесены к нагрузке, которая будет питаться от той же энергосистемы через пару лет, и к нагрузке другой энергосистемы. Состав же нагрузки изменяется не в лучшую для устойчивости энергосистемы сторону [2.18].

Не случайно, что когда у энергосистемы возникали проблемы, связанные с напряжением, и специалисты обращались по этому вопросу во ВНИИЭ, то там разрабатывали свои рекомендации на основе не расчетов послеаварийных состояний, а натурных экспериментов. Это значит, что, несмотря на громадный опыт в моделировании нагрузки и на значительную трудоемкость экспериментов, специалисты ВНИИЭ полагали правдоподобным и ответственным моделировать нагрузку не вместо экспериментов, а только после них и, следовательно, привязывать свои рекомендации к текущему состоянию энергосистемы, оставляя, в сущности, открытым вопрос о временной перспективе.

Задача о заблаговременном решении вопроса об опасности «лавины напряжения» значительно отличается от задачи выявления лавины и

ввода управляющих воздействий on-line. Однако вторая из этих задач может возникнуть и решаться только в том случае, если решение первой задачи показало наличие опасности. Из-за не слишком большой достоверности решения этой задачи осторожность подсказывает ступенчатый порядок действий. Во-первых, нужно постараться выявить расчетами off-line те сети ЭЭС, в которых «лавина напряжения» заведомо, с большим запасом, невозможна. Во-вторых, в остальных сетях нужно предусмотреть те или иные средства автоматики, препятствующие лавине, принимая меры к тому, чтобы автоматика действовала в случаях реальной опасности, но не действовала в иных случаях. Степень технического совершенства и надежности такой автоматики явится, как обычно, следствием того, как в энергосистеме оценивают ответственность нагрузки и каковы возможности энергосистемы.

5.2. Схема сети и модели нагрузки

Хотя многие аспекты неустойчивости по напряжению качественно уже охарактеризованы, целесообразна и легко достижима дальнейшая конкретизация путем рассмотрения простейших количественных моделей: во-первых, моделей разных видов нагрузки и, во-вторых, модели, эквивалентирующей энергосистему, которая питает эту нагрузку.

5.2.1. Схема

Рассматриваемая схема составлена подобно [4,10] и показана на рис. 5.1. Шины нагрузки с напряжением U_L питаются от энергосистемы, имеющей ЭДС E и внутреннее сопротивление Z_f . Последнее является по отношению к нагрузке предвключенным сопротивлением.

Предвключенное сопротивление может приблизительно оцениваться как сопротивление КЗ на шинах U_L . Его удобно выразить в данном случае через так называемую мощность КЗ:

$$S_f = \frac{E^2}{z_f}. \quad (5.1)$$

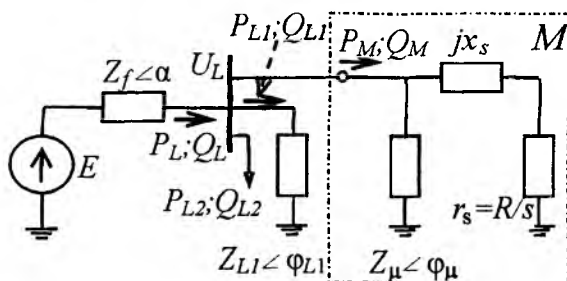


Рис. 5.1. Схема замещения асинхронного двигателя M , включенного совместно с нагрузками $L1$ и $L2$ на шины U_L , связанные с ЭДС системы сопротивлением Z_f

На шины с напряжением U_L включена нагрузка, имеющая общее сопротивление Z_L . Эта нагрузка состоит из нагрузок трех существенно разных видов.

Нагрузка, имеющая постоянное сопротивление $Z_{L1} \angle \varphi_{L1}$, не зависящее от уровня напряжения на шинах. Пример такой нагрузки — простые осветительные приборы. Потребляемая ею мощность $S_{L1} = P_{L1} + jQ_{L1}$ прямо пропорциональна квадрату напряжения на шинах и обратно пропорциональна модулю сопротивления z_{L1} :

$$S_{L1} = \frac{U_L^2}{z_{L1}}; \quad P_{L1} = \frac{U_L^2}{z_{L1}} \cos \varphi_{L1}; \quad Q_{L1} = \frac{U_L^2}{z_{L1}} \sin \varphi_{L1}. \quad (5.2)$$

Некоторую утрированную разновидность такого рода зависимости нагрузки от напряжения создает включение потребителя электроэнергии через магнитный пускатель, который держится во включенном состоянии намагничивающей силой тока в соленоиде включения. Напряжение возврата такого пускателя очень неопределенно, он может отключиться при понижении напряжения в сети до уровня 60–70%, но не исключено, что это произойдет и при напряжении 90% [10, 1.17]. Магнитные пускатели широко применяются в электротехнических установках, и поэтому с их влиянием (благоприятным, но неопределенным!) нельзя не считаться.

Нагрузка, потребляемая мощность которой $S_{L2} = P_{L2} + jQ_{L2}$ не зависит от уровня напряжения на шинах. Такая нагрузка включена, например, через трансформатор с коэффициентом трансформации, автоматически регулируемым под нагрузкой. Сопротивление такой нагрузки $Z_{L2} \angle \varphi_{L2} = r_{L2} + jx_{L2}$ прямо пропорционально квадрату напряжения на шинах:

$$z_{L2} = \frac{U_L^2}{s_{L2}}; \quad r_{L2} = \frac{U_L^2}{s_{L2}} \cos \varphi_{L2}; \quad x_{L2} = \frac{U_L^2}{s_{L2}} \sin \varphi_{L2}. \quad (5.3)$$

Нагрузка в виде асинхронного двигателя. По примеру [4] здесь рассматривается наиболее упрощенная и ясная схема замещения двигателя, показанная на рис. 5.1. На этой схеме сопротивление x_μ отражает потери на намагничивание, сопротивления x_s и r_s отражают сопротивление цепи статора остановленного двигателя. Зависимость активного сопротивления r_s от скольжения s отражает тот факт, что активное сопротивление двигателя падает с увеличением абсолютного значения относительного скольжения $-s$ по сравнению с нулевым значением, когда двигатель вращается с синхронной скоростью и потребляет мощность (реактивную) только на намагничивание. Таким образом, потребляемая двигателем мощность $P_M + jQ_M$ зависит не только от напряжения (квадратично), но и от скольжения, т.е. от того, какую мощность требует механизм, вращаемый двигателем, а эта мощность, в свою очередь, тоже зависит от скольжения.

5.2.2. Уравнения модели асинхронного двигателя

Угол полного сопротивления двигателя находится из выражения:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{x_s}{r_s} + \frac{r_s^2 + x_s^2}{r_s x_\mu}. \quad (5.4)$$

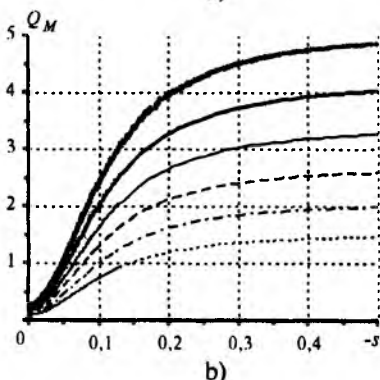
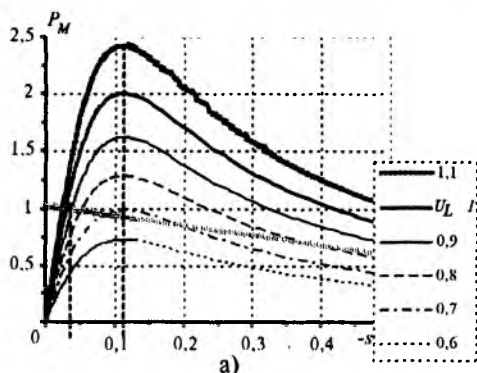
Потребляемые двигателем активная и реактивная мощности зависят от указанных параметров, от подведенного к нему напряжения и от скольжения (которое, в свою очередь, зависит от мощности, требуемой при этом скольжении вращаемым механизмом):

$$P_M = \frac{U_L^2}{(R/s)^2 + x_s^2} \frac{R}{s}; \quad (5.5a)$$

$$Q_M = \frac{U_L^2}{x_\mu} + \frac{U_L^2}{(R/s)^2 + x_s^2} x_s. \quad (5.5b)$$

Из (5.5a) находится скольжение в зависимости от мощности $P_M = P_{mec}$, потребляемой механизмом:

$$-s = \frac{U_L^2 \mp \sqrt{U_L^4 - 4P_{mec}^2 x_s^2}}{2P_{mec} x_s^2} R. \quad (5.6)$$



На рис. 5.2 воспроизведены зависимости активной и реактивной мощностей, потребляемых двигателем, от его скольжения при различных подведенных к нему напряжениях U_L .

Эти зависимости рассчитаны при значениях сопротивлений двигателя из приведенного ниже примера.

Как видно из (5.6) и рис. 5.2a, зависимость активной мощности двигателя от скольжения имеет две ветви. Единственное значение s имеет место согласно (5.6), если в этом выражении подкоренное выражение равно нулю. В этих переломных условиях

$$P_{\max} = U^2 / 2x_s. \quad (5.7a)$$

При номинальной нагрузке двигателя $P_M = 1$ эти условия наступают, если напряжение

Рис. 5.2. Зависимость мощностей P_M и Q_M асинхронного двигателя от скольжения s при различных подведенных к нему напряжениях U_L

ниже номинального и равно критическому значению

$$U_{cr} = \sqrt{2x_s}. \quad (5.7b)$$

Из равенства нулю упомянутого подкоренного выражения следует, что в этих условиях скольжение, называемое критическим, вне зависимости от напряжения равно

$$-s_{cr} = R / x_s. \quad (5.8)$$

В неподвижном состоянии (перед разворотом или после полной остановки) двигатель потребляет пусковую мощность, формула для которой получается из (5.5.a) при $-s=1$:

$$P_p = \frac{U^2}{R^2 + x_s^2} R. \quad (5.9)$$

5.2.3. Пример двигателя на шинах с неизменным напряжением

Двигатель, который эквивалентен двигателям общей номинальной мощности $P_n = 50$ МВт, имеет при номинальном напряжении и номинальной нагрузке $\cos \varphi_n = 0,9$ и $s_n = 0,03$. Он питается от столь мощной сети 110 кВ через трансформаторы столь большой мощности, что напряжение на питающих шинах можно считать не зависящим от его нагрузки. Задано отношение его максимального момента к номинальному (приблизительно оно отождествляется с отношениями мощностей): $P_{\max}/P_n = 2$. Определим параметры этого двигателя и затем электрические величины в характерных условиях его работы.

Согласно (5.7a) и (5.6) определяются параметры двигателей:

$$x_s = \frac{1^2}{2 \times 2} = 0,25,$$

$$R = \frac{2 \times 1 \times 0,25^2 \times 0,03}{1^2 \pm \sqrt{1^4 - 4 \times 1^2 \times 0,25^2}} = 0,028.$$

При номинальном скольжении $s_n = 0,03$ $r_n = 0,93$. Если $\cos \varphi_n = 0,9$, то $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,48$ и с учетом уже найденных параметров выражение (5.4) имеет вид:

$$0,48 = \frac{0,25}{0,93} + \frac{0,93^2 + 0,25^2}{0,93 x_\mu},$$

откуда следует, что $x_\mu = 4,7$.

Приведенное к базисным значениям $S_{Mn} = P_{Mn}/\cos \varphi_n = 55,56$ МВА и $U_{Ln} = 110$ кВ базисное сопротивление равно $110^2/55,56 = 217,8$ Ом. При этих базисных величинах сопротивления схемы замещения двигателей составляют

$$x_s = 54,5 \text{ Ом}, \quad R = 6,1 \text{ Ом}, \quad r_n = 203 \text{ Ом}, \quad x_\mu = 1024 \text{ Ом}.$$

Если мощность, потребляемая вращаемым механизмом, равна $P_{mec} = 1$, то при номинальном значении напряжения, равном $U_{Ln} = 1$, указанным выше значениям сопротивлений согласно (5.6) действительно соответствует номинальное скольжение $s_n = 0,03$.

В (5.6) перед корнем взят знак минус. Если предположить независимость потребной механизмом мощности от скольжения, знак плюс дал бы значение скольжения $-s = 0,42$ на ниспадающей ветви характеристики мощности. Однако данное предположение нереально, поскольку исключает самозапуск двигателя, имеющего скольжение $-s = 1$.

Согласно (5.5b) в номинальных условиях работы указанные двигатели потребляют реактивную мощность

$$Q_{Mn} = \frac{1^2}{4,72} + \frac{1^2}{(0,028/0,03)^2 + 0,25^2} 0,25 = 0,21 + 0,27 = 0,48, \text{ т.е. } \cos \varphi_{Mn} = 0,9.$$

В критических условиях, когда $U=1$, $P_{\max} = P_{mec} = 2$ и согласно (5.8)

$$-s_{cr} = 0,028/0,25 = 0,112,$$

потребление этой мощности в 4,6 раза больше:

$$Q_M = \frac{1^2}{4,72} + \frac{1^2}{(0,028/0,112)^2 + 0,25^2} 0,25 = 0,21 + 2 = 2,21, \text{ т.е. } \cos \varphi = 0,67.$$

Согласно (5.7b) при номинальной нагрузке двигателя критическое напряжение

$$U_{cr} = \sqrt{2 \times 0,25} = 0,71.$$

В неподвижном состоянии двигатель потребляет активную мощность согласно (5.9):

$$P_p = \frac{1^2}{0,028^2 + 0,25^2} 0,028 = 0,44$$

и реактивную мощность

$$Q_p = \frac{1^2}{4,72} + \frac{1^2}{(0,028/1)^2 + 0,25^2} 0,25 = 0,21 + 3,95 = 4,16, \text{ т.е. } \cos \varphi_p = 0,106.$$

5.2.4. Возможность неустойчивости нагрузки, включенной на шины с неизменным напряжением

Анализ простейшего случая, когда нагрузка включена на шины неизменного напряжения, позволяет понять многие (но не все) аспекты неустойчивости этой нагрузки, если принять во внимание, что это напряжение может быть пониженным и что всякое увеличение потребляемой от шин мощности, особенно реактивной мощности, действует в сторону

понижения напряжения. В реальных же условиях, когда имеется предвключенное сопротивление (эти условия рассматриваются в следующем разделе), напряжение на шинах не настолько неизменно, чтобы изменение потребляемой мощности не влияло на его величину.

Рис. 5.3 дает представление о том, как зависят от понижения напряжения на шинах ΔU_L активные и реактивные мощности трех представленных выше видов нагрузки. В отличие от неизменной нагрузки L_2 , нагрузка L_1 изменяется в ту же сторону, как и напряжение, тем самым благоприятно препятствуя его изменению. Активная мощность двигателя M тоже изменяется благоприятно, хотя и в гораздо меньшей мере, чем нагрузки L_1 , но его реактивная мощность при понижении напряжения резко увеличивается, и это увеличение решительно вредно.

На этом рисунке видно только влияние напряжения на мощность нагрузки, обратное же влияние пока только постулировано, его рассмотрение отложено до следующего раздела.

Как видно на рис. 5.2а, зависимость активной мощности двигателя от скольжения имеет две ветви: поднимающуюся и падающую. Но устойчивая работа двигателя имеет место только в такой точке, которая расположена на пересечении потребляемой механизмом мощности (широкая светлая полоса на рис. 5.2) с поднимающейся ветвью.

Действительно, если отрицательное скольжение случайным образом увеличится по абсолютной величине, т.е. двигатель замедлит вращение, то его мощность увеличится, превысит мощность, необходимую для вращающего привода, и это вернет скорость двигателя к прежнему значению. На ниспадающей ветви, наоборот, замедление двигателя ведет к уменьшению его мощности и, следовательно, — к дальнейшему замедлению.

Этот рисунок подсказывает по крайней мере три пути потери устойчивости, которые здесь описываются пока вне связи с реальным аварийным процессом.

Первый из них — увеличение момента сопротивления двигателя. Он интересен своей простотой, но на практике вероятен лишь на отдельном двигателе, что редко может создать опасность для узла нагрузки и тем более для значительной части энергосистемы. В случае постепенного увеличения момента сопротивления линия P_{mec} перемещается вверх, рабочая точка скользит вверх и всё правее по поднимающейся ветви характеристики P_M , которая постепенно загибается, скольжение $-s$ увеличивается. Продолжение процесса приводит к достижению максимума P_{max} характеристики P_M и к потере устойчивости.

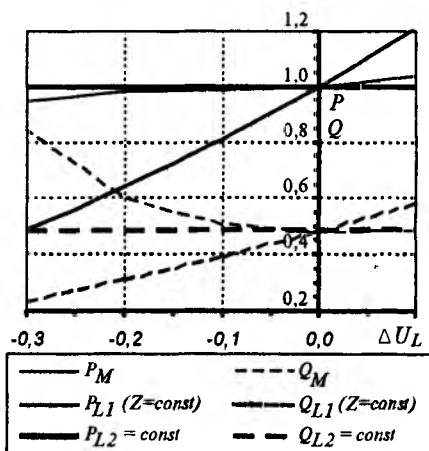


Рис. 5.3. Зависимости активной и реактивной мощности, потребляемой нагрузками различного вида, от понижения напряжения на шинах

Похожий результат получается при внезапном увеличении момента сопротивления двигателя до значения $P_{mec} > P_{max}$, только в этом случае процесс нарастания скольжения идет быстрее; скорость нарастания тем больше, чем значительней превышение P_{mec} над P_{max} .

Второй путь – уменьшение напряжения на шинах системы. В случае постепенного, статического уменьшения напряжения рабочая точка переходит на пересечение линии P_{mec} с той поднимающейся ветвью характеристики P_M , которая находится всё правее и имеет всё более низкий максимум, скольжение $-s$ увеличивается. Продолжение процесса приводит к тому, что очередная характеристика имеет такой максимум, что $P_{max} = P_{mec}$, и устойчивость нарушается.

Уже здесь уместно заметить, что, как видно на рис. 5.2b, увеличение $-s$ ведет к увеличению потребления реактивной мощности, а это, в свою очередь, в реальной энергосистеме не может не вызвать понижения напряжения, что ускоряет рассматриваемый процесс.

Ступенчатое понижение напряжения подобно рассмотренному простому переходу. Такой переходный процесс устойчив только в том случае, если $P_{max} > P_{mec}$, т.е. имеется некоторый запас превышения P_{max} над P_{mec} .

Третий путь – увеличение скольжения в результате временного понижения напряжения на шинах, обычно из-за КЗ в сети. Этот динамический процесс иллюстрируется рис. 5.4. Исходное состояние двигателя представлено точкой *a* на пересечении линии P_{mec} с характеристикой $U_L = 1$. Возникновение КЗ, не изменяя величину скольжения, перемещает процесс вниз, например, на характеристику $U_L = 0,6$, поскольку в этой точке $P_M < P_{mec}$ начинается торможение двигателя, т.е. увеличивается скольжение $-s$. Ускорение пропорционально отношению $(P_M - P_{mec})/T_j$, т.е., чем больше избыточная мощность и меньше постоянная инерции, тем больше ускорение.

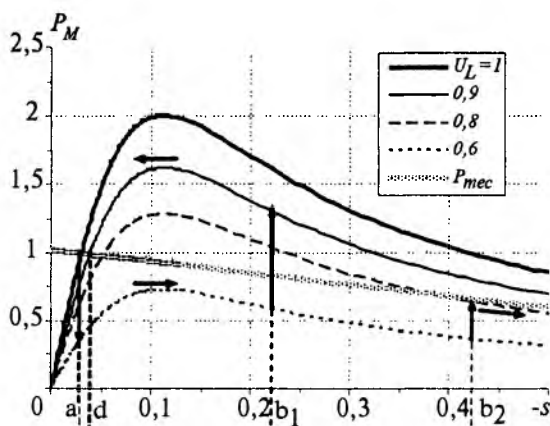


Рис. 5.4. Асинхронный двигатель при КЗ, отключаемом в точке *b1* или *b2*

Понятно, что и числитель и знаменатель могут быть весьма различными. В частности, постоянная инерции у двигателей может быть много меньше, чем у генераторов, например, 0,5 с у компрессоров кондиционеров.

В зависимости от того, насколько сильно увеличилось скольжение $-s$, отключение КЗ может произойти в точке b_1 или много позже и при значительно большем скольжении — в точке b_2 . В зависимости от этого точка переходного процесса может оказаться на характеристике P_M выше или ниже линии P_{mec} . Пусть в первом случае отключение КЗ приводит к подъему мощности двигателей на характеристику с $U_L = 0,9$. Тогда процесс идет обратно к устойчивой точке d пересечения линии P_{mec} с характеристикой $U_L = 0,9$. Если во втором случае мощность двигателей поднимется только лишь на характеристику с $U_L = 0,8$, процесс увеличения $-s$ продолжится вплоть до останова двигателя.

Как видно из изложенного, обстоятельства, связанные с устойчивостью при КЗ двигателя и генератора, очень сходны, только роль критического для генератора послеаварийного угла у двигателя выполняет скольжение на пересечении линии P_{mec} с послеаварийной характеристикой P_M .

В связи со вторым случаем, когда из точки b_2 двигатель идет на останов, важно заметить, что при рассматриваемых его параметрах для последующего самозапуска требуется подъем напряжения минимум до $U_L = 0,7$: у полностью остановленного двигателя, когда $-s = 1$, при $U_L = 0,7$ и $U_L = 0,6$ двигатели имеют пусковую мощность соответственно $P_p = 0,28$ и $P_p = 0,16$, в то время как вращаемый механизм требует $P_{mec} = 0,18$ (в пересчете моментов вращения на номинальную скорость).

5.3. Питание нагрузки через сопротивление сети

5.3.1. Формализация

Сопротивление нагрузки Z_L , взятое при некотором значении напряжения U_L , потребляет следующие мощности, активную и реактивную, отнесенные к мощности КЗ S_f :

$$\frac{P_L}{S_f} = \frac{z_f / z_L}{A} \cos \varphi, \quad (5.10a)$$

$$\frac{Q_L}{S_f} = \frac{z_f / z_L}{A} \sin \varphi, \quad (5.10b)$$

где

$$A = 1 + \left(\frac{z_f}{z_L} \right)^2 + 2 \frac{z_f}{z_L} \cos(\alpha - \varphi). \quad (5.10c)$$

Решение данной задачи как задачи о приеме наибольшей мощности в сопротивление нагрузки приведено в [2.1]. Там показано, что этот максимум достигается, если равны модули сопротивлений $z_i = z_r$ и дополнительно равны и противоположны по знаку углы этих сопротивлений $\alpha = -\varphi$, т.е. имеет место резонанс на-

пряжений. Если эти условия соблюдаются, то на нагрузку ложится половина величины ЭДС.

Можно заметить, что результаты по (5.10a) и (5.10b) не изменятся от замены в (5.10) отношения z_f/z_L на z_L/z_f .

Напряжение на нагрузке, которому соответствует ее сопротивление Z_L , удобно определить как ту долю ЭДС E , которая ложится на эту нагрузку:

$$\frac{U_L}{E} = \frac{1}{\sqrt{A}}. \quad (5.11)$$

Если в выражение (5.10c) для A подставить z_L согласно (5.2), то из (5.11) получается биквадратное уравнение, решение которого дает зависимость отношения U_L/E от полной мощности S_L , потребляемой нагрузкой:

$$\left(\frac{U_L}{E}\right)^2 = 0,5 - \frac{z_f S_L}{E^2} \cos(\alpha - \varphi) \pm \sqrt{\left[0,5 - \frac{z_f S_L}{E^2} \cos(\alpha - \varphi)\right]^2 - \left(\frac{z_f S_L}{E^2}\right)^2}. \quad (5.12a)$$

Это же выражение, записанное с использованием мощности КЗ:

$$\left(\frac{U_L}{E}\right)^2 = 0,5 - \frac{S_L}{S_f} \cos(\alpha - \varphi) \pm \sqrt{\left[0,5 - \frac{S_L}{S_f} \cos(\alpha - \varphi)\right]^2 - \left(\frac{S_L}{S_f}\right)^2}. \quad (5.12b)$$

Уравнение не имеет решения, если

$$\frac{S_L}{S_f} > \frac{0,5}{1 + \cos(\alpha - \varphi)}, \quad (5.13a)$$

и крайнее решение есть

$$\left(\frac{U_L}{E}\right)^2 = \frac{S_L}{S_f} = \frac{0,5}{1 + \cos(\alpha - \varphi)}. \quad (5.13b)$$

Поскольку согласно определениям величин

$$\frac{z_f}{z_L} = \frac{S_L / S_f}{(U_L / E)^2}, \quad (5.14)$$

крайнее решение имеет место при $z_f/z_L = 1$.

Приведенные формулы дают решения, не зависящие от того, как именно регулируется мощность нагрузки и напряжение на ней. Эти подробности рассмотрены далее.

5.3.2. Примеры нагрузок, питаемых через сопротивление сети

Чтобы иметь возможность сравнения, рассматриваются нагрузки с теми же самыми мощностями, которые имеет двигатель в номинальных условиях работы на шинах неизменного напряжения по пункту 5.2.3.

Нагрузка в виде постоянного сопротивления

На рис. 5.5а представлены результаты расчета схемы по рис. 5.1 в случае, когда нагрузкой на шинах является только сопротивление Z_{L1} , величина которого не зависит от напряжения U_L на этих шинах.

Расчет выполнен по формулам (5.10) и (5.11) при значении угла предвключенного сопротивления $\alpha = 80^\circ$ и при трех значениях угла φ сопротивления нагрузки:

- 10° (кривые помечены крестиками);
- $25,7^\circ$ (кривые без пометок; это – основное значение угла; представленные далее некоторые численные сопоставления относятся только к этому значению);
- 40° (кривые помечены ромбами). Далее численные иллюстрации даны только для угла $\varphi = 25,7^\circ$.

На рисунке видно, что потребляемые нагрузкой активная и реактивная мощности имеют максимальные значения как раз при $z_L = z_f$. Напряжение и активная мощность тем больше, чем ближе нагрузка к ак-

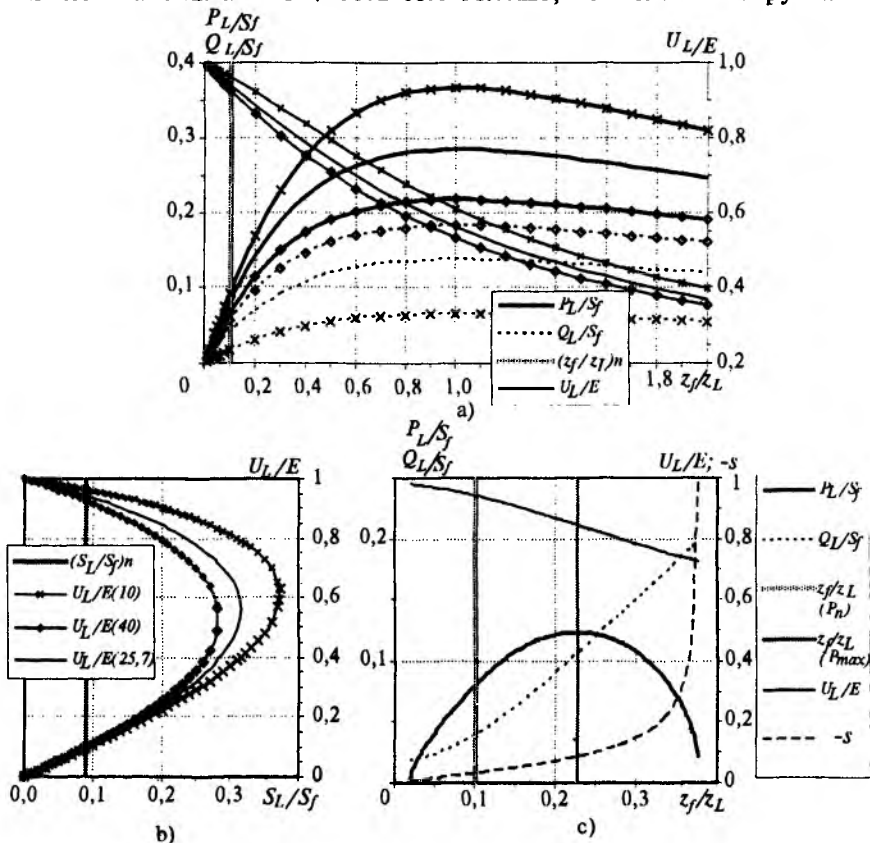


Рис. 5.5. Электрические величины схемы на рис. 5.1 в случаях нагрузки в виде неизменного сопротивления (а), неизменной мощности (б), асинхронного двигателя (с)

тивному сопротивлению, а реактивная мощность — чем она ближе к реактивному сопротивлению.

Поскольку мощность нагрузки имеет максимум, она может принять одинаковую мощность при двух разных значениях отношения z_f/z_L , расположенных на левой и правой ветвях графика, и, соответственно, — при двух разных напряжениях U_L — большом и малом.

То, что при $z_f/z_L = 0$ имеется $P_L/S_f = 0$, означает, конечно, что не $P_L = 0$, а $S_f \rightarrow \infty$. При $z_f/z_L \rightarrow \infty$ имеется $P_L \rightarrow 0$ и $U_L \rightarrow 0$.

На рисунке видно также, что в том диапазоне значений отношения z_f/z_L (от 0,05 до 0,2), который обычен для нормальных условий работы энергосистемы, с ростом этого отношения напряжение на нагрузке монотонно уменьшается и что, несмотря на это, мощности, отнесенные к мощности КЗ, растут. Последнее вполне объяснимо. И увеличение предвключенного сопротивления z_f от нулевого значения, и уменьшение сопротивления нагрузки z_L от бесконечно большого значения одинаково приводит к увеличению отношения z_f/z_L и, следовательно, к уменьшению напряжения на нагрузке и в квадрате — к уменьшению отдаваемой ей мощности. Изменение сопротивлений дает и противоположный эффект. В первом случае, когда увеличивается z_f , одновременно уменьшается мощность КЗ, что в обратной пропорции увеличивает отложенное по оси ординат отношение активной мощности к мощности КЗ. Во втором случае, когда уменьшается z_L , опять в обратной пропорции увеличивается отдаваемая нагрузке мощность. Пока эти эффекты влияют сильнее, чем уменьшение напряжения, мощность нагрузки увеличивается, затем (при $z_f/z_L = 1$) соотношение влияний изменяется, и она начинает уменьшаться.

Численно это выглядит так. Пусть происходит увеличение z_f/z_L от 0,1 до 0,2, т.е. вдвое. Это, как следует из графика, приводит к уменьшению напряжения в $0,94/0,89 = 1,06$ раза и, следовательно, к уменьшению мощности до $1/1,06^2 = 0,9$. Если указанное увеличение z_f/z_L вызвано увеличением z_f , то соответственно вдвое уменьшается мощность КЗ, что приводит к увеличению P_i/S_f в $0,9/0,5 = 1,8$ раза. Если же увеличение z_f/z_L вызвано уменьшением z_L , то оно вызывает увеличение мощности тоже в два раза, и в результате увеличение P_i/S_f произойдет и в этом случае в $0,9 \times 2 = 1,8$ раза. Это соответствует тому, что имеет место на графике: $0,14/0,08 \approx 1,8$.

На рис. 5.5а проведена вертикальная прямая при базовом для рассматриваемых примеров отношении сопротивлений $z_f/z_L = 0,1$. На этом уровне отношения сопротивлений имеются следующие значения величин, относящихся к нагрузке: $U_L/E = 0,942$; $P_L/S_f = 0,0800$; $Q_L/S_f = 0,0385$, т.е. $\cos \varphi = 0,9$. Если, например, система такова, что $E = 1,061$, $z_f = 0,09015$, $S_f = 12,49$, то $U_L = 1,00$; $P_L = 1,00$; $Q_L = 0,476$.

Таким образом, можно подвести итог рассмотрению данного вида нагрузок:

— напряжение на нагрузке U_L составляет долю от ЭДС E , уменьшающуюся с увеличением отношения сопротивлений z_f/z_L , но не зависящую от значения самой ЭДС; в интересующем нас диапазоне изменение

z_f/z_L вдвое вызывает изменение отношения U_L/E приблизительно на 5%;

– отношения потребляемой нагрузкой активной P_L и реактивной Q_L мощности к мощности КЗ S_f тоже не зависят от значения ЭДС E и монотонно увеличиваются (пропорционально друг другу, если, конечно, угол φ сопротивления нагрузки остается неизменным) с увеличением отношения сопротивлений z_f/z_L вплоть до равенства этих сопротивлений; в интересующем нас диапазоне изменение z_f/z_L вызывает приблизительно вдвое большее изменение отношений мощностей и Q_L/S_f .

Указанное выше относительно мощностей означает следующее:

– они, как и величина S_f , уменьшаются пропорционально квадрату ЭДС E ;

– если увеличение z_f/z_L вызвано увеличением z_f , то активная P_L и реактивная Q_L мощности уменьшаются пропорционально квадрату напряжения U_L ;

– если увеличение z_f/z_L вызвано уменьшением z_L , то активная P_L и реактивная Q_L мощности увеличиваются во столько же раз и вместе с тем уменьшаются пропорционально квадрату напряжения U_L ; в результате, увеличение z_f/z_L вдвое дает увеличение этих мощностей: в диапазоне от 0,05 до 0,1 – в 1,9 раза и от 0,1 до 0,2 – в 1,8 раза.

Нагрузка, мощность которой не зависит от напряжения

На рис. 5.5b представлены результаты расчета схемы по рис. 5.1 в случае, когда на шинах имеется только нагрузка L_2 , мощность S_{L_2} которой не зависит от напряжения U_L . Расчет выполнен по формуле (5.12b) при тех же значениях углов сопротивлений, как и предыдущий расчет. Численные иллюстрации даны только для угла $\varphi = 25,7^\circ$. Графики на рисунке обозначены, как и на рис. 5.5a.

На рисунке видно, что зависимости отношения U_L/E от отношения S_L/S_f имеют две ветви, верхнюю и нижнюю. Верхняя ветвь получается при использовании в (5.12b) знака плюс, а нижняя – знака минус.

По мере роста S_L/S_f эти ветви сходятся на значении S_L/S_f , определяемом формулой (5.13a):

$$\frac{S_L}{S_f} = \frac{0,5}{1 + \cos(80 - 25,7)} = 0,316,$$

начиная с которого нагрузка с полной мощностью S_L не может питаться от системы с мощностью КЗ S_f . Данное соотношение показывает, что полная мощность нагрузки не может составлять больше, чем приблизительно 25–40% от мощности КЗ. На границе допустимых значений S_L/S_f отношение U_L/E уменьшается согласно (5.13b) до корня квадратного из граничного значения S_L/S_f : $U_L/E = \sqrt{0,316} = 0,562$.

Указанные ветви каждой кривой на рис. 5.5b полностью соответствуют ветвям соответствующих кривых мощности на рис. 5.5a: верхняя ветвь – левой, нижняя – правой. Чем меньше реактивная составляющая мощности нагрузки, тем больший прием полной мощности (по сравне-

нию с мощностью КЗ) возможен и тем при большем напряжении (по сравнению с ЭДС) это реализуется.

Базовое отношение мощностей $S_L/S_f = 0,089$, отмеченное на рисунке вертикальной прямой и соответствующее указанным для предыдущего случая отношениям $z_f/z_L = 0,1$ и $P_L/S_f = 0,089 \cos 25,7^\circ = 0,08$, может быть обеспечено при двух совершенно разных отношениях U_L/E : 0,942 и 0,0945. Первое из этих значений практически возможно; оно в соответствии с (5.14) обусловлено, естественно, тем же номинальным отношением сопротивлений $z_f/z_L = 0,089/(0,942)^2 = 0,1$, как и в предыдущем случае. Второе же значение теоретически возможно в аварийных условиях, но как установившееся значение практически невозможно; оно соответствует $z_f/z_L = 0,089/(0,0945)^2 = 10$ и может быть вызвано громадным, в 100 раз, изменением предвключенного сопротивления или сопротивления нагрузки.

График, представленный на рис. 5.5b, емко аккумулирует много важных обстоятельств. Прежде всего, понижение отношения U_L/E (верхняя ветвь) вызывается в одинаковой мере и увеличением мощности P_L , отбираемой нагрузкой, и уменьшением мощности КЗ S_f . Последнее в свою очередь вызывается в одинаковой мере и уменьшением квадрата ЭДС, и увеличением сопротивления КЗ. Поскольку здесь значение напряжения отнесено к значению ЭДС, ее понижение влияет особенно сильно.

Например, увеличение S_L/S_f от значения 0,089 вдвое вызывает уменьшение отношения U_L/E приблизительно в $0,942/0,872 = 1,08$ раза. Если это увеличение S_L/S_f вызвано уменьшением ЭДС в $\sqrt{2} = 1,41$ раза, то напряжение понизится в $1,08 \times 1,41 = 1,5$ раза.

В то время как в соответствии с зависимостями, приведенными на рис. 5.5a, прием мощности, меньший или больший, осуществляется во всем диапазоне изменения сопротивления нагрузки $0 < z_L < \infty$, зависимости на рис. 5.5b показывают, что изменение принимаемой мощности возможно только до определенного предела, а вне этого предела прием вообще не существует. Указанное явление решительно отличает данную нагрузку от вышерассмотренной нагрузки в виде постоянного сопротивления, и это отличие явно в худшую сторону.

Нагрузка в виде асинхронного двигателя

На рис. 5.5c представлены результаты расчетов в том случае, когда нагрузкой является только асинхронный двигатель (сопротивления Z_{L1} и Z_{L2} отключены и $Z_L = Z_M$).

Расчет данного нелинейного случая выполнялся следующим образом. Варьированием величины скольжения s определялось сопротивление нагрузки $z_L = z_M$. Сопротивление КЗ z_f принято равным 10% от того значения сопротивления $z_L = 0,9015$, которое имеет место при номинальном скольжении $s_n = 0,03$. По оси абсцисс отложено отношение определенного таким образом сопротивления КЗ z_f к сопротивлению z_L .

В двух предыдущих случаях в качестве базового отмечено то же состояние схемы ($z_f/z_L = 0,1$): нагрузка получает ту же мощность при том же напряжении. По мере увеличения скольжения значение z_M уменьшается, роль предвключенного сопротивления по сравнению с сопротивлением двигателя возрастает, и это вызывает рост потребляемой мощности и понижение напряжения. Если бы не изменение угла φ сопротивления Z_M , все происходило бы так, как показано на рис. 5.5а. На самом деле происходит увеличение этого угла и непропорционально большое увеличение реактивной мощности двигателя по сравнению с активной. Уже при $-s = 0,08$ имеется $z_f/z_L = 0,22$, и этот угол достигает $\varphi = 40^\circ$, т.е. к этому состоянию процесс на рис. 5.5а идет уже по линиям, соответствующим не $\varphi = 25,7^\circ$, а $\varphi = 40^\circ$. В результате в этом состоянии потребляемая активная мощность P_L/S_f уже достигает своего максимума. Он наступает по оси z_f/z_L гораздо раньше, и, что важнее, он много меньше (0,123) максимума (0,288) в предыдущем случае с неизменным углом φ .

Существеннейшее отличие данного случая от предыдущего заключается в том, что вслед за прохождением своего максимума потребляемая активная мощность P_L/S_f резко падает, в то время как реактивная мощность Q_L/S_f продолжает возрастать и затем намного превышает активную. Наблюдение за напряжением, наоборот, не обнаруживает заметной разницы со случаем с неизменным углом φ . Так, переход величины z_f/z_L от значения 0,1, при котором $U/E = 0,94$, к значению 0,22 сопровождается понижением отношения U/E в первом случае до 0,88, во втором — до 0,85.

Сравним поведение двигателя, к которому подведено неизменное напряжение, как в пункте 5.2.2, с двигателем, питаемым через сопротивление

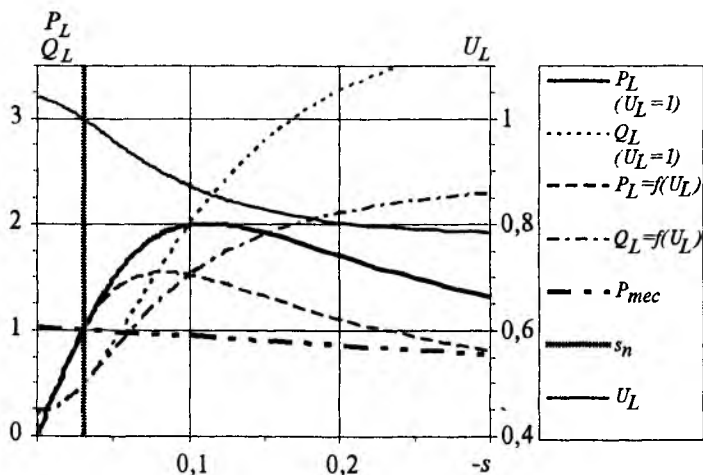


Рис. 5.6. Электрические величины схемы на рис. 5.1 с асинхронным двигателем, включенным на неизменное напряжение $E = U_L = 1$, или к ЭДС $E = 1,06$ через сопротивление системы, равное 10% от его номинального сопротивления

ние сети, составляющее 10% от его сопротивления в номинальных условиях работы. Эти два случая представлены на рис. 5.6. В обоих случаях номинальные условия работы двигателей одинаковы: $U_L = 1$, $P_L = 1$, $Q_L = 0,48$, $-s = 0,03$. Чтобы обеспечить напряжение за сопротивлением сети на уровне $U_L=1$, во втором случае ЭДС повышена до $E=1,06$.

Увеличение абсолютного значения скольжения $-s$ сверх номинального значения приводит в рассматриваемых случаях к существенно разным результатам. Наличие предвключенного сопротивления сети привело к следующим изменениям в критических условиях работы двигателей:

- понизило напряжение на шинах двигателя до $U_L = 0,9$;
- уменьшило имеющееся в это время критическое скольжение с 0,11 до 0,083;
- понизило максимальную мощность, развиваемую двигателем, с 2,0 до 1,5;
- уменьшило реактивную мощность, потребляемую двигателями, с 2,0 до 1,3.

Отсюда следует, что уменьшение критического скольжения и максимальной активной мощности существенно понизило запас устойчивости двигателя.

Попутно можно обратить внимание на тот очевидный факт, что значения активной и реактивной мощностей двигателя и при наличии предвключенного сопротивления полностью определяются подведенным к нему напряжением и его скольжением, и это происходит так, как показано на рис. 5.2.

Смешанная нагрузка

Редкий узел реальной энергосистемы имеет нагрузку только одного вида, обычно она смешанная. Свойства такой нагрузки рассматриваются в схеме на рис. 5.7. В ней вместе с асинхронным двигателем M на шины U_L включены нагрузки разных видов: нагрузка в виде постоянного сопротивления $L1$, конденсатор C или оба эти вида нагрузки: $L1$ и C .

Для расчетов приняты следующие условия. Во всех случаях в исходных условиях, когда двигатель работает в номинальном режиме со скольжением $-s = 0,03$, напряжение на шинах $U_L = 1$ и потребление всей нагрузки $P_L = 1$. Это достигается изменением ЭДС; что же касается предвключенного сопротивления, то оно во всех случаях одинаково и составляет 10% от сопротивления двигателя, работающего в номинальных условиях. Если включено сопротивление $L1$, то в исходных условиях его потребление

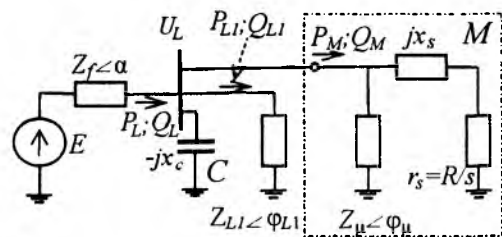


Рис. 5.7. Схема включения асинхронного двигателя M , включенного совместно с нагрузкой $L1$ и компенсирующим конденсатором C на шины U_L , связанные с ЭДС системы сопротивлением Z_f

ние активной и реактивной мощности равно потреблению двигателя, т.е. двигатель имеет половинное потребление по сравнению с условиями, когда сопротивление $L1$ не включено. Конденсатор C выбран так, что в исходных условиях он полностью компенсирует реактивную мощность, потребляемую двигателем и сопротивлением $L1$, если оно тоже включено:

$$x_c = -\frac{r_{M;L1}^2 + x_{M;L1}^2}{x_{M;L1}},$$

где $r_{M;L1}$ и $x_{M;L1}$ — совместное активное и реактивное сопротивление двигателя и сопротивления $L1$.

По мере увеличения скольжения двигателя напряжение на шинах U_L и потребление активной P_L и реактивной Q_L мощности изменяются так, как показано на рис. 5.8.

Исходное состояние показано крестиками. В нем $z_f/z_L=0,1$. На верхнем графике все четыре кривые идут из одной точки, в которой $U_L = P_L = 1$, на нижнем графике таких точек две, поскольку при отсутствующем конденсаторе потребление реактивной мощности имеется, а при включенном $Q_L = 0$. Полная компенсация реактивной мощности обусловила то, что для обеспечения $U_L = P_L = 1$ потребовалось меньшее значение ЭДС $E=1,02$, чем $E=1,06$ при отсутствии конденсатора.

Независимо от состава нагрузки, прохождение процессом максимума активной мощности происходит при приблизительно одинаковом уровне скольжения $-s = 0,085$. Однако в зависимости от состава нагрузки в этих условиях имеют место несколько разные напряжения и существенно разные мощности.

Включение конденсатора C практически не повлияло на значение критического напряжения на шинах (не забудем, что в исходных условиях ЭДС почти

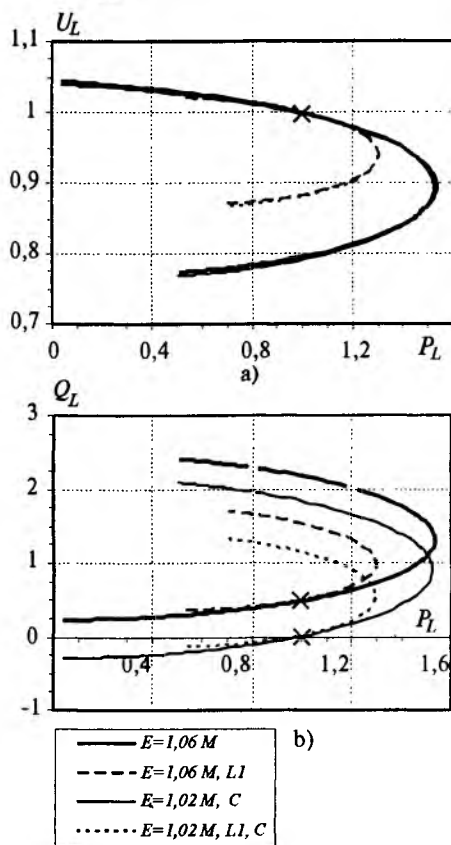


Рис. 5.8. Взаимозависимости электрических величин в процессе торможения асинхронного двигателя M в схеме по рис. 5.7; включение $L1$ и/или C указано в легенде

на 4% ниже), не уменьшило максимум активной мощности, но, естественно, заметно уменьшило потребление реактивной мощности: приблизительно на ту же самую величину, которая компенсируется этим конденсатором в исходных условиях.

Включение сопротивления $L1$ вместо половины нагрузки двигателя повлияло вполне заметно: уменьшило понижение напряжения и увеличение потребления активной и реактивной мощности.

Уменьшение максимума активной мощности объясняется двумя обстоятельствами, действующими в одну сторону: мощность двигателя и, следовательно, увеличение его мощности, происходящее по мере увеличения скольжения, уменьшились вдвое; но и потребление мощности сопротивлением $L1$ тоже уменьшилось пропорционально квадрату уменьшающегося напряжения. В связи с этим создается впечатление (рис. 5.7), что из-за наличия параллельно включенного сопротивления опрокидывание двигателя происходит при более высоком напряжении, чем без этого сопротивления. На самом деле, при более высоком напряжении имеет место максимум суммарного потребления смешанной нагрузки, максимум же мощности самого двигателя, его опрокидывание происходит при том же самом сочетании скольжения и напряжения, которое было видно на рис. 5.6.

Благоприятное влияние постоянного сопротивления можно экстраполировать на влияние отключения части потребителей из-за отпадания якорей их магнитных пускателей: в обоих случаях понижение напряжения вызывает уменьшение потребляемой мощности (конечно, этот эффект в случае магнитных пускателей возникает только при достаточно заметном понижении напряжения).

5.3.3. Возможность неустойчивости нагрузки, питаемой через сопротивление сети

С учетом изложенного вопросы неустойчивости, рассмотренные в пункте 5.2.4 в отношении нагрузки, не имеющей предвключенного сопротивления, теперь можно дополнить.

Относительно опасности увеличения момента сопротивления двигателя вряд ли что-то изменяется, но вместо этого появляется опасность увеличения нагрузки в виде асинхронных двигателей. Безразлично, за счет чего вырабатывается большая механическая мощность: увеличивается ли количество работающих двигателей или двигатели заменяются более мощными, — все равно их общее сопротивление z_L уменьшается и роль предвключенного сопротивления сети увеличивается.

Однако более частой причиной понижения напряжения на нагрузке является ослабление питающей сети, которое ведет к увеличению предвключенного сопротивления z_f .

В обоих случаях увеличивается отношение z_f/z_L и при прочих равных условиях это усугубляет указанные в предыдущем пункте опасности. В примере, показанном на рис. 5.4с, видно, что двигатели опрокидываются в результате увеличения z_f/z_L до значения 0,22.

Рассмотрение смешанной нагрузки показало, что суждение об устойчивости двигателя, входящего в состав этой нагрузки, по максимуму ее мощности может оказаться ошибочным.

Временное понижение напряжения на шинах, возникающее обычно из-за КЗ в сети, ведет к увеличению абсолютного значения скольжения $-s$ и к возможной остановке двигателя тем реальнее, чем ниже в послеаварийных условиях напряжение за предвключенным сопротивлением сети.

5.4. Опасность повышения напряжения

В силу многих обстоятельств, и не в последнюю очередь из-за ограничений транспортных габаритов, изоляция линий и оборудования для напряжений 400 и 500 кВ разрабатывалась в 50-х годах прошлого столетия с неполным учетом внутренних (коммутационных) перенапряжений, возможных в линиях электропередачи этих напряжений. Это потребовало разработки и применения многих мероприятий, ограничивающих перенапряжения [2.20]. Затем та же практика, оказавшаяся успешной, была распространена на электропередачи 750 кВ [2.21] и даже частично на сети 330 кВ [2.22]. Имеются в виду различные разрядники и искровые промежутки, которые ограничивают переходные внутренние перенапряжения. Что касается установившихся внутренних перенапряжений, возможных длительно, то в этом отношении важны регуляторы напряжения генераторов и компенсаторов реактивной мощности, переключение коэффициентов трансформации, а также и специальные меры – подключение шунтирующего реактора через последовательно включенный искровой промежуток, который затем автоматически шунтируется выключателем.

Недостаточность мер по ограничению установившихся внутренних перенапряжений приводит к необходимости применять автоматику (подсистема АОПН) для отключения источника перенапряжения. Видимо, впервые такого рода автоматика описана в [В1]. Устройства той же подсистемы используются и для того, чтобы при опасно повышенном напряжении включить шунтирующий реактор или зашунтировать искровой промежуток, если он уже пробился.

Среди высоковольтного оборудования наиболее чувствительны к повышенному напряжению силовые трансформаторы и автотрансформаторы, они же и наиболее дороги. По данным [2.22] они выдерживают следующие напряжения, отнесенные к номинальным значениям: до 1 с – 2,0, до 20 с – 1,3, до 10 мин – 1,2 и до 20 мин – 1,15.

Немногим лучше выдерживают напряжение шунтирующие реакторы и значительно лучше – трансформаторы напряжения: до 1 с – 2,1, до 20 с – 1,6, до 10 мин – 1,35 и до 20 мин – 1,30.

Для трансформаторов тока повышенное напряжение еще менее опасно.

Измерительные трансформаторы реагируют на повышенное напряжение отдельно от силовых трансформаторов в том случае, если они оказываются отделены

друг от друга схемно, например линия отключилась односторонне, и на ее холостом конце находится трансформатор напряжения.

Причиной повышения напряжения является одностороннее отключение высоковольтной линии, но повышение переходит допустимые границы обычно в результате более глубокой деградации схемы, когда сразу две-три довольно длинные линии включены к источнику напряжения односторонне, особенно если они включены последовательно (линии 1-2 и 2-3 на рис. 5.9). Тогда после отключения собственных источников

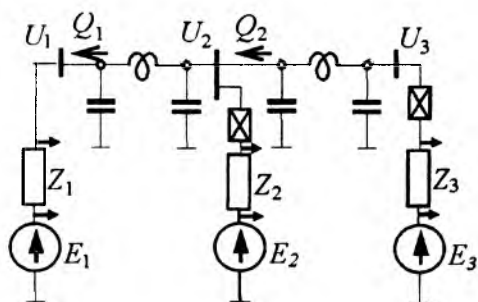


Рис. 5.9. К повышению напряжения на односторонне включенных линиях

источников напряжения от шин 2 и 3 сток реактивной мощности Q_2 , созданный поперечной емкостью более удаленной линии 2-3, протекает по индуктивному сопротивлению не только этой линии, но и предвключенной линии 1-2. В результате напряжение U_3 на конце этой линии может повыситься очень сильно, на шинах 2 между линиями — тоже сильно, и даже на шинах, питающих предвключенную линию, напряжение U_1 может оказаться недопустимо большим. Опасность усугубляется, если перед этими событиями ли-

нии были сильно нагружены и поэтому ЭДС и коэффициенты трансформации находились в положении, препятствующем понижению напряжения, и шунтирующие реакторы были отключены.

Существуют и другие, более редкие причины повышения напряжения, которые здесь не рассматриваются:

- субсинхронный резонанс напряжений, возникающий на линиях электропередачи, снабженных большой продольной емкостной компенсацией;

- большая зарядная емкость кабелей, оказавшихся в результате аварийных событий разгруженными; данное явление сильно затрудняло восстановление питания городской сети после потери ею напряжения.

Глава 6.

Термическая устойчивость элементов энергосистемы

6.1. Термическая устойчивость и релейная защита

Практически все электротехническое оборудование, располагаемое на электростанциях и подстанциях, для которого опасна термическая перегрузка, оснащается защитой от нее. Этого нельзя сказать о воздушных линиях электропередачи. За редким исключением они защищаются только от больших кратковременных перегрузок, вызываемых короткими замыканиями. Хотя чувствительные ступени защит, реагирующих на характерное для удаленного КЗ увеличение тока или уменьшение сопротивления на зажимах реле, часто спасают и от перегрузки, тем не менее имеется диапазон между током, который при имеющихся внешних условиях нельзя допустить длительно, и током, при котором действует релейная защита.

6.2. Оценка температуры линии электропередачи

6.2.1. Опасность перегрузки линии

Перегрузка линии током создает нагрев проводов, который опасен следующим: необратимая деформация провода, отжиг проводящего материала, перегрев соединительных зажимов с возможным разъединением и даже падением проводов, провисание провода с опасностью возникновения пробоя на землю, на возвышающиеся над ней предметы или на другой провод данной или другой линии электропередачи.

Наиболее частая причина перегрузки током — отключение каких-то параллельных или шунтирующих линий. Опасность для линии усугубляется в жаркий день, когда температура провода и без таких событий велика. Для энергосистемы особенно опасен каскадный процесс перегрузки и отключения несколько шунтирующих друг друга линий, когда отключение каждой предыдущей линии увеличивает перегрузку еще оставшихся в работе и они последовательно перегружаются и отключаются. Такие процессы происходили не раз; они вели к тяжелым авариям.

Тем не менее, средствам борьбы с перегрузкой линий уделялось до последнего времени мало внимания, и в этом деле еще много неясного. При изложении материала данной главы учитывалось следующее:

- опасность перегрузки линии должна быть увязана с главным влияющим фактором — температурой окружающего воздуха;
- другие влияющие факторы — нагрев от солнца и охлаждение ветром — здесь упоминаются, но не рассматриваются, хотя они вполне могут влиять, не компенсируя друг друга;

– превышение вычисленной температуры провода над его длительно или кратковременно допустимой температурой может являться главным показателем перегрузки линии;

– повышение температуры провода должно быть сопоставлено с продолжительностью повышения;

– исходные данные о нагреве, используемые на практике, далеко не всегда охватывают ряд сторон явления, которые, однако, могут проявить себя существенным образом.

6.2.2. Нагрев и охлаждение провода

Энергия, идущая на нагрев провода:

$$W = W_i + W_s - W_a \quad (6.1)$$

имеет три основных составляющие:

W_i — потеря энергии в активном сопротивлении провода от прохождения по нему тока;

W_s — энергия, доставляемая проводу солнечным облучением (sun);

W_a — энергия, отбираемая от провода окружающим воздухом (air).

Понятно, что ток более подвержен заметным изменениям во времени, чем условия внешней среды, причем его изменения поддаются автоматическому мониторингу в гораздо большей степени. Поэтому он далее учитывается переменной величиной, в то время как величины, влияющие на другие составляющие энергии, представляются неизменными на некотором отрезке времени t , достаточном для достижения установившегося температурного состояния. Поэтому для вычисления W_i используется интеграл переменной величины по времени, а для оценки W_s и W_a — величины, лишь пропорциональные времени.

Другое допущение заключается в том, что запаздывание изменения температуры провода вслед за изменением энергии W , которое определяется теплоемкостью материала провода и теплопередачей внутри его, учитывается простым апериодическим процессом с термической постоянной времени τ .

Конкретно, для ориентировочной численной оценки указанных составляющих энергии предлагается использовать следующие формулы.

Потеря энергии в проводе длиной l м от тока I за время t

$$W_i = \int_0^t I^2 \frac{r_\theta}{10^{-3}} dt, \quad (6.2a)$$

где r_θ — удельное активное сопротивление одного километра провода, которое применительно к текущей температуре провода θ вычисляется по известным данным о r_{20° — удельном активном сопротивлении одного километра провода при температуре 20°C и о температурном коэффициенте сопротивления α :

$$r_\theta = r_{20^\circ} [1 + \alpha(\theta - 20^\circ)]. \quad (6.2b)$$

Энергию, получаемую проводом от солнца, весьма грубо можно полагать прямо пропорциональной диаметру провода d , прозрачности воздушной среды t_r и некоторой функции $f(\gamma)$ высоты солнца над горизонтом γ :

$$W_s = w_s d t_r f(\gamma) t. \quad (6.3)$$

Такое конструирование этой формулы предполагает, что ночью $t_r = 0$ и $f(\gamma) = 0$, а также, вероятно, что в безоблачный летний полдень $t_r = 1$ и $f(\gamma) = 1$. В этой формуле w_s — коэффициент пропорциональности, вытекающий из этих предположений и соответствующий нагреву солнцем одного метра провода.

Охлаждение воздухом зависит от разности температур провода θ и атмосферы θ_a , а также от диаметра провода d скорости v ветра. Эти зависимости тоже грубо можно представить формулой

$$W_a = w_\theta (\theta - \theta_a) d \eta(v) t, \quad (6.4a)$$

в которой w_θ — константа, соответствующая охлаждению безветренным воздухом одного метра провода, а $\eta(v)$ — функция скорости ветра, равная единице при его отсутствии.

К сожалению, сейчас не удастся предложить полного использования подобных формул. Так, пренебрегая нагревом провода солнцем и охлаждением провода ветром, представим, что по проводу длительно протекает известный предельно допустимый ток I_{dp} , который при нормальной температуре воздуха $\theta_{a\text{ном}}$ нагрел провод до известной предельной длительно допустимой для него температуры θ_{dp} . Тогда

$$W_i = W_a,$$

$$I_{dp}^2 \frac{r_\theta}{10^{-3}} t = w_\theta (\theta_{dp} - \theta_{a\text{ном}}) d t.$$

В последнем выражении содержатся обычно известные величины. Если допустимый ток определен при отсутствии солнечного нагрева и ветра, то искомый коэффициент охлаждения воздухом рассчитывается по формуле

$$w_\theta = I_{dp}^2 \frac{r_\theta}{10^{-3} (\theta_{dp} - \theta_{a\text{ном}}) d}.$$

Определение этого коэффициента приводит к формуле для расчета энергии, отдаваемой воздуху:

$$W_a = I_{dp}^2 \frac{r_\theta (\theta - \theta_a)}{10^{-3} (\theta_{dp} - \theta_{a\text{ном}})} t. \quad (6.4b)$$

Допустимое время, в течение которого провод нагрет выше длительно допустимого уровня, тем меньше, чем больше это превышение, но степень уменьшения допустимого времени не вполне определена — ее

приходится оценивать косвенным образом по ориентировочно известным данным. Наряду с достоверными данными о длительно допустимой температуре провода θ_{dp} и соответствующем длительно допустимом токе I_{dp} , обычно располагают значением кратковременно допустимой температуры θ_{0dp} и амплитудой I_{ls} прямоугольного импульса тока длительностью 1 с, который способен нагреть провод до этой температуры.

На основе этих данных созданы эмпирические формулы для алгоритмов релейной защиты от большой термической перегрузки оборудования, и этим же путем приходится идти в противоаварийной автоматике, имеющей дело, в отличие от релейной защиты, с меньшим уровнем перегрузки и с большими допустимыми временами. Последнее отдалает процессы, важные для ПА, от адиабатических процессов.

6.3. Установившееся состояние после нагрева провода

6.3.1. Установившаяся температура провода

Приведенные выражения для энергий, получаемой и отдаваемой проводом, открывают возможность при установившейся температуре θ_{∞} приравнять эти энергии в условиях, когда не имеют значения или компенсируют друг друга, с одной стороны, нагрев солнечными лучами и, с другой стороны, охлаждение ветром:

$$\left. \begin{aligned} W_i &= W_a; \\ \int_0^t I^2 \frac{r_{\theta}}{10^{-3}} dt &= I_{dp}^2 \frac{r_{\theta}(\theta_{\infty} - \theta_a)}{10^{-3}(\theta_{dp} - \theta_{anom})} t. \end{aligned} \right\} \quad (6.5)$$

Отсюда вычисляется установившаяся температура провода

$$\theta_{\infty} = \theta_a + \frac{\theta_{dp} - \theta_{anom}}{I_{dp}^2 t} \int_0^t I^2 dt. \quad (6.6a)$$

Коль скоро кратность реально протекающего тока над длительно допустимым током есть

$$k_i = I / I_{dp}, \quad (6.7a)$$

а усредненная за время t кратность есть

$$k_{im} = \sqrt{\frac{1}{t} \int_0^t (k_i)^2 dt}, \quad (6.7b)$$

(6.6a) принимает следующий вид:

$$\theta_{\infty} = \theta_a + (\theta_{dp} - \theta_{anom}) k_{im}^2. \quad (6.6b)$$

Если в течение времени, достаточного для достижения установившегося значения температуры θ_{∞} , кратность тока k_i неизменна, то

$$\theta_{\infty} = \theta_a + (\theta_{dp} - \theta_{anom}) k_i^2. \quad (6.6c)$$

Пример. Параметры типичного для линий 110 кВ провода АС 150/24: $S_{al}=150 \text{ мм}^2$; $S_{sl}=24 \text{ мм}^2$; $d=17 \text{ мм}$; $r_{20^\circ}=0,21 \text{ Ом/км}$; $\alpha=0,00411/^\circ\text{C}$. Этот провод характеризуется длительно допустимым током

$$I_{dp} = 450 \text{ А при } \theta_a = 25^\circ\text{C и } \theta_{dp} = 70^\circ\text{C}.$$

Удельное сопротивление этого провода при температуре 70°C

$$r_{70^\circ} = 0,21[1 + 0,0041(70 - 20)] = 0,25 \text{ Ом/км}.$$

Отсюда коэффициент

$$w_\theta = 450^2 \frac{0,25}{10^{-3}(70 - 25)17} = 0,066.$$

В соответствии с (6.6.a) формула для вычисления температуры данного провода в предположении, что она будет достигнута через $t=0,5$ часа при отсутствии солнечного света и ветра:

$$\theta = \theta_a + \frac{70 - 25}{450^2 \times 0,5} \int_0^\infty I^2 dt = \theta_a + 0,00044 \int_0^\infty I^2 dt.$$

6.3.2. Зависимость длительно допустимого тока от температуры атмосферы

Сущностью (6.6b) и (6.6c) является пропорция:

$$\frac{I^2}{I_{dp}^2} = \frac{\theta_{\infty} - \theta_a}{\theta_{dp} - \theta_{anom}}. \quad (6.8a)$$

Она используется для вычисления отношения k_i двух длительно допустимых токов: того, который допустим при температуре воздуха θ_a , отличающейся от нормальной θ_{anom} , к тому, который допустим при этой температуре θ_{anom} :

$$k_i = \sqrt{\frac{\theta_{dp} - \theta_a}{\theta_{dp} - \theta_{anom}}}. \quad (6.8b)$$

Пример. Воспользовавшись данными предыдущего примера, при температуре $\theta_a = 15$ и 35°C имеем, соответственно (6.8b), $k_i = 1,11$ и $0,816$, что в точности повторяет данные из справочника [2.23].

6.3.3. Температура соединительного зажима

Хотя перегрев соединительного зажима (далее — соединитель) часто оказывается более опасен для линии, чем перегрев провода, этот перегрев удастся описать еще менее достоверно. В тот подход, который выше использован для провода, можно было бы ввести лишь небольшие дополнения:

— если длину соединителя принять равной 0,5 м, а диаметр вдвое большим, чем диаметр провода, то нагрев солнцем и охлаждение воздухом остаются такими же, как провода длиной один метр;

— вклад одного соединителя в значение активного сопротивления линии зависит от технологии монтажа; его можно принять равной, например одной сотой от удельного активного сопротивления провода, но тогда нагрев соединителя током окажется в 10 раз большим, чем нагрев током провода длиной один метр. Однако этого мало, и пока не хватает данных о допустимых значениях тока и температуры, приходится отказаться от выявления перегрузки соединителя и, обратив внимание на то, что нагрев соединителя током может оказаться существенно более значительным, чем нагрев провода, попытаться косвенно учесть эту опасность более жестким отношением к выявлению перегрузки провода.

6.4. Температура провода в процессе нагрева

6.4.1. Приращение температуры

Переходный процесс термической перегрузки начинается с момента, когда ток в линии превысит значение, приблизительно равное своему длительно допустимому значению I_{dp} . Если производится постоянный мониторинг, то к этому моменту на основе, например, (6.6a) известна температура провода θ^I . Чтобы узнать, какую температуру приобретет провод в произвольный момент t дальнейшего нагрева, нужно принять определенную модель процесса. Простейшей подходящей для этого моделью считается экспоненциальная модель.

Для этой модели предполагается прежде всего, что превышение тока I над значением I_{dp} происходит ступенчато и впоследствии, вплоть до достижения его температурой установившегося значения θ_∞ , ток не изменяется. Это предположение означает, что потеря энергии в проводе вычисляется не с помощью интеграла от квадрата тока (так называемый интеграл Джоуля, характеризующий степень термического воздействия тока на проводники и электрические аппараты), а через эквивалентное ему в отношении нагрева постоянное усредненное значение квадрата тока. Аналогичную роль может играть усредненная за время нагрева t кратность тока по (6.7b). Следующим упрощением является представление процесса нагрева инерционным звеном.

В результате этих упрощений установившееся значение температуры провода выражается через приращение температуры $\Delta\theta$, которое достигается к концу процесса:

$$\theta_\infty = \theta^I + \Delta\theta, \quad (6.9a)$$

а температура в произвольный момент нагрева в виде функции:

$$\theta = \theta^I + \Delta\theta(1 - e^{-t/\tau}), \quad (6.9b)$$

в которой τ — постоянная времени процесса нагрева, а значение $\Delta\theta$ оценивается на основе формул (6.6b) и (6.9a):

$$\Delta\theta = \theta_a + (\theta_{dp} - \theta_{anom})k_{im}^2 - \theta^I. \quad (6.9c)$$

6.4.2. Постоянная времени нагрева провода

Упомянутую выше постоянную времени нагрева τ желательно получить от изготовителя провода, для чего он должен провести несложные испытания. Другим путем является оценка этой постоянной косвенным образом — по уже имеющимся данным о предельно допустимом нагреве провода. Чтобы эти данные не были связаны с отдачей тепла, они относятся к малым временам нагрева, характерным для коротких замыканий, и их требуется поэтому преобразовать в значение постоянной времени неадиабатического процесса, с которым имеют дело устройства ПА.

В частности, фирма Siemens AG использует для настройки релейной защиты линий электропередачи от термической перегрузки, связанной с КЗ, значение допустимой амплитуды I_{dpl} прямоугольного импульса тока продолжительностью 1 с [2.24].

Менее жестко привязаны к времени данные, содержащиеся в ГОСТ [2.25]. Там, например, для алюминиевой части сталеалюминиевого провода указано следующее:

— кратковременно допустимая температура $\theta_{dpt} = 200^\circ\text{C}$; это — та пиковая температура, которая достигается к концу короткого импульса тока;

— температура провода θ_t определяется зависимостью от произведения квадрата плотности тока на время, которую можно ориентировочно представить линейной функцией

$$\theta_t = k_\theta \left(\frac{I}{S_{al}} \right)^2 t, \text{ A}^2\text{с/мм}^4, \quad (6.10a)$$

где k_θ — коэффициент пропорциональности. Например, для провода, данные которого приведены в примере пункта 6.3.1, из ГОСТ получается $k_\theta = 0,015$. Для этого провода допустимая амплитуда импульса тока длительностью $t = 10$ с в соответствии с (6.10a) составляет

$$I_{dpt=10c} = 150 \sqrt{\frac{200}{0,015 \times 10}} = 5480 \text{ A.}$$

Скорость увеличения температуры на выходе интегрирующего звена, которое представляет предельно допустимый адиабатический процесс, вызванный импульсом тока I_{dpt} длительностью t , составляет

$$\theta'_{ad} = \frac{\theta_{dpt}}{t} \quad (6.10b)$$

или, с другой стороны, — из (6.10a)

$$\theta'_{ad} = k_\theta \left(\frac{I_{dpt}}{S_{al}} \right)^2. \quad (6.10c)$$

Знание величины скорости по (6.10b) позволяет вычислить постоянную времени τ процесса нагрева. Как видно на рис. 6.1, эта величина

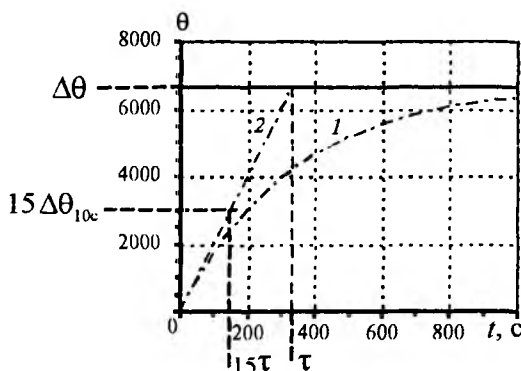


Рис. 6.1. Изменение температуры провода во времени:
1 — при длительной перегрузке с охлаждением; 2 — при перегрузке длительностью 10 с (показано $15 \times 10 = 150$ с) без охлаждения

θ'_{ad} есть вместе с тем начальная скорость θ'_{in0} увеличения температуры на выходе инерционного звена (6.9b), у которого на входе тот же ток I_{dpt} , но в течение длительного времени:

$$\theta'_{in0} = \Delta\theta / \tau. \quad (6.11)$$

Равенство скоростей

$$\theta'_{ad} = \theta'_{in0} \quad (6.12a)$$

дает

$$\tau = \frac{\Delta\theta}{\theta_{dpt}} t. \quad (6.12b)$$

Пример. Приращение температуры, которое в рассматриваемом примере создало бы длительное протекание тока $I_{dpt=10c} = 5480$ А, который за время $t=10$ с нагревает провод от $\theta^I = 35^\circ$ до $\theta_{dpt} = 200^\circ\text{C}$:

$$\Delta\theta_{\infty t} = 25 + (70 - 25) \left(\frac{5480}{450} \right)^2 - 35 = 6660^\circ\text{C}$$

Искомая постоянная времени

$$\tau = \frac{6660}{200} 10 = 333 \text{ с} = 5,6 \text{ мин.}$$

Литература к части II

2.1. Круг К.А. Основы электротехники. Т. 2. Теория переменных токов. Изд. третье, переработанное. ГЭИ, 1932.

- 2.2. *Горев А.А.* Введение в теорию устойчивости параллельной работы электрических станций. КУБУЧ, 1936.
- 2.3. *Park R.H., Bancker E.H.* System Stability as a Design Problem. Trans. AIEE. 1929. V. 48.
- 2.4. *Жуков Л.А.* О методах оценки динамической устойчивости электрических систем // Труды МЭИ. Электроэнергетика. Вып. XX. 1956.
- 2.5. *Иофьев Б.И.* Определение экстремума активной мощности в трехузловой схеме энергосистемы. Электричество. 1996. № 7.
- 2.6. *Васин В.П.* Структура области существования самоустанавливающегося режима электроэнергетической системы в пространстве активных мощностей. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1981. № 1.
- 2.7. *Абраменкова Н.А., Воронай Н.И., Заславская Т.В.* Структурный анализ электроэнергетических систем в задачах моделирования и синтеза. Новосибирск: Наука, 1990.
- 2.8. *Тимченко В.Ф.* Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. Анализ и синтез для решения задач управления режимами. М.: Энергия. 1975.
- 2.9. *Иофьев Б.И., Синельникова О.И.* Модель нерегулярных колебаний в расчете управляющих воздействий противоаварийной автоматики. Электрические станции. 1992. № 7.
- 2.10. *Иофьев Б.И.* Влияние деления энергосистемы на ее динамическую устойчивость. Электричество. 2003. № 4.
- 2.11. *Веников В.А., Жуков Л.А.* Упрощенная методика оценки динамической устойчивости электрических передач. Электричество. 1954. № 4.
- 2.12. *Иофьев Б.И.* Эффективность пусковых органов для устройств разгрузки электропередачи. Электричество. 1967. № 7.
- 2.13. *Иофьев Б.И.* О сравнительной эффективности трехфазного и пофазного АПВ на одиночной линии и на двух параллельных линиях // Релейная защита и автоматика энергосистем / Под ред. Э.П. Смирнова. М.: Энергия, 1966.
- 2.14. *Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н., Лугинский Я.Н.* Автоматическое управление мощностью паровых турбин с целью повышения устойчивости. Электричество. 1969. № 2.
- 2.15. *Темченко В.Ф.* Статизм турбин и отключение нагрузки в расчете управляющих воздействий противоаварийной автоматики/ В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем//Сб. научных трудов ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергоиздат. 1982.
- 2.16. *Рабинович Р.С.* Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 2.17. *Павлов Г.М., Меркурьев А.Г., Шаргин Ю.М.* Автоматическая частотная разгрузка в энергетических системах. Электричество. 1999. № 1.
- 2.18. *Diaz J.A. de Leon II, Taylor C.W.* Understanding and Solving Short-Term Voltage Stability Problems. IEEE. 2002. Vol. 2.
- 2.19. *Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л.* Динамические свойства энергообъединений. М.: Энергоатомиздат, 1994.
- 2.20. *Лысков Ю.И., Соколов Н.Н.* Внутренние перенапряжения и защита от них в дальних электропередачах 500 кВ // Дальние электропередачи 500 кВ. М.: Энергия, 1964.
- 2.21. *Лысков Ю.И., Соколов Н.Н., Рокотян С.С.* Дальние электропередачи 750 кВ. Электрические станции. 1964. № 5.
- 2.22. *Лысков Ю.И.* Защита от внутренних перенапряжений электропередачи 330–750 кВ. Тр. ин-та «Энергосетьпроект». М.: Энергия. 1970. Вып. 1.
- 2.23. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: НЦ ЭНАС, 2006.
- 2.24. SIPROTEC 7SJ63 v4.0/v4.1. Многофункциональное реле защиты с функциями местного управления. Siemens.
- 2.25. ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. 1994.

Часть III

Управляющие воздействия, их эффективность и исполнение

Глава 1.

Характеристика основных видов управляющих воздействий

1.1. Особенности управляющих воздействий

1.1.1. Введение

Данная часть монографии посвящена управляющим воздействиям (*УВ*), направленным на сохранение всех рассматриваемых видов устойчивости ЭЭС (пункт 1.1.3 части I):

- устойчивость параллельной работы – устойчивость по углу;
- устойчивость поддержания частоты – устойчивость по частоте;
- устойчивость поддержания напряжения – устойчивость по напряжению;
- термическая устойчивость.

Любой из этих видов устойчивости должен быть сохранен как в установившемся послеаварийном состоянии ЭЭС (применительно к трем первым видам устойчивости здесь уместен термин статическая устойчивость), так и во время переходного процесса к этому состоянию (динамическая устойчивость).

Перечень видов *УВ* дан во введении к монографии; на диаграмме, помещенной там же, видно, в какой из подсистем ПА применяются показанные там виды *УВ*. Можно заметить, что ни одна из подсистем не ограничивается применением только одного вида *УВ* и, с другой стороны, ни одно из *УВ* не предназначено только для одной подсистемы. Отсюда возникает потребность как-то сгруппировать анализ некоторых видов *УВ*, исходя из общих черт их влияния на процессы и состояния ЭЭС. Во многом так построено изложение в главах 2 и 3. Однако им должна предшествовать более подробная, чем во введении, характеристика сущности выполнения *УВ* – этому служит данная глава 1.

Глава 4 посвящена реализации, вероятно, наиболее сложного *УВ* – воздействия на разгрузку электростанции, которое включает в себя разгрузку турбин и тем самым выходит за рамки электрической части ЭЭС, а глава 5 – тем *УВ*, которые реализуются и на станциях, и на подстанциях – отключение нагрузки, деление системы, поддержание термической устойчивости.

Те воздействия, которые влияют и на послеаварийное состояние, и на переходный процесс к нему, анализируются с этих двух точек зрения. Если это требуется, влияние воздействия на устойчивость рассматривается отдельно для двух послеаварийных состояний: квазиустановившегося *QC* (пока не проявилось изменение мощности турбин под действием изменения частоты) и установившегося *SC* (с учетом этого изменения).

Анализ влияния UB на устойчивость по углу во время переходного процесса и в QC -состоянии ведется с помощью схемы $G-B$, эквивалентной двухузловой схеме. Однако это не всегда достаточно показательно, и некоторые вопросы эффективности UB , особенно — в отношении динамической устойчивости, приходится рассматривать или лишь качественно, или, наоборот, с помощью численных примеров.

Значительная часть рассматриваемых здесь управляющих воздействий в большинстве их применений в подсистемах ПА вырабатывается единообразно — через устройство автоматической дозировки воздействий (АДВ) с учетом параметров возмущения или переходного процесса, а также с учетом тяжести исходного состояния ЭЭС. Удачным исключением является возможность постепенного наращивания UB по мере того, как усугубляется опасность аварийного процесса. В таком случае получается некоторое подобие регулирующей системы пропорционального ступенчатого действия. Наиболее известный пример такой системы — пропорционально действующая часть подсистемы АОСЧ (иначе — АЧР-I).

1.1.2. Обзор эффективности воздействий

Предвосхищая дальнейшее изложение, полезно перечислить некоторые соображения общего характера, на которые обычно обращают внимание, подходя к выбору управляющих воздействий:

1. Воздействия, направленные на повышение пропускной способности послеаварийного состояния (управление статическими источниками реактивной мощности, ФК, ОР), всегда эффективны и должны использоваться во всех возможных случаях, когда требуется поддержание устойчивости по углу средствами АПНУ. К сожалению, далеко не каждая ЭЭС имеет в своем распоряжении эти виды UB , и, кроме того, их нужно применять в границах допустимого повышения напряжения на высоковольтном оборудовании.

2. При условии благоприятного соотношения мощностей отправной и приемной частей ЭЭС снижение генерируемой мощности (ОГ, РТ) в отправной части дает эффективную разгрузку сечения ЭЭС как для устойчивости по углу в составе АПНУ, так и для устойчивости по току в составе АОПО. Вместе с тем эти UB могут увеличить передаваемую мощность и вызвать нарушение устойчивости по углу в тех сечениях ЭЭС, устойчивость которых без этих воздействий не нарушилась бы.

Снижение генерируемой мощности безусловно эффективно в случае возникновения аварийного избытка мощности: для устойчивости по углу в составе АПНУ — оба рассматриваемые UB ; для устойчивости по частоте в составе АОПЧ — только ОГ, причем в статическом состоянии — ОГ тепловых агрегатов, а во время динамического процесса — ОГ гидроагрегатов.

3. Медленная разгрузка турбин нужна для термической устойчивости оборудования в составе АОПО. Если регулировочный диапазон агрегатов мал, она дополняется с помощью ОГ.

4. Эффективность централизованного отключения нагрузки (ОН) в приемной части ЭЭС в составе АПНУ для устойчивости по углу и в составе АОПО для термической устойчивости, как и эффективность ОГ и РТ, зависит от соотношения мощностей отправной и приемной частей и ограничена интересами устойчивости в других сечениях. Эффективность безусловна только при аварийном дефиците мощности: для устойчивости по углу в составе АПНУ и для устойчивости по частоте в составе АОСЧ, где в большинстве случаев применяется децентрализованное ОН.

Из-за распыленности нагрузки применение централизованного ОН затруднительно в отношении надежности исполнения команды. Если же оно имеется, то применяется не только в составе ПА, но и операторами в опасных состояниях ЭЭС для дистанционного отключения части потребителей.

5. Применение ОГ или РТ совместно с ОН всегда эффективно в составе АПНУ или АОПО; оно при точном соблюдении равенства данных УВ устраняет упомянутую опасность нарушения устойчивости по углу в других сечениях ЭЭС.

6. Применение ДС дополнительно к ОГ, РТ или ОН может резко повысить их эффективность в отношении устойчивости по углу как во время переходного процесса, так и в установившемся послеаварийном состоянии, а также может частично устранить опасность внешнего нарушения устойчивости, вызываемую ими. В составе АОСЧ и АОСН применение ДС является важным средством территориальной локализации аварии и, в частности, — последним средством сохранения тех генерирующих источников, без которых восстановление ЭЭС после глобальной аварии могло бы сильно задержаться. Подготовка сечений ДС обычно требует заметных затрат, чтобы обеспечить должный баланс или, наоборот, небаланс мощности в разъединяемых частях ЭЭС и необходимую надежность исполнения команды.

Деление системы является также необходимым и широко распространенным средством ликвидации асинхронного режима (в составе АЛАР).

7. Отключение линии электропередачи применяется в составе АОПН как средство ликвидации повышенного напряжения, в составе АОПО как последнее средство против термической неустойчивости и в некоторых случаях в составе АОСН как средство для уменьшения потерь реактивной мощности.

1.1.3. Длительность воздействия

Во введении к монографии управляющие воздействия уже разделены на следующие виды:

— снимающиеся воздействия, т.е. вводимые на короткое время и предназначенные поэтому только для сохранения устойчивости во время переходного процесса;

- воздействия, которые не снимаются, т.е. вводятся на длительное время (вплоть до вмешательства оператора) и предназначены поэтому прежде всего для сохранения устойчивости в послеаварийных условиях;
- воздействия, которые не снимаются, но устраняются с помощью автоматического повторного включения (АПВ).

Поскольку снимающихся *УВ* часто не хватает, а неснимающиеся *УВ* положительно влияют на устойчивость и переходного процесса, последние используются для этой цели тоже, несмотря на очевидные недостатки такого расширения их функций. В качестве исправляемого *УВ* может выступать отключение нагрузки: если обратное включение допустимо, то оно выполняется по признаку исчезновения того фактора (понижения частоты или напряжения), появление которого привело к отключению.

Относительно упомянутого положительного влияния неснимающегося *УВ* на устойчивость переходного процесса возможно следующее пояснение применительно к устойчивости по углу. Если *УВ* обеспечивает статическую устойчивость без запаса, то практически во всех случаях динамический переход неустойчив. Если обеспечить статическую устойчивость с некоторым запасом, оцениваемым, например, коэффициентом, равным K , (часть I, глава 4), то и в этом случае динамическая устойчивость сохранится далеко не всегда. Чем больше запас статической устойчивости, тем вероятнее сохранение и динамической. Поэтому неснимающееся *УВ* принципиально может служить и для сохранения динамической устойчивости. Другой путь заключается в применении средств сохранения статической устойчивости только с целью получения необходимого коэффициента запаса в послеаварийных состояниях *QC* и *SC* и, если это дополнительно требуется, сохранения динамической устойчивости другим, снимающимся *УВ*.

1.2. Управление, направленное на нормализацию напряжения и увеличение пропускной способности

1.2.1. Форсировка продольной емкостной компенсации

Продольная емкостная компенсация [2, 4, 3.1] применяется для частичной компенсации индуктивного сопротивления линий электропередачи (обычно напряжением 220 кВ и выше). Схемы включения установок продольной компенсации (УПК) различны [3.2], но вне зависимости от схемы операция форсировки компенсации (ФК) заключается в таком переключении батарей конденсаторов, которое увеличивает емкостное сопротивление установки. Тем самым увеличивается степень компенсации индуктивного сопротивления электропередачи и повышается ее пропускная способность.

Управляющее воздействие в виде ФК применяется в составе подсистем АПНУ, чтобы воспрепятствовать перегрузке электропередачи при ее переходе к послеаварийному состоянию; имеется в виду перегрузка в отношении устойчивости по углу, перегрузка, недопустимая в послеаварийном состоянии и при переходе к этому состоянию. Если ФК не применяется после ослабления схемы электропередачи (для экономии затрат и из-за технических трудностей), то степень компенсации индук-

тивного сопротивления в послеаварийном состоянии уменьшается по сравнению с доаварийным.

Основные способы достижения форсировки УПК схематично показаны на рис. 1.1:

- при отключении одной из параллельных линий автоматически выполняется отключение одного (в общем случае — части) из параллельно включенных мостов УПК;
- при отключении одной из параллельных линий автоматически дешунтируется часть последовательно включенных конденсаторов;
- вместе с отключением одной из параллельных линий отключается ее УПК.

В последнем случае действие автоматики на ФК не требуется. Поэтому данный случай, имеющий практическое значение, здесь не рассматривается. Выполнение ФК путем дешунтирования вряд ли применимо, так как связано с тем, что часть конденсаторов в нормальном состоянии электропередачи не используется.

Поэтому основной способ выполнения ФК, интересный с точки зрения противоаварийной автоматики, — способ отключения части параллельных мостов по рис. 1.1а.

Рис. 1.1а в основных чертах передает схему УПК, введенной в действие в конце 50-х годов на переключательном пункте под городом Арзамас первой электропередачи 400 кВ (потом 500 кВ) — от гидростанции на Волге чуть выше города Самара в Москву.

Стремление уменьшить стоимость установки приводит к тому, что она выбирается на ток, соответствующий максимальной передаваемой мощности (глава 4 части I). Если УПК создан указанным наиболее экономичным образом, то конденсаторы должны быть выбраны так, чтобы они в разумных пределах выдерживали перегрузку током и сопутствующее повышение падения напряжения на них. Перегрузка возможна в результате возникновения аварийного дефицита мощности в приемной части ЭЭС или аварийного избытка мощности в ее отправной части, а также, конечно,

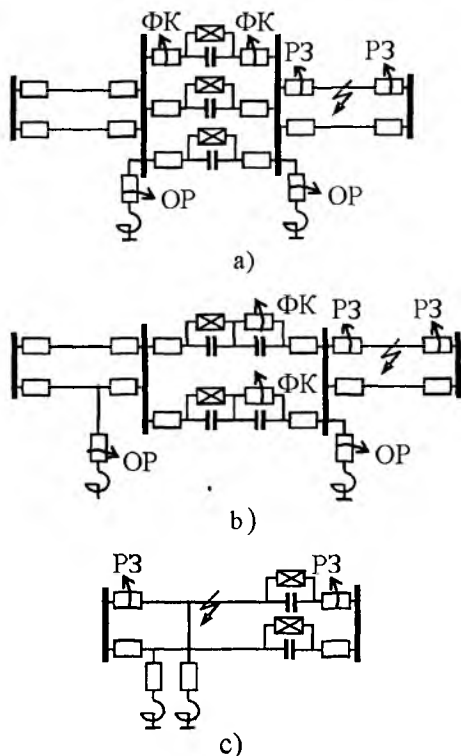


Рис. 1.1. Основные способы ФК и ОР: РЗ — действие релейной защиты на отключение линии; ФК — действие ПА на отключение выключателя УПК; ОР — действие ПА на отключение выключателя реактора

после отключения части мостов в результате их повреждения или с целью ФК. Чем меньше число параллельно включенных мостов, тем жестче требование о допустимом времени перегрузки после отключения одного из них.

На рис. 1.2 в виде примера показана характеристика допустимой перегрузки конденсаторов, примененных в упомянутой УПК. Если три одинаковых моста полностью нагружены током, то отключение одного

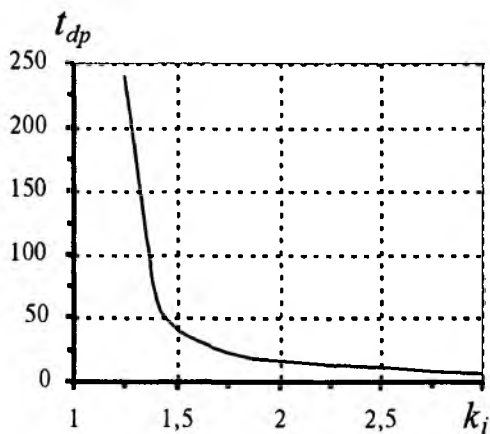


Рис. 1.2. Зависимость допустимого времени перегрузки конденсатора t_{dp} (мин) от кратности тока k_i

из них дает кратность тока по отношению к длительно допустимому току, составляющую $k_i \approx 1,5$. Согласно рис. 1.2, эта кратность допустима в течение $t_{dp} = 45$ мин, что вполне достаточно для действий операторов по ликвидации перегрузки.

Известно, что ФК может привести к столь большой компенсации индуктивного сопротивления, которая неблагоприятна для распределения напряжения по объектам электропередачи, затрудняет выполнение релейной защиты и опасна возможностью возникновения больших токов и напряжений с частотой, составляющей, например, треть от частоты сети (образуется контур так называемого субсинхронного резонанса).

1.2.2. Операции с шунтирующими реакторами и конденсаторами поперечной емкостной компенсации; регулируемые компенсаторы

Известны два основных назначения применения шунтирующих реакторов:

- поглощение избыточной реактивной мощности, генерируемой емкостью проводов линии электропередачи на землю и емкостью между проводами, которая при нагрузке линии, меньшей ее натуральной мощности, превышает потерю реактивной мощности в индуктивности линии; поскольку при большой нагрузке электропередачи потери реактивной мощности в индуктивностях ее линии и трансформаторов велики, приходится часть реакторов в этих условиях держать отключенными;

- снижение внутренних перенапряжений при одностороннем отключении линии или электропередачи в целом (раздел 5.4 части II); если нагрузка электропередачи велика и поэтому часть реакторов отключена, то в случае аварийного повышения напряжения на оборудовании они должны автоматически включаться.

Включение реактора выполняется или немедленно — благодаря пробую искрового промежутка, который затем автоматически шунтируется

выключателем, или более медленно — под действием защиты от повышения напряжения (подсистема АОПН).

Основное назначение конденсаторов поперечной компенсации противоположно первому из указанных выше назначений шунтирующих реакторов, а именно — генерирование реактивной мощности, когда передача большой активной мощности создает большие потери реактивной в индуктивностях линий и трансформаторов [3.3]. С целью форсировки выдаваемой ими реактивной мощности применяются различные схемы оперативного и автоматического переключения конденсаторов.

Индуктивная поперечная компенсация используется на электропередачах 330 кВ и более высокого напряжения, а емкостная — и в распределительных сетях. Применительно к последнему широко известен недостаток: чтобы воспрепятствовать понижению напряжения в сети требуется увеличить приток в сеть реактивной мощности, но это приводит, наоборот, к уменьшению ее генерирования. Чтобы этому противодействовать, применяют различные схемы форсировки выдаваемой конденсаторами реактивной мощности.

В нормальном состоянии электропередачи желательно шунтирующие реакторы держать включенными, а конденсаторы поперечной емкостной компенсации — отключенными, так как это требует от генераторов и синхронных компенсаторов, примыкающих к электропередаче, увеличения выдачи ими реактивной мощности, конечно, в пределах возможностей этих агрегатов. В свою очередь, последнее ведет к увеличению их ЭДС, а это увеличивает пропускную способность сети. «В то же время наличие шунтирующих реакторов приводит к увеличению... взаимного сопротивления между удаленной станцией и приемной системой, что отрицательно сказывается на устойчивости. Обычно положительное влияние — увеличение ЭДС при наличии реакторов значительно выше, чем отрицательное влияние — увеличение взаимного сопротивления» [3.3]. Конечно, следовать этому возможно лишь в той мере, в какой имеется резерв реактивной мощности, обеспечивающий номинальное напряжение на передаче или даже чуть большее.

В послеаварийных условиях потери реактивной мощности увеличиваются, так как имеет место или приращение передаваемой активной мощности, или отключение части оборудования электропередачи. Резервов реактивной мощности обычно не хватает, и указанное положительное влияние не может проявиться. Для снижения взаимного сопротивления теперь становится полезным отключить шунтирующие реакторы и включить конденсаторы. Это показано на рис. 1.1а. Объем этих операций должен быть таким, чтобы не вызвать недопустимого повышения напряжения на оборудовании высокого напряжения и действия защиты от повышения напряжения.

Отключение реактора под действием автоматики требуется, когда реактор присоединен к сборным шинам (рис. 1.1а,б) или к линии, оставшейся включенной (рис. 1.1б). Часто реакторы устанавливаются только на линиях (рис. 1.1с), и тогда отключение линии естественным путем

ведет к отключению своего реактора. Такой реактор приходится отключать от автоматики только при отключении других линий. Однако бывает, что реактор присоединяют к линии без выключателя.

Вращающиеся синхронные компенсаторы реактивной мощности, которые со временем применяются все меньше, и пришедшие им на смену статические компенсаторы управляются исходя приблизительно из тех же соображений, но гораздо более гибко. Например, статический компенсатор может быть выполнен так, что потребляемая им мощность, в отличие от шунтирующего реактора или конденсаторной батареи, не зависит от напряжения на шинах. В этом отношении он сходен с синхронным компенсатором. Если статические компенсаторы не обладают возможностью в равной мере и выдавать и принимать реактивную мощность, то они могут дополняться реакторными и конденсаторными установками.

1.2.3. Форсировка и расфорсировка возбуждения генератора

Здесь рассматривается только такая форсировка возбуждения (ФВ), которая дается не регулятором возбуждения (АРВ) и не специальным устройством форсировки, реагирующим на глубокое понижение напряжения, характерное для КЗ, а дополняет все это и дается устройствами АПНУ. Такой вид ФВ требуется только в том случае, если по каким-либо причинам, которые указаны далее, АРВ не дает форсировки в тех условиях, когда она полезна или необходима.

Наиболее ясна информация, которой располагает АРВ «сильного действия» [4, 3.3, 3.4], управляющий быстродействующей системой возбуждения с питанием, не зависимым от генератора. В связи с рассматриваемым вопросом по принципу формирования управляющего воздействия различаются две группы таких АРВ. Первая из них в качестве входных параметров использует отклонение напряжения ΔU на шинах генератора или на сборных шинах высшего напряжения от заданного значения, отклонение частоты Δf на зажимах генератора от исходного значения и их производные, обычно первые, а иногда и более высокого порядка. Вторая группа вместо Δf использует отклонение тока генератора или электропередачи ΔI от исходного значения и, соответственно, производные от тока.

Уменьшение напряжения и увеличение частоты или тока увеличивают напряжение, подаваемое на обмотку возбуждения генератора, и следом ток возбуждения и ЭДС генератора.

Очевидно, что обе группы АРВ не обладают информацией, достаточно полной для выработки правильного воздействия при сколько-нибудь сложном переходном процессе в энергосистеме. Но с другой стороны, системы АРВ подают воздействия, более мягкие, чем устройства ПА, и не наносящие непосредственно ущерба, и в соответствии с этим, к ним не предъявляется таких же жестких требований в отношении селективности и точности работы, как к этим устройствам. Поэтому свои основные функции, особенно в сравнительно простых случаях, системы АРВ

могут выполнять и при очень неполной информации, подводимой к регулятору.

Различные системы возбуждения с питанием от шин генератора или по схеме компаундирования, имеющие АРВ более «слабого» или более «сильного» действия, проявляют при переходных процессах в энергосистеме разнообразные особенности, которые менее определены, чем описанные выше, поскольку имеют, кроме воздействий через АРВ, дополнительные воздействия от энергосистемы через источник питания. Вместе с тем возможности вмешательства в действие этих систем извне обычно не столь очевидны. Поэтому здесь эти вопросы не рассматриваются. В качестве примера влияния системы возбуждения на переходный процесс можно привести взаимодействие высокочастотной системы возбуждения генераторов 300 МВт с устройствами противоаварийной разгрузки турбин в условиях Конаковской ГРЭС [3.5].

Далеко не оптимальная работа этой системы возбуждения наблюдалась и при испытаниях РТ на Конаковской ГРЭС в 1969 г.

Далее отмечаются наиболее типичные недостатки АРВ сильного действия, которые приходится компенсировать с помощью дополнительной ФВ.

Случаи отсутствия необходимой форсировки

Регулятор с воздействием по току дает расфорсировку возбуждения в момент ступенчатого уменьшения тока по любой причине: из-за отключения одной из отходящих от электростанции линий, во время паузы АПВ, при шунтировании УПК и т.п. Дело в том, что ток используется в АРВ как аналог взаимного угла, а при уменьшении взаимного угла для демпфирования качаний полезна расфорсировка (так же как при увеличении – форсировка). Указанные возмущения вызывают уменьшение тока, и регулятор дает расфорсировку. На самом деле при этих возмущениях, несмотря на уменьшение тока, происходит увеличение угла, и для сохранения устойчивости полезна форсировка возбуждения.

Регулятор с воздействием по току хорош в основном в условиях двух-узловой схемы (за исключением уже упомянутых обстоятельств). Например, такие регуляторы успешно были применены на двух Волжских ГЭС при их работе через линии электропередачи 500 кВ в сторону Москвы [2, 3.4]. В более сложных схемах возникают существенные трудности. Так, если станция связана с двумя узлами ЭЭС, то повреждение на одной из связей, вызывая увеличение взаимного угла этой связи и тока в ней, может вызвать уменьшение угла и тока на другой связи, особенно если по первой она передает мощность, а по второй принимает. Предложить для таких условий одну определенную настройку, которая оказалась бы всегда удовлетворительной, не удастся [3.4].

Указанную серьезную трудность обходят, применяя АРВ с воздействием по частоте. Такой регулятор, в отличие от регулятора с воздействием по току, не имеет никакой информации о взаимном угле и, следовательно, о движении приемной части ЭЭС, но зато имеет информацию об абсолютном движении собственного ротора.

В свою очередь, регулятор с воздействием по частоте имеет тот недостаток, что дает расфорсировку при возникновении аварийного дефицита мощности в приемной части ЭЭС: вслед за понижением частоты в этой части возникает то же самое и в отправной части [2, 3.4, 3.8]. В ходе такого процесса необходимая форсировка возбуждения возникает только тогда, когда из-за перегрузки связи становится заметным понижение напряжения в отправной системе. Этот регулятор неудовлетворительно действует и в случае КЗ, происходящего у малой приемной части ЭЭС и настолько удаленного от отправной части, что воздействие по напряжению оказывается слишком слабым [3.8]. В целом оказывается, что регулятор с воздействием по частоте хорош в случае передачи мощности от станции в систему несоизмеримо большей мощности, когда абсолютное движение станции эквивалентно относительному. Недостатки этого регулятора проявляются, если нарушение устойчивости в большой степени определяется движением приемной системы.

В сложной многомашинной схеме, когда из-за колебаний роторов отдельных станций с разными частотами может оказаться наиболее опасным в отношении устойчивости не первый период качаний данной станции, а несколько следующих, никакие регуляторы возбуждения не могут давать форсировку и расфорсировку возбуждения в такт процессу. Такие условия неоднократно наблюдались на электродинамической модели НИИПТ при исследовании цепочечного объединения в виде цепи энергосистем [3.8].

Исполнение ФВ

Во всех отмеченных случаях целесообразно, когда это технически возможно, принудительно подать ФВ на необходимое время (чаще всего до 0,5 с) от устройств АПНУ. Однако при сложных электромеханических качаниях и эти устройства не могут дать удовлетворительных воздействий. Тогда практически имеется только один выход: подать ФВ в начале процесса и не снимать ее в течение нескольких периодов качаний, т.е. переждать все глубокие качания. Тем самым достигается повышение напряжения в сети и, следовательно, повышение устойчивости. Издержка этого метода – АРВ не может одновременно оказывать демпфирующего действия на качания, но, правда, при сложных качаниях его роль в этом деле все равно мала и часто даже отрицательна.

Подачу и съем ФВ, видимо, наиболее правильно выполнять через изменение значения напряжения, заданного системе АРВ [3.8]: для подачи ФВ поднять, а для съема – опустить величину задания. Этот способ позволяет, оставляя АРВ в работе, не допустить слишком большого повышения или понижения напряжения в сети. Повышение напряжения должно быть допустимым для оборудования высокого напряжения и, более того, не должно приводить к срабатыванию каких-либо каналов подсистемы АОПН или защит от перегрузки статора или ротора по току.

1.3. Управление, направленное на нормализацию частоты и уменьшение передаваемой мощности

1.3.1. Управление турбинами

Противоаварийное управление мощностью выполнимо на всех видах турбин, но возможности, цели и способы управления различны. Они вытекают из тех особенностей турбин, которые рассмотрены в главе 4 части II.

Так, быстрому изменению мощности гидравлических турбин препятствует недостаточное быстроедействие их систем регулирования, но зато гидроагрегаты могут быть сравнительно безболезненно отключены, снова включены в работу и полностью нагружены. Это позволяет в интересах устойчивости по углу отключать гидроагрегаты в отправной части ЭЭС, а в приемной части — включать и нагружать их для улучшения послеаварийного состояния. Другое применение пуска гидроагрегатов — в интересах устойчивости по частоте; в этом варианте принудительной загрузки не требуется, так как при пониженной частоте с этим справляются штатные регуляторы скорости. Всё это свидетельствует, что противоаварийная автоматика должна воздействовать на гидравлические турбины только обычной командой на подключение генератора к сети.

Для сохранения послеаварийной статической устойчивости В.М. Горнштейн и Я.Н. Лугинский (ВНИИЭ) в середине прошлого века взамен отключения гидрогенераторов разрабатывали оригинальное сочетание разгрузки гидротурбин в отправной части ЭЭС с электрическим торможением; подробнее об этом — в пункте 1.3.5.

К тепловым агрегатам — иной подход. Повышение устойчивости при помощи изменения мощности тепловых турбин может быть, в принципе, достигнуто двумя способами: путем увеличения мощности турбин приемной части энергосистемы или путем уменьшения мощности турбин передающей части. Первый способ мало эффективен, так как, во-первых, требует наличия вращающегося резерва мощности в приемной энергосистеме и, во-вторых, увеличение мощности не может производиться так же быстро, как и съем, оно происходит у тепловой турбины по крайней мере столь же медленно, как у гидравлической. С другой стороны, отключение генераторов на тепловой станции сопряжено со многими осложнениями, и это стимулирует обращение к быстрой ее разгрузке путем воздействия на турбины. Поэтому в данном изложении основное внимание уделено разгрузке тепловых турбин.

Возможности РТ с целью сохранения устойчивости рассматриваются применительно к блокам котел-турбина, так как крупные станции, на которых обычно требуется разгрузка, имеют, как правило, компоновку блоками.

Итак, РТ используется в основном в следующих целях:

- в составе подсистем АПНУ — препятствовать перегрузке сечения ЭЭС путем выполнения РТ в отправной относительно этого сечения части ЭЭС; имеется в виду перегрузка, недопустимая в послеаварийном состоянии и при переходе к этому состоянию в отношении устойчивости по углу;

— в составе подсистем АОПО — препятствовать термической перегрузке оборудования ЭЭС; имеется в виду перегрузка, недопустимая как в послеаварийном состоянии, так и при переходе к этому состоянию; РТ выполняется в части ЭЭС, отправной относительно того полного или неполного сечения, которое проходит через данное оборудование.

Как упоминалось во введении к монографии (раздел В7), работы по использованию противоаварийной разгрузки турбин (РТ) были начаты еще в 30-х годах. Однако из-за появления других эффективных средств повышения устойчивости (улучшение характеристик выключателей высокого напряжения, релейной защиты, регуляторов возбуждения) эти работы не были завершены.

Со второй половины прошлого века сооружаются крупные тепловые станции, у которых параметры генераторов ухудшены с точки зрения устойчивости параллельной работы (уменьшена постоянная инерции, увеличено переходное сопротивление), а линии связи с энергосистемой довольно протяженны и немногочисленны. Это вновь сделало рассматриваемую проблему актуальной. Вместе с тем уменьшение постоянной инерции агрегата потребовало принять дополнительные меры против чрезмерного увеличения скорости вращения вала после отключения полностью нагруженного генератора. Потребовалось увеличить быстродействие системы регулирования турбины и создать быстрый и сильнодействующий электрический вход, предназначенный для ввода воздействий, формирующих закрытие клапанов с максимально возможной скоростью.

Оба указанных обстоятельства сделали актуальными исследования и разработки в области РТ, затем натурные эксперименты с применением РТ сначала на турбинах 100 МВт Серовской станции на Урале и параллельно на самых крупных в то время турбинах 300 МВт (на турбине Черепетской [3.9] и затем Конаковской станции, на которой РТ после испытаний была распространена на все восемь ее турбин).

Разгрузка турбин используется для сохранения и статической и динамической устойчивости параллельной работы энергосистемы. Кроме того, РТ позволяет резко ускорить ресинхронизацию станции или энергосистемы.

По условиям статической устойчивости послеаварийного режима требуется разгрузка турбины на длительное время (рис. 1.3, характеристика 1), а для динамической — кратковременная, импульсная (характеристика 2). Оба вида разгрузки могут быть получены на одной турбине одновременно (характеристика 3 или 4). Комбинирование двух видов разгрузки практически сводится к следующему.

Дается глубокая импульсная разгрузка с целью сохранения динамической устойчивости, которая, если не требуется уменьшенная мощность в послеаварийном состоянии, заканчивается восстановлением мощности турбины до исходного значения (характеристика 2). Если требуется уменьшить мощность и на длительное время, то должно быть выполнено не полное, а только частичное восстановление мощности (ха-

рактеристика 3). Чтобы предотвратить в этом случае полное восстановление мощности, подается специальное воздействие. От него не требуется быстрое действие, оно влияет только в конце процесса восстановления мощности. Таким образом, как и само снижение мощности, воздействия применяются двух видов: быстроедействующее, импульсное и дополнительное медленнодействующее, неснимающееся.

Насколько известно, подобный подход к разгрузке турбин сформулировал Б.П. Мурганов (ВТИ) в 1961 г.

Возможны такие условия, когда послеаварийное состояние, квазиустановившееся — QC или установившееся — SC , требует разгрузки, а сохранение динамической устойчивости — нет. Тогда импульсное воздействие не нужно. Однако из интересов быстроты разгрузки совсем отказаться от него затруднительно; добавление импульсного воздействия к длительному применяется и тогда, когда импульсное воздействие само по себе не обязательно.

Возможности РТ с целью сохранения статической устойчивости ограничены спецификой теплосилового оборудования, которое иногда располагает весьма небольшим регулировочным диапазоном. Поэтому если требуется снизить мощность электростанции на величину, которая превышает сумму регулировочных диапазонов управляемых турбин, то разгрузку турбин приходится дополнять отключением части генераторов.

Из-за ограниченной скорости перемещения золотников и сервомоторов турбины, а также из-за наличия пара за регулируемыми клапанами снижение мощности турбины существенно запаздывает по отношению к моменту подачи управляющего воздействия. Эта инерционность не позволяет добиться вполне удобной для динамической устойчивости ступенчатой формы изменения мощности как во время ее снижения, так и во время восстановления. С этим приходится мириться и принимать меры для выбора и осуществления приемлемой формы. Для сохранения динамической устойчивости приходится медленное снижение мощности компенсировать глубиной снижения и прибегать к довольно интенсивной разгрузке, мощность которой обычно больше (по абсолютному значению Δp_t), чем требуется для сохранения устойчивости в послеаварийном состоянии. Опасность несвоевременного восстановления мощности оказалось возможным устранить замедлением его темпа [3.5].

Оба эти метода, более глубокая разгрузка турбины и замедленный подъем мощности, завышают недоотпуск энергии генератору, и, испо-

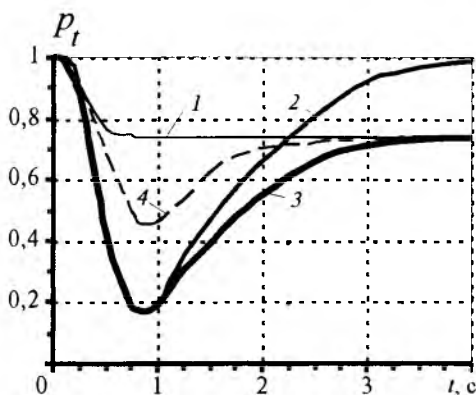


Рис. 1.3. Кратковременное и длительное уменьшение мощности тепловой турбины

льзуя их, нужно проверять, что они не приводят к временному дефициту мощности, который мог бы быть опасен для защищаемого сечения или для другого сечения ЭЭС.

Исполнению разгрузки турбин посвящена глава 4 данной части.

1.3.2. Отключение генераторов

Основные цели отключения генераторов (ОГ):

- в составе подсистем АПНУ — препятствовать перегрузке сечения ЭЭС путем выполнения в отправной относительно этого сечения части ЭЭС; имеется в виду перегрузка, недопустимая в послеаварийном состоянии и при переходе к этому состоянию в отношении устойчивости по углу;

- в составе подсистемы АОПЧ — препятствовать недопустимому длительному повышению частоты в послеаварийном состоянии концентрированного узла (отключением тепловых агрегатов) и недопустимому даже кратковременно повышению частоты во время перехода к этому состоянию (отключением гидрогенераторов);

- в составе подсистемы АОПО — препятствовать термической перегрузке оборудования ЭЭС, недопустимой как в послеаварийном состоянии, так и при переходе к этому состоянию.

Отключение генераторов может выполняться как на гидравлических, так и на тепловых станциях. Отключенные гидрогенераторы легко могут быть снова включены в сеть и опять нагружены, если требуется. На эти операции уходит $10 \div 20$ с, максимум $1 \div 2$ минуты после действия соответствующей автоматики или команды персонала. Среди возможных отрицательных для оборудования последствий называют опасность повреждения подпятника гидроагрегата.

Подобные операции с турбоагрегатами проходят гораздо медленнее. При наличии на станции общего паропровода генератор, подвергнутый отключению, может восстановить нагрузку через $10 \div 20$ мин. При блочной компоновке на это уходит $20 \div 120$ минут, причем наименьшее время достигнуто на крупной станции, работающей на газе, после того как операторы уже несколько раз переживали действие ПА на отключение части генераторов. Останов или перевод на холостой ход теплового оборудования связан со значительной вероятностью его повреждения.

В связи с этими обстоятельствами отключение гидрогенераторов технологически значительно приемлемей, чем турбогенераторов, и на тепловых станциях предпочтительнее использовать РТ. Тем не менее ОГ применяется на всех видах электростанций. Естественно, наименее приемлемы эти воздействия на атомной станции.

Применяя ОГ, нельзя игнорировать возможность того, что схема станции имеет неблагоприятные особенности. Вот две из них.

Первая связана с генераторами, собранными в укрупненный блок, работающий на один повышающий трансформатор. Очевидно, что отключить генераторы на заданную суммарную мощность удастся тем точнее, чем меньше мощность каждого из генераторов. Отсюда предпочти-

тельное отключать генераторы меньшей мощности, подбирая их не группами, а по одному. Так, если генераторы собраны в укрупненный блок, но имеют индивидуальные выключатели, желательно выполнять отключение этими выключателями, а не общим выключателем блока в целом. Такое решение может встретить две трудности:

- выключатели генераторов могут иметь большее собственное время отключения, чем выключатель блока, и использование их может давать слишком большой проигрыш эффективности ОГ в повышении динамической устойчивости. В таких случаях приходится выбирать между точностью и быстротой выполнения ОГ;

- два, три и даже четыре генератора могут быть объединены в укрупненный блок с применением облегченных индивидуальных выключателей, не способных отключить ток КЗ. Возникновение КЗ в любом генераторе такой схемы ведет к отключению всего этого блока. Если для выполнения ОГ использовать эти выключатели, то при близком к шинам станции КЗ и попытке автоматики настолько быстро подать команду на ОГ, что КЗ еще не успело отключиться, возникает опасность того, что выключатель генератора не справится с отключением. Поэтому уровень тока КЗ, который дает генератор, и соответствие времен отключения подлежат проверке.

Вторая особенность связана с использованием для ОГ выключателей распределительного устройства высшего напряжения станции. Если в нем блок генератор-трансформатор не имеет индивидуального выключателя (или выключателей), а присоединен к ячейке со схемой с тремя выключателями на два присоединения, то выполнение ОГ при отключенном выключателе в этой ячейке может привести к потере второго присоединения. Соответственно, в схеме с четырьмя выключателями на три присоединения возможна потеря двух присоединений. Отсюда возникает потребность при выборе отключаемых генераторов учитывать состояние схемы распределительного устройства.

Если на тепловой станции применяется и ОГ и РТ, то задачу о распределении заданной станции разгрузки полезно решать как единую (глава 4 данной части).

1.3.3. Отключение нагрузки

Основные цели, ради достижения которых наиболее часто применяют отключение нагрузки (ОН):

- в составе подсистемы АОСЧ — препятствовать недопустимому длительному понижению частоты в послеаварийном состоянии концентрированного узла и недопустимому даже кратковременно понижению частоты во время перехода к этому состоянию;

- в составе подсистемы АОСН — препятствовать недопустимому длительному понижению напряжения в послеаварийном состоянии концентрированного узла (плотной сети) и недопустимому даже кратковременно понижению напряжения во время перехода к этому состоянию;

– в составе подсистем АПНУ – препятствовать перегрузке сечения ЭЭС путем выполнения в приемной относительно этого сечения части ЭЭС; имеется в виду перегрузка, недопустимая в отношении устойчивости по углу в послеаварийном состоянии или при переходе к этому состоянию;

– в составе подсистем АОПО – препятствовать термической перегрузке оборудования ЭЭС, входящего в ее полное или неполное сечение, путем выполнения в приемной относительно этого сечения части ЭЭС; имеется в виду перегрузка, недопустимая как в послеаварийном состоянии, так и при переходе к этому состоянию.

Две последние цели касаются сечения, и для них ОН выполняется как самостоятельно, так и в сочетании с РТ и ОГ в отправной части ЭЭС.

Отключение нагрузки непосредственно ведет к ущербу (см. часть I монографии). Чем более централизованно выполняются устройства ОН, чем дальше отключаемые выключатели от нагрузки, тем ущерб обычно больше, так как при этом вместе с наименее ответственными потребителями под отключение попадают и более ответственные. Для целей АОСЧ и АОСН большинство устройств ОН полностью децентрализованы и теоретически могут быть установлены непосредственно у наименее ответственных потребителей. Однако ряд практических обстоятельств мешает этому, и, как правило, даже первые очереди этих подсистем приводят к ущербу, превышающему наименьший возможный. Подсистемы АПНУ и АОПО централизованы в принципе и обладают этим недостатком еще в большей мере: чтобы передать команду на отключение от устройства АДВ или даже от пускового органа к географически удаленным неответственным потребителям, во многих случаях требуется слишком много телеаппаратуры.

Распыленность отключаемых потребителей затрудняет получение устройством ПА информации об их действительной мощности, и это ведет к неточности исполнения ОН. Особенно наглядно в этом отношении сопоставление ОН с ОГ. Очевидно, что исполнительное устройство ОГ на электростанции может иметь хорошую местную информацию о генераторах, намечаемых им к отключению. В свою очередь, устройство АДВ может иметь телеинформацию с немногочисленных станций от их исполнительных устройств об имеющихся там возможностях для выполнения ОГ. Решение подобной задачи для ОН обошлось бы гораздо дороже. Поэтому часто приходится выполнять ОН в расчете на минимально возможные нагрузки потребителей, т.е. со значительным запасом, а он увеличивает ущерб от отключения и может создать опасность того, что управление окажется неэффективным.

В связи с этим можно отметить, что по точности исполнения централизованное ОН проигрывает по сравнению с децентрализованным еще из-за одной, может быть, важнейшей особенности рассматриваемых в основном децентрализованных подсистем АОСЧ и АОСН. Они действуют по параметру процесса (частоте, напряжению), а не по параметрам

возмущения, как чаще всего АПНУ, и могут иметь несколько очередей, так что если какие-то очереди отключают слишком малую нагрузку, то это компенсируется увеличением числа пришедших в действие очередей.

Подсистема АОПО характерна тем, что, с одной стороны, будучи в принципе централизованной, она близка к АПНУ, а с другой стороны, из-за гораздо меньшей потребности в скорости выполнения воздействий она, как и подсистемы АОСЧ и АОСН, может быть организована в виде ступенчато регулирующей системы.

Таким образом, оценивая ущерб от ОН, необходимо реально учитывать и состав отключаемых потребителей, и обычно завышенный объем отключения. Вполне возможны случаи, когда нарушение устойчивости с последующим действием устройств подсистемы АОСЧ ведет к меньшему ущербу, чем ее сохранение с помощью применения ОН для АПНУ.

1.3.4. Включение резервных гидрогенераторов

В пункте 1.3.1 упоминаются два возможных случая включения резервных гидрогенераторов:

- в составе подсистем АПНУ и АОПО – включать и нагружать резервные гидрогенераторы в приемной части ЭЭС для сохранения устойчивости по углу и по току;

- в составе подсистемы АОСЧ – включать резервные гидрогенераторы в интересах устойчивости по частоте (дальнейшая загрузка агрегатов вполне обеспечивается их регуляторами скорости), чтобы препятствовать недопустимому длительному понижению частоты в послеаварийном состоянии концентрированного узла (сети).

Первое из указанных применений может заменить отключение нагрузки, правда, только в том случае, если его не требуется выполнить быстро – для сохранения и динамической устойчивости.

1.3.5. Электрическое торможение

Идея торможения генератора отправной части ЭЭС с целью сохранения динамической устойчивости относительно генераторов приемной части заключается в резком увеличении его нагрузки, препятствующем нарастанию взаимного угла, которое с момента аварийного возмущения возникло в сечении между этими частями. Идея эта возникла давно, ее разработке посвящено очень много работ, известны ее немногочисленные реализации, успешные (например, Зейская гидростанция) и неуспешные (например, Братская гидростанция). И тем не менее, имеется определенная область применения внешнего торможения генераторов электростанции, в которой оно является чуть ли не единственным эффективным средством сохранения динамической устойчивости (во всяком случае до появления статических аккумуляторов энергии), что заставляет считать торможение генераторов по-прежнему актуальным *УВ*. Эта область – такие повреждения, которые характеризуются пределом

динамической устойчивости значительно более низким, чем предел статической устойчивости послеаварийного состояния (раздел 3.5 части II).

Кроме того, рассмотрение этого снимающегося *УВ* интересно методически, так как его импульс имеет четкую прямоугольную форму (подробнее — в главе 3).

Известно множество видов торможения [3.3]. Вот некоторые из них.

Механическое торможение [3.17] прорабатывалось применительно к условиям гидростанции на Волге у Самары. Установка должна была содержать электромагнит управления, усилительную систему, работающую от сжатого воздуха, и управляемые ею механические тормоза ротора генератора. Механическое торможение не касается электрической части энергосистемы и поэтому во многом аналогично разгрузке турбины. В наиболее простом варианте механическое торможение влияет на устойчивость аналогично такой разгрузке тепловой турбины, как если бы разгрузка выполнялась в соответствии с воздействием, имеющим вид прямоугольного импульса. Из-за трудностей реализации механическое торможение не нашло применения.

Электрическое торможение (ЭТ) выполняется с помощью активного сопротивления, включаемого на короткое время последовательно в цепь генератора путем отключения шунтирующего выключателя [3.13] или параллельно путем включения под напряжение замыкателем. Хотя в первом из этих способов включения сопротивления отдаваемая активная мощность благоприятно зависит от тока генератора, т.е. приблизительно от взаимного угла, далее рассматривается только второй, более практичный способ.

Имелись также предложения включать нагрузочное сопротивление на длительное время — с целью сохранения статической устойчивости, но этот вариант не получил развития.

Наиболее простой вид ЭТ — однократное включение сопротивления, предназначенное для сохранения устойчивости только при первом нарастании взаимного угла.

Известны и другие разработки:

- двукратное включение сопротивления (второе — в случае неуспешного быстрогодействующего АПВ [В1]);
- для демпфирования послеаварийных качаний [2];
- многократное включение сопротивления осуществляется при каждой попытке опасного нарастания взаимного угла, а они возникают до тех пор, пока гидрогенераторы разгружаются, чтобы обеспечить статическую устойчивость по углу, но это происходит слишком медленно и еще не может поддержать динамическую устойчивость.

Первые блоки тормозного сопротивления изготавливались из никрома и помещались в фарфоровые рубашки, залитые трансформаторным маслом. В целом конструкция была подобна конструкции трансформаторов напряжения. У каждого блока первой из установок ЭТ имелся теплообменник, чтобы ускорить остывание блока после использования сопротивления.

Замыкатели рассчитывались на отключение только практически активного тока нагрузки, но не КЗ и имели времена действия в пределах 0,17 с. В этой связи нужно заметить, что оба времени действия — и включения, и отключения — целесообразно иметь минимальными. Пер-

вое — чтобы из-за запаздывания во включении не требовалась слишком большая тормозная мощность, второе — чтобы не требовалось настолько большого опережения в подаче команды отключения по сравнению с желательным моментом отключения замыкателя, которое могло бы вызвать слишком большую ошибку. Однако стремиться включить тормозное сопротивление раньше, чем отключится КЗ, почти бесполезно, так как до этого момента напряжение в месте установки сопротивления все равно довольно низкое и потребляемая сопротивлением мощность невелика.

Электрическое торможение было в целом успешно испытано на упомянутой гидростанции [2], а затем, не найдя там практического применения, установка была перевезена на Братскую гидростанцию и опять испытана. Был выполнен всего один эксперимент, в котором из-за неоптимальной настройки аппаратуры управления торможением и АРВ генераторов было получено переторможение и нарушение устойчивости [3.14].

Применение ЭТ требует решения ряда взаимно связанных практических вопросов [5], начиная с немалой стоимости аппаратуры и размещения установки и кончая алгоритмом управления и резервированием.

Один из известных путей удешевления установки ЭТ — применение сопротивления из электротехнического бетона (бетэла).

1.3.6. Использование аккумуляции электроэнергии

Существуют и все более широко применяются элементы ЭЭС, способные быстро (за доли периода промышленной частоты — при условии поддержания напряжения на шинах) и практически ступенчато изменять потребляемую из сети или выдаваемую в нее активную мощность, а также в ограниченных пределах и реактивную мощность. Эти элементы уже кратко охарактеризованы в главе 4 части I. Среди них наиболее новым и многообещающим является сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИН).

В этих элементах используются хорошо управляемые вентильные устройства, которые не только открываются, но и закрываются внешними сигналами.

Схематически накопитель (рис. 1.4) состоит из сверхпроводниковой магнитной системы (СМС) в виде одной или нескольких индуктивных катушек, имеющих криогенное охлаждение и защиту от перехода в состояние нормальной проводимости. Связь СМС с сетью переменного тока осуществляет обратимый полупроводниковый преобразователь (ПП) и фильтрующее и компенсирующее устройство (ФКУ), через которые система управления (СУ) управляет процессами ввода энергии в накопитель с шин переменного тока и ее обратного вывода.

Прямым назначением ФКУ является подавление высших гармонических составляющих, генерируемых преобразователем, и компенсация реактивной мощности, потребляемой им.

Для работы со сверхпроводниковыми накопителями к настоящему времени наиболее известны схемы из двух мостовых тиристорных преобразовательных блоков, соединенных в цепи постоянного тока последовательно (рис. 1.4). Такая схема дает двухпараметрическое управле-

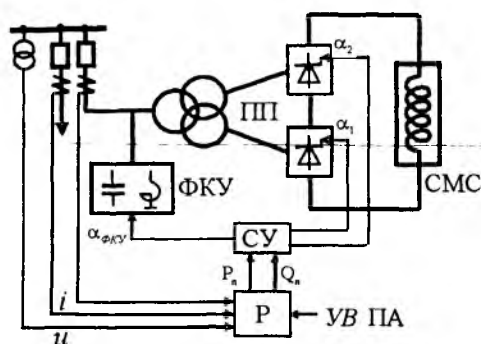


Рис. 1.4. Структурная схема сверхпроводникового накопителя

ние, т.е. позволяет в определенных пределах независимо регулировать активную P и реактивную Q мощности, потребляемые от энергосистемы или выдаваемые в нее. Соотношение этих мощностей определяется углами управления обоих преобразовательных блоков α_1 и α_2 , формируемых системой управления. В итоге, управление работой накопителя осуществляется регулированием тока в сетевой обмотке преобразовательного трансформатора по модулю и угловому сдвигу относительно напряжения на шинах переменного тока.

В свою очередь, система управления СУ выполняет задания по мощностям P_n , Q_n , которые вырабатываются регулятором (Р). Для этого может быть использована разнообразная информация о регулируемых электрических величинах энергосистемы, получаемая так или иначе от трансформаторов тока и напряжения, которая целенаправленно обрабатывается с учетом возможностей ФКУ частично компенсировать реактивную мощность. Сюда же могут быть введены УВ противоаварийной автоматики.

Начиная с 1970 года в разных странах мира постоянно разрабатываются и совершенствуются множество различных проектов, связанных со сверхпроводниковыми индуктивными накопителями энергии [3.18].

После нескольких не нашедших применение разработок удачный СПИН, способный запасти энергию 30 МДж, был сконструирован в США [3.19]. В 1984 году он был включен в опытную эксплуатацию для повышения пропускной способности двухцепной линии электропередачи 500 кВ Гранд-Кули — Калифорния длиной 1450 км. Накопитель, установленный на подстанции, питаемой от шин станции, обеспечил повышение пропускной способности электропередачи с 2100 до 2500 МВт, демпфируя нерегулярные колебания мощности на частоте 0,35 Гц.

Основной производитель СПИН в США — фирма ASC — с начала 90-х годов приступила к выпуску малыми сериями микроСПИН различного назначения с запаасаемой энергией 3÷5 МДж (разработка осуществлена Хьюстоновским центром перспективных исследований). Многие из них применены на ответственных объектах США либо в качестве источника, страхующего от кратковременных отключений, либо в системах аварийного питания традиционного исполнения, чтобы обеспечить необходимое быстрое действие. Используются микроСПИН и для компенсации провалов напряжения. Свою продукцию фирма поставила также на ряд предприятий США, Европы и Южной Африки.

Институт EPRI выполнил наблюдение за работой СПИН в трехстах узлах энергосистем США. Результаты наблюдений показали, что благодаря работе накопителей примерно в 85% случаев значительно уменьшилась продолжительность провалов напряжения и в 95% случаев работа накопителей предотвратила отключение потребителей [3.20].

Разработка и создание СПИН, хотя и с меньшей интенсивностью, ведется также и в других странах: Германии, Испании, Японии и др.

В силу таких своих функциональных возможностей, как быстродействие, высокий КПД, возможность полной автоматизации ввода и вывода энергии и большая удельная энергоемкость, сверхпроводниковый накопитель является исключительно эффективным противоаварийным силовым устройством переменного тока, частота, амплитуда и скорость изменения мощности которого адаптивны к меняющимся условиям работы энергосистемы [3.21].

Как одно из важных средств повышения устойчивости электроэнергетических систем сегодня рассматриваются СПИН энергоемкостью $100 \div 1000$ МДж. На индуктивные накопители энергоемкостью приблизительно 1000 МДж могут быть возложены задачи повышения динамической и статической устойчивости, демпфирования электромеханических процессов, сглаживания нерегулярных колебаний мощности в сечениях энергосистемы, потребления и выдачи реактивной мощности в узле энергосистемы для обеспечения условий нормализации напряжения и т.д. [3.22, 3.23].

1.4. Изменение мощности, которой обмениваются две части ЭЭС на постоянном токе

1.4.1. Электропередачи и вставки постоянного тока

Электропередача (ППТ) и вставка (ВПТ) постоянного тока (далее для краткости – элемент ПТ) являются управляемыми элементами сети в том смысле, что передаваемая через них мощность практически полностью определяется системой управления элементом, т.е. мало зависит от частоты переменного напряжения по сторонам элемента и, тем более, совсем не зависит от угла между векторами этих напряжений.

Основным назначением ППТ является передача энергии от удаленного источника в район ее потребления. ВПТ применяется для соединения энергосистем, работающих на разных частотах или имеющих разные стандарты эксплуатации, для устранения невыгодного распределения мощности по шунтирующим друг друга связям переменного тока и для локализации аварийных процессов. Возможны случаи, когда ВПТ практически незаменима, например установка вставки на связях с весьма удаленными и относительно маломощными системами. Например, объединение энергосистем на Западе США (WECC) связано с другими объединениями шестью элементами ПТ.

Важнейшее отличие ППТ от ВПТ заключается в том, что выпрямительная часть ППТ удалена от инверторной. Поэтому они соединяются на постоянном токе более высокого напряжения, и их вполне согласованное управление требует быстрого обмена информацией.

Противоаварийная автоматика может подавать $УВ$ на изменение передаваемой через элемент ПТ мощности в пределах имеющихся регулировочных возможностей с обеих его сторон. Эти возможности ограничены главным образом двумя обстоятельствами.

Первое из них — характеристики использованной аппаратуры [3.24]. Имеется принципиальная возможность за доли периода промышленной частоты изменить мощность преобразователя во всем диапазоне, которым он располагает. Столь же быстро можно вернуть ее обратно к исходному или какому-нибудь другому значению, т.е. осуществить как длительное, так и импульсное $УВ$. Для последующей оптимизации состояния элемента ПТ требуется вмешательство медленнодействующей системы регулирования с обменом информацией между выпрямительной и инверторной частями.

Форсировка мощности ограничивается способностью оборудования преобразователей к перегрузке по току. Современные преобразовательные установки обычно допускают большой ток: он может составлять даже 130% от номинального значения в течение 0,5 часа и 200% в течение 1 с.

Теоретически регулировочный диапазон мог бы быть гораздо шире — включая возможность автоматического и быстрого изменения направления мощности, однако, чтобы создать ее, требуются дополнительные затраты.

Второе ограничение касается уровня напряжения. Выпрямительные и инверторные устройства потребляют много реактивной мощности, и, хотя современные вентили позволяют регулировать ее, потребление растет с увеличением преобразуемой активной мощности. Поэтому для поддержания на приемлемом уровне напряжений на шинах переменного тока установки требуется, чтобы энергосистема с обеих сторон от элемента ПТ была способна дать по возможности большую реактивную мощность, а недостающая ее часть получалась бы от гибких средств поддержания напряжения, включенных на этих шинах. Если указанное не соблюдено, то это ограничивает как возможное значение приращения мощности, так и скорость ее изменения.

Тем не менее, обычно можно рассчитывать на то, что преобразуемую активную мощность можно быстро изменять в широких пределах. Однако они все-таки не безграничны, и это, как уже упомянуто, определяется текущей нагрузкой преобразователей и ресурсом изменения реактивной мощности с каждой из сторон. Поэтому, чтобы полно использовать управляющее воздействие на элемент ПТ, нужно иметь в системе противоаварийной автоматики (точнее — в устройстве АДВ) конкретную информацию о способности элемента ПТ изменить мощность.

За помощь в вопросе о возможностях использовать $УВ$ на элемент ПТ авторы благодарны своему коллеге Л.Н. Кандаурову (Энергосетьпроект).

Главной особенностью воздействия на элемент ПТ является то, что оно изменяет разность между генерируемой и потребляемой мощностью.

ми как в отправной, так и в приемной части ЭЭС. Это изменение происходит одновременно, и его абсолютная величина одинакова (с точностью до потерь мощности в оборудовании), а знаки этих изменений противоположны.

1.4.2. Воздействие противоаварийной автоматики на электропередачи и вставки постоянного тока

Элемент ПТ может занимать различные положения в ЭЭС: может входить наряду с линиями переменного тока в состав частично управляемой связи и такого же рода сечения, но может и самостоятельно образовывать управляемую связь и управляемое сечение. Соответственно положению в ЭЭС, различны и возможности использования элемента ПТ в противоаварийных целях.

Если элемент ПТ образует управляемое сечение в единственном числе, т.е. никаких шунтирующих элементов в этом сечении нет, или образует управляемое сечение вместе с другими тоже управляемыми шунтирующими элементами, то изменением передаваемой через элемент мощности по команде от ПА можно изменить разность между генерируемой и потребляемой мощностями с той и другой стороны от сечения. Это может быть выполнено в интересах любой из подсистем ПА. Наиболее очевидная цель — способствовать поддержанию частоты (подсистемы АОПЧ или АОСЧ) или сохранению устойчивости по углу с какой-то стороны от сечения (подсистема АПНУ). Однако нельзя упустить из виду, что узел сети с другой стороны от сечения получит противоположное по знаку воздействие, и во избежание неблагоприятных последствий этого приходится ограничивать величину воздействия на элемент ПТ.

Если в сечении, где находится элемент ПТ, имеются также неуправляемые или частично управляемые элементы — линии электропередачи переменного тока, то воздействия, указанные выше для полностью управляемого сечения, тоже возможны, но они дополнительно ограничены опасностью перегрузить шунтирующую связь переменного тока. С другой стороны, элемент ПТ можно использовать для сохранения параллельной работы по этой связи, причем это воздействие дает полноценный эффект, так как создает практически равные по абсолютной величине и противоположные по знаку небалансы мощности по сторонам от сечения.

В связи с указанными возможностями противоаварийного воздействия на элемент ПТ выполнено очень много исследований их применения. Но особенно большое внимание уделялось регулированию мощности, передаваемой через такой элемент. Цель этого регулирования — устранить нерегулярные колебания мощности, передаваемой по шунтирующей связи переменного тока, и перевести эти колебания на элемент ПТ. Этим достигается повышение пропускной способности связи переменного тока. Правда, не даром — для этого часть пропускной способности элемента ПТ нужно освободить от передачи основной мощности.

1.5. Деление системы как управляющее воздействие ПА

1.5.1. Цели выполнения деления системы (ДС)

Рассматривается деление энергосистемы на две части, которое выполняется во время переходного процесса, возникшего после неснимающегося аварийного возмущения.

ДС с целью сохранения устойчивости параллельной работы путем улучшения соотношения между мощностями отправной и приемной частей ЭЭС

Хотя известны случаи применения деления приемной части ЭЭС, для большей конкретности здесь в качестве ДС рассматривается более распространенное мероприятие — деление отправной части.

При необходимости представленные материалы о ДС отправной части могут быть полезными и для рассмотрения ДС приемной части ЭЭС.

Целью ДС является, во-первых, снижение резерва мощности в отправной части ЭЭС и, во-вторых, снижение постоянной инерции вращающихся масс этой части. В целом выполнение ДС, уменьшая отправную часть, выгодно приближает двухузловую схему к схеме, когда машина работает на шины бесконечной мощности — рис. 1.5. Для этого желательно, чтобы мощность генераторов отправной части оказалась в результате ДС в несколько раз меньше мощности приемной части.

Физический смысл эффективности деления состоит в следующем.

При аварийном отключении части генераторов в приемной части частота в ней падает, передаваемая в нее мощность растет, но если связь в предаварийном состоянии была сильно загружена, то даже максимальный прирост передаваемой мощности вплоть до предельной не может вызвать в крупной отправной части такого же понижения частоты, как в приемной, и наступает нарушение устойчивости. В этих условиях деление отправной части, делая ее значительно меньше, чем приемная, может обеспечить и в ней достаточное понижение частоты. Вместе с тем возникшее понижение частоты не может вызвать большого увеличения мощности турбин в отправной части, так как сама эта часть после деления сравнительно невелика.

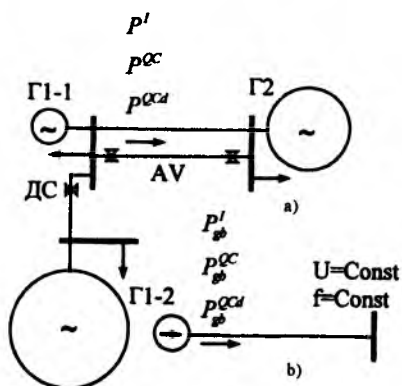


Рис. 1.5. Схема сети, в которой выполняется ДС в результате отключения одной из линий:
а — исходная двухузловая схема;
б — эквивалентная схема

При аварийном ослаблении сечения ОГ или РТ в крупной отправной части не могут дать значительного эффекта, так как не вызывают существенного ее торможения.

При аварийном ослаблении сечения ОГ или РТ в крупной отправной части не могут дать значительного эффекта, так как не вызывают существенного ее торможения.

ния, а в послеаварийном состоянии понижение частоты, вызванное этими воздействиями, приводит к реализации резервной мощности турбин этой части и, следовательно, к ослаблению эффекта выполненной разгрузки. Деление отправной части увеличивает ее торможение и снижает послеаварийное увеличение передаваемой мощности [B1].

Кроме изложенного, деление является эффективным средством повышения динамической устойчивости [3.3, 3.12, 3.25]. Для этого его нужно выполнять в специально выбираемый оптимальный момент времени — см. раздел 3.7.

С точки зрения выполнения автоматики деление благоприятно в том отношении, что при формировании управляющего воздействия позволяет не учитывать ограничений со стороны сечений, расположенных в той части ЭЭС, от которой произведено отделение.

ДС с целью прекращения асинхронного режима

Деление системы является наиболее часто применяемым средством прекращения асинхронного режима (подробнее — в части VI), и в этом отношении выбор сечения ДС может иметь свою специфику. Если применяется ресинхронизация, то ДС уместно для ускорения этого процесса.

Известно также применение ДС при таких повреждениях, которые могут вести к асинхронному ходу не только в поврежденной части энергосистемы, но и в неповрежденной [3.26].

ДС как средство отделить часть генераторов и нагрузки от наиболее опасных процессов в ЭЭС

Важной целью применения ДС является принудительное разделение на две части всей ЭЭС или ее отделившейся части, в которой возникла угроза коллапса. Эта угроза проявляется в недопустимом понижении частоты или напряжения в сети. Поэтому данное применение ДС относится к подсистемам АОСЧ и АОСН. Одной из разделяемых частей обычно является небольшая часть, имеющая особенно чувствительные к изменениям частоты и напряжения агрегаты и потребителей, которые нужно непременно сохранить в работе. Поэтому разделение должно избавить эту привилегированную часть от существенного для нее небаланса активной и реактивной мощности. Такое разделение ухудшает, конечно, положение другой части, но предполагается, что в ней необходимые *УВ* допустимы и выполнимы.

Привилегированная часть должна располагать нагрузкой, мощность которой такова, что в этой части генераторы останутся работать в пределах регулировочных возможностей по реактивной мощности, а их турбины и котлы — по активной. Коротко говорят, что нужна *сбалансированная нагрузка* по активной и реактивной мощностям. В противном случае может возникнуть проблема балансировки мощности с вмешательством опять-таки подсистем АОСЧ и АОСН, а также не исключено — и подсистем АОПЧ и АОПН.

Чтобы нагрузка оказалась полностью сбалансированной, должно найтись сечение ДС, по которому до аварии мощность совсем не передавалась, однако приемлемо сечение с некоторой мощностью, небольшой по сравнению с мощностью генераторов. И наконец, желательно, чтобы спасаемая вместе с генераторами нагрузка была того достойна, т.е. была более ответственной, чем остающаяся по другую сторону сечения ДС. Вместе с тем нельзя упускать из виду, что поиск наилучшего сечения ДС именно с рассматриваемой целью спасения привилегированной части может оказаться особенно объемной задачей, поскольку обычно это касается многосвязанной сети, в которой имеется множество элементов и, следовательно, возможно много сечений ДС.

Все указанное говорит о том, что обеспечить сохранение привилегированной части ЭЭС в условиях ее коллапса — задача при всей ее ответственности еще и сложная.

Несмотря на свою полезность, рассматриваемое ДС нечасто имеется в распоряжении автоматики из-за недостаточной надежности одновременного отключения многочисленных выключателей в намеченном сечении ДС и заметной стоимости необходимой аппаратуры.

Частный, но очень важный случай такого ДС — выделение станции (или хотя бы ее отдельных агрегатов) со сбалансированной нагрузкой, чтобы сохранить ее до восстановительной стадии аварии, когда тем агрегатам, которые предположительно остановились в процессе аварии из-за общего коллапса, потребуется подать питание для начала работы двигателей их собственных нужд.

К сожалению, этим мероприятием часто пренебрегают (в первую очередь — из-за трудностей, сопутствующих применению ДС) и в случае серьезной аварии имеют взамен несоразмерно длительный период восстановления работы электростанций, поскольку приходится подавать им питание от удаленных источников, что наталкивается на трудности с уровнем напряжения.

Иногда полезно разделить отправную часть, чтобы восстановить параллельную работу с приемной, имеющей пониженную частоту, но не имеющей резерва генерирующей мощности, позволяющего ее поднять. Альтернативой снижению частоты во всей отправной части или снижению нагрузки потребителей в приемной части является следующий порядок действий: отправную часть системы разделить, понизить частоту в выделенной для синхронизации части, синхронизировать ее с приемной частью и передать туда мощность, необходимую для подъема частоты и дальнейшей синхронизации с остальной частью отправной части. Если же поднять частоту не удастся, то, вероятно, было бы лучше оставить ЭЭС разделенной, чем воссоединять ее, понижая для этого частоту и в упомянутой остальной части. Данная ситуация пранализирована в пункте 3.3.3. первой части монографии.

Кстати, может оказаться, что в раздельной схеме благодаря уменьшению нерегулярных колебаний мощности можно передать по связи несколько большую мощность или, наоборот, из-за снижения пропускной способности связи — меньшую мощность.

1.5.2. Истоки проблемы

Насколько известно, впервые деление энергосистем было применено на гидростанции, расположенной на Волге поблизости от города Сама-

ры [2], когда после ввода в работу линии 500 кВ на Восток эта станция оказалась узлом, связывающим энергообъединения Центра и Урала. В этих условиях применялась и параллельная работа всех генераторов станции (и тем самым упомянутых энергообъединений), и раздельная их работа (части на Центр и другой части на Урал), и разделение станции при возникновении повреждения на электропередачах или при опасной их перегрузке. Опыт такой работы оказался вполне успешным, так как размещение на станции секционных выключателей 500 кВ приблизительно соответствовало балансу мощности.

Этот опыт не получил серьезного развития в дальнейшей практике, и это вызвало значительные трудности в ряде узлов.

В 60-х годах разработка противоаварийных мероприятий натолкнулась на принципиальную трудность. В Сибири вводились в действие Братская и Красноярская гидростанции и от каждой из столь крупных электростанций требовалось передавать энергию не в один приемный узел, а в два, не связанных друг с другом. В этих условиях эффективность отключения части генераторов в отправном узле оказалась недостаточной [В1, 3.11]. Для исправления такого недостатка дополнительно применимо или отключение части нагрузки в приемном узле, или аварийное деление отправного узла [5, 6, 8]. Наиболее подробно эффективность аварийного деления и принципы его выполнения рассмотрены в [5, В1, 3.25].

Аварийное деление рассматривалось прежде всего как средство не допустить статической перегрузки линий электропередачи в послеаварийном режиме. Однако в процессе совместных с Л.А. Кощеевым и Б.М. Шмелькиным (НИИПТ) исследований было выявлено существенное влияние на динамическую устойчивость того, когда именно автоматика подает сигнал на отключение выключателей, выполняющих деление. Некоторые результаты экспериментов на электродинамической модели и их качественный анализ рассмотрены в [5].

Проблема ДС не потеряла своей актуальности и по сей день. Оно является одним из важных мероприятий при решении более широкой проблемы управляемости энергосистемы и радикальным средством повышения ее живучести. Однако лишь немногие энергосистемы располагают возможностью применять ДС.

Далеко не везде уделяется достаточно внимания и ресурсов управляемости сети и, в частности, аварийному делению. Тем самым решение проблемы управляемости перекладывается с электрической сети на электростанции и потребителей электроэнергии, где некоторых возможностей управления принципиально не существует.

Реализация аварийного деления наталкивается не только на необходимость располагать гибкой схемой сети и надежными высоковольтными выключателями, но и просто на традиционную уверенность в том, что во всех послеаварийных условиях и со всех точек зрения предпочтительно сохранить параллельную работу всех генераторов ЭЭС [4]. Однако альтернативой аварийному делению в послеаварийных условиях яв-

ляется отключение некоторой доли потребителей в приемной части, а это не везде осуществимо и приемлемо, а также не всегда выгодно. В условиях же динамического переходного процесса в качестве альтернативы могут выступить такие тоже не дешевые и не всегда эффективные средства, как электрическое торможение и накопители электроэнергии.

По мере того как средства повышения устойчивости, надежности и живучести энергосистем становятся более актуальными, повышается потребность в разработке, в частности, принципов выполнения аварийного деления, в углублении знаний о его эффективности.

1.5.3. Выполнение ДС

Деление системы выполняется отключением всех выключателей, через которые проходит сечение ДС. К схемам основных электрических соединений и к устройствам управления этим УВ предъявляются два основных требования, вытекающие из неблагоприятных последствий, которые могут возникнуть:

- ДС не должно приводить к нежелательному небалансу мощности в разделившихся частях. Данное требование не касается небаланса, специально создаваемого для сохранения устойчивости. Оно имеет в виду попутную опасность в отношении аварийного понижения или повышения частоты или напряжения, а также в отношении перегрузки связей;

- ДС должно выполняться так, чтобы опасность развития аварии из-за неисправностей выключателей была минимально возможной.

Для выполнения первого требования, если целью управления не является иное, нужно стремиться производить ДС по сечению, близкому к нулевому [5], т.е. по сечению, в котором в предаварийном состоянии отсутствовала передача мощности, как активной, так и реактивной. В условиях переменного обмена мощностью между узлами ЭЭС такое сечение, как правило, может располагаться в крупном узле генерации. Узел может иметь нулевое сечение, если генерируемая им мощность больше, чем мощность, отдаваемая им в направлении, на которое предстоит выделить его часть посредством ДС. В точности нулевое сечение обычно не находится из-за того, что мощность нагрузок и генераторов дискретна. Поэтому практически ДС приходится проводить не по нулевому сечению, а по сечению с минимальным из всех обменом мощностью.

Поскольку состояние ЭЭС изменчиво, потоки мощности в сечениях сети переменны, желательное сечение ДС с течением времени перемещается. Оператору проследить за этим трудно, а при сложной схеме узла ДС и невозможно. Поэтому желателен автоматический выбор того сечения ДС, которое в наибольшей мере отвечает поставленной цели, не вызывая попутных неприятностей (отклонение напряжения, перегрузка элементов сети и пр.). Для этого нужно измерять и сопоставлять в предаварийном состоянии значения мощностей во всех заранее намеченных для ДС сечениях [5, 3.15]. Автоматика должна постоянно выбирать

одно из сечений ДС, сообщать об этом персоналу и подготавливать прохождение команды ДС на отключение выключателей, расположенных в этом сечении.

Выбирая сечения для ДС, нужно учитывать, что причиной ДС может явиться отключение одной или двух линий в данном распределительном устройстве, что ослабляет его. Кроме того, нужно принимать во внимание возможный ремонт выключателей, блоков, линий [В1].

Понятно, что выполнение ДС может вызвать существенный небаланс, например, активной мощности P_{nb} , и он может быть как желательным, так и нежелательным. Для одной из разделившихся частей он положителен — избыток мощности, для другой отрицателен — дефицит. Чем более гибка схема коммутации узла ДС, тем меньше возможные отклонения от требуемого значения небаланса $P_{nb\text{req}}$.

Если $P_{nb} > P_{nb\text{req}}$, то восстановить желательный баланс мощности можно путем ОГ или РТ. Если $P_{nb} < P_{nb\text{req}}$, то с такой же целью, вообще говоря, применимо ОН.

Если целью ДС является сохранение параллельной работы по одному из примыкающих к узлу ДС сечений, то создание $P_{nb} < 0$ именно в выделяемой на это сечение части скорее всего позволит частично или полностью заменить ОГ или РТ [3.11] и избежать ОН, так как небаланс вызовет разгрузку этого сечения, а она во многих случаях все равно необходима.

Второе требование означает прежде всего то, что число выключателей в сечении ДС должно быть минимальным [3.11, 3.15].

Одним из способов получения удовлетворительной схемы является гибкое секционирование с помощью развилок выключателей, к которым присоединены генераторные блоки. Приведенный в части I монографии на рис. 4.7 пример дает представление о возможном построении схем, предпочтительном с точки зрения ДС.

Для повышения надежности выполнения ДС желательно применение резервирования при отказе выключателей. Устройства резервирования должны действовать с небольшой выдержкой времени на отключение выключателей, смежных с отказавшим. Их действие, по возможности, не должно приводить к потере присоединений. Они имеют специфические особенности по сравнению с устройствами резервирования, действующими для отключения КЗ.

Глава 2.

Влияние управляющих воздействий в послеаварийных состояниях ЭЭС

2.1. Введение

В данной главе охарактеризована техническая эффективность тех *УВ*, обзор которых дан в предыдущей главе, в отношении четырех видов устойчивости ЭЭС: по углу, частоте, напряжению и нагреву. Рассмотрено их влияние на устойчивость — через увеличение пропускной способности сечения сети и через изменение небаланса активной или реактивной мощности в какой-либо части ЭЭС.

Под изменением небаланса подразумеваются, в частности, и крайности: создание небаланса или его ликвидация, т.е. достижение баланса.

Аналогичным образом влияет и *АВ*, но оно создает опасность для устойчивости, а правильно выполняемое *УВ* — поддерживает ее.

Ни об одном из *УВ* нельзя сказать, что его влияние осуществляется только по какому-то одному пути. Даже такое довольно далекое от электрической части ЭЭС *УВ*, как кратковременная разгрузка паровой турбины (рассматривается в главе 4), помимо торможения своего агрегата, перераспределяет потоки мощности в сети и, следовательно, изменяет в ней напряжения и мощности, потребляемые нагрузками. Еще более разветвлено влияние *УВ*, выполняемого прямо в электрической части, причем разные ветви могут влиять на устойчивость в разные стороны.

Даже не самые совершенные из современных программ расчета состояний ЭЭС и переходных процессов удовлетворительно моделируют большинство взаимосвязей между электрическими величинами и возможные влияния *УВ* и благодаря этому дают количественно правильный результат. Однако от единичного расчета вряд ли можно ждать ответа на имеющийся у пользователя практический вопрос относительно выбора *УВ*. Для этого, как правило, требуется серия расчетов, проводимых по внимательно продуманному плану, который по мере его выполнения приходится корректировать. Что же касается анализа результатов, то для этого нужно из большого количества значений разнообразных электрических величин выбрать именно те, которые в их совокупности содержат ответ. Опыт показывает, что для успеха в этом деле нужны базовые ориентиры в методах достижения эффективности *УВ*. В этой главе представлены несложные математические выкладки, примеры и соображения на этот счет.

Очевидно, чтобы не утонуть в разнообразных влияниях *УВ* и их последствиях, нужно выделить из них главные, ради которых вводится *УВ*, и основные сопутствующие, усиливающие или ослабляющие основное влияние. Остальные подробности приходится оставить без внимания, хотя в ряде случаев они, к сожалению, могут оказаться существенными. Это выявляет-

ся по ходу расчетов UB для конкретной ЭЭС как обстоятельство, осложняющее принятие решения об UB и требующее самостоятельного исследования применительно к этой ЭЭС.

Выделить главные и основные сопутствующие свойства UB и определить условия их эффективности позволяет использование тех аналитических моделей ЭЭС, которые представлены в части II монографии. Что же касается упомянутых выше осложняющих обстоятельств, то встреча с ними не явится неожиданной, если имеется ясность в том, какие аспекты явлений описываются этими моделями и какие оказались не охваченными ими или охваченными недостаточно достоверно. Авторы стремились к тому, чтобы факты и анализ, которые приведены в данной части монографии, способствовали этому.

Эффективность UB рассматривается в данной главе в отношении влияния на главные параметры установившихся состояний двухузловой схемы и эквивалентной ей схемы $G-B$: пропускную способность, передаваемую мощность, частоту, напряжение, ток; сохранение устойчивости перехода от доаварийного к квазиустановившемуся состоянию рассматривается в следующей главе. Изложение следует этому разделению особенно последовательно применительно к устойчивости по углу.

Неснимающиеся воздействия влияют на устойчивость и установившихся состояний (QC и SC), и переходного процесса. Установившиеся состояния анализируются в данной главе, а переходный процесс — в следующей, третьей главе, где рассматриваются и снимающиеся UB , поскольку они влияют на устойчивость только переходного процесса.

2.2. Влияние AB и неснимающегося UB на пропускную способность эквивалентной схемы $G-B$ в квазиустановившемся состоянии QC

2.2.1. Влияние UB на пропускную способность и передаваемую мощность

Чтобы сохранить устойчивость состояния QC , требуется с помощью UB восстановить нарушенное аварийным возмущением соотношение между пропускной способностью и передаваемой мощностью:

$$P_{tgb}^{QC} \leq P_{ggbm}^{QC}, \quad (2.1)$$

где P_{tgb}^{QC} — мощность, производимая турбиной эквивалентной схемы $G-B$, равная в стабильном состоянии QC мощности P_{ggb}^{QC} генератора этой схемы; P_{ggbm}^{QC} — максимум мощности P_{ggb}^{QC} генератора схемы $G-B$ в состоянии QC .

Очевидно, что любое UB , призванное улучшить устойчивость по углу, должно или увеличить мощность P_{ggbm}^{QC} , или уменьшить мощность P_{tgb}^{QC} .

Возможно и одновременное изменение этих величин; конечно, хотелось бы, чтобы обе изменились именно так, как указано. Но допустим и ком-

промисс, когда UB изменяет одну из этих величин в нужную сторону, а попутно возникает менее значительное вредное изменение другой величины. Это распространенное явление обусловлено физическими свойствами ЭЭС и особенностями того или иного UB . Имея это в виду, необходимо следить за тем, чтобы вредные последствия UB не нейтрализовали полезные.

Далее рассматриваются пути воздействия на обе части (2.1): в данном разделе — на правую, в следующем — на левую часть.

2.2.2. О пропускной способности

В данном пункте приведены выражения величин, влияющих на максимум электрической мощности эквивалентного генератора. Эти выражения являются копиями (2.3), (2.4), (3.7) и (3.10) из глав 2 и 3 части II:

$$P_{g\ gbm} = k_{jgb} P_{12}, \quad (2.2a)$$

где взаимная мощность —

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{z_{12}}, \quad (2.2b)$$

коэффициент схемы $G-B$ —

$$k_{jgb} = \frac{\sqrt{k_j^2 + 2k_j \cos 2\alpha_{12} + 1}}{k_j + 1}. \quad (2.2c)$$

В этих формулах:

E_1, E_2 — ЭДС генераторов отправной и приемной частей ЭЭС;

$$k_j = T_{j1} / T_{j2} \quad (2.2d)$$

— отношение постоянных инерции T_{j1}, T_{j2} вращающихся масс генераторов отправной и приемной частей ЭЭС (обе приведены к одной мощности);

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_n \quad (2.2e)$$

— взаимное сопротивление двухузловой Т-образной схемы (на рис. 2.2 из части II), имеющей два продольных сопротивления Z_1, Z_2 и включенную между ними нагрузку с сопротивлением Z_n ; z_{12} и α_{12} — модуль и дополнительный до 90° угол взаимного сопротивления Z_{12} .

2.2.3. Пример данных о переходе из состояния I в состояние QC

Примеры значений указанных в предыдущем пункте величин, а также некоторых других, которые понадобятся в следующем разделе в связи с мощностью турбины эквивалентной схемы, сведены в табл. 2.1. Они относятся к примеру схемы, уже показанной на рис. 1.2 в главе 1 части II, и позволяют проследить, как значения характерных величин могут измениться в результате существенного ослабления схемы. Как

видно на этом рисунке, в данном примере состояние QC наступило после AB в виде $OL(1-4)$ – отключилась линия 500 кВ и в сечении осталось только две линии 220 кВ.

В табл. 2.1 приведены сопротивления упомянутой выше Т-образной схемы (звезды сопротивлений), а также П-образной схемы (треугольника сопротивлений), которая имеет два сопротивления нагрузки Z_{n1} и Z_{n2} первого и второго узлов, включенные непосредственно к своим ЭДС, и продольное сопротивление Z_{12} , включенное между ними. Из обеих схем получаются собственные сопротивления двухузловой схемы:

$$\left. \begin{aligned} Z_{c1} &= Z_1 + Z_n // Z_2 = Z_{n1} // Z_{12}; \\ Z_{c2} &= Z_2 + Z_n // Z_1 = Z_{n2} // Z_{12}, \end{aligned} \right\} \quad (2.2f)$$

(здесь повторены выражения (2.4) из части II; знак $//$ обозначает параллельное сложение комплексных сопротивлений). В таблице обозначено: z_{c1} и z_{c2} – модули соответствующих собственных сопротивлений; α_{c1} и α_{c2} – дополнительные до 90° углы этих сопротивлений.

При переходе от исходного состояния I к послеаварийному состоянию QC ЭДС обоих генераторов оставлены неизменными.

Переход от I к QC увеличил значение сопротивления z_{12} более чем в два раза. Отсюда – столь же сильно уменьшилась взаимная мощность P_{12} .

В таблице передаваемая мощность, являющаяся суммой мощностей на участках 1-4 и 2-3, обозначена P_{tr} (*transmit*).

Значения Z_n и Z_{12} из таблицы, первое из которых имеет емкостную составляющую, а второе – отрицательное активное сопротивление, как будто не отвечают нагрузкам и продольным активно-индуктивным сопротивлениям, имеющимся в рассматриваемой схеме. И тем не менее, в свете уже известных обстоятельств это не удивительно. Так, в разделе 2.2 части II уже обсуждалось, что активное сопротивление в составе сопротивления Z_{12} и, соответственно, его дополнительный угол α_{12} могут быть как положительными, так и отрицательными.

Что касается сопротивления нагрузки Z_n , то оно, наряду с другими двумя сопротивлениями Z_1, Z_2 звезды, представлено на рис. 2.1. Расчеты для рис. 2.1 сделаны применительно к исходному треугольнику, имеющему нагрузки Z_{n1}, Z_{n2} с похожим составом (углы их сопротивлений составляют 30 и 15°) и модулями, которые различаются в два раза. Продольное сопротивление треугольника Z_{12} изменялось в широких пределах: по его модулю z_{12} (он отнесен к большему из модулей z_{n1} сопротивлений нагрузок – по осям абсцисс отложено отношение z_{12}/z_{n1}) и по его углу ψ_{12} (на рис. 2.1 указаны соответствующие дополнительные углы α_{12}). Отнесенным к этому же модулю z_{n1} представлен модуль z_n сопротивления нагрузки звезды: z_n/z_{n1} . В свою очередь, продольные сопротивления звезды z_1, z_2 отнесены к ее модулю z_n .

Таблица 2.1

Величины, характеризующие двухузловую схему (рис. 1.2 части II) и эквивалентную ей схему $G-B$ в их состояниях: доаварийном I и квазиустановившемся QC

Величина в двухузловой и эквивалентной схемах	Состояние схемы	Значение величины		
		со стороны 1-го узла	в середине схемы и в схеме $G-B$	со стороны 2-го узла
Звезда Z_1, Z_n, Z_2	I	$2,30+j11,54$	$5,05-j0,60$	$0,83+j5,24$
	QC	$9,4+j16,4$	$3,2-j1,83$	$3,3+j6,89$
Треугольник Z_{n1}, Z_{12}, Z_{n2}	I	$18,47+j9,16$	$-8,83+j19,66$	$8,16+j4,47$
	QC	$20,2+j9,5$	$-22,5+j40,3$	$7,9+j4,4$
Z_{c1}, Z_{12}, Z_{c2}	I	$5,22+j3,65$	$-8,83+j19,66$	$5,20+j6,48$
	QC	$12,8+j16,2$	$-22,5+j40,3$	$6,74+j5,73$
$z_{c1} \angle \alpha_{c1}, z_{12} \angle \alpha_{c2},$ $z_{c2} \angle \alpha_{c2}$	I	$14,6 \angle 20,9^\circ$	$21,6 \angle -24,2^\circ$	$8,3 \angle 38,7^\circ$
	QC	$20,7 \angle 38,3^\circ$	$46,1 \angle -29,2^\circ$	$8,8 \angle 49,6^\circ$
$P_{c1}, P_{12}, P_{c2}, \text{ МВт}$	I	1434	2733	4447
	QC	1759	1276	5085
$P_{g1}, P_{lr}, P_{g2}, \text{ МВт}$	I	3000	915	5080
	QC	2925	939	4917
$P_{g1 \max}, P_{g2 \max},$ МВт	I	4167	—	7180
	QC	3036	—	6362
k_j, k_{jgb}	I	—	0,46; 0,92	—
	QC		0,46; 0,89	
$P_{ggbm}, \text{ МВт}$	I		2526	
	QC		1137	
$P_{tgb}, \text{ МВт}$	I		872	
	QC		851	
$\delta_{12}, \delta_{gb}, ^\circ$	I		10,8; 20,2	
	QC		36,8; 48,5	

Модуль сопротивления нагрузки звезды мало зависит от z_{12} / z_{n1} и совсем мало от угла α_{12} , зато угол ψ_{zn} этого сопротивления сильно зависит от обеих этих величин и даже изменяет знак с положительного на отрицательный при увеличении z_{12} / z_{n1} . Зависимость от z_{12} / z_{n1} сильнее при $\alpha_{12} < 0$, а зависимость от α_{12} сильнее при больших значениях z_{12} / z_{n1} .

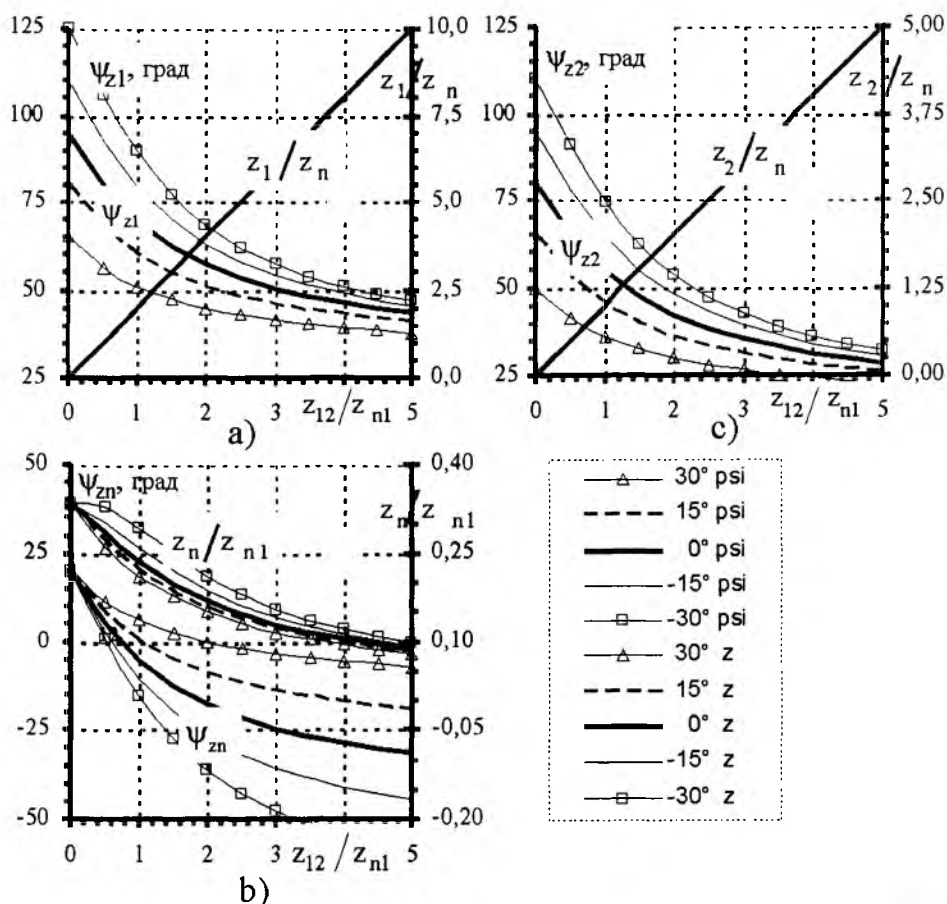


Рис. 2.1. Семейства зависимостей модулей и углов сопротивлений звезды Z_1 , Z_n , Z_2 от отношения модулей z_{12} , z_{n1} в треугольнике Z_{n1} , Z_{12} , Z_{n2} ; параметр – его дополнительный угол α_{12} . Принято: $Z_{n1}=1,0 \angle 30^\circ$; $Z_{n2}=0,5 \angle 15^\circ$; а – $Z=Z_1$; б – $Z=Z_n$; в – $Z=Z_2$

Простой анализ структуры формулы:

$$Z_n = Z_{n1}Z_{n2}/(Z_{n1}+Z_{12}+Z_{n2})$$

позволяет сориентироваться в составе сопротивления Z_n . Обычные составляющие формулы таковы: угол комплексного сопротивления в числителе вряд ли больше $2(20+30)=40+60^\circ$, а знаменатель складывается из двух сопротивлений на грузок с углами до $20+30^\circ$ и взаимного сопротивления Z_{12} с углом $60+120^\circ$. При таких сопротивлениях получается, что если $Z_{12}=0$, то угол Z_n приблизительно равен углу какой-то из двух нагрузок, т.е. это сопротивление имеет индуктивную составляющую. Если же модуль Z_{12} велик, то угол знаменателя становится больше, чем угол в числителе, угол Z_n становится отрицательным и сопротивление имеет емкостную составляющую. Следовательно, с увеличением модуля z_{12} про-

исходит изменение мнимой части комплексного сопротивления Z_n в сторону отрицательных значений.

В противоположность этому отношения z_1 / z_n и z_2 / z_n , характеризующие модули (не векторы!) z_1 и z_2 продольных сопротивлений звезды, вообще не связаны с α_{12} , так как

$$z_1 / z_n = z_{12} / z_{n2} \neq f(\psi_{12}).$$

Но углы ψ_{z1}, ψ_{z2} этих сопротивлений резко уменьшаются с ростом z_{12} / z_{n1} :

при $z_{12} \rightarrow 0$ имеем $\psi_{z1}, \psi_{z2} \rightarrow \approx \psi_{12}$;

при $z_{12} \rightarrow \infty$ имеем $\psi_{z1} \rightarrow \psi_{n1}, \psi_{z2} \rightarrow \psi_{n2}$.

Из рис. 1.2 части II и табл. 2.1 видно, что мощности обоих генераторов в состоянии *QC* меньше, чем в состоянии *I* (это вызвано уменьшением нагрузок под действием снижения напряжений на шинах схемы). Поскольку состояние *QC* является установившимся (хотя и квази), отличия послеаварийных мощностей генераторов от их доаварийных значений, равных мощностям турбин, должны быть пропорциональны постоянным инерции, т.е. их отношение должно быть равно коэффициенту k_j , равному в данном случае 0,46. Эта пропорциональность соблюдена:

$$(3000 - 2925) / (5080 - 4917) = 0,46.$$

Максимум мощности схемы G-B после перехода I-QC

Влияние ЭДС и модуля z_{12} на взаимную мощность P_{12} из (2.2b) очевидно, но влияние, оказываемое на P_{ggbm} коэффициентом схемы *G-B* k_{jgb} , не столь прозрачно, и, вероятно, уместны некоторые комментарии.

Этот коэффициент рассчитывается по (2.2c), а его зависимость от отношения k_j приведенных постоянных инерции и от дополнительного угла α_{12} наглядно представлена на рис. 3.1 в части II. Там видно, что значение k_{jgb} уменьшается по сравнению с единицей под влиянием следующих обстоятельств:

— по мере увеличения абсолютного значения α_{12} (знак этого угла не играет роли);

— по мере приближения значения k_j к единице, т.е. по мере выравнивания приведенных постоянных инерции T_{j1} и T_{j2} .

Оба эти обстоятельства усиливают друг друга во влиянии на k_{jgb} .

AB в виде ослабления сечения увеличивает продольное сопротивление двухузловой схемы, т.е. Z_{12} , а это, непосредственно уменьшая P_{12} , действует в ту же сторону и дополнительно — посредством уменьшения отрицательного значения угла α_{12} .

Несколько подробнее это можно проследить по сопротивлениям звезды в табл. 2.1: переход к состоянию *QC* вызвал увеличение модулей обоих продольных сопротивлений и уменьшение модуля сопротивления нагрузки, что способствует уменьшению угла α_{12} . Зато углы всех трех сопротивлений уменьшились. В результате этих противоречивых влияний угол α_{12} уменьшился немного (на 5°). Это уменьшило значение k_{jgb} приблизительно на 3%.

2.2.4. Влияние ФК на пропускную способность

Из всего состава $УВ$, имеющихся в распоряжении ПА, только ФК и управление источниками реактивной мощности – шунтирующими реакторами и статическими компенсаторами – прямо увеличивают пропускную способность.

Для остальных $УВ$ это не является целью, но попутное влияние на пропускную способность, чаще отрицательное, они все же оказывают. Это рассматривается дальше применительно к отдельным $УВ$.

Некоторое представление об эффективности ФК можно составить с помощью следующих простых соображений.

Представим себе, что в двух разных состояниях электропередачи, например I и QC , форсировка УПК осуществляется включением одинакового дополнительного емкостного сопротивления x_{FK} , причем через него в обоих состояниях протекает вся передаваемая в сечении мощность. Тогда естественно предположить, что приблизительно на значение этого же сопротивления изменятся мнимые части взаимных сопротивлений:

$$x_{12}^I - x_{12FK}^I = x_{12}^{QC} - x_{12FK}^{QC}. \quad (2.3a)$$

Это дает пропорцию:

$$\left(1 - \frac{x_{12FK}^I}{x_{12}^I}\right) / \left(1 - \frac{x_{12FK}^{QC}}{x_{12}^{QC}}\right) = \frac{x_{12}^{QC}}{x_{12}^I}. \quad (2.3b)$$

Если теперь принять еще одно допущение, недалекое от действительности, что во всех четырех состояниях, чьи взаимные индуктивные сопротивления здесь фигурируют, соответствующие множители $k_{jgb} E_1 E_2 \cos \alpha_{12}$ одинаковы, то на основании (2.2a) и (2.2b) эта пропорция превращается в пропорцию, связывающую максимальные мощности четырех эквивалентных схем [5]:

$$\left(1 - \frac{P_{gb}^I}{P_{gbFK}^I}\right) / \left(1 - \frac{P_{gb}^{QC}}{P_{gbFK}^{QC}}\right) = \frac{P_{gb}^I}{P_{gb}^{QC}}. \quad (2.3c)$$

Последнее означает, что в эквивалентной схеме G - B относительный выигрыш от ФК в исходном состоянии полной схемы I так относится к относительному выигрышу от ФК в квазиустановившемся состоянии QC , как относятся максимумы мощностей, передаваемых в этих состояниях. В полной схеме опасность представляет увеличение мощности, вызванное образованием аварийного небаланса с той или другой стороны от сечения. Пропорция (2.3c) показывает, что ФК в этом случае более эффективна, чем в случае ослабления схемы, во столько же раз, во сколько ослаблена схема.

С целью дальнейшей конкретизации в табл. 2.2 приведены данные о влиянии четырех вариантов ФК в той же схеме, два состояния которой, *I* и *QC*, более подробно представлены в табл. 2.1. Во всех вариантах дополнительное сопротивление, вносимое форсировкой, взято одинаковым:

$$Z_{FK} = 0,2 - j5,0 \text{ Ом.}$$

Это сопротивление включалось в линии 220 кВ между шинами 2 и 3, уменьшая их общее индуктивное сопротивление на 25%, и в линию 500 кВ, уменьшая ее сопротивление на 83% и сопротивление всей цепи между шинами 1 и 4 на 31%.

Заметим, что эти данные приведены к напряжению 220 кВ. Действительное сопротивление форсировки в линии 500 кВ составляет

$$Z_{FK} = (0,2 - j5,0)(500/220)^2 = 1,0 - j25,8 \text{ Ом.}$$

Для сравнения: отключение одного из трех мостов упомянутой УПК на подстанции под Арзамасом давало $Z_{FK} = -j16,0 \text{ Ом.}$

Таблица 2.2

Величины, характеризующие двухузловую схему (рис. 1.2 части II) и эквивалентную ей схему *G-B* в состоянии *I* и в пяти состояниях *QC* — без линии 500 кВ, с форсировкой продольной компенсации ФК и без таковой

Величина в двухузловой и эквивалентной схемах	Состояние схемы и ФК					
	<i>I</i>	<i>QC</i>				
		ФК(2-3) 220 кВ	ФК(1-4) 500 кВ	ФК(2-3; 1-4) 220, 500 кВ	OL(1-4)	OL(1-4); ФК(2-3) 220 кВ
x_{12} , Ом	19,7	19,0	17,3	16,9	40,3	35,5
α_{12} , °	-24,2	-23,8	-22,2	-22,0	-29,2	-27,5
P_{12} , МВт	2733	2838	3151	3237	1276	1472
k_{igb}	0,92	0,93	0,94	0,94	0,89	0,90
P_{ggbm} , МВт	2526	2631	2951	3035	1137	1329
P_{igb} , МВт	872	864	842	837	851	845
δ_{12} , °	10,8	9,9	8,0	7,5	36,8	28,6
δ_{gb} , °	20,2	19,2	16,6	16,1	48,5	39,5
α_{gb} , °	9,4	9,2	8,6	8,5	11,7	10,9

Рассмотрено исходное состояние *I* с полным составом линий. Из этого состояния получено пять состояний *QC*:

- ФК (2-3) — включена форсировочная емкость в линии 2-3 220 кВ;
- ФК(1-4) — аналогично в линию 1-4 500 кВ;

- ФК(2-3; 1-4) – одновременно в обоих этих местах;
- OL(1-4) – отключена линия 1-4 500 кВ;
- OL(1-4); ФК(2-3) – одновременно отключена линия 1-4 500 кВ и включена форсировочная емкость в линии 2-3 220 кВ.

Эти варианты рассмотрены только с целью конкретизации численных соотношений и ни в коем случае не ведут к выводам о целесообразных местах применения ФК.

ЭДС во всех случаях оставались одинаковыми – они показаны на рис. 1.2 из главы 1 части II.

Данные таблицы позволяют проверить выражения (2.3). При отключенной линии (1-4) форсировка ФК(2-3) уменьшила x_{12} на $40,3-35,5=4,8$ Ом, а при полной схеме форсировка ФК(2-3; 1-4) – на $19,7-16,9=2,8$ Ом. В первом случае по сравнению с $x_{FK}=-5,0$ Ом ошибка составляет 0,2 Ом, во втором случае по сравнению с $x_{FK}=-5,0/2=-2,5$ Ом она составляет 0,3 Ом. С учетом того, что в состоянии ФК(2-3; 1-4) эффективное форсировочное сопротивление $x_{FK}=-2,5$ Ом вдвое уступает имеющемуся в состоянии OL(1-4); ФК(2-3), подстановка данных о $P_{g\text{ gbm}}$ в выражение (2.3с) дает

$$2\left(1-\frac{2526}{3034}\right)/\left(1-\frac{1137}{1329}\right) \Leftrightarrow \frac{2526}{1137}; \quad 2 \times 0,167/0,144 \Leftrightarrow 2,22; \quad 2,32 \Leftrightarrow 2,22.$$

Итак, в данном примере ошибка пропорции (2.3с) составляет 4,5%.

В таблице видно, что ФК попутно дает довольно заметный и притом благоприятный результат – уменьшение мощности эквивалентной турбины P_{igb} . Это происходит из-за увеличения напряжений на шинах и отсюда увеличения нагрузок. В этом можно убедиться, сравнив состояние I на рис. 1.2а из главы 1 части II с состоянием QC после УВ в виде ФК(2-3; 1-4), показанным на рис. 2.2 данной главы.

Интересно обратить внимание на то, как отличаются два квазиустановившихся состояния QC от одинакового предаварийного состояния: одно – образовавшееся в результате отключения линии 500 кВ (показано на рисунке 1.2b части II) и другое – являющееся следствием форсировки УПК (рис. 2.2 здесь). В первом случае напряжения на шинах понизились

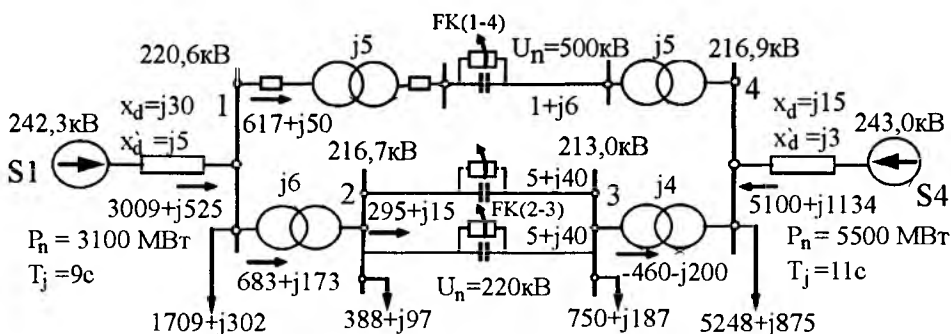


Рис. 2.2. Квазиустановившееся состояние после форсировки продольной компенсации на линиях 500 и 220 кВ

и мощности генераторов меньше исходных значений, т.е. мощностей турбин, на 75 и на 163 МВт, во втором напряжения повысились, и мощности генераторов превышают мощности турбин на 9 и на 20 МВт.

В обоих случаях это соответствует соотношению постоянных инерции агрегатов, и поэтому относительное движение роторов отсутствует. Но скорость их абсолютного движения изменяется, и на это должна отреагировать нагрузка своим регулирующим эффектом по частоте, а регуляторы скорости турбин должны в первом случае уменьшить их суммарную мощность, а во втором увеличить ее — только после этого наступит установившееся состояние *SC*. Уменьшение мощности должно состояться в пределах $75+163=138$ МВт, а увеличение — в пределах $9+20=29$ МВт.

Можно вполне ожидать, что в этом состоянии *SC* распределение дополнительной мощности между турбинами окажется не таким, как в состоянии *QC*, и это зависит от распределения по турбинам резервной мощности, от статизмов их регуляторов скорости и, наконец, от системы регулирования обменной мощности.

2.2.5. Управляющее воздействие в виде уменьшения потребления реактивной мощности

В пункте 1.2.2 предыдущей главы отмечена возможность потребления реактивной мощности управляемыми и неуправляемыми компенсаторными устройствами. Теперь же имеются в виду только неуправляемые устройства — рассматривается уменьшение потребления за счет действия автоматики на отключение шунтирующего реактора (ОР) или на так же влияющую форсировку поперечной емкостной компенсации.

Чтобы ориентировочно охарактеризовать эффективность ОР, в качестве примера рассматривается та же схема рис. 1.2а из части II. В ней на шине 1 моделировалось ОР на общую мощность 100 МВАр путем уменьшения индуктивной составляющей нагрузки, имеющейся на этой шине. Результаты расчета сведены в табл. 2.3, сокращенную по сравнению с предыдущей табл. 2.2 за счет величин, почти не изменившихся под действием ОР.

Таблица 2.3

Величины, характеризующие двухузловую схему (рис. 1.2 части II) и эквивалентную ей схему *G-B* в состоянии *I* и в состоянии *QC* с отключенным реактором ОР

Величина в двухузловой и эквивалентной схемах	Состояние схемы и ОР	
	<i>I</i>	<i>QC</i> ОР на В1
x_{12} , Ом	19,7	19,5
α_{12} , °	-24,2	-24,3
P_{12} , МВт	2733	2752
$P_{g\ gbm}$, МВт	2526	2543
P_{1gb} , МВт	872	859

Таблица показывает, что отключение такого реактора дало повышение максимума мощности эквивалентного генератора на 17 МВт, что не противоречит данным о реальных электропередачах, приведенным в [5].

Как и в случае ФК, имеется благоприятный попутный эффект – уменьшение мощности эквивалентной турбины на 13 МВт. В этом случае переход к состоянию *SC* требует несколько большего увеличения мощности турбин – вплоть до $16+34=50$ МВт.

2.3. Влияние *AB* и неснимающегося *UB* на мощность, передаваемую в квазиустановившемся состоянии *QC* эквивалентной схемы *G-B*

2.3.1. Неснимающееся *UB* и передаваемая мощность

Исходные формулы

Следующие выражения, являющиеся копиями (2.3) и (3.8) из глав 2 и 3 части II, позволяют освежить соотношения, характеризующие механическую мощность эквивалентной турбины:

$$P_{tgb} = \frac{1}{1+k_j} [P_{t1} - P_{c1} - k_j(P_{t2} - P_{c2})], \quad (2.4)$$

где P_{t1} и P_{t2} – мощности первой и второй турбин первого и второго узлов; собственные мощности генераторов первого и второго узлов –

$$P_{c1} = \frac{E_1^2}{z_{c1}} \sin \alpha_{c1}, \quad P_{c2} = \frac{E_2^2}{z_{c2}} \sin \alpha_{c2} \quad (2.5)$$

(в этих формулах фигурируют модули и дополнительные до 90° углы собственных сопротивлений двухузловой схемы – (2.2f) из предыдущего раздела).

Затем, в пункте 3.1.5 части II путем некоторого упрощения задачи (принято $B=0$) получено выражение для приращения мощности турбины схемы *G-B*:

$$\Delta P_{tgb} = \frac{(\Delta P_{t1}^{I-QC} - \Delta P_{c1}^{I-QC}) - k_j^I k_j^{I-QC} (\Delta P_{t2}^{I-QC} - \Delta P_{c2}^{I-QC})}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}}. \quad (2.6a)$$

Форма этого выражения в целом отражает изменения в узлах двухузловой схемы, происходящие в результате перехода от доаварийного состояния к квазиустановившемуся, – изменения мощностей турбин, собственных мощностей и отношения приведенных к одной базисной мощности постоянных инерции (последнее отражается умножением их исходного отношения k_j^I на коэффициент k_j^{I-QC}). Однако из-за допущения о $B=0$ приемлемая точность вычислений обеспечивается не при всех обстоятельствах. Из выражения:

$$B = -2 P_{12}^I \sin \alpha_{12}^I \cos \delta_{12}^I \frac{k_j^I (1 - k_j^{I-QC})}{(1 + k_j^I)(1 + k_j^I k_j^{I-QC})} \quad (2.6b)$$

видно, что допущение тем оправданней, чем меньше активная составляющая взаимного сопротивления, чем ближе к единице коэффициент k_j^{I-QC} и чем ближе к 90° взаимный угол в доаварийном состоянии. Знак погрешности зависит от знака угла α_{12}^I и от того, в каком из узлов, отправном ($k_j^{I-QC} < 1,0$) или приемном ($k_j^{I-QC} > 1,0$), произошло уменьшение вращающихся масс.

В пункте 3.1.4 части II обращено внимание на то, что в схеме со слабой связью можно собственные мощности считать приблизительно равными мощностям нагрузки. Тогда мощность турбины схемы $G-B$ и мощность, передаваемая в сечении двухузловой схемы, равны друг другу — $P_{tgb} = P_{tr}$, и (2.6a) принимает немного иной вид (далее индекс $I-QC$ при приращениях величин не дается):

$$\Delta P_{tgb} = \frac{(\Delta P_{t1} - \Delta P_{n1}) - k_j^I k_j^{I-QC} (\Delta P_{t21} - \Delta P_{n2})}{1 + k_j^I k_j^{I-QC}}. \quad (2.7a)$$

Отсюда, как уже показано в пункте 3.1.5 части II, получается наглядное выражение:

$$\Delta P_{tgb} = \frac{P_{nbl} - k_j^{QC} P_{nb2}}{1 + k_j^{QC}}, \quad (2.7b)$$

где аварийный небаланс мощности в отправной и приемной частях обозначен

$$P_{nbl} = \Delta P_{t1} - \Delta P_{n1}, \quad P_{nb2} = \Delta P_{t21} - \Delta P_{n2}. \quad (2.7c)$$

Изменение мощности турбины схемы G-B в результате перехода I-QC

Из (2.7b) вытекают не раз отмеченные следствия [2, 5, 6, 8, 9]. Положительное приращение ΔP_{tgb} , создающее опасность для устойчивости по углу, образуется положительным небалансом мощности в отправном узле и отрицательным в приемном, а чтобы создать отрицательное приращение, которое противодействовало бы увеличению P_{tgb} , нужно, наоборот, создать отрицательный небаланс в отправном узле и положительный в приемном. Вместе с тем, влияние этих небалансов зависит от значения послеаварийного отношения постоянных инерции: при $k_j^{QS} < 1$ — небаланс в отправной части влияет сильнее, чем в приемной, а при $k_j^{QC} > 1$ — наоборот.

Предельные условия таковы. При выполнении UB в отправном узле, передающем мощность в приемный узел несоизмеримо большей мощности, UB демонстрирует максимальную эффективность: сечение раз-

гружается на значение мощности, равное значению выполненного UB . В противоположность этому, совершенно неэффективно UB в отправной части, работающей на приемную часть несоизмеримо меньшей мощности.

Если можно не считаться со слагаемым B , то приращение ΔP_{igb} согласно (2.7b) не зависит от соотношения постоянных инерции при условии, что в (2.7b) небалансы мощности в узлах имеют противоположные знаки:

$$P_{nbl} = -P_{nb2}. \quad (2.8)$$

Когда в отправном узле осуществляется уменьшение генерируемой мощности ($P_{nbl} < 0$), а в приемном узле — равное по абсолютному значению уменьшение мощности нагрузки ($P_{nb2} = -P_{nbl} > 0$), то такое сочетание UB называют *сбалансированным управлением*. Оно создает уменьшение мощности эквивалентной турбины, равное по абсолютному значению каждому из UB в узлах.

2.3.2. Пример данных о переходе схемы G - B из состояния I в состояние QC

Из табл. 2.2 и 2.3 видно, что изменение схемы, не направленное непосредственно на возникновение или создание аварийного небаланса мощности, тем не менее, через изменение напряжений на нагрузках тоже изменяет мощность P_{igb} эквивалентной турбины; это попутное влияние, уже отмеченное в предыдущем разделе, невелико и к тому же благоприятно для устойчивости. Вычисление ΔP_{igb} для перехода схемы на рис. 1.2 части II от состояния I в состояние QC позволяет уточнить применимость формул (2.6) и (2.7). Для этого используются данные табл. 2.4.

Таблица 2.4

Данные двухузловой схемы (рис. 1.2 части II)

Схема	P_{t1}	P_{c1}	P_{n1}	P_{n2}	k_j	P_{n3}	P_{n4}	P_{c2}	P_{t2}
I	3000	1434	1700	385	0,461	746	5236	4447	5080
QC	3000	1759	1634	352	0,461	692	5111	5085	5080
$\Delta(I-QC)$	0,0	325	-66	-33	0,0	-54	-125	638	0,0

По (2.6a) имеем

$$\Delta P_{igb}^{I-QC} = \frac{(0,0 - 325) - 0,461 \times 1,0(0,0 - 638)}{1 + 0,461 \times 1,0} = -21,$$

что благодаря неизменности в данном случае постоянных инерции ($k_j^{I-QC} = 1,0$) полностью совпадает со значением, которое можно получить по данным из пункта 3.1.3 части II, где для этой схемы уже сделан расчет значений P_{igb} отдельно для состояний I и QC :

$$\Delta P_{igb}^{I-QC} = P_{igb}^I - P_{igb}^{QC} = 851 - 872 = -21.$$

Это значение приращения получилось в результате того, что переход в состояние QC вызвал увеличение обеих собственных мощностей, причем в данном случае полезное для устойчивости увеличение в отправном узле повлияло больше, чем вредное и более сильное увеличение в приемном.

Происхождение этих увеличений: в П-образной схеме переход в состояние QC вызвал более чем двукратное увеличение взаимного сопротивления Z_{12} (это видно в табл. 2.1), а это в соответствии с (2.5b) вызвало с обеих сторон от сечения, во-первых, увеличение собственного сопротивления и, во-вторых, еще большее увеличение дополнительного угла этого сопротивления (тоже видно в табл. 2.1), что подчеркнуло роль активной составляющей. В соответствии с (2.5a) первое способствовало уменьшению собственной мощности, а второе – еще в большей мере ее увеличению.

Что же касается формулы (2.7a), то расчет по ней, использующий данные табл. 2.4 о реальных приращениях нагрузок, дает в данном случае отличающийся результат:

$$\Delta P_{igb}^{I-QC} = \frac{[0,0 - (-65 - 33)] - 0,461 \times 1,0[0,0 - (-54 - 125)]}{1 + 0,461 \times 1,0} = 11.$$

Он обусловлен тем, что переход в состояние QC увеличил потери реактивной мощности в продольных сопротивлениях схемы и тем самым понизил напряжения на всех четырех ее шинах, отчего соответственно уменьшилась мощность, потребляемая нагрузками, причем уменьшение потребления, отнесенное к отправному узлу, повлияло, как и в предыдущем случае, больше, чем более сильное уменьшение, отнесенное к приемному. Поэтому приращение мощности эквивалентной турбины оказалось положительным.

Выше учитывалось приращение нагрузок, не входящих в тот или иной узел, а лишь отнесенных к нему по признаку близости шин с нагрузкой к ЭДС, а эта близость не одинакова, и поэтому напряжения на шинах изменяются не в равной мере. На рис. 1.2 из части I видно, что напряжения на двух шинах 1 и 2, отнесенных к отправному узлу, изменяются заметнее, чем на приемных шинах 3 и 4; отсюда и сравнительно большие приемные нагрузки уменьшаются в абсолютном исчислении меньше. Особенно это касается нагрузки на шинах 4.

В свете изложенного вопрос о влиянии на устойчивость по углу места, в котором происходит то или иное изменение в схеме, – далеко не второстепенный. Насколько известно, он до сих пор почти не анализировался.

В целом данный результат объясняется тем, что схема на рис. 1.2 имеет совсем не слабую связь, особенно в доаварийном состоянии I, и поэтому в данном примере выявилась возможная некорректность упрощения расчета за счет подмены собственных мощностей мощностями нагрузок. Тем не менее, формулы (2.7) хорошо показывают составляю-

шие, из которых формируется приращение эквивалентной мощности турбины.

2.3.3. Примеры данных о двухузловой и эквивалентной ей схемах после ввода отдельных видов неснимающегося $УВ$

Формула (2.7а) хорошо отражает тот факт, что если для сохранения устойчивости по углу требуется уменьшить мощность эквивалентной турбины, то полезно с отправной стороны уменьшать генерируемую мощность и увеличивать потребление мощности, а с приемной стороны, наоборот, — увеличивать генерируемую мощность и уменьшать потребление мощности. Создание небаланса любого знака достижимо с помощью сверхпроводящих силовых аппаратов, аккумулирующих электро-энергию. Более традиционные способы — уменьшение генерируемой мощности с помощью длительной разгрузки турбин (ДРТ) и отключения генераторов (ОГ), а также уменьшение потребляемой мощности с помощью отключения нагрузки (ОН).

Далее влияние этих $УВ$ иллюстрируется с помощью примеров, рассчитанных для той же схемы (рис. 1.2 части II). Данные об этих примерах сведены в табл. 2.5.

2.3.4. Отключение нагрузки

Влияние ОН показано на примере отключения 10% нагрузки на шине 4. При разных напряжениях на шинах отключаемая часть нагрузки в абсолютном исчислении различна. Так, при номинальном напряжении и при напряжениях доаварийного и послеаварийного (без применения ОН) состояний эта часть составляет, соответственно:

$$\Delta P_{n4nom} = 0,1 \times 5400 = 540 \text{ МВт}, \quad \Delta P_{n4}^I = 0,1 \times 5236 = 524 \text{ МВт}$$

и $\Delta P_{n4}^{QC} = 0,1 \times 5111 = 511 \text{ МВт}.$

Сочетание $АВ$ в виде отключения линии 500 кВ и $УВ$ в виде указанного отключения нагрузки обозначено в таблице как OL(1-4); ОН4.

Данные таблицы интересно прокомментировать с помощью расчета по выражению (2.6а) приращения мощности эквивалентной турбины ΔP_{tgb} , возникающего в результате выполнения ОН4 в состоянии QC .

Так,

$$\begin{aligned} \Delta P_{tgb}^{I-QC} &= \frac{[0,0 - (1758 - 1434)] - 0,461 \times 1,0 [0,0 - (4762 - 4447)]}{1 + 0,461 \times 1,0} = \\ &= \frac{-324 + 0,461 \times 315}{1,461} = -122, \end{aligned}$$

что практически совпадает с изменением P_{tgb} , непосредственно следующим из таблицы: -123 МВт.

Таблица 2.5

Величины, характеризующие двухузловую схему (рис. 1.2 части II) и эквивалентную ей схему $G-B$ в состоянии I и в четырех состояниях QC без линии 500 кВ – с ОН, ДРТ и ОГ и без этих УВ

Величина в двухузловой и эквивалентной схемах	Состояние схемы и УВ				
	I	QC			
		OL(1-4)	OL(1-4); ОН4	OL(1-4); ДРТ1	OL(1-4); ОГ1
x_{12} , Ом	19,7	40,3	40,3	40,3	41,1
α_{12} , °	-24,2	-29,2	-27,8	-29,2	-30,9
P_{c1} , МВт	1434	1759	1758	1759	1632
P_{12} , МВт	2733	1276	1293	1276	1229
P_{c2} , МВт	4447	5085	4762	5085	5108
P_{n1} , МВт	1700	1634	1684	1732	1649
P_{n2} , МВт	385	352	372	387	370
P_{n3} , МВт	746	692	729	734	724
P_{n4} , МВт	5236	5111	4753	5180	5159
δ_{12} , °	10,8	36,8	29,0	14,9	20,7
P_{lr} , МВт	915	939	784	526	575
ΔP_{lr}^{I-QC} , МВт	—	24	-131	-389	-340
k_i	0,461	0,461	0,461	0,461	0,384
k_{igb}	0,92	0,89	0,90	0,89	0,89
P_{ggbm} , МВт	2526	1137	1165	1137	1092
δ_{gb} , °	20,2	48,5	40,0	26,6	35,6
P_{igb} , МВт	872	851	749	509	635
ΔP_{igb}^{I-QC} , МВт, исходя из приращения:	P_{igb}	—	-21	-123	-237
	P_c^{QC}	—	-21	-122	-321
	P_n^{QC}	—	11	-138	-341
	P_n^I	—	0	-165	-361

Интересно заметить, что в данном случае отрицательное приращение мощности P_{igb} создано изменением собственной мощности не приемного узла, где отключена часть нагрузки, а отправного узла. Это объясняется тем, что отключение линии 500 кВ вызвало значительное увеличение обеих собственных мощностей,

в результате же дополнительного отключения части нагрузки в приемном узле его собственная мощность, конечно, уменьшилась, но это не скомпенсировало происшедшего увеличения, а в отправном узле она практически не изменилась.

Выполняя упрощенный расчет по формуле (2.7а), приходится решить вопрос, какие именно приращения нагрузки предпочтительней подставлять в нее. Видны по крайней мере три варианта:

1. Если исходить только из изменения нагрузки, выполненного автоматикой и вычисленного при номинальном напряжении, то

$$\Delta P_{igb}^{I-QC} = \frac{(0,0 - 0,0) - 0,461 \times 1,0[0,0 - (-540)]}{1 + 0,461 \times 1,0} = -170.$$

2. Поступив аналогично, но вычислив изменение нагрузки при доаварийном напряжении, получим

$$\Delta P_{igb}^{I-QC} = \frac{(0,0 - 0,0) - 0,461 \times 1,0[0,0 - (524)]}{1 + 0,461 \times 1,0} = -165.$$

3. Наконец, если использовать данные табл. 2.4 о реальных нагрузках в состоянии до и после отключения, то

$$\begin{aligned} \Delta P_{igb}^{I-QC} &= \frac{[0 - (1684 - 1700) - (372 - 385)] - 0,461 \times 1,0[0 - (729 - 746) - (4753 - 5236)]}{1 + 0,461 \times 1,0} = \\ &= \frac{16 + 13 - 0,461(17 + 483)}{1,461} = -138. \end{aligned}$$

Все эти варианты создают впечатление о значительно большей эффективности данного УВ, чем следует из более обстоятельного расчета с использованием собственных мощностей. Третий, лучший из них, но и наименее простой, дает ошибку на 12%.

Причина различия состоит в том, что собственная мощность приемного генератора изменяется меньше, чем на значение изменения нагрузки приемного узла, так как собственное сопротивление образуется параллельным включением изменившегося сопротивления нагрузки и взаимным сопротивлением, которое изменилось мало.

Мощность P_{tr} , передаваемая в сечении двухузловой схемы, изменилась на -131 МВт. Это значение не важно для оценки устойчивости состояния QC; оно интересно лишь в связи с предстоящим изменением в результате повышения частоты и перехода к установившемуся состоянию SC.

В качестве попутного эффекта отключение нагрузки вызвало повышение напряжения в сети и, как следствие этого, увеличило максимальную мощность $P_{g\ gbm}$ эквивалентного генератора на 1165-1137=28 МВт (по сравнению с состоянием, когда линия отключена, без отключения нагрузки).

2.3.5. Разгрузка турбин на длительное время

Положительное влияние длительной разгрузки турбин в квазиустановившемся режиме проявляется через снижение передаваемой мощности P_{tr} в двухузловой схеме, которое в свою очередь выражается в эквива-

лентной схеме снижением величины P_{tgb} . Если возмущающее воздействие ведет к понижению пропускной способности или положительному значению ΔP_{tgb}^{I-QC} , то в противовес ему ДРТ — к отрицательному.

Влияние ДРТ показано выше в табл. 2.5 на примере разгрузки турбины отправного генератора на 500 МВт. Это сочетание АВ с УВ в виде разгрузки турбины обозначено в таблице как OL(1-4);ДРТ1. Данное УВ не изменило никаких электрических величин, характеризующих двухзловую схему, за исключением передаваемой мощности P_{tr} , которая изменилась значительно больше, чем в предыдущем случае: на -389 МВт. Под действием повысившейся частоты это приращение будет скорректировано переходом в состояние SC.

Цель данного УВ — уменьшение согласно (2.6а) мощности эквивалентной турбины P_{tgb} достигнута тоже в большей мере:

$$\begin{aligned}\Delta P_{tgb}^{I-QC} &= \frac{(2500-3000)-(1759-1434)}{1+0,461 \times 1,0} - \\ &- \frac{(5080-5080)-(5085-4447)}{1+0,461 \times 1,0} 0,461 \times 1,0 = \\ &= \frac{-500-325-0,0+294}{1,461} = -363,\end{aligned}$$

что совпадает с данными таблицы: -363 МВт.

В данном случае, если не учитывать изменение нагрузок под действием повышения напряжения, расчет по (2.7а) дает иной результат:

$$\Delta P_{tgb}^{I-QC} = \frac{-500+0,461 \times 0,0}{1,461} = -342.$$

Учет этого обстоятельства сказывается несильно, поскольку в данном случае разгрузка турбин поднимает напряжения на шинах почти на исходный уровень:

$$\begin{aligned}\Delta P_{tgb}^{I-QC} &= \frac{(2500-3000)-(1732-1700)-(387-385)}{1+0,461} - \\ &- \frac{(5080-5080)-(734-746)-(5180-5236)}{1+0,461} 0,461 = \\ &= \frac{-500-32-2-0,0+12+56}{1,461} = -366.\end{aligned}$$

2.3.6. Отключение генераторов

Влияние ОГ показано в той же таблице на примере отключения части отправных генераторов общей мощностью 500 МВт. Это сочетание АВ с УВ обозначено как OL(1-4); ОГ1. Данное УВ, как и в предыдущем случае, уменьшило мощность отправной турбины на 500 МВт и вместе с тем пропорционально этому уменьшило инерцию отправного агрегата

(соответственно уменьшилось отношение k_j постоянных инерции: $k_j^{I-QC} = 2500 / 3000 = 0,83$) и увеличило индуктивное сопротивление отправного генератора (с 5,0 до 6,0 Ом). Последнее изменило электрические параметры двухузловой схемы, и в частности уменьшило напряжения на шинах и вслед за этим уменьшило потребление мощности нагрузками. Уменьшение коэффициента k_j уменьшило (на 51 МВт) ту мощность отправного генератора, при которой уравнивается его торможение с приемным, и тем не менее из-за уменьшения нагрузок данное $УВ$ уменьшило передаваемую мощность несколько меньше, чем применение РТ: на –340 МВт.

Уменьшение мощности эквивалентной турбины P_{tgb} , вычисленное по (2.6а), оказалось тоже не столь значительным:

$$\Delta P_{tgb}^{I-QC} = \frac{[(2500 - 3000) - (1632 - 1434)] - 0,461 \times 0,83 [0,0 - (5108 - 4447)]}{1 + 0,461 \times 0,83} = \frac{-500 - 198 + 0,384 \times 661}{1,384} = -321.$$

Однако в данном случае, когда $k_j^{I-QC} < 1,0$, сказалась неточность формулы (2.6а), зависившая на 84 МВт эффективность ОГ – по более правильным данным таблицы она еще меньше:

$$\Delta P_{tgb}^{I-QC} = -237 \text{ МВт.}$$

Действительно, согласно (2.6б) погрешность в данном случае составляет

$$B = -2 \times 2733 \sin(-24,2^\circ) \cos 10,8^\circ \frac{0,461(1 - 0,83)}{(1 + 0,461)(1 + 0,461 \times 0,83)} = 84.$$

В устройстве автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ) эту погрешность можно рассчитать и учесть. Действительно, все величины, от которых зависит величина B , кроме k_j^{I-QC} , могут быть оценены по измерениям, выполняемым в доаварийном состоянии обслуживаемой схемы сети. А значение k_j^{I-QC} несложно оценить для каждого обслуживаемого тракта отдельно в зависимости от его AB и от варианта $УВ$, намеченного для тракта.

Если рассчитывать приращение величины P_{tgb} исходя из мощностей нагрузок, то получается следующее. Без учета изменения нагрузок под действием повышения напряжения расчет по (2.7а) дает

$$\Delta P_{tgb}^{I-QC} = \frac{-500 + 0,384 \times 0,0}{1,384} = -361.$$

С учетом этого изменения

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{tgb}}^{I-QC} &= \frac{(2500 - 3000) - (1649 - 1700) - (370 - 385)}{1 + 0,384} - \\ &= \frac{0,0 - (724 - 746) - (5159 - 5236)}{1 + 0,384} \cdot 0,384 = \\ &= \frac{-500 + 51 + 15 - 0,384(22 + 77)}{1,384} = -341.\end{aligned}$$

То что результаты близки – случайность, но важно другое: оба они преувеличивают эффективность ОГ приблизительно на 50%.

Приведенные расчеты показывают, что эффективность ОГ может оказаться много меньше чем РТ (–237 по сравнению с –363 МВт) и что, пользуясь упрощенным расчетом по (2.7а), можно сильно преувеличить ее.

2.4. Управляющие воздействия с целью устойчивости по углу в установившемся состоянии *SC* и с целью устойчивости по частоте

2.4.1. Подобие приращения передаваемой мощности в состоянии *SC* приращению мощности эквивалентной турбины схемы *G-B* в состоянии *QC*

Управляющее воздействие должно обеспечивать устойчивость по углу как в квазиустановившемся состоянии *QC*, чему посвящены разделы 2.2 и 2.3, так и в установившемся *SC*, что является темой данного раздела. Сразу нужно сказать, что в смысле устойчивости по углу эти два состояния очень различны и вместе с тем имеют много общего.

Не вдаваясь в подробности, можно отметить три очевидных отличия. Два простых формальных отличия имеют место, если состояние *SC* рассчитывается сразу как таковое, а не как результат длительного переходного процесса: первое – к рассчитанной передаваемой мощности добавляются ожидаемые нерегулярные колебания (раздел 2.5 из части II), второе – требуют запаса пропускной способности (например, 8% – раздел 4.3 из части I). Оба эти ужесточающие требования к пропускной способности вряд ли было бы разумным относить и к состоянию *QC*.

Третье отличие относится к более глубокому уровню – очень различны модели ЭЭС, используемые при расчетах, и физические явления, лежащие в основе этих моделей. Это касается в какой-то степени расчета пропускной способности, но более всего, расчета приращения мощности. Приняв во внимание, что в обоих состояниях эти приращения инициируются возникшими *AB* и введенными автоматикой *UB*, различия можно отразить следующими краткими формулировками:

- для состояния *SC* определяется приращение мощности, передаваемой в двухузловой схеме, и это выполняется на основе нелинейной модели статических характеристик турбин и нагрузок;

- для состояния *QC* определяется приращение мощности эквивалентной турбины в схеме *G-B*, являющейся линейной моделью, которая

опирается на отношение постоянных инерции вращающихся масс двух-узловой схемы.

Наконец, легко наблюдаемое внешнее отличие. Состояние SC теряет связь с постоянными инерции, которые так важны в состоянии QC . Оно зависит от большего числа параметров, чем QC , причем эти параметры в большей мере относятся к механической и даже тепловой части ЭЭС — ее турбинам и котлам. Поэтому параметры состояния SC менее определены (и это — уже существенное обстоятельство, влияющее на достоверность расчета).

Расчетам состояния SC посвящен раздел 4.2 части II, и этот материал покрывает потребности, которые могут возникнуть в случае применения практически любого AB и UB , влияющего на соотношение генерируемой и потребляемой мощности в отправной или приемной части ЭЭС.

Теперь необходимо обратить внимание на общность, которая скрывается за различием способов расчета UB для состояний QC и SC и за различием используемых в этих способах наборов параметров ЭЭС. Это тем более важно, что часто ориентировочную оценку эффективности UB ведут только по состоянию SC , распространяя результат и на состояние QC или вообще не рассматривая это состояние. Общность способов раскрывается через существенное упрощение расчета приращения передаваемой мощности по сравнению с изложенным в упомянутом разделе 4.2. Это упрощение состоит прежде всего в линеаризации зависимости мощности турбины от частоты в сети: исключаются зона нечувствительности регулирования скорости вращения и ограничение регулировочного диапазона как снизу, так и сверху. Это приводит формулы (4.12) из раздела 4.2 к следующему выражению, устанавливающему равенство между суммарным небалансом мощности, созданным в результате AB и UB в обеих частях ЭЭС, и реакцией на этот небаланс со стороны оставшихся в работе турбин и нагрузок под действием скольжения s^{SC} , возникшего в состоянии SC :

$$P_{nb}^{SC} = P_{nb1}^{SC} + P_{nb2}^{SC} = \left(\sum_j \frac{m_1 P_{tjnom}^{QC}}{\sigma_j} + \sum_j \frac{m_2 P_{tjnom}^{QC}}{\sigma_j} \right) s^{SC} + \left(\sum_1^{z_1} P_n^{QC} k_n + \sum_1^{z_2} P_n^{QC} k_n \right) s^{SC}. \quad (2.9.a)$$

В этом выражении под величинами небаланса понимаются величины согласно (4.9а) из раздела 4.2, т.е. с учетом возможного действия устройства АОСЧ и АОПЧ, а статическая характеристика турбины сведена к отношению P_{tnom}^{QC} / σ ее номинальной мощности к статизму (раздел 4.1 части II). Выражение позволяет в явном виде найти скольжение. Однако производится и дальнейшее упрощение формулы за счет эквивалентирования в каждой части ЭЭС всех турбин одной турбиной и всех нагрузок одной нагрузкой. Получаем

$$s^{SC} = \frac{P_{nbl}^{SC} + P_{nb2}^{SC}}{\left(\frac{P_{t1nom}^{QC}}{s_1} + P_{n1}^{QC} k_{n1} \right) + \left(\frac{P_{t2nom}^{QC}}{\sigma_2} + P_{n2}^{QC} k_{n2} \right)}, \quad (2.9b)$$

где σ и k_n с соответствующими индексами – статизм и коэффициент регулирующего эффекта нагрузки в эквивалентированных частях ЭЭС.

Аналогичным образом упрощается выражение (4.17а) (раздел 4.2 части II) для приращения передаваемой мощности, определяемого через баланс мощности в отправной части:

$$\Delta P^{I-SC} = P_{nbl}^{SC} - s^{SC} \left(\frac{P_{t1nom}^{QC}}{\sigma_1} + P_{n1}^{QC} k_{n1} \right). \quad (2.10)$$

Подстановкой сюда скольжения по (2.9b) получаем формулу:

$$\Delta P^{I-SC} = \frac{P_{nbl}^{SC} - k_f^{SC} P_{nb2}^{SC}}{1 + k_f^{SC}}, \quad (2.11a)$$

где подобно отношению постоянных инерции k_j из пункта 2.2.2 введено *отношение частотных откликов* двух частей ЭЭС:

$$k_f^{SC} = \frac{P_{t1nom}^{QC} / \sigma_1 + P_{n1}^{QC} k_{n1}}{P_{t2nom}^{QC} / \sigma_2 + P_{n2}^{QC} k_{n2}}. \quad (2.11b)$$

Это отношение зависит от тех характеристик регуляторов скорости и частоты турбин, а также от тех регулирующих эффектов нагрузок, которые имеют место в послеаварийном состоянии (в результате *АВ* и *УВ* они могут измениться по сравнению с доаварийным состоянием).

Выражение (2.11а) отличается от выражения (2.7b) для приращения мощности в эквивалентной схеме *QC* только тем, какой в нем используется коэффициент: k_f^{SC} вместо k_j^{QC} . В состоянии *QC* это отношение определяется постоянными инерции, а в *SC* – регуляторами скорости и резервами мощности. Кстати, если вспомнить, что под отношением постоянных инерции $k_j = T_{j1} / T_{j2}$ понимается отношение постоянных инерции, приведенных к одной базисной мощности:

$$k_j^{QC} = \frac{P_{t1nom}^{QC} T_{j1nom}}{P_{t2nom}^{QC} T_{j2nom}}, \quad (2.12)$$

то сходство k_f^{SC} с k_j^{QC} становится еще нагляднее.

Нужно подчеркнуть, что здесь продемонстрировано формальное сходство, а не совпадение физической сущности; нельзя забывать что

приращения ΔP^{I-QC} и ΔP^{I-SC} относятся не только к разным этапам процесса, но и к разным моделям ЭЭС.

Пример. Различие между k_f^{SC} и k_j^{QC} можно продемонстрировать на ранее уже использованном примере ЭЭС, показанном на рис. 1.2 части II. Из данных, показанных на этом рисунке, получается

$$k_f^{QC} = \frac{3100 \times 9}{5500 \times 11} = 0,461.$$

Если в двух частях этой ЭЭС статизмы турбин несколько различаются (поскольку на рисунке различны их резервы мощности), а характеристики нагрузки одинаковы, то, отразив это взятыми для примера значениями, можно получить

$$k_j^{SC} = \frac{3100/0,1 + (1700 + 400)1,5}{5500/0,07 + (800 + 5400)1,5} = 0,389.$$

Очевидно, что значения двух рассматриваемых коэффициентов могут совпасть только случайно. Такая ситуация возникает, если полагается, что нагрузка данной ЭЭС не зависит от частоты, и имеют место совпадения $T_{j1nom} = 1/\sigma_1$, $T_{j2nom} = 1/\sigma_2$.

Бывает, что на практике под отношением частотных откликов понимают еще более простую величину – отношение номинальных мощностей генерирующих агрегатов или нагрузок:

$$k_f^{SC} = P_{t1nom}^{QC} / P_{t2nom}^{QC}; \quad k_f^{SC} = P_{n1}^{QC} / P_{n2}^{QC}. \quad (2.13)$$

В условиях рассмотренного примера в первом случае получилось бы $k_f^{SC} = 0,564$, во втором $k_f^{SC} = 0,339$.

2.4.2. Влияние небалансов мощности в двух частях ЭЭС на приращение передаваемой мощности в состоянии SC

Выявив сходство k_f^{SC} с k_j^{QC} , можно, не вдаваясь пока в детали статических характеристик, констатировать, что для уменьшения передаваемой в установившемся состоянии мощности ($\Delta P^{I-SC} < 0$) нужно создать до перехода к состоянию SC и проверить в состоянии QC отрицательный аварийный небаланс $P_{nb1}^{QC} < 0$ с отправной стороны сечения, уменьшая для этого генерируемую мощность и увеличивая потребление мощности, а с приемной стороны, наоборот, – положительный аварийный небаланс $P_{nb2}^{QC} > 0$, увеличивая генерируемую мощность и уменьшая потребление мощности. Успех этих действий зависит от отношения k_f^{SC} частотных откликов двух частей ЭЭС. Если $k_f^{SC} < 1$, то они эффективнее в отправной части, если $k_f^{SC} > 1$, – в приемной.

Указанное аналогично тому, что формулируется применительно к снижению мощности эквивалентной турбины в состоянии QC. То, какие

AB вызывают аварийный небаланс мощности и какие UB его нейтрализуют или, говоря более обобщенно, могут служить для разгрузки сечения в состоянии SC , не отличается от аналогичного анализа для состояния QC , а он достаточно подробно изложен в разделе 2.3, и поэтому представляется возможным избежать дополнительного его рассмотрения применительно к состоянию SC .

Что же касается отношения k_f^{SC} , то из (2.11b) следует: *отношение k_f^{SC} частотных откликов тем больше, чем больше отклик турбин и нагрузки отправной части на изменение частоты, т.е. больше их номинальные мощности и больше их способность изменять мощность под действием изменения частоты (всё — по сравнению с приемной частью).*

2.4.3. О способах расчета приращения передаваемой мощности в состоянии SC

Подобно тому, как выражение (2.6a) и затем простейшее выражение (2.7b) для приращения ΔP^{I-QC} в состоянии QC получено путем исключения составляющей B , которая иногда важна, приведенные выше наблюдения относятся, как уже указано, к модели, в которой отсутствуют зона нечувствительности регулирования скорости вращения и ограничение регулировочного диапазона как снизу, так и сверху. Эти обстоятельства влияют, однако, на отклик турбин и на изменение частоты, и их влияние всегда однозначно.

Если в линейную модель турбин какой-то из частей ЭЭС ввести указанные подробности, то эквивалентная статическая характеристика турбин этой части ухудшится как при малом отклонении частоты (из-за зоны нечувствительности), так и при большом (из-за ограниченного диапазона регулирования мощности). В терминах из пункта 4.1.4 части II, в котором рассматриваются характеристики турбин, эта турбина из идеальной, обладающей линейной характеристикой, превратится в отличную, хорошую или посредственную. Следовательно, противодействие отклонению частоты со стороны этой части ЭЭС уменьшится, оно переложится на другую часть, а само отклонение частоты увеличится (имеется в виду абсолютные значения).

Итоговое влияние изменения отклика турбин на приращение передаваемой мощности можно воспроизвести путем соответствующего изменения отношения частотных откликов k_f^{SC} . Но этот путь решения задачи вряд ли можно признать универсальным. Во-первых, это отношение должно быть известно или из подробного учета нелинейностей при данном небалансе мощности, или из опыта подобных расчетов или натурных экспериментов.

Кстати, в приведенном выше примере взяты несколько завышенные статизмы турбин двух частей ЭЭС: 7 и 10%, что как бы учитывает отличие их характеристик от идеальных.

Во-вторых, всякая линеаризация характеристики турбины, как всегда, тем менее удовлетворительна, чем к большему диапазону изменения частоты она применена.

Поэтому приходится мириться с тем, что выражения (2.11), удачно устанавливая подобие приращения мощности в состоянии SC состоянию QC , тем не менее оценивают это приращение только ориентировочно и в узком диапазоне изменения частоты. Если данные о зоне нечувствительности регулирования скорости вращения и об ограничении регулировочного диапазона турбин известны, стоит получить более точный результат и для этого ввести эти данные в модель состояния SC , описанную в разделе 4.2 части II. Если таких данных нет, приходится использовать выражения (2.11) и в формулу (2.11b) отношения частотных откликов k_f^{SC} ввести значения статизмов регулирования турбин на основании опыта и интуиции.

2.4.4. Управляющие воздействия для нормализации частоты в состоянии SC

Необходимость нормализации частоты средствами АОПЧ и АОСЧ почти всегда возникает как результат отделения части ЭЭС с большим аварийным избытком или дефицитом мощности, но последнее возможно также из-за отключения в ЭЭС генерирующего агрегата или целой электростанции мощностью больше мощности нагрузки ЭЭС приблизительно на 5%.

Проблема нормализации частоты рассматривается здесь только с точки зрения сохранения в состоянии SC уровня частоты, который был бы приемлем в течение продолжительного времени для тепловых агрегатов и потребителей, не слишком отличаясь от нормального.

Отключение генераторов на тепловой станции для ликвидации недопустимо повышенной частоты в состоянии SC

В пункте 4.2.2 части II показано, что аварийный избыток мощности может привести к недопустимо повышенному скольжению $s^{SC} > s_{gr}^{SC} > 0$, недопустимой разгрузке тепловых агрегатов и их отключению, причем назван опасным такой избыток, который превышает имеющийся к моменту его возникновения диапазон регулировочных возможностей всех генерирующих источников. Основное и, в сущности, единственное $УВ$, устраняющее такой избыток мощности, — поочередное отключение генераторов тепловых агрегатов. Они должны поочередно отключаться до тех пор, пока мощность каждого из оставшихся в работе агрегатов не войдет в длительно допустимый диапазон ее значений.

Желательно, чтобы очередность отключения генераторов учитывала ряд обстоятельств, которые при всей их разнородности могут оказаться довольно существенными:

— мощность, которую имеет следующий намечаемый к отключению агрегат, должна быть соразмерной значению подлежащего устранению еще оставшегося избытка мощности;

– заботясь о быстром восстановлении нормального состояния ЭЭС, лучше отключать агрегаты, которые по каким-либо причинам не разгрузились под действием повышения частоты;

– чтобы не создать перегрузку элементов сети, предпочтительно отключать агрегаты, работающие в том узле отделившейся части ЭЭС, который имеет избыток мощности;

– отключение не должно создать такого понижения напряжения, которое привело бы к заметному уменьшению нагрузки потребителей, поскольку оно противодействует понижению частоты;

– возможен также учет предпочтений, устанавливаемых операторами в зависимости от состояния агрегатов.

Отключение нагрузки для ликвидации недопустимо пониженной частоты в состоянии SC

В пункте 4.2.3 части II показано, что аварийный дефицит мощности может привести к недопустимо пониженному для генерирующих агрегатов и для потребителей электроэнергии скольжению $s_{gr}^{SC} < s_{gr}^{SC} < 0$ и отключению тепловых агрегатов. Там назван опасным такой дефицит, который в отделившейся с дефицитом мощности части ЭЭС превышает сумму имеющихся к моменту его возникновения резервных возможностей всех генерирующих агрегатов и регулирующего эффекта нагрузки, сопутствующего скольжению $s_{gr}^{SC} = -(0,02 \div 0,04)$.

Имеется два основных УВ, способных не допустить существования длительно пониженной частоты: включить в работу резервные гидрогенераторы (пункт 1.3.4) и отключить часть нагрузки (пункт 1.3.3). Предпочтительнее, конечно, первое из этих УВ, но отделившаяся с дефицитом мощности часть ЭЭС далеко не всегда располагает достаточной мощностью резервных гидрогенераторов, и при большом дефиците приходится прибегать ко второму УВ.

Очевидно, что требуется отключить нагрузку, мощность которой равна разности между абсолютным значением возникшего аварийного дефицита и упомянутой суммой регулировочных возможностей. К счастью, не требуется вычислять мощность этой нагрузки, поскольку имеется достаточно времени, чтобы выполнять поочередное отключение потребителей, небольших по сравнению с подлежащим устранению еще оставшимся дефицитом мощности, до тех пор, пока частота не поднимется до удовлетворительного значения.

Отключение потребителей желательно выполнять в последовательности, устанавливаемой персоналом энергосистемы в зависимости от вида потребителей. Вместе с тем, чтобы не создать перегрузку элементов сети, предпочтительно отключать потребителей, работающих в том узле отделившейся части ЭЭС, который к моменту отключения имеет дефицит мощности.

Деление системы как средство избирательного противодействия длительно недопустимому уровню пониженной частоты

Этот вид ДС преследует цель отделить часть генераторов и нагрузки от наиболее опасных изменений как частоты, так и напряжения в ЭЭС; он охарактеризован в разделе 1.5.

2.5. Управляющие воздействия для нормализации напряжения в сети и термической устойчивости оборудования

2.5.1. Операции с источниками и потребителями реактивной мощности с целью АОСН и АОПН

Управляющие воздействия для АОСН

В пункте 1.1.5 части I и главе 5 части II монографии рассмотрен механизм возникновения низкого уровня и лавины напряжения: основные условия и процессы, которые могут вести к этому.

Дополнительно нужно подчеркнуть, что вполне возможна статическая ситуация, в которой лавины напряжения нет, но уровень напряжения недопустимо низок: возможности поддержания напряжения уже исчерпаны, и часть потребителей начинает испытывать неудобства от этого. Хуже того, низкий уровень напряжения открывает дорогу тому, что дальнейшее ослабление сети приведет к лавине напряжения или нарушению параллельной работы. Поэтому воздействия регулирующих устройств на увеличение выдачи реактивной мощности, которые, по-видимому, уже исчерпаны, и меры, принимаемые операторами, которые часто запаздывают, целесообразно резервировать воздействиями от противоаварийной автоматики.

Набор управляющих воздействий, которыми целесообразно снабжать данную автоматику, определяется тем, что низкое напряжение и затем лавина напряжения возникают в условиях, когда по какой-либо причине имеется дефицит реактивной мощности. В основном применяются следующие *УВ*:

- отключение шунтовых реакторов;
- включение конденсаторных батарей (предполагается, что регулирование напряжения другими источниками реактивной мощности, такими как статические компенсаторы, не нуждается в воздействии от автоматики);
- в последнюю очередь, если эти воздействия не помогли, или параллельно с этими воздействиями, если они слишком малы в данной ситуации, возможны два более неприятных воздействия, применяемые порознь или совместно:
 - часто применяемое отключение потребителей;
 - применяемое реже отделение наиболее ответственных потребителей с генераторами соответствующей мощности от той части ЭЭС, которая является источником понижения напряжения (пункт 1.5.1).

Отключение реакторов и включение конденсаторных батарей уверенно выполняется на подстанции, где выявлен признак опасности (пониженное напряжение, повышенное потребление реактивной мощности и т.п.). Вероятнее всего, полезно также передать управляющие команды для выполнения таких действий и на ближайшие к ней подстанции. Что же касается более дальних подстанций, то полезно ли и безопасно ли выполнять такие действия и там, — требует проверки расчетом.

Возможность осуществить ОН распределенными во времени ступенями избавляет от необходимости определять заранее уровень отключения для каждой возможной аварийной ситуации, сопровождаемой или несопровожаемой отключением реакторов и включением конденсаторных батарей. Однако требуется рассчитать максимальный объем ОН, нужный на случай самой неблагоприятной ситуации, и обеспечить систему АОСН возможностью действовать вплоть до последней ступени, которая доводит объем ОН до упомянутого максимального.

Относительно ареала выполнения ОН можно повторить то, что уже высказано относительно отключения реакторов и включения батарей. На практике чаще всего отключают потребителей той же подстанции, где обнаружено опасно пониженное напряжение.

Управляющие воздействия для АОПН

Ситуации, вызывающие повышение напряжения на шинах высоковольтных подстанций, описаны в разделе 5.4 части II. Для снижения напряжения применяются следующие УВ:

- отключение конденсаторных батарей, если таковые были в доаварийном состоянии под напряжением (как и при перечислении УВ, нужных для повышения напряжения, предполагается, что регулирование напряжения другими источниками реактивной мощности происходит помимо ПА);

- включение шунтовых реакторов;

- в последнюю очередь, если эти воздействия не помогли, – отключение линии электропередачи, которая является источником повышения напряжения из-за ее отключения на противоположной стороне.

Отключение конденсаторных батарей и включение шунтовых реакторов производят на подстанции, где обнаружено опасно повышенное напряжение.

Если повышение напряжения невелико и, следовательно, терпимо в течение хотя бы небольшого времени, то эти УВ выполняются поочередно в указанном выше порядке, причем операции с батареями и реакторами тоже выполняются постепенно. В этом случае включение всех реакторов и тем более отключение линии может не потребоваться.

2.5.2. Разгрузка сечения сети и отключение элемента сети с целью АОПО

Разгрузка элемента сети, выполняемая для сохранения термической устойчивости, отличается от разгрузки сечения, выполняемой с целью сохранения устойчивости по углу состояния SC (раздел 2.4), тем, что для разгрузки по току допустима гораздо меньшая скорость выполнения.

Последовательность использования УВ, нужных для разгрузки элемента сети, выстраивается следующим образом:

- в отправной части ЭЭС – постепенное наращивание медленной разгрузки турбин и, что тоже может потребоваться, переход к постепенному ОГ (желательно, чтобы темп разгрузки соответствовал кратности перегрузки);

– в приемной части ЭЭС – постепенное наращивание загрузки турбин и затем по мере надобности отключение потребителей в темпе, согласованном с темпом уменьшения мощности, генерируемой в отправной части, и выполнения там ОГ;

– наконец, если разгружаемый элемент сети сильно перегружен, его разгрузка выполняется слишком медленно и дальнейшее сохранение этого положения прямо угрожает повреждением элемента, он должен быть отключен.

Может быть, уместно еще раз напомнить, что отключение перегруженного элемента во многих случаях ведет к перегрузке током элементов, так или иначе шунтирующих его, и к дальнейшему развитию аварии. Это неоднократно наблюдалось, и итоги были во всех случаях крайне скверные. Отключение линии должно предусматриваться, но как крайняя мера – на случай неэффективности разгрузки.

Относительно баланса мощности в узле, где выполняется разгрузка станции или ОН, уместны те же пожелания, которые по подобному поводу указаны в пункте 2.4.4.

2.5.3. Отключение слабой связи, шунтирующей сильную связь, с целью АОСН или АОПО

В сечениях многих ЭЭС наряду с сильными связями существуют шунтирующие их слабые связи. Их не размыкают по многим причинам: тут и интересы надежности питания промежуточных подстанций, имеющих на этих связях, и возможность двустороннего получения ими реактивной мощности, что уменьшает потери напряжения, и стремление повысить пропускную способность сечения в целом. Если не применяются высоковольтные управляемые элементы, такое сосуществование приводит, однако, к определенным осложнениям, вытекающим из неудачного распределения мощности по шунтирующим друг друга связям, которые становятся постоянной заботой персонала ЭЭС.

В силу различных обстоятельств активная мощность, протекающая по слабой связи, может увеличиться сверх нормального для нее значения. Эти обстоятельства можно грубо очертить небольшим перечнем:

– местная авария – отключение каких-то важных элементов данной слабой связи или отключение шунтирующей ее слабой связи;

– внешняя авария – возникновение аварийного небаланса мощности в частях ЭЭС по сторонам от сечения или отключение части сильных связей;

– увеличение мощности, передаваемой через сечение или через данную связь, не связанное непосредственно с каким-либо существенным аварийным явлением, а вызванное флуктуациями нагрузки потребителей электроэнергии.

Вне зависимости от причины увеличение протекающей по связи мощности может привести к недопустимому понижению напряжения на промежуточных подстанциях и термической перегрузке элементов слабой связи.

Попутно можно обратить внимание на то, что именно эти явления часто ограничивают пропускную способность сечения. Неоднократно наблюдалось, что понижение напряжения на промежуточной подстанции препятствовало сходимости расчета сети, а отсутствие сходимости воспринималось как достижение предела устойчивости по углу в этом же или совсем другом сечении.

Для ликвидации перегрузки элемента применимы все те воздействия, которые упомянуты в предыдущем пункте применительно к АОПО. Несколькими иначе обстоит дело при понижении напряжения на подстанциях связи.

Отключение потребителей для повышения напряжения является естественным мероприятием только при местной аварии, хотя и в этом случае успех не гарантирован. Следующей за ОН ступенью действия автоматики должно явиться размыкание связи путем отключения выключателей.

Если напряжение на связи понижено по внешним для нее причинам, то разумны те же *УВ*, как для АОПО.

Глава 3.

Влияние управляющих воздействий на переходный процесс от исходного состояния к квазиустановившемуся

3.1. Введение

В пункте 1.1.3 обращено внимание на то, что устойчивость переходного процесса может обеспечиваться как неснимающимися UB , которые используются для устойчивости послеаварийного состояния, так и, что желательнее, снимающимися UB : глубокой разгрузкой тепловых турбин, электрическим торможением, форсировкой возбуждения. Вполне возможны также условия, при которых неснимающееся UB обеспечивает устойчивость переходного процесса, но недостаточно для создания желательного запаса устойчивости стабильных состояний (QC или SC) или, наоборот, достаточно для обоих стабильных состояний, но мало для переходного процесса.

В большинстве случаев задачу аналитического определения значения UB , необходимого для устойчивости динамического перехода, решают подбором с помощью тех или иных численных методов. Тем не менее, с помощью модели ЭЭС, описанной в части II, используя эквивалентную схему $G-B$, удастся наметить направление расчетной работы, осмыслить ее результаты и во многих случаях получить также численный ответ, не слишком отличающийся от более точного.

В конце главы приложен ряд графиков характерных переходных процессов в ЭЭС, которые дополнительно конкретизируют некоторые излагаемые в главе вопросы применения UB .

3.2. Неснимающееся UB и устойчивость простого $I-QC$ и сложного $I-FT-QC$ переходов

3.2.1. Управляющее воздействие и простой переход

Переходный процесс можно считать простым переходом $I-QC$ в том случае, когда допустимо пренебречь влиянием короткого замыкания, которое почти всегда предшествует отключению элемента сети, а также запаздыванием ввода UB . Эту возможность удастся использовать достаточно уверенно в следующих характерных ситуациях:

— за время, пока элемент сети, на котором возникло КЗ, не отключен, взаимный угол и взаимное скольжение увеличиваются мало, и поэтому таким КЗ можно пренебречь. Такая ситуация конкретнее: КЗ не сопровождается значительным сбросом мощности генераторов и нагрузок, остающихся в работе после отключения КЗ, а поврежденный эле-

мент отключается под действием основных, наиболее быстрых устройств релейной защиты;

– параметры эквивалентной схемы во время КЗ мало отличаются от параметров после отключения поврежденного элемента, и поэтому можно полагать, что он отключился сразу в момент возникновения КЗ;

– УВ выполняется с незначительным запаздыванием по отношению к моменту возникновения АВ, за который принимается, как уже указано, или момент начала КЗ, или момент отключения поврежденного элемента. Наиболее благоприятный в этом смысле пример: отключение линии сразу приводит к ФК, так как вместе с ней отключается и мост УПК.

Влияние УВ на устойчивость простого перехода можно проследить с помощью рис. 3.8 из части II. На рисунке видно, что увеличение предаварийной мощности P_t^I требует от ПА почти пропорционального повышения максимума передаваемой мощности P_{gm}^{QC} , но все-таки одинаковое увеличение P_t^I требует тем меньшего приращения P_{gm}^{QC} , чем меньше значение P_t^I . Это наблюдение справедливо вне зависимости от того, имеется или нет приращение мощности ΔP_t эквивалентной турбины. В свою очередь, увеличение предаварийной мощности P_t^I при неизменном значении P_{gm}^{QC} ведет к необходимости тоже почти пропорционально уменьшить P_t^I под действием УВ.

3.2.2. Управляющее воздействие и сложный переход

Охарактеризованная выше эффективность УВ действительно имеет место, если допустимо полагать, что сочетание АВ и УВ создает простой переход, т.е. предшествующее отключению элемента КЗ и запаздывание УВ не заставляют считать этот переход сложным.

В результате запаздывания эффективность любого УВ (кроме ДС, о чем далее в разделе 3.7) уменьшается. Запаздывание t_{UV} в выполнении УВ, отсчитываемое от момента возникновения АВ, сказывается тем существеннее, чем больше отношение t_{UV} / T_{jgb}^I , где T_{jgb}^I – постоянная инерции агрегата схемы G-B в ее предаварийном состоянии.

Если процесс таков, что запаздывание УВ приблизительно равно продолжительности КЗ $t_{UV} = t^{FT}$, то для оценки эффективности неснимающегося УВ пригодны характеристики, приведенные на рис. 3.13 из части II, показывающие границы устойчивости при сложном переходе. Сопоставление характеристик на этом рисунке приводит к выводу, что, коль скоро влияние КЗ проявляется заметно, увеличение предаварийной мощности T^I почти всегда требует от ПА большего увеличения максимума послеаварийной мощности G_{gb}^{QC} , причем эта непропорцио-

нальность увеличивается с уменьшением максимума мощности G_{gb}^{FT} , имеющего место во время КЗ. В то время как при простом переходе приращение T^I требует чуть меньшего увеличения G_{gb}^{QC} , при КЗ даже сравнительно малой длительности и $G_{gb}^{FT} = 0$ наблюдается обратное. Увеличение продолжительности КЗ сильно подчеркивает эту зависимость (в этом можно убедиться по рис. 2.17 в [5]).

И это естественно: если интенсивность возмущения увеличивать, то эффективность управления падает, а значит, требуется увеличивать UB еще в большей степени. Самая большая эффективность получается при полном отсутствии КЗ – кривая B , соответствующая $G_{gb}^{FT} = 1,0$; при простом переходе значение G_{gb}^{QC} всегда существенно, так как от его значения зависит не только торможение, но и разгон эквивалентного генератора, и обе эти зависимости от увеличения G_{gb}^{QC} благоприятны. Чем тяжелее КЗ, тем явственнее исход процесса зависит от разгона эквивалентного генератора за то время, пока оно существует, и меньше от послеаварийной пропускной способности. При наиболее тяжелых повреждениях нарушение устойчивости возникает еще до перехода к послеаварийной схеме, и изменение G_{gb}^{QC} вообще не может повлиять на устойчивость.

Все изложенное выше можно в равной мере отнести и к эффективности воздействия ПА на уменьшение мощности T^{QC} эквивалентной турбины по сравнению с доаварийной мощностью T^I .

Вообще говоря, при сложном переходе полезно выполнять UB как можно скорее после начала КЗ. Но в большей мере это утверждение относится к воздействиям, направленным на уменьшение мощности эквивалентной турбины, так как если бы удалось это сделать еще до отключения КЗ, то уменьшилось бы ускорение ротора. Что же касается увеличения пропускной способности, то оно почти бесполезно до отключения КЗ.

Возможно и худшее. Так, форсировка УПК не всегда полезна до отключения КЗ, так как может увеличить сброс активной мощности генераторов отправной системы, если УПК расположена между ними и местом повреждения. Иначе говоря, может оказаться, что ФК уменьшает G_{gb}^{FT} .

В практической деятельности стремятся к тому, чтобы выполнить UB как можно скорее после отключения КЗ.

3.3. О снимающемся управляющем воздействии

3.3.1. Назначение снимающегося UB

Снимающееся UB применяется чаще всего для сохранения устойчивости по углу процесса, вызванного тяжелым КЗ. Под таковым понима-

ется КЗ, столь существенно понижающее предел динамической устойчивости по сравнению с простым переходом, что для сохранения устойчивости потребовалось бы резко увеличить неснимающееся UB по сравнению с тем, которое требуется для сохранения устойчивости послеаварийного состояния. При обычно встречающихся значениях постоянной инерции вращающихся масс тяжелое КЗ, делающее полезным применение снимающегося UB , имеет следующие признаки:

- оно возникает в непосредственной близости от основной группы генераторов отправной части ЭЭС, особенно – если она много меньше приемной части;

- оно является замыканием без переходных сопротивлений трех фаз, двух фаз на землю или, реже, только двух фаз;

- оно продолжается дольше 0,1 с.

Первый из этих признаков важен потому, что при КЗ, близком к отправному генератору двухузловой схемы, в наибольшей степени уменьшается собственная мощность этого генератора и из-за этого увеличивается мощность эквивалентной турбины, что и вызывает ускорение ротора эквивалентной турбины схемы Г-В. Подобно этому именно на отправной стороне сечения целесообразно воздействовать на процесс – временно увеличивать нагрузку или уменьшать мощность турбин.

Последний же признак касается случаев, когда

- опасно КЗ даже нормальной продолжительности;

- отключение КЗ задерживается из-за отказа выключателя (обычно учитывается отказ только одной фазы);

- необходимый уровень надежности ЭЭС (наличие атомной электростанции, особо ответственных потребителей и т.п.) требует сохранения устойчивости при еще более заметной задержке отключения тяжелого КЗ (причина – отказ наиболее быстрой ступени релейной защиты).

3.3.2. Проблема управления

Конечно, требование о быстром вводе снимающегося UB ничуть не мягче, чем высказанное относительно неснимающегося UB . Но использование снимающегося UB ставит иначе вопрос о необходимой величине UB и выдвигает еще один серьезный вопрос – в какой момент переходного процесса следует прекратить UB . Хотя эти вопросы рассматриваются здесь только с точки зрения сущности процесса, имеется в виду также естественная потребность уменьшить затраты, выполняя управляющий импульс возможно меньшей амплитуды и продолжительности.

Ступенчатое управление активной или реактивной мощностью силового агрегата осуществимо, если оно выполняется с помощью вентильных устройств; устройствами продольной или поперечной компенсации или активными сопротивлениями электрического торможения управляют с помощью высоковольтных выключателей. Хотя эти UB и средства управления ими по-своему специфичны, к проблеме прекращения воздействий возможен во многом общий подход.

В то время как ввод и съем $УВ$ выполняется в аварийных условиях, автоматически (чисто логически или в зависимости от хода процесса), выбор значения $УВ$ выполняется реже после начала процесса, а чаще заранее — на стадии проектирования управляющей установки или позже — на стадии определения ее настройки (если таковое предусмотрено в конструкции установки). Выбор значения $УВ$ в аварийных условиях свойственен управлению с помощью вентильных устройств и реже — управлению с помощью выключателей. Предусматриваемые для возможного применения значения $УВ$ (или одно значение) должны как минимум обеспечить устойчивость при наиболее интенсивном из принимаемых во внимание $АВ$ и вместе с тем не вызвать трудности для управления им при наименее интенсивном из $АВ$, требующих $УВ$.

Пока управление снимающимся $УВ$ не рассмотрено подробнее, можно отчасти конкретизировать указанное следующим образом. *Желательно, чтобы при любом из $АВ$, для которых требуется снимающееся $УВ$, процесс увеличения угла δ эквивалентной схемы был остановлен с участием этого $УВ$ после прохождения угла δ_s^{QC} , при котором имеет место квази-установившееся состояние QC , и до достижения угла δ_{cr}^{QC} , критического для этого состояния:*

$$\delta_s^{QC} < \delta = \delta_{\max} < \delta_{cr}^{QC}. \quad (3.1)$$

Если снимающееся воздействие (возможно, вместе с одновременно действующим неснимающимся) не достигло своей цели остановить увеличение взаимного угла, то выбор момента съема этого воздействия не важен для устойчивости по углу (практически же, если не надеяться на ресинхронизацию, чем скорее осуществится съем ставшего бесполезным воздействия, тем лучше).

Отсюда выбор момента съема актуален для процесса, в котором применено достаточно большое $УВ$ и, благодаря этому, увеличение взаимного угла остановлено. Коль скоро так, естественен вопрос, можно ли считать этот момент остановки также и наилучшим или хотя бы всегда приемлемым моментом прекращения $УВ$. Приведенный ниже анализ некоторых процессов приводит, к сожалению, к менее однозначному ответу — ответ положителен только при условии выполнения пожелания согласно правой части выражения (3.1).

Рассмотрение ступенчато снимающегося $УВ$ помимо ближайшей цели, заключающейся в управлении именно такого рода воздействиями, преследует и более отдаленную цель — использовать этот идеальный случай как базу для перехода к более сложным случаям, для которых не удастся получить столь же четкие ответы, как для этого. К числу сложных случаев относится импульсная разгрузка турбины. Прямолинейное описание ее влияния на динамическую устойчивость не известно. Более того, не слишком просто дать даже качественное понятие об основных аспектах этого вопроса, без чего рассмотрение ИРТ обойтись, видимо, не может. Поэтому далее содержится по возможности последовательный

подход к теме путем перехода от управления идеализированного, ступенчатого к реальному.

Особенности трех видов снимающихся UB рассмотрены в следующих трех разделах.

3.4. Электрическое торможение

3.4.1. Влияние включения тормозного сопротивления

Рассматривается следующая ситуация. В схеме, приведенной на рис. 1.2 (часть II), происходит КЗ на трансформаторе у шины 1, из-за отключения связи 500 кВ 1-4 сечение существенно ослабляется и одновременно с отключением КЗ к той же шине с целью сохранения динамической устойчивости по углу включается тормозное сопротивление мощностью 800 МВт.

В результате КЗ шунт нагрузки шины 1 уменьшается с $27,6+j4,9$ до $0,2+j2,1$ Ом (напряжение на этой шине снижается до 39% от номинального), а в результате включения активного тормозного сопротивления до $19,1+j2,3$ Ом (напряжение на шине 1 практически не снижается).

В табл. 3.1 приведены данные о четырех следующих друг за другом состояниях эквивалентной схемы: I — доаварийное, $I+FT$ — КЗ в нем, QC — квазиустановившееся без линии OL (1-4), $QC+ET$ — в нем включено ЭТ, $QC+IRT$ — в нем выполнена ИРТ (в таблице имеются данные и о разгрузке турбины, которые используются в следующем разделе).

Таблица 3.1

Величины, характеризующие схему G-B, эквивалентную
двухузловой схеме

Величина	Состояние схемы				
	I	$I+FT$	$QC+ET$	$QC+IRT$	QC
$P_{g\text{bm}}$, МВт	2526	1002	1086	1137	1137
$P_{\text{гб}}$, МВт	872	1561	451	305	851
$P_{\text{гб}} / P_{g\text{bm}}$	0,345	>1,0	0,416	0,268	0,748
α_{12} , °	-24,2	-18,7	-33,0	-29,2	-29,2
$\alpha_{\text{гб}}$, °	9,4	7,1	13,5	11,7	11,7

По приведенным данным о стадиях процесса и мощностях, связанных с ЭТ, выполнены построения на рис. 3.1 (небольшое различие углов сдвига $\alpha_{\text{гб}}$, отраженное в таблице, на рисунке не воспроизведено). Основные обстоятельства, определяющие ход процесса:

— КЗ приблизительно в 2,5 раза уменьшило амплитуду мощности эквивалентного генератора и вдобавок на 80% увеличило мощность его турбины; последнее вызвано резким уменьшением собственной мощности первого генератора;

— включение тормозного сопротивления повлияло прежде всего уменьшением мощности эквивалентной турбины: почти вдвое по сравне-

нию с послеаварийной схемой, что вызвано значительным (на 590 МВт) увеличением собственной мощности первого генератора; отрицательное влияние оказало небольшое уменьшение амплитуды мощности эквивалентного генератора.

На данном рисунке завершение КЗ и включение сопротивления происходят, во-первых, одновременно и, во-вторых, при угле, который меньше угла установившегося состояния QC :

$$\delta_e^{FT} = \delta_b^{ET} < \delta_s^{QC}.$$

Оба эти обстоятельства не являются обязательными. Второе из них означает, что включение торможения предотвратило дальнейшее ускорение эквивалентного ротора, которое иначе, несмотря на то, что КЗ уже отключено, все-таки продолжалось бы — вплоть до угла δ_s^{QC} .

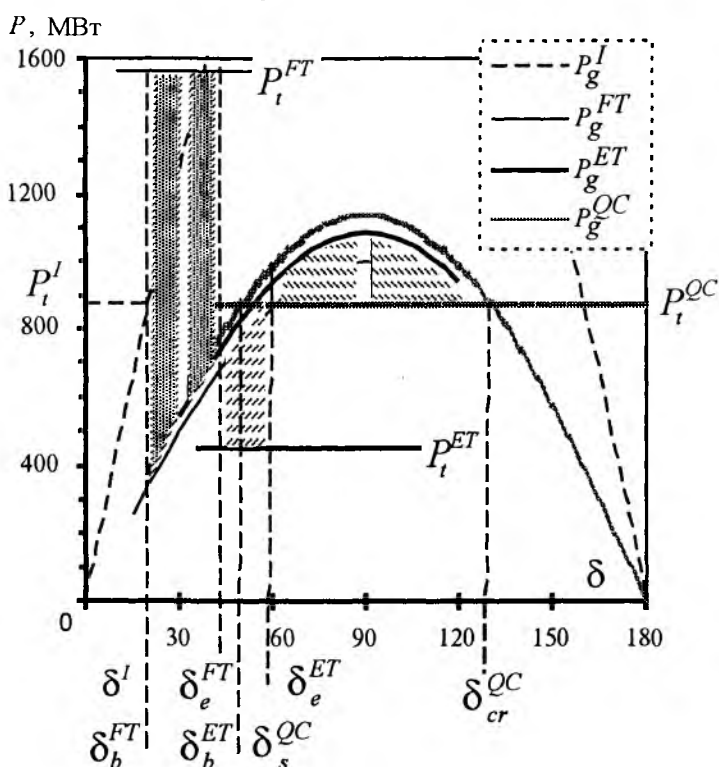


Рис. 3.1. Площадки движения агрегата: ускорения во время короткого замыкания FT , торможения во время электрического торможения ET и перехода к квазиустановившемуся состоянию QC .

Индекс gb схемы GB везде опущен

3.4.2. Отключение тормозного сопротивления

Далее рассматривается несколько характерных вариантов отключения тормозного сопротивления. Эти варианты отличаются в двух отношениях:

— какая роль отводится в остановке эквивалентного ротора площадке торможения S_{br}^{ET} , создаваемой тормозным сопротивлением, и какая — имеющейся и без этого сопротивления естественной площадке S_{br}^{QC} , обусловленной разностью между мощностями генератора и турбины в состоянии QC (индекс br от слова *braking* — торможение);

— является ли сумма этих площадок S_{br} достаточной для компенсации площадки ускорения S_{acc} и благодаря этому для остановки движения ротора вперед, а также не является ли она столь избыточной, что вызывает недопустимо сильное движение ротора назад (индекс acc от слова *acceleration* — ускорение).

Если отключение сопротивления выполняется после прохождения угла установившегося состояния, т.е.

$$\delta_s^{QC} < \delta_e^{ET},$$

небольшая часть естественной площадки S_{br}^{QC} между углами δ_e^{ET} и δ_s^{QC} оказывается неиспользованной.

Если торможение выбрано минимально допустимым для устойчивости, то равенство $S_{br} = S_{acc}$ в точности выполнится, процесс увеличения угла остановится при критическом угле

$$\delta_{\max} = \delta_{cr}^{QC}$$

и отсюда начнется обратное движение. Такое предельно экономное использование ЭТ ведет к устойчивому процессу с наибольшим размахом колебаний взаимного угла. Этот процесс находится на границе неустойчивости.

Более раннее отключение того же по величине сопротивления ведет к тому, что сумма площадок S_{br} не компенсирует площадку S_{acc} и устойчивость нарушится. Это явление выразительно называют словом *недоторможение*.

При использовании сопротивления большей мощности требуется не вся естественная площадка торможения, так как процесс остановится раньше, чем будет достигнут критический угол:

$$\delta_{\max} < \delta_{cr}^{QC}.$$

В таком процессе колебания взаимного угла получают амплитуду, меньшую максимальной.

Путем дальнейшего увеличения длительности торможения можно создать ситуацию, при которой естественная площадка торможения совсем не нужна, так как увеличение угла прекращается тормозным сопротивлением:

$$\delta_s^{QC} < \delta_e^{ET} = \delta_{\max} < \delta_{cr}^{QC}.$$

Отключение сопротивления при этом угле сопровождается наименьшими колебаниями взаимного угла.

Задержка отключения сопротивления по отношению к моменту остановки эквивалентного ротора вызывает более интенсивное обратное его движение. Эта интенсификация не нужна, но в ограниченных пределах допустима. Вся та излишняя площадка торможения ΔS_{br}^{ET} , которая создана сопротивлением во время обратного движения, затем создает равновеликую дополнительную естественную площадку ускорения повторного движения вперед ΔS_{acc}^{QC} и требует для прекращения этого движения наличия такой же по величине дополнительной естественной площадки торможения ΔS_{br}^{QC} за тем углом, при котором процесс был остановлен в первый раз. Отсюда следует, что *излишняя площадка торможения ΔS_{br}^{ET} не должна быть больше, чем не использованная при первом движении вперед площадка естественного торможения, заключенная между углами δ_{max} и δ_{cr}^{QC} .*

Конечно, этот вывод справедлив только в том случае, если в энергосистеме отсутствует демпфирование колебаний взаимного угла или раскачивание их. Если демпфирование имеется, то этот вывод должен формулироваться менее жестко, а если имеется раскачивание, то еще более жестко.

Данную ситуацию иллюстрирует рис. 3.2. Включенное сопротивление остановило движение вперед при угле $\delta_{max} < \delta_{cr}^{QC}$, благодаря чему остался неиспользованным резерв естественного торможения, заключенный в площадке естественного торможения (она заштрихована горизонтально между углами δ_{max} и δ_{cr}^{QC}). Однако сопротивление было отключено позже этого момента — при меньшем угле $\delta_e^{ET} < \delta_{max}$. Тем самым к этому моменту обратного движения вместо естественной площадки торможения S_{br}^{QC} ABCD создана несколько большая площадка S_{br}^{ET} EFGH. Разность этих площадок $S_{br}^{ET} - S_{br}^{QC}$ (чуть меньшая площадка CDHG отмечена горизонтальной штриховкой). Если бы не эта задержка, то обратное движение прекратилось бы при угле δ_{min} , но дополнительная заштрихованная площадка торможения требует компенсации равной площадкой ускорения (заштрихована вертикально), и обратное движение останавливается при меньшем угле $\delta_{min1} < \delta_{min}$. Повторное движение вперед от угла δ_{min} остановилось бы при отсутствии демпфирования на угле δ_{max} , но движение от угла δ_{min1} требует дополнительной площадки торможения, и исход процесса зависит от ее величины по сравнению с упомянутой оставшейся в резерве площадкой торможения.

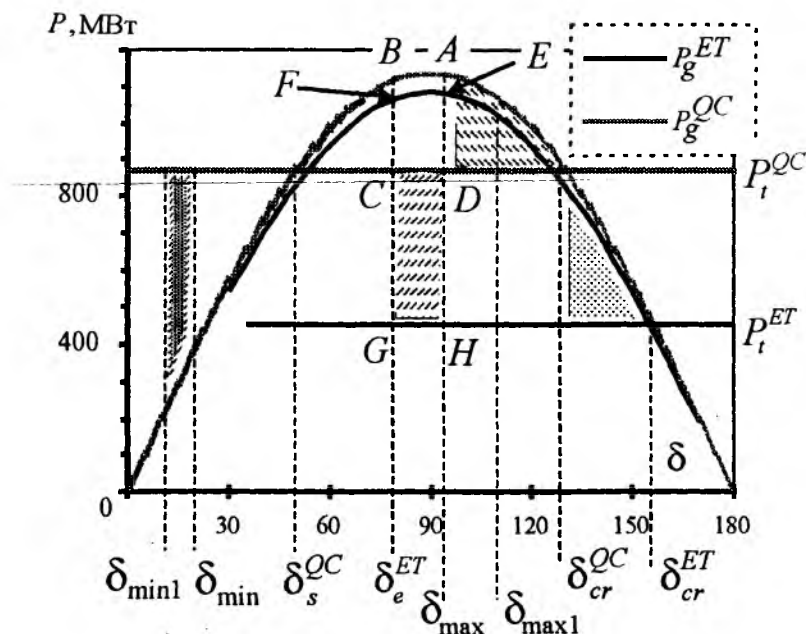


Рис. 3.2. Площадки движения агрегата схемы G-B при отключении тормозного сопротивления после достижения максимального угла

Если резервная площадка больше, чем дополнительная площадка $S_{br}^{ET} - S_{br}^{QC}$, то увеличение угла прекратится при угле δ_{maxI} :

$$\delta_{max} < \delta_{maxI} < \delta_{cr}^{QC}.$$

Если же она меньше этого значения, то повторное движение вперед не остановится при $\delta_{maxI} < \delta_{cr}^{QC}$ и устойчивость нарушится.

В противоположность недоторможению, описанный выше процесс называют словом *переторможение*. Используя этот термин, теперь можно сказать, что переторможение ничуть не лучше недоторможения, когда сопротивление отключается слишком рано и сумма двух площадок торможения меньше площадки ускорения. Эти явления отличаются лишь тем, что недоторможение вызывает потерю устойчивости при первом нарастании взаимного угла, а переторможение — на втором.

Изложенное приводит к выводу о том, что угол δ_e^{ET} , при котором должно быть отключено тормозное сопротивление, должен удовлетворять неравенству:

$$\delta_s^{QC} < \delta_e^{ET} < \delta_{max} < \delta_{cr}^{QC}, \quad (3.2a)$$

которое во избежание переторможения должно быть дополнено требованием исключить отключение во время обратного движения:

$$-|\xi| < s_e^{ET} = s_{12e}^{ET}, \quad (3.2b)$$

где в правой части неравенства — скольжение в эквивалентной и двухузловой схемах, при котором должно быть отключено сопротивление; ξ — небольшое значение скольжения, допустимое в расчете на резервную площадку естественного торможения и тем меньшее, чем меньше эта площадка.

Последнее уточнение можно смягчить только в той мере, в какой нарушение (3.2b) компенсируется демпфированием.

Выбор величины тормозного сопротивления, неудачный для данного АВ, может привести к некоторым экзотическим вариантам процесса. Например, из-за недостаточной мощности торможения процесс увеличения угла прекращается при угле, хотя и не достигшем критического угла $\delta_{\max} < \delta_{cr}^{ET}$, соответствующего включенному сопротивлению, но превышающем угол, критический для состояния QC $\delta_{\max} > \delta_{cr}^{QC}$. В этот момент отключить сопротивление нельзя: чтобы после отключения ротор двигался назад, нужно тормозным сопротивлением вернуть угол обратно до угла δ_{cr}^{QC} . Но дополнительная площадка ΔS_{br}^{ET} , образованная торможением при $\delta_{\max} > \delta_{cr}^{QC}$ (ее максимальная площадь отмечена на рис. 3.2 точками), создаст, как показано выше, равновеликую дополнительную естественную площадку ускорения повторного движения вперед ΔS_{acc}^{QC} и потребует для прекращения этого движения наличия такой же по величине естественной площадки торможения ΔS_{br}^{QC} , дополняющей максимальную имеющуюся в состоянии QC площадку естественного торможения $\Delta S_{br\max}^{QC}$. Однако такой дополнительной площадки нет.

Из рис. 3.2 ясно, что если под действием торможения двигать ротор дальше назад до угла $\delta_e^{ET} < \delta_{cr}^{QC}$, то повторное увеличение угла окажется еще более неприемлемым.

Изложенное относительно рис. 3.2 приводит к выводу, что *недостаточная мощность торможения может привести к тому, что при тяжелом АВ максимальный угол увеличится сверх критического угла состояния QC $\delta_{\max} > \delta_{cr}^{QC}$, а это можно допустить, только полагаясь на естественное демпфирование процесса*. Понятно, что такое управление рискованно.

Выше рассмотрено торможение при КЗ, не сопровождаемом обратным включением поврежденного элемента, а возможность скорого включения на неустранившееся КЗ серьезно осложняет дело. На такой случай разрабатывалось двукратное электрическое торможение [В1].

3.4.3. Подход к выбору величины тормозного сопротивления и места его включения

Ориентировочное представление о величине и месте тормозного сопротивления можно составить на основе простых известных соотноше-

ний. Максимальная мощность, которую может поглотить тормозное сопротивление, определяется решением задачи об оптимальном приемнике, рассмотренной в пунктах 5.3.1 и 5.3.2 части II монографии применительно к вопросу об устойчивости нагрузки. Что же касается того, как влияет выбор места включения сопротивления, то можно прибегнуть к приблизительной оценке по правилу моментов (пункт 1.1.2, часть I).

Данные вопросы удобно рассмотреть на примере двухузловой схемы (рис. 1.2b, часть II).

При включении тормозного сопротивления на шине 1, где включены генераторы, предвключенное сопротивление оценивается как индуктивное сопротивление КЗ на этой шине:

$$j5 // j(6 + 20 + 4 + 3) = j4,3 \text{ Ом},$$

а мощность КЗ приблизительно равна

$$242,6^2 / 4,3 = 13690 \text{ МВАр}.$$

Следовательно, максимальная поглощаемая на указанной шине суммарная активная мощность равна $13690/2 \approx 6840$ МВт, большую часть которой, за исключением нагрузки этих шин, принимает тормозное активное сопротивление. В электромагнитном процессе эта мощность распределяется между отправным и приемным генераторами в отношении, определяемом продольными сопротивлениями схемы:

$$(6 + 20 + 4 + 3) / 5 = 6,6.$$

При включении тормозного сопротивления на шине 2 высшего напряжения 220 кВ, предвключенное сопротивление и мощность КЗ:

$$j(5+6) // j(20+4+3) = j7,8 \text{ Ом и } 242,6^2 / 7,8 = 7540 \text{ МВАр}.$$

В этом случае максимальная поглощаемая на шине 220 кВ мощность равна $7540/2 \approx 3770$ МВт. В электромагнитном процессе она распределяется между генераторами следующим образом:

$$(20 + 4 + 3) / (5 + 6) = 2,5.$$

Приведенный пример показывает, что максимальная поглощаемая мощность намного превышает реально требуемую (не нужно, кстати, забывать, что оптимальный приемник имеет напряжение всего около 50% от значения ЭДС, а это неприемлемо для нагрузки, питаемой от шины); перенос тормозного сопротивления с шины отправных генераторов на шину высшего напряжения означает его удаление от генератора, ротор которого требуется затормозить, ближе к генератору, ротор которого хотелось бы, наоборот, ускорить, и это значительно ухудшает отношение между электромагнитными приращениями нагрузки отправного и приемного генераторов.

3.5. Разгрузка тепловой турбины

3.5.1. Идеализированная импульсная разгрузка

По данным приведенной выше табл. 3.1 видно, что импульсная разгрузка турбин ИРТ отпавной части на 800 МВт по влиянию на изменения в эквивалентной схеме благоприятно отличается от включения тормозного сопротивления такой же мощности: во-первых, она совсем не понизила амплитуду мощности эквивалентного генератора, а ЭТ не сильно, но все же понизило ее (на 51 МВт), во-вторых, она значительно сильнее уменьшила мощность эквивалентной турбины. Тем не менее, имеющиеся отличия не принципиальны, и поэтому все соображения предыдущего раздела о различных сторонах управления торможением можно распространить и на ИРТ. Чтобы, однако, наглядно и более строго раскрыть эту тему, процесс, возникающий при ступенчатом изменении мощности турбины, дополнительно рассматривается с помощью фазовых траекторий движения эквивалентного генератора.

В зависимости от того, при каком угле и скольжении отключено КЗ и начато ступенчатое уменьшение мощности эквивалентной турбины: $\delta_e^{FT} = \delta_b^{IRT}$ и $s_e^{FT} = s_b^{IRT}$ — торможение ротора происходит различно. Так, на границе эффективности данной разгрузки турбины процесс доходит до критического угла *QC-состояния* схемы *G-B*, равного $\delta_{cr}^{QC} = 132^\circ$. На рис. 3.3 показаны три примера более благоприятных для устойчивости фазовых траекторий движения ротора одинаково разгруженной турбины:

IRT1 — торможение слабо разогнавшегося при КЗ ротора ($t^{FT}=0,232$ с) останавливает движение вперед при $\delta_{max}=90^\circ$;

IRT2 — более разогнавшийся ротор останавливается при $\delta_{max}=110^\circ$;

IRT3 — наиболее сильный разгон ротора при КЗ приводит к $\delta_{max}=140^\circ$.

В данном разделе рассматривается угол и скольжение в эквивалентной схеме *G-B* и на рис. 3.3 по оси ординат отложено не просто скольжение s , а его приведенное значение S , которое в соответствии с выражениями (3.27b) и (3.28c) из части II равно

$$S = s \sqrt{\frac{\omega_0 T_{jgb}}{2} \frac{P_b}{P_{ggbm}}}. \quad (3.3)$$

Конкретно, в рассматриваемой схеме скольжение разгруженной турбины (отнесено к номинальной скорости вращения) равно

$$s = S \sqrt{\frac{2}{314 \times 6,16} \frac{1137}{3100}} = 0,0195 \times S.$$

Траектории ИРТ пересекают те или иные траектории движения, свойственные ротору в состоянии *QC*. Так, траектория ИРТ1, обозначенная на рисунке ABC, пересекает в точках c и h граничную траекторию,

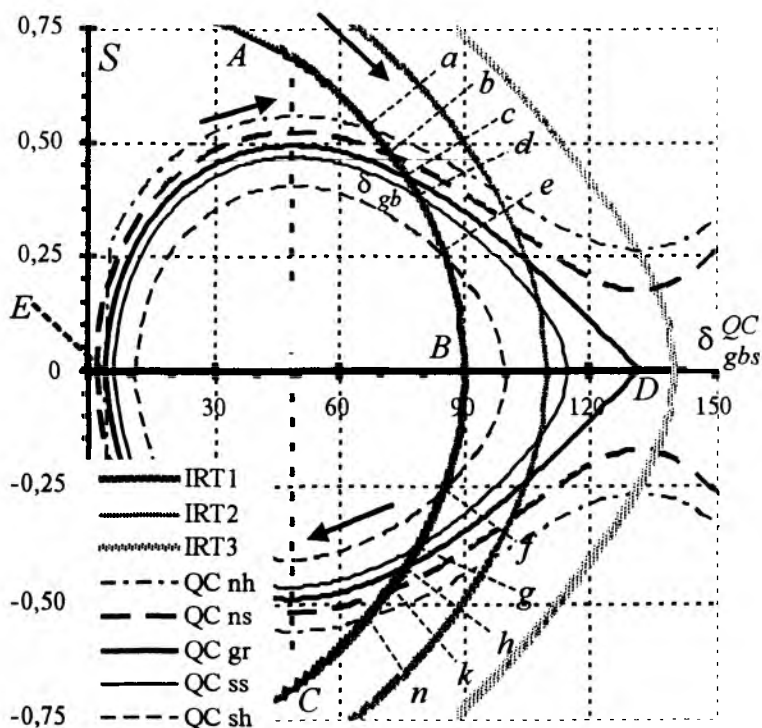


Рис. 3.3. Пересечение фазовыми траекториями движения ротора в схеме G-B при импульсной разгрузке турбины IRT траекторий квазиустановившегося состояния QC: устойчивых ss и sh, граничной gr и неустойчивых ns и nh

показанную на рисунке замкнутой сплошной четкой линией cDhE (на рисунке она обозначена QC gr). Если вернуть мощность турбины к исходному значению в точке c или h, то дальнейшие колебания ротора будут осуществляться именно по этой линии.

Это — при отсутствии демпфирования или раскачивания процесса. Наличие первого приведет процесс по спирали в точку установившегося состояния, в данном случае $\delta_s^{QC} = \arcsin(P_{igb} / P_{g\ gbm}) = \arcsin(0,748) = 48,4^\circ$. Наличие второго выведет процесс на траекторию, внешнюю по отношению cDhE, ведущую к неограниченному увеличению угла.

Внутри граничной фазовой траектории показаны две траектории устойчивых колебаний ротора: по линии QC ss — слабо устойчивый процесс и по линии QC sh — хорошо устойчивый. Подъем мощности в точках d, e, f или g приводит к сохранению устойчивости, причем в точках e и f с меньшими колебаниями ротора, чем в точках d и g, а наименьшие колебания возникли бы, если подъем осуществить в точке B, где $S=0$.

Обращает на себя внимание то, что подъем мощности в парах симметричных точек c и h, d и g, e и f приводит к одинаковым по амплитуде колебаниям ротора (при отсутствии демпфирования или раскачивания).

Подъем мощности в точках a и b дает недоторможение, а в точках k и n — переторможение.

Траектория IRT2 при своевременном подъеме мощности тоже обеспечивает устойчивость, но она не пересекает траекторию $QC sh$ и поэтому разгрузка турбины по этой траектории не может дать таких сравнительно слабых колебаний ротора, как разгрузка по траектории IRT1 с подъемом мощности в точках e или f .

Наконец, траектория IRT3, начатая слишком поздно, вообще не пересекает устойчивых траекторий состояния QC . Получается нарушение устойчивости, аналогично тому, как если бы, выполняя разгрузку по траектории IRT1, восстановить мощность турбины на пересечении этой траектории с траекторией $QC ns$ слабонеустойчивого процесса — точки b или k или с траекторией $QC nh$ сильнонеустойчивого процесса — точки a или n . Из точек a и b происходит непрерывное увеличение угла, а из точек k или n — сначала происходит обратное слишком сильное движение, а затем уже при повторном увеличении угла — недостаток площадки торможения ведет к его выходу за критическое значение.

Смещение траектории разгрузки влево, переход от IRT2 к IRT1 может быть на практике создан применением более ранней разгрузки турбины, пока разгон ротора не слишком усилился. Это смещение влево благоприятно увеличивает разность между крайними скольжениями, допустимыми для подъема мощности: например, по траектории IRT1 разность $(s_c - s_h)$ приблизительно в полтора раза больше, чем подобная разность по траектории IRT2. Тем самым уменьшается требование к точности управления съемом разгрузки. Однако смещение влево целесообразно только до тех пор, пока траектория IRT проходит правее точек, соответствующих углу δ_{cr}^{QC} квазиустановившегося состояния. Это и есть оптимальное положение траектории разгрузки. Требования к точности определения момента подъема мощности тем жестче, чем больше положение траектории разгрузки отличается от оптимального.

Положение траектории разгрузки относительно траектории состояния QC зависит не только от фазы процесса, с которой начата разгрузка, но, конечно, и от глубины снижения мощности, что дает главную возможность автоматуке влиять на это положение. На рис. 3.4 представлены те же траектории состояния QC . Они пересекаются тремя траекториями разгрузки, начатыми из одной и той же фазы процесса:

$$\delta_b^{IRT} = 51^\circ, \quad S_b^{IRT} = 0,57.$$

Но по этим траекториям увеличение угла останавливается при разных его значениях δ_{max} , что создано разной по глубине разгрузкой и, следовательно, различными изменениями ΔP_{tgb} мощности эквивалентной турбины P_{tgb} . Средняя траектория IRT2 создана согласно табл. 3.1 разгрузкой $\Delta P_{tgb} = 851 - 305 = 546$ МВт. Крайние траектории характеризуются следующими диапазонами углов и приведенных скольжений, в которых допустимо прекращение разгрузки:

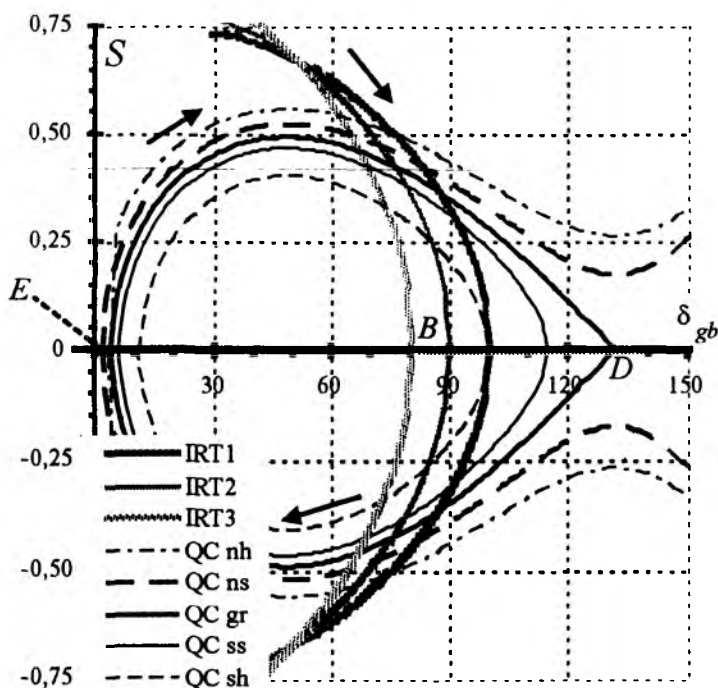


Рис. 3.4. Переход от фазовых траекторий движения ротора при трех вариантах IRT к траекториям состояния QC

IRT1, созданная уменьшенной разгрузкой $\Delta P_{tgb} = 0,7 \times 546 = 382$ МВт, дает диапазон:

$$\Delta \delta_e^{IRT} = \delta_{\max} - \delta_e^{IRT} = 100^\circ - 87^\circ = 13^\circ, \quad \Delta S = 0,36 \times 2 = 0,72;$$

IRT3, созданная увеличенной разгрузкой $\Delta P_{tgb} = 1,5 \times 546 = 819$ МВт, дает диапазон:

$$\Delta \delta_e^{IRT} = \delta_{\max} - \delta_e^{IRT} = 80^\circ - 67^\circ = 13^\circ, \quad \Delta S = 0,46 \times 2 = 0,92.$$

В условиях данного примера заметно небольшое преимущество большей разгрузки — ее крутая траектория IRT3 позволяет прекратить разгрузку в том же по величине диапазоне изменения $\Delta \delta_e^{IRT}$ угла, но в несколько большем диапазоне изменения ΔS приведенного скольжения, чем траектория IRT1 более слабой разгрузки.

Однако на практике на каждой турбине настраивается совсем немного ступеней импульсной разгрузки, и поэтому обычно все АВ обслуживаются очень немногочисленными ступенями разгрузки турбин отправной части ЭЭС, хотя в общем случае ступени должны варьироваться в зависимости от АВ, и, следовательно, часть АВ обслуживается не вполне подходящей разгрузкой. Увеличение количества ступеней возможно путем настройки на разных турбинах разного набора ступеней разгрузки и формирования ступеней разгрузки электростанции (или отправной части ЭЭС в целом) путем алгоритмического подбора разгружаемых турбин и ступеней их разгрузки.

Целесообразная продолжительность разгрузки есть интервал времени от ее начала до момента, когда скольжение окажется внутри диапазона скольжений Δs , где допустим подъем мощности; она также может быть поставлена в зависимость от более дальних обстоятельств – от AB и исходного состояния ЭЭС. Следует еще отметить, что выбор разгрузки с большой продолжительностью увеличивает возможности корректировки ее интенсивности в зависимости от хода процесса в энергосистеме.

Изложенное позволяет принять следующие утверждения. Если при данном AB глубина разгрузки турбин отправной части ЭЭС достаточна для того, чтобы остановить увеличение угла при

$$\delta_s^{QC} < \delta_{\max} < \delta_{cr}^{QC}, \quad (3.4a)$$

то целесообразно поднять мощность до исходного значения сразу в момент остановки:

$$\delta_e^{IRT} = \delta_{\max}. \quad (3.4b)$$

Чтобы несколько увеличить диапазон изменения Δs скольжения, внутри которого ищется его нулевое значение, предпочтительнее применить большую разгрузку, чем минимально необходимая для выполнения условия (3.4a).

Если же имеющаяся глубина разгрузки недостаточна для того, чтобы остановить увеличение угла согласно (3.4a), и он останавливается при

$$\delta_{\max} > \delta_{cr}^{QC}, \quad (3.5a)$$

то поднять мощность турбин нужно при небольшом отрицательном скольжении

$$s < -|s_{op}| \quad (3.5b)$$

где s_{op} – небольшое пороговое скольжение. Это не гарантирует устойчивости, но можно надеяться на помощь демпфирования процесса. Действительно, хотя после подъема мощности уменьшение угла продолжается, но движение ротора переходит на траекторию, расположенную вне (пунктирная линия) граничной (ns или nh на рис. 3.3). При повторном увеличении угла скорость не достигает нуля и наступает нарушение устойчивости. Оно может не произойти, если благодаря демпфированию внешняя траектория сольется с граничной и т.д. Для успешного окончания процесса нужно, чтобы сразу после подъема мощности внешняя траектория располагалась не слишком далеко от граничной траектории. Чем они ближе, тем шансов на устойчивость больше. Поэтому предпочтительно минимальное значение s_{op} . На надежность такого управления трудно надеяться, поэтому важно обеспечивать всю ту глубину разгрузки, которая нужна для выполнения (3.4a).

Примеры рассмотренных здесь процессов приведены далее в пункте 3.9.2.

3.5.2. Реальное, неступенчатое изменение мощности тепловой турбины

Сохранение устойчивости при первом увеличении угла

В силу причин, которые изложены в пункте 4.1.3 следующей главы, характеристика быстрого уменьшения мощности турбины во времени

близка к переходной характеристике нескольких последовательно включенных инерционных звеньев, и мощность турбины начинает уменьшаться с существенным запаздыванием после соответствующей команды. Поэтому важно получить дальнейшее снижение мощности с максимально возможной скоростью. Такая или близкая к ней скорость получается только при условии подачи на турбину большого сигнала, намного превышающего тот, который нужен был бы для требуемой разгрузки, если бы она не была лимитирована временем. Поскольку воздействие на турбину является импульсным, для получения нужной скорости разгрузки требуется не только достаточная амплитуда S импульса с прямым фронтом, но и достаточная его длительность t_i . Таким образом, скорость v изменения мощности является некоторой функцией $V(S, t_i)$ от величины и длительности импульса. Одна и та же скорость может быть получена разными, хотя и ограниченными по набору значениями S и t_i .

Глубина разгрузки турбины $-\Delta p_i$ при импульсном управлении также зависит от S и t_i , являясь некоторой функцией $\Delta(S, t_i)$. Аналогично $V(S, t_i)$, изменяя определенным образом и в ограниченном диапазоне S и t_i , можно получить одно и то же значение $\Delta(S, t_i)$.

Как правило, чтобы получить большое значение v , приходится выбирать такие значения S и t_i , что получаются большие значения и $-\Delta p_i$. Возможность варьировать $\Delta(S, t_i)$ при заданном $V(S, t_i)$, хотя и имеется, но невелика. Поэтому в большинстве случаев не удается получить желательного сочетания скорости и глубины. Обычное противоречие заключается в том, что запаздывание и ограниченная скорость изменения мощности турбины могут по влиянию на устойчивость компенсироваться только увеличением глубины разгрузки сверх нужной при идеальном управлении, т.е. чрезмерной разгрузкой [3.6]. Так, судя по импульсным диаграммам турбины, схематично показанным на рис. 4.1 следующей главы, при максимальной скорости разгрузки мощность турбины достигает минимального значения через $0,7 \div 0,9$ с после подачи управляющего импульса, т.е. когда во многих случаях или уже началось уменьшение эквивалентного угла, или уже наступило нарушение устойчивости, и глубокое снижение мощности полезно только лишь для ресинхронизации (которая может состояться, если соответствующие устройства, предназначенные для ликвидации асинхронного режима, ее дождутся). Однако не исключены такие условия, когда угол нарастает не так быстро, и указанное позднее снижение мощности окажется полезным и для сохранения устойчивости по углу.

Если при идеальном импульсном управлении речь шла о выполнении условия (3.4а), то при управлении реальной турбиной в большинстве случаев интенсивных возмущений на это рассчитывать не приходится: достаточно глубокая разгрузка наступает слишком поздно. Поэтому предполагается приемлемой такая разгрузка, которая может по крайней мере остановить увеличение угла — пусть даже за его значением δ_{cr}^{QC} , т.е. согласно варианту (3.5). Иначе говоря, требуется, чтобы угол $\delta_{\max}$ был

меньше критического угла не состояния QC , в котором мощность турбины восстановлена, а состояния с разгруженной турбиной IRT:

$$\delta_s^{QC} < \delta_{\max} < \delta_{cr}^{IRT}. \quad (3.6)$$

По мере того, как уменьшение мощности продолжается, этот критический угол δ_{cr}^{IRT} увеличивается, и импульс на разгрузку должен быть выбран таким, чтобы увеличение этого угла опередило увеличение угла δ . Это реально, разгрузка может выиграть это соревнование, так как по мере разгрузки скорость увеличения второго из этих углов постепенно уменьшается.

Указанный подход к устойчивости аналогичен тому, как если бы при идеальном управлении считать, что устойчивость успешно достигнута, если $\delta_{\max}$ меньше критического угла при разгруженной турбине δ_{cr}^{IRT} , и тем самым отвлечься от вопроса о том, как поднимать мощность турбины.

Чрезмерная разгрузка приводит к значительному увеличению амплитуды колебаний взаимного угла в послеаварийном режиме [B9].

Способы восстановления мощности

Скорость обратного восстановления мощности турбины также не безразлична — несвоевременное восстановление может вызвать нарушение параллельной работы на втором и последующих циклах колебаний ротора.

При прямоугольном заднем фронте идеального импульса мощности, как уже показано в предыдущем разделе, нельзя иметь значение $\delta_{\max}$, значительно превышающее δ_{cr}^{QC} . Если же форма заднего фронта не обязательно прямоугольная, принципиально такая возможность существует. Прежде всего, нужно принять во внимание, что, в принципе, можно вообще не восстанавливать мощность турбины, т. е. прибегнуть не к импульсной, а к длительной разгрузке, или восстанавливать ее только после затухания послеаварийных качаний и притом достаточно плавно. Однако это было бы слишком неблагоприятно как для частоты энергосистемы, так и для оборудования блока. Поэтому разгрузка все-таки должна быть импульсной, мощность турбины должна увеличиваться, но с такой малой скоростью, которая не приводит к нарушению устойчивости при имеющемся демпфировании качаний. Иначе говоря, в течение каждого цикла колебаний ротора увеличение мощности турбины должно создавать столь небольшой неблагоприятный небаланс площадок ускорения и торможения, который не превышает тот благоприятный небаланс, который возникает в результате демпфирования. *Чем больше располагаемые возможности демпфирования процесса, тем меньше требуемое замедление восстановления мощности турбины.*

Было бы интересно формализовать указанную зависимость с учетом ряда влияющих обстоятельств. Например, замедление подъема мощности турбины тем более необходимо, чем большей оказывается послеаварийная загрузка защищаемого сечения.

В силу указанного предложено замедлять восстановление мощности турбины в несколько раз путем, например, съема всего управляющего импульса или части его по закону, подобному экспоненциальному. Эффективным средством замедления является съем части импульса, управляющего турбиной, по экспоненте с постоянной времени $2\div 3$ с [2.14, 3.5]. Данный способ нашел применение на практике.

Сушность замедленного восстановления мощности турбины иллюстрирует рис. 3.5, на котором восстановление представлено в виде четырехступенчатого процесса. На нем видны те же фазовые траектории послеаварийного состояния *QC*, как и на предыдущих рис. 3.3 и 3.4 и три траектории движения ротора *IRT* в разной степени разгруженной турбины. Эти траектории характеризуют довольно устойчивые движения, так как глубина разгрузки во всех трех случаях заметно превышает необходимую. Конечно, они более устойчивы, чем в состоянии *QC*. Для сравнения в табл. 3.2 даны параметры трех траекторий торможения и слабоустойчивой траектории *QC ss*.

Таблица 3.2

Параметры траекторий на рис. 3.5

Траектория	P_{rgb} / P_{exbm}	δ_{cr}	δ_{max}
IRT3	0,15	171	85
IRT2	0,35	160	95
IRT1	0,65	140	110
QC ss	0,75	132	115

Если в результате разгрузки ротор движется по траектории *IRT3* и она пересечется с траекторией *IRT2* в тот самый момент, когда разгрузка уменьшится от уровня *IRT3* до уровня *IRT2*, то движение перейдет на траекторию *IRT2*. Аналогично можно себе представить переход с *IRT2* на *IRT1* и затем с *IRT1* на траекторию *QC ss*, устойчивую при полностью восстановленной мощности турбины.

Нарушение устойчивости в сторону торможения отправной части ЭЭС

Как уже упоминалось, из-за задержки начала разгрузки турбины и ограниченной скорости ее выполнения приходится увеличивать глубину разгрузки. Замедленный съем части управляющего импульса вызывает дополнительную разгрузку, хотя и небольшую. В результате, если в отправной части ЭЭС имеется местная нагрузка, возможно нарушение устойчивости в сторону торможения этой части из-за появления слишком большого дефицита мощности в ней [B9]. Возможны условия, когда для предотвращения нарушения в сторону ускорения требуется большая разгрузка, чем допустимо, чтобы не было нарушения в сторону торможения. Известное средство борьбы с этим – возможно более быстрое восстановление мощности турбины, но оно может вызвать нарушение устойчивости в сторону ускорения. Поэтому при наличии значительной

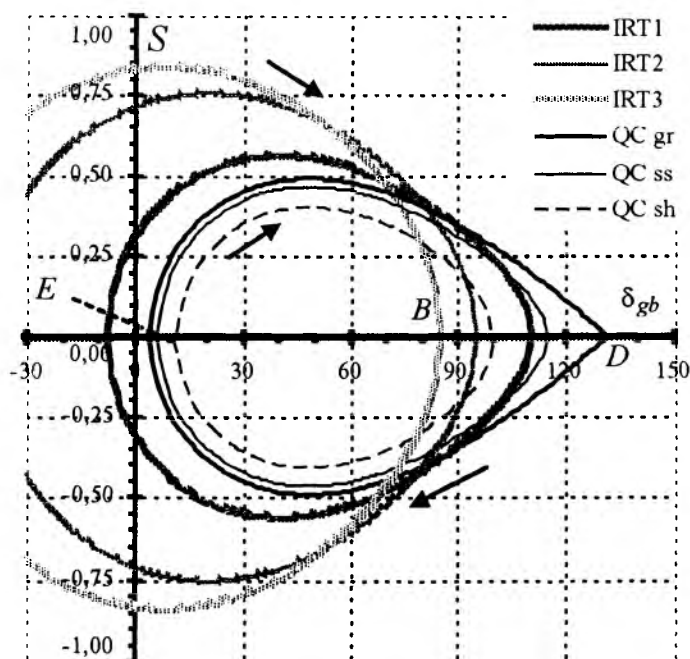


Рис. 3.5. К подъему мощности турбины от глубокой разгрузки с траекторией движения ротора IRT3 тремя ступенями к траектории ss слабоустойчивого послеаварийного состояния QC

местной нагрузки приходится ограничивать глубину разгрузки турбин, тем самым идя на снижение ее эффективности.

Подобная опасность имеется и при разгрузке межсистемной связи по условию устойчивости послеаварийного состояния, но ее можно избежать путем повышения точности дозирования УВ.

Примеры рассмотренных здесь процессов приведены в пункте 3.9.3.

О демпфировании качаний с помощью регулирования мощности турбины

В связи с опасностью нарушения устойчивости при повторном нарастании угла обсуждалось желание искусственно повысить демпфирование процесса колебаний ротора воздействием не только на систему возбуждения генератора, но и на систему регулирования турбины. Хотя работы по комплексному управлению мощностью турбины и регулированием возбуждения представляют значительный интерес, не останавливаясь на вопросах регулирования возбуждения, можно констатировать следующее: если небольшим управляющим сигналом удастся переместить только клапаны ЦВД и, кроме того, скорость их открытия чуть ли не в 10 раз меньше, чем закрытия, то влияние регулирования турбины на глубокие послеаварийные качания оказывается незначительным. Поэтому демпфирующее регулирование такой турбины не эффективно [2.14].

3.6. Инерционность форсировки возбуждения

В пункте 1.2.3 уже описан ряд обстоятельств, при которых штатный регулятор возбуждения генератора не дает нужную для процесса форсировку возбуждения, и этот недостаток полезно восполнить форсировкой со стороны противоаварийной автоматики. Наряду с этим неоднократно отмечалось [3.14, 3.29], что применение *УВ* для сохранения устойчивости снижает эффективность форсировки, подаваемой регулятором возбуждения, настроенным, как обычно, без учета этих *УВ*. Это снижение может проявиться двояко.

Во-первых, воздействие от ПА ускоряет обратный ход относительного угла по сравнению с естественным течением процесса [3.14]. Это уменьшает время от начала повреждения до достижения максимума угла, а чем оно меньше, тем меньшего значения успевает достигнуть ток возбуждения в течение этого времени. В этих обстоятельствах посторонняя *ФВ* вряд ли может помочь.

Во-вторых, для *АРВ* с воздействием по частоте или по току в отходящей линии (а не по току самого генератора) возникают неблагоприятные условия при выполнении *УВ* в виде снижения мощности, генерируемой в отправной части ЭЭС, так как оно приводит к снижению частоты и тока в линиях. В некоторых случаях наблюдалось даже, что такое *УВ* из-за задержки форсировки возбуждения приводит к некоторому ухудшению динамической устойчивости. Поэтому можно ожидать улучшения устойчивости, если параллельно с *УВ* в виде снижения мощности подать *УВ* в виде *ФВ*.

В противоположность изложенному возможны условия, когда *АРВ* дает слишком длительную форсировку возбуждения. В связи с инерционностью изменения тока возбуждения оптимальный момент съема форсировки наступает до того, как взаимный угол в двухузловой схеме достигнет максимального значения, т.е. взаимное скольжение достигнет нуля. Регулятор с воздействием по току как-то отмечает этот момент, пусть ориентировочно, но все же более правильно, чем с воздействием по частоте.

В [3.14] описано, как при испытании электрического торможения на Братской ГЭС затяжка *ФВ* (наряду с задержкой отключения тормозного сопротивления) привела к нарушению устойчивости.

Излишнюю длительность форсировки можно заметить на рис. 1.4 в части II монографии по тому, что электрическая мощность некоторое время не прекращает увеличиваться и после начала обратного уменьшения взаимного угла, хотя это ухудшает демпфирование процесса и, более того, может привести к нарушению устойчивости во время повторного увеличения угла. Отсюда следует возможная полезность подачи внешнего упреждающего сигнала на расфорсировку возбуждения. Обратить на это внимание особенно важно при использовании снимающихся воздействий, для которых, как показано в предыдущих двух разделах, недостаток демпфирования и тем более раскачивание процесса особенно опасны.

3.7. Выполнение ДС в момент, наилучший для устойчивости по углу

В разделе 1.5 принципиальная сторона эффективности ДС уже охарактеризована и на рис. 1.5 показан пример применения ДС: отправной узел 1 состоит из двух частей Г1-1 и Г1-2, первая из них значительно меньше второй, а их суммарная мощность намного превосходит мощность приемной части 2. В качестве *УВ* наряду с прочим применено отделение отправной части Г1-2 от Г1-1.

Если простой переход сопровождается делением системы, для динамической устойчивости важно то, в какой момент происходит это деление. Рассматриваются два варианта — в зависимости от того, как выполняется ДС [2.10]:

Вариант 1. Система разделяется одновременно с вводом других *АВ* и *УВ* во время перехода от исходного состояния *I* к послеаварийному состоянию. В этом варианте послеаварийного состояния *QC* с неразделенной системой не существует, оно имеется только после деления — состояние *QCd*. Этот вариант свойственен ДС, входящему в состав *АВ*, и может применяться к ДС, используемому в качестве *УВ*, если нет задержки ДС по отношению к *АВ*. Этот вариант полностью охватывается той формализацией простого перехода, которая дана ниже.

Вариант 2. Аппарат анализа простого перехода применим также к некоторому двухшаговому процессу, в котором ДС выполняется — с некоторой оговоркой — не одновременно с обычным простым переходом к состоянию *QC*, а после этого перехода. Оговорка состоит в следующем: ДС выполняется в момент прохождения угла, равного углу того установившегося состояния *QCd*, которое должно наступить в схеме, создающейся после деления. В этом случае имеет место последовательность состояний.

Указанный момент наступает после перехода к *QC*, но может наступить и одновременно с этим переходом. После такого деления происходит только торможение эквивалентного генератора и может быть использовано всё торможение, возможное при переходе к этому состоянию. Такой способ выполнения ДС наиболее полезен для динамической устойчивости.

Простой переход, несколько усложненный, как указано выше, делением системы, является более общим случаем по сравнению с более распространенным — каноническим простым переходом.

Итак, рассматриваемый простой переход заключается в следующем (рис. 3.6):

— в первый момент схема *G-B* под действием любых *АВ* и *УВ* переходит из исходного состояния *I* в состояние *QC*;

— затем из этого состояния *QC* она переходит в окончательное состояние *QCd*, причем переход осуществляется при прохождении угла δ_{gb}^{QCd} установившегося состояния *QCd*; начиная с этого угла имеет место только торможение генератора.

Данный вид простого перехода качественно отличается от канонического тем, что ускорение и торможение ротора происходит при разных

постоянных инерции: ускорение — при T_{jgb}^{QC} , торможение — при T_{jgb}^{QCd} .

Меру уменьшения постоянной инерции генератора, наступающего во второй момент, показывает коэффициент деления:

$$k_j^d = T_{jgb}^{QCd} / T_{jgb}^{QC}. \quad (3.7)$$

С учетом этого условие устойчивости выглядит следующим неравенством:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{T_{jgb}^{QC}} \int_{\delta_{bgb}^{QC}}^{\delta_{egb}^{QC}} (P_{tgb}^{QC} - P_{ggbm}^{QC} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb} < \\ & < - \frac{1}{T_{jgb}^{QCd}} \int_{\delta_{bgb}^{QCd}}^{\delta_{egb}^{QCd}} (P_{tgb}^{QCd} - P_{ggbm}^{QCd} \sin \delta_{gb}) d\delta_{gb}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

В этой формуле δ_{bgb}^{QC} и δ_{egb}^{QC} — начальный и конечный углы состояния QC , а δ_{bgb}^{QCd} и δ_{egb}^{QCd} — начальный и конечный (т.е. критический) углы состояния QCd . С учетом возможного сдвига углов $\Delta\alpha_{gb}$ основные углы и мощности связаны несколькими выражениями, дополняющими те, которые использованы в пункте 3.4.1 части II:

$$\delta_{egb}^{QC} = \delta_{bgb}^{QCd} - \Delta^{QC-QCd} \alpha_{gb}; \quad (3.9a)$$

$$\delta_{bgb}^{QCd} = \delta_{gb}^{QCd}; \quad (3.9b)$$

$$\delta_{gb}^{QCd} = \arcsin P_{tgb}^{QCd} / P_{ggbm}^{QCd} = \arcsin T_{gb}^{QCd}; \quad (3.9c)$$

$$\delta_e^{QCd} = \delta_{cr} = \pi - \delta_{gb}^{QCd}. \quad (3.9d)$$

Интегрирование (3.8) приводит к граничному неравенству:

$$\begin{aligned} & (\pi - 2\delta_{gb}^{QCd}) \sin \delta_{gb}^{QCd} + \frac{P_{ggb}^{QC}}{P_{ggbm}^{QCd}} k_j^d (\delta_{bgb}^{QCd} - \delta_{bgb}^{QC} - \Delta^{QC-QCd} \alpha_{gb}) \frac{P_{tgb}^{QC}}{P_{ggbm}^{QC}} < \\ & < 2 \cos \delta_{gb}^{QCd} + \frac{P_{ggbm}^{QC}}{P_{ggbm}^{QCd}} k_j^d [\cos \delta_{gb}^{QC} - \cos(\delta_{gb}^{QCd} - \Delta^{QC-QCd} \alpha_{gb})]. \end{aligned} \quad (3.10a)$$

Если $P_{tgb}^{QC} < P_{ggbm}^{QC}$ (в отличие от показанного на рис. 3.6), то в (3.10a)

$$P_{tgb}^{QC} / P_{ggbm}^{QC} = \sin \delta_{gb}^{QC}.$$

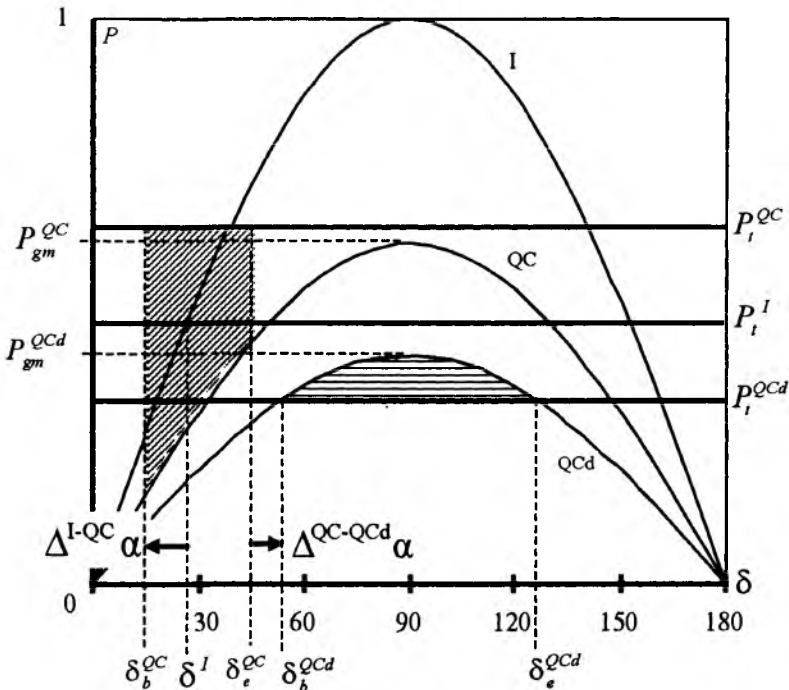


Рис. 3.6. Механическая (P_t) и электрическая (P_g) мощности схемы $G-B$ во время простого перехода $I-QC-QCd$. Заштрихованы площадки ускорения и торможения генератора

В этом уравнении учитывается, что состояние QCd может отличаться от QC не только постоянной инерции, но и мощностью турбины и амплитудой мощности генератора (они, кстати, в схеме $G-B$ зависят и от соотношения постоянных инерции в двухузловой схеме). Однако можно представить себе, что деление выполняется так, что в схеме $G-B$ изменяется только постоянная инерции генератора. Тогда

$$P_{t\,gb}^{QC} = P_{t\,gb}^{QCd}, \quad P_{g\,gbm}^{QC} = P_{g\,gbm}^{QCd}; \quad \Delta\alpha = 0,$$

и (3.10a) упрощается:

$$[\pi - k_j^d \delta_{gb}^I - \delta_{gb}^{QCd} (2 - k_j^d)] \sin \delta_{gb}^{QCd} < k_j^d \cos \delta_{gb}^I + (2 - k_j^d) \cos \delta_{gb}^{QCd}. \quad (3.10b)$$

Сущность и возможности применения этих неравенств — те же, которые приписаны неравенствам (3.38) в пункте 3.4.2 части II. Неравенства (3.10) показывают специфичность деления как управляющего воздействия, направленного на изменение соотношения постоянных инерции отправной и приемной частей энергосистемы, что и проявляется в том, что $k_j^d < 1,0$. Решение (3.10b) при различных значениях k_j^d представ-

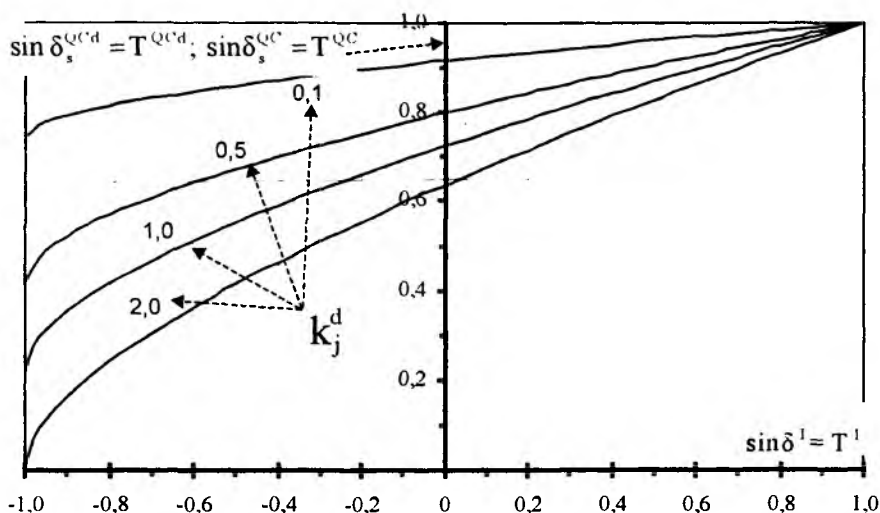


Рис. 3.7. Семейство зависимостей предельной послеаварийной относительной нагрузки схемы Г-В от ее предаварийной относительной нагрузки при простом переходе с делением системы (в момент, когда угол проходит свое послеаварийное значение) и без такового. Обозначения оси: первое — для кривых процесса с ДС, второе — для кривой 1,0 процесса без ДС.

лено на рис. 3.7 (на этом рисунке присутствует и характеристика для случая без ДС — при $k_j^d=1$, она дает по ординате значение T_{gb}^{QC}). Сопоставление характеристик на этом рисунке показывает, что УВ в виде деления позволяет иметь в послеаварийном состоянии большую относительную нагрузку и что этот эффект сказывается в большей мере при низкой исходной нагрузке.

3.8. Управляющие воздействия против отклонений частоты или напряжения, недопустимых даже на короткое время

3.8.1. Отключение генераторов на гидростанции для противодействия недопустимому повышению частоты

В пункте 4.3.2 части II охарактеризована опасность для тепловых агрегатов быть отделенными вместе с гидроагрегатами большей мощности от остальной части ЭЭС, если в месте разрыва сети передавалась значительная мощность к этой остальной части. Задача состоит в необходимости не допустить во время перехода к состоянию СС такого большого отклонения частоты, который не приемлем для тепловых агрегатов даже кратковременно.

В пункте 4.3.2 части II представлена простая математическая модель возникающего переходного процесса и даны его примеры. Эти материа-

лы, как и имеющийся опыт, приводят к заключению о том, что бороться с повышением частоты можно двумя способами. Оба должны быстро устранить причину повышения — избыточную часть слишком медленно разгружаемых гидравлических турбин. Первый способ — отключение части гидрогенераторов. Второй способ — отделение части гидрогенераторов с какой-то минимальной нагрузкой от тепловых агрегатов; из-за обычной сложности схемы ЭЭС такое разделение ее отделившейся части применимо редко, и, кроме того, этот способ по своей принципиальной сущности является частным случаем первого способа. Поэтому первый способ может рассматриваться в качестве основного.

В отделившейся избыточной части ЭЭС подлежат отключению гидрогенераторы, мощность которых приблизительно оценивается разностью между величиной возникшего аварийного избытка мощности $P_{nb} > 0$ и величиной, характеризующей факторы, которые препятствуют повышению частоты. Эти факторы: доаварийная мощность тепловых агрегатов отделившейся части; увеличение нагрузки этой части в силу регулирующего эффекта при скольжении ($s \approx 0,10$), при котором срабатывают автоматы безопасности тепловых турбин; некоторое уменьшение мощности тех гидравлических турбин, которые остаются включенными после действия устройств АОПЧ, к моменту, когда скольжение приблизится к значению, равному 0,1. Например, во время переходного процесса, показанного на рис. 4.8 из части II, за время 3,3 с, прошедшее до достижения скольжения $s \approx 0,10$, гидравлические турбины разгрузились приблизительно на 18%.

Искомая мощность ОГ может быть вычислена в устройстве дозировки УВ. Желательно выполнить ОГ с некоторым недостатком и затем увеличить в случае опасного приближения скольжения к значению $s \approx 0,10$.

3.8.2. Отключение нагрузки для противодействия недопустимому понижению частоты

В пунктах 4.3.3 — 4.3.5 части II охарактеризована опасность для тепловых агрегатов быть отделенными от остальной части ЭЭС, если в месте разрыва сети передавалась значительная мощность от этой остальной части. Там же представлена простая математическая модель возникающего переходного процесса и даны его примеры. Для противодействия недопустимому понижению частоты нужно быстро устранить причину понижения — избыточную нагрузку.

В отделившейся дефицитной части ЭЭС подлежат отключению потребители электроэнергии, мощность которых приблизительно оценивается разностью между абсолютным значением возникшего аварийного дефицита мощности $P_{nb} < 0$ и величиной, характеризующей факторы, которые препятствуют понижению частоты. Эти факторы: уменьшение

нагрузки отделившейся части в силу регулирующего эффекта при скольжении $s \approx -0,10$, при котором останавливаются двигатели собственных нужд тепловых электростанций; способная к быстрой реализации резервная мощность всех генерирующих агрегатов этой части. Такой мощностью обладают:

1. тепловые агрегаты, если они эффективно управляются регуляторами скорости (а не через изменение давления на выходе из котла);
2. устройства, аккумулирующие энергию и способные ее быстро выдать, если отделившаяся часть располагает такими устройствами;
3. в небольшой мере гидравлические агрегаты, — если отделившаяся часть располагает ими.

Оговорка в третьем пункте вызвана тем, что эти агрегаты регулируются слишком медленно. Наличие оговорок во всех трех пунктах говорит о том, что во многих случаях приходится рассчитывать только на один благоприятный фактор — регулирующий эффект нагрузки.

Численная оценка указанных факторов нужна для расчета мощности отключаемой нагрузки, а этот расчет требуется автоматике только в том случае, если отключение нельзя возложить на чаще всего применяемую децентрализованную систему устройств АОСЧ, постепенно увеличивающую отключаемую мощность по мере понижения частоты до тех пор, пока это понижение не прекратится. Необходимость организации ОН по факту возмущения возникает, если ожидается возникновение особенно большого абсолютного значения дефицита мощности, когда постепенное отключение может оказаться слишком медленным, или если потребители отключаются слишком крупными порциями и поэтому постепенное отключение может привести к слишком большому избытку воздействия.

3.8.3. Противодействие недопустимому понижению или повышению напряжения

В отличие от указанной в пункте 2.5.1 возможности постепенно наращивать воздействия, ликвидирующие опасный для высоковольтного оборудования уровень напряжения, могут встретиться ситуации со столь большим отклонением напряжения, что оно должно быть понижено немедленно. В этих случаях приходится применять те же *УВ*, как и в случаях сравнительно небольших отклонений, но делать это срочно, без специально создаваемой выдержки времени.

Управляющие воздействия для АОСН

Динамический процесс глубокого и притом слишком длительного понижения напряжения (обычно из-за близкого тяжелого КЗ) или часто повторяющегося понижения напряжения (обычно из-за асинхронного режима в близком сечении) требует срочного принятия мер в защиту ответственных потребителей (в том числе собственных двигателей электростанций).

Конечно, подобные процессы понижения напряжения опасны и для устойчивости по углу, но в данном разделе этот вид устойчивости не рассматривается.

Набор возможных воздействий остается тем же, который уже упомянут в пункте 2.5.1, но их нужно ввести без промедления. В связи с этим нужно особо отметить, что отделение ответственных потребителей с генераторами соответствующей мощности от той части ЭЭС, которая является источником понижения напряжения, может явиться в данном случае незаменимым.

Управляющее воздействие для АОПН

Если одностороннее отключение линии электропередачи (скорее всего — не одной линии, а одновременно двух и даже трех последовательно или параллельно включенных линий) привело к настолько большому повышению напряжения, что его опасно держать на высоковольтном оборудовании даже десяток-другой секунд, то виновную в повышении напряжения линию приходится отключить сразу. Кстати, включать шунтовые реакторы под столь высокое напряжение опасно, и от этого *УВ* лучше воздержаться.

3.9. Приложение: примеры переходных процессов

В данном приложении содержатся примеры, конкретизирующие те положения, которые изложены в разделе 3.5 относительно управляющего воздействия в виде кратковременной разгрузки тепловой турбины в отправной части ЭЭС с целью сохранения динамической устойчивости по углу.

3.9.1. Исходные данные

Во всех расчетах, приведенных в данном разделе, взято одинаковое исходное состояние *I* и одинаковое послеаварийное состояние *QC* двухузловой схемы. Соответствующие схемы представлены на рис. 1.2 части I монографии. Главные параметры схемы *G-B*, эквивалентной данной двухузловой схеме в ее указанных состояниях, указаны в табл. 3.1 пункта 3.4.1. Более полные данные об этих состояниях имеются в табл. 2.1 пункта 2.2.3.

В табл. 3.1 пункта 3.4.1 можно увидеть также данные о состоянии исходной схемы *G-B* с включенным КЗ и о ее состоянии *QC* с разгруженной на 800 МВт турбиной отправного узла.

На рис. 1.2 части I монографии показано место, в котором введено то КЗ, с которого начинаются все расчеты. Сопротивление в месте КЗ во всех расчетах одинаково, оно указано в пункте 3.4.1, но его продолжительность t_{FT} изменялась в зависимости от цели того или иного расчета.

С целью динамической устойчивости по углу применена разгрузка турбины отправного узла — идеализированное уменьшение ее мощности в виде прямоугольного импульса и затем близкая к реальности разгрузка, которая имеет не прямой фронт и снимается более или менее медленно. Идеализированная разгрузка введена во всех случаях в момент

отключения КЗ: $t_{UV} = t^{FT}$. Разгрузка прямоугольным импульсом введена раньше, чем отключено затянущееся КЗ: $t_{UV} < t^{FT}$.

Большинство процессов получено без демпфирования качания ротора отправного генератора относительно ротора приемного.

Сопоставляя рисунки данного раздела с рис. 3.3, нужно иметь в виду, что на рис. 3.3 присутствуют величины схемы $G-B$, в том числе приведенное скольжение S , а на рис. 3.8 – величины двухузловой схемы, в том числе ее скольжение s_{12} , отнесенное к номинальной частоте – пункт 3.5.1. Значения угла между ЭДС двухузловой схемы после прекращения импульса меньше, чем угла в эквивалентной схеме $G-B$, на угол сдвига $\alpha_{gb}^{QC} = 11,7^\circ$ – значение из табл. 3.1. Так, критический угол состояния QC составляет в двухузловой схеме $\delta_{12cr}^{QC} = 119,9^\circ$ а в схеме $G-B$ $\delta_{gbcr}^{QC} = 131,6^\circ$.

3.9.2. Процессы при разгрузке турбины в виде прямоугольного импульса

КЗ той продолжительности, при которой глубина разгрузки достаточна для устойчивости

Применена одинаковая глубина идеализированной импульсной разгрузки отправной турбины на 800 МВт разной продолжительности. Прямоугольный импульс разгрузки введен во всех случаях в момент отключения КЗ: $t_{UV} = t^{FT} = 0,23$ с. Процессы получены без демпфирования качаний роторов.

На рис. 3.8 представлено пять переходных процессов, в которых применена ИРТ (пункт 3.5.1), тормозящая ротор эквивалентного генератора по показанной на рис. 3.3 фазовой траектории IRT1. Продолжительность импульса разгрузки увеличивается от процесса к процессу. Тем самым окончание разгрузки выводит процесс на различные фазовые траектории, характерные для послеаварийной схемы.

Каждый процесс показан дважды: во времени (слева) и с помощью фазовой траектории (справа). Для каждого процесса продолжительность импульса указана на рис. 3.8 справа от графиков этого процесса. Там же указана тяжесть процесса с точки зрения перехода к состоянию QC : два сильно неустойчивых процесса nh с восстановлением мощности в точках a и n фазовых траекторий на рис. 3.3, два сильноустойчивых процесса sh с восстановлением мощности в точках e и f этой траектории, а также наиболее устойчивый из возможных при данной разгрузке процессов – с восстановлением мощности в точке B .

КЗ большей продолжительности, при которой глубина разгрузки мала для устойчивости

На рис. 3.9 аналогичным образом показано два процесса с КЗ несколько большей продолжительности: $t_{UV} = t^{FT} = 0,32$ с. После этого КЗ разгрузка идет по фазовой траектории IRT3 (рис. 3.3). Она не может дать устойчивого процесса, так как не пересекает граничную траекто-

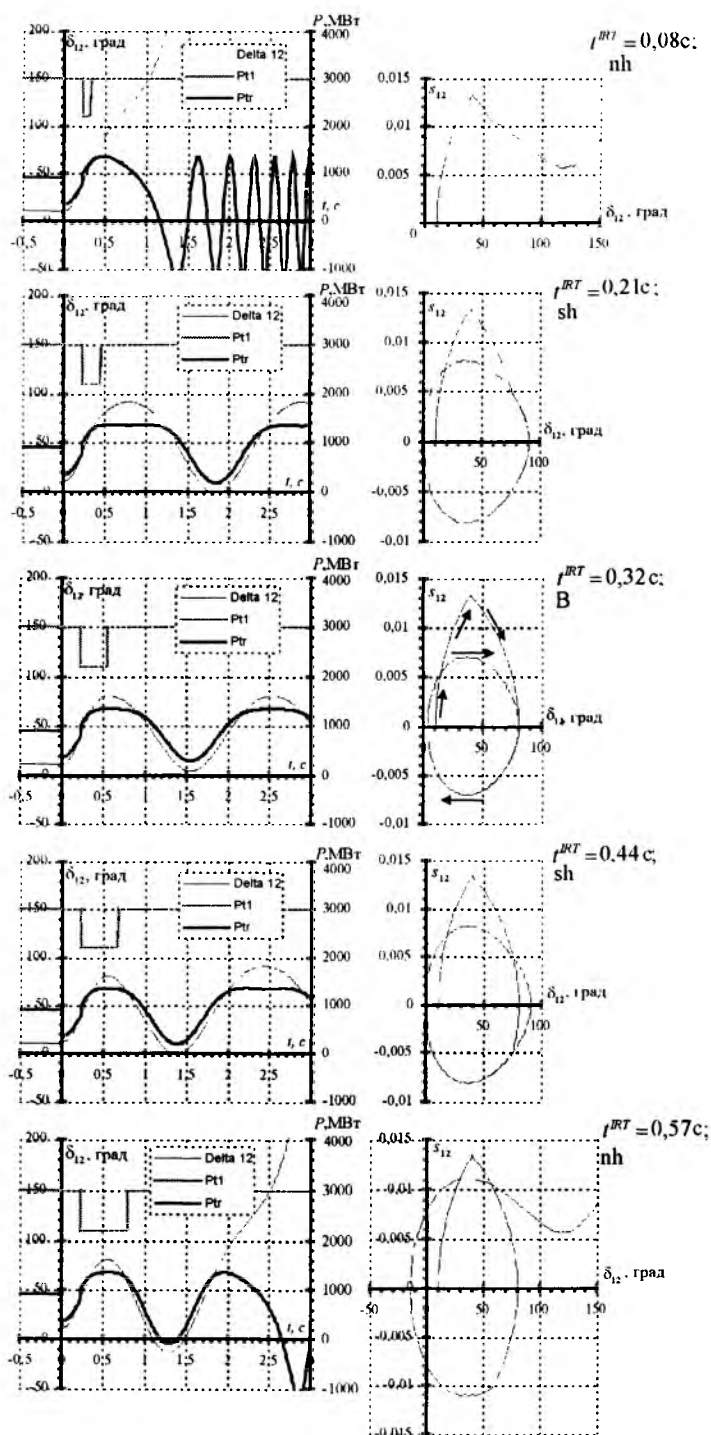


Рис. 3.8. Переходные процессы с КЗ продолжительностью 0,23 с и разгрузкой турбин импульсом разной продолжительности

рию состояния QC . В обоих случаях импульс прекращен в момент встречи траектории разгрузки с траекторией nh . Процессы отличаются продолжительностью импульса: в первом процессе он прекращен раньше, при пересечении с верхней ветвью траектории nh , а во втором — при пересечении с нижней ветвью. Соответственно, в первом процессе скольжение нарастает резко и устойчивость нарушается быстро, во втором — только при повторном увеличении угла.

3.9.3. Процессы при импульсной разгрузке, близкой к реальной

Процессы начинались одинаковым КЗ, длительность которого несколько больше нормальной, т.е. $t^{FT} = 0,25$ с; она приблизительно отражает ту длительность, которая свойственна отключению КЗ после отказа выключателя и действия устройства резервирования отказа. Разгрузка вводилась через $t_{\text{УУ}} = 0,16$ с после начала КЗ, т.е. приблизительно в тот момент, к которому автоматика уже может выявить факт задержки отключения КЗ.

Амплитуда разгрузки варьировалась от 20 до 70% от предаварийной мощности турбины отправной части ЭЭС. На рис. 3.10 заметно, что начало разгрузки не зависит от ее глубины, но с увеличением глубины разгрузки минимум мощности турбины наступает несколько позже.

Процессы при разгрузке с нормальным восстановлением мощности и отсутствии демпфирования качаний роторов

Три таких процесса представлено на рис. 3.10.

При отсутствии разгрузки турбины, как и при разгрузке на 20%, происходит нарушение динамической устойчивости во время первого увеличения взаимного угла.

При большей разгрузке турбины, от 30 до 50% (на рисунке представлена разгрузка на 40%), во время первого увеличения взаимного угла устойчивость сохраняется, но происходит ее нарушение во время второго увеличения.

При еще большей разгрузке турбины, на 60 или 70%, во время первого нарастания взаимного угла устойчивость сохраняется, затем из-за смены направления передаваемой мощности происходит длительное уменьшение взаимного угла — практически нарушение устойчивости в сторону торможения. Подъем мощности турбины вызывает повторное увеличение угла и, как и в предыдущем случае, окончательное нарушение устойчивости. При разгрузке на 60% переход к повторному ускорению происходит через 2,7 с после начала процесса, а при разгрузке на 70% — еще позже, через 3,4 с, причем взаимный угол к этому времени успевает уменьшиться почти 4 раза по 360° .

Процессы при разгрузке с замедленным восстановлением мощности и небольшим демпфированием качаний роторов

Замедление съема разгрузки выполнялось следующим образом. После прохождения минимума мощности ее увеличение на 20% амплитуды произведенной разгрузки происходит без замедления, а остальные 80%

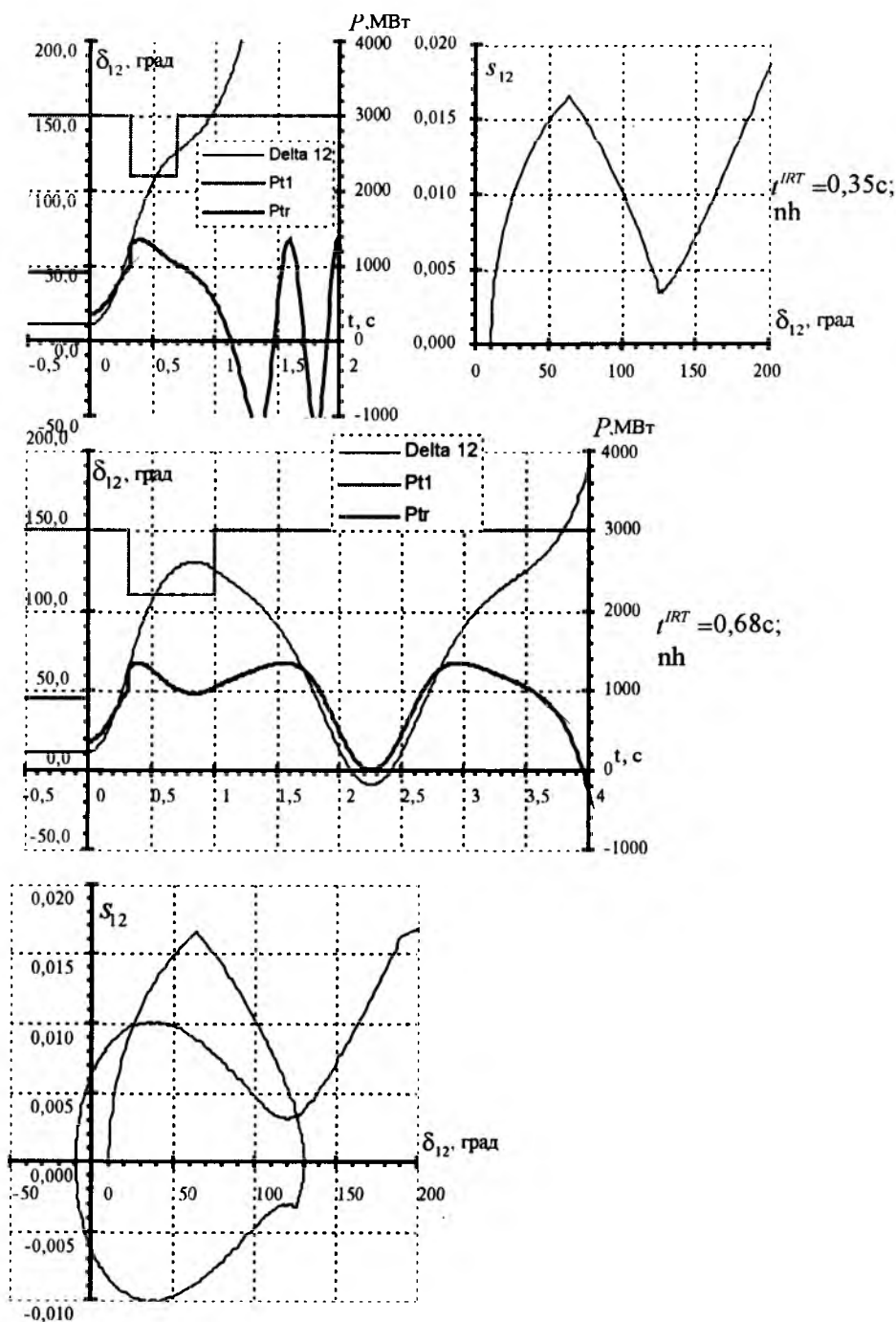


Рис. 3.9. Переходные процессы с КЗ продолжительностью 0,32 с и разгрузкой турбин импульсом разной продолжительности, но недостаточной амплитуды

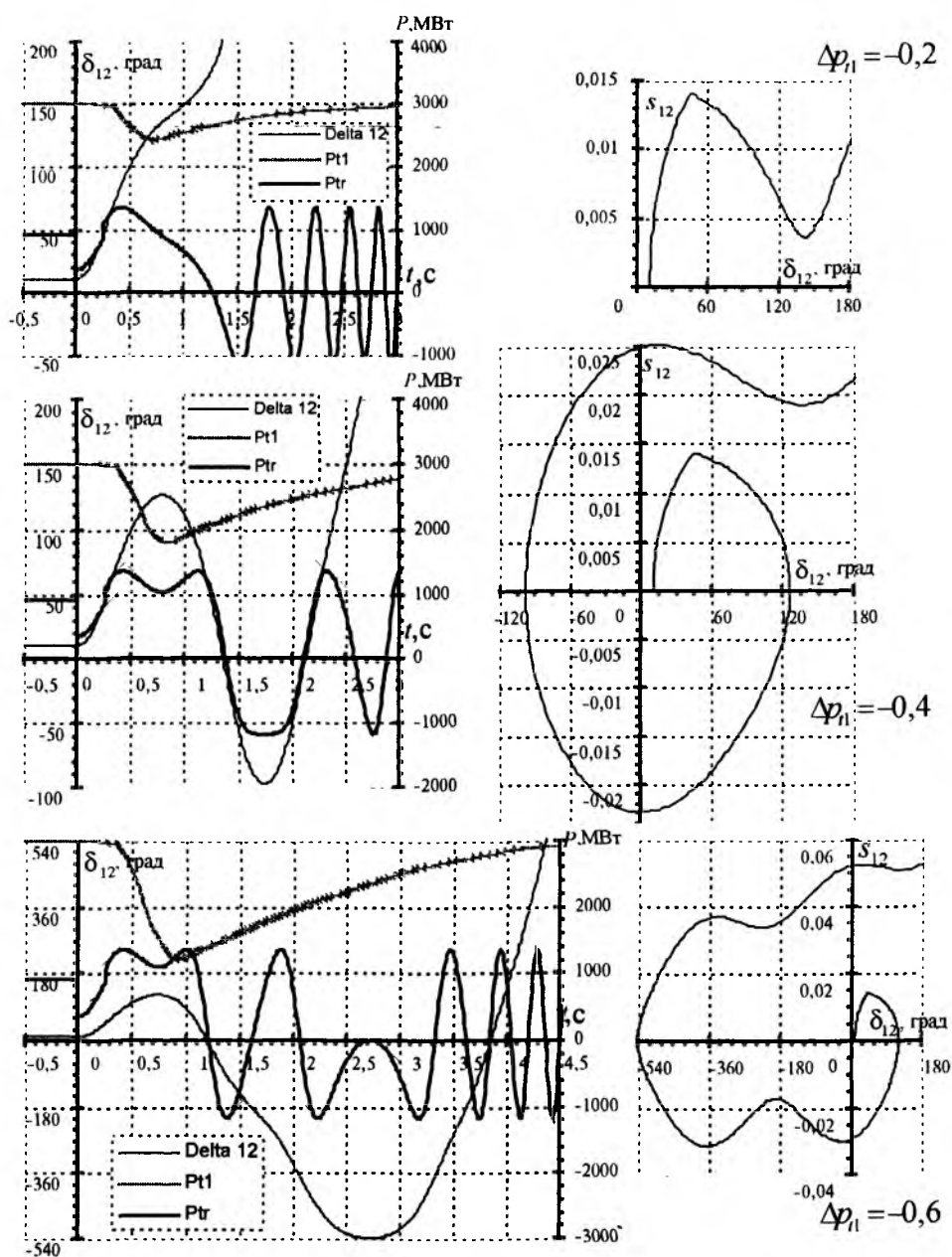


Рис. 3.10. Переходные процессы с КЗ продолжительностью 0,25 с и разной глубиной разгрузки турбины (без демпфирования процесса качаний)

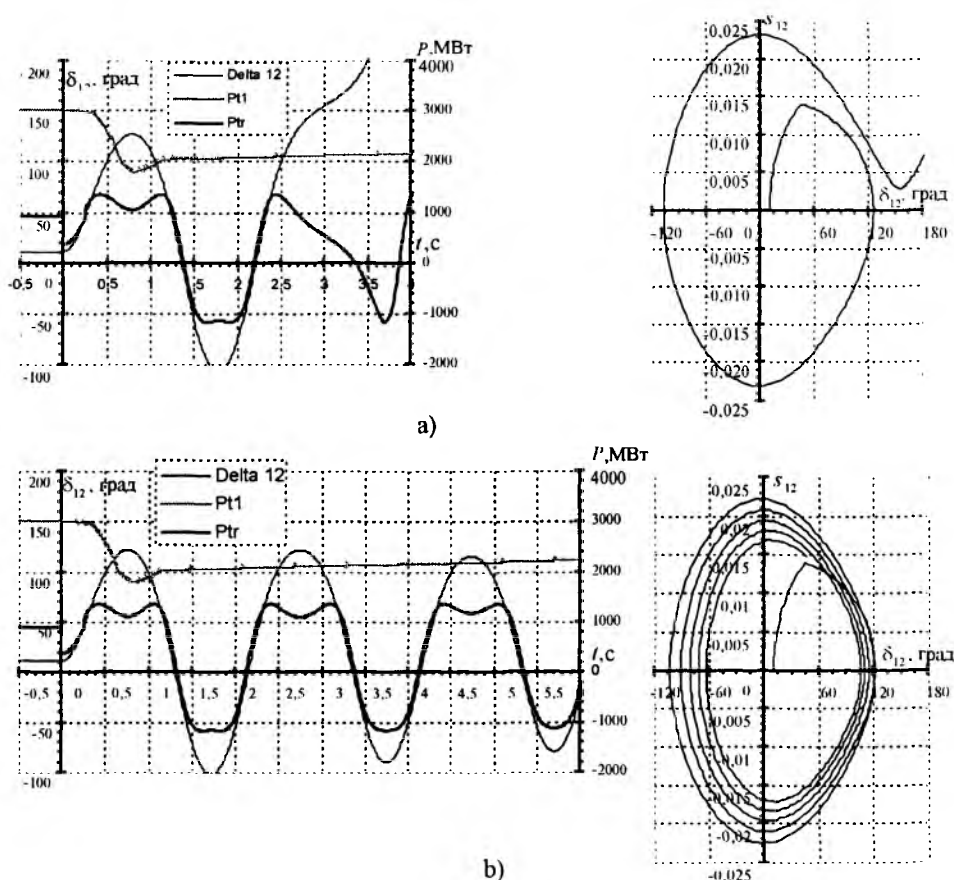


Рис. 3.11. Переходные процессы с КЗ продолжительностью 0,25 с, разгрузкой турбины на 40% и медленным восстановлением мощности. Демпфирование процесса качаний:

a — отсутствует; *b* — имеется в малой степени

подъема идут с такой постоянной скоростью, что увеличение мощности еще на половину из них, т.е. на 40%, наступает через 10 с после начала разгрузки.

В мощность обоих генераторов, отправной и приемной частей, введена составляющая, пропорциональная абсолютному скольжению ротора. Это оказало демпфирующее влияние на относительные качания роторов, едва заметное на рисунках, но все же благоприятно повлиявшее на процесс.

Процесс при разгрузке турбины на 20% почти столь же неустойчив, как и процесс при такой же разгрузке, показанный на рис. 3.10.

Разгрузка турбины на 30, 40 или 50% обеспечивает устойчивость. На рис. 3.11 представлено два процесса с разгрузкой на 40%: устойчивый

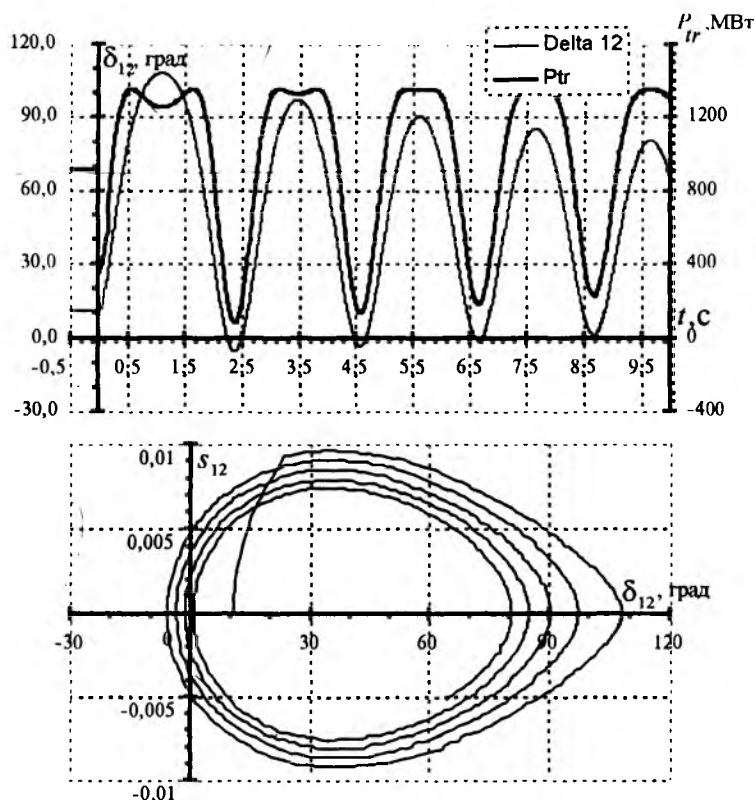


Рис. 3.12. К характеристике демпфирования.

КЗ длительностью 0,15 с и отключение линии 500 кВ (рис. 1.2 части I)

процесс обладал демпфированием, неустойчивый — нет. Сравнение неустойчивых процессов с разгрузкой на 40%, представленных на рис. 3.10 и 3.11, показывает, что замедление съема разгрузки сильно уменьшает скольжение, которое имеет неустойчивый процесс в момент прохождения им критического угла, однако не устраняет его совсем. Недостающее уменьшение этого скольжения и достижение устойчивости обеспечивает демпфирование.

Чтобы охарактеризовать незначительность примененного демпфирования, на рис. 3.11b показана фазовая траектория устойчивого процесса в течение 10 с от начала КЗ и на рис. 3.12 — процесс без разгрузки турбины. На рис. 3.12 качания затухают заметнее, так как не происходит препятствующего этому увеличения мощности отправной турбины.

На рис. 3.10 и 3.11 видно, что во время устойчивого процесса взаимный угол заходит за критический угол $\delta_{12cr}^{QC} = 119,9^\circ$.

Глава 4.

Исполнение управляющих воздействий на электростанции

4.1. Характеристики тепловой турбины, нужные с точки зрения противоаварийного управления

4.1.1. Турбина и управление ею

Структура основного оборудования тепловой электростанции и структура ее системы управления строятся так, что задача противоаварийного уменьшения мощности станции естественно делится на две части: задача управления отдельным турбоагрегатом и общестанционная задача о распределении команды на разгрузку станции между агрегатами. Сначала (разделы 4.1 – 4.3) рассматривается первая из них, затем (4.4 – 4.5) – вторая.

Имеющаяся на гидростанции задача о подборе отключаемых генераторов под заданную мощность разгрузки станции, в основном, совпадает с частью общестанционной задачи тепловой станции и поэтому отдельно здесь не рассматривается.

Общая характеристика турбин и особенно – модели и статические характеристики блока котел-турбина представлены в разделе 4.1 части II монографии.

В данном изложении, как и в указанном разделе, имеется в виду турбина, мощность которой является суммой мощностей ее цилиндров высокого, среднего и низкого давления (ЦВД, ЦСД и ЦНД), причем мощность ЦВД определяется открытием клапанов перед этим цилиндром и давлением пара перед его клапанами, а мощности ЦСД и ЦНД – давлением пара за промежуточным перегревателем и открытием регулирующих клапанов ЦСД. Последние полностью открываются при мощности турбины, составляющей 10–15% от номинальной.

Клапанами турбины управляют (через ряд гидравлических усилителей):

- пропорциональный регулятор скорости;
- электрический двигатель механизма управления турбиной (МУТ);
- быстродействующий электрогидравлический преобразователь (ЭГП) пропорционального или релейного действия.

Система регулирования турбины имеет электрическую часть управления турбиной (ЭЧ УТ) [3.10], которая воздействует через ЭГП на изменение мощности турбины, чтобы ускорить процесс изменения мощности, особенно – после отключения нагруженного генератора от сети.

Исполнительное устройство (ИУ) противоаварийной автоматики, через которое вводится *УВ* в турбину, может быть выполнено отдельно от системы управления блоком и в этом случае должно обмениваться с ней информацией или может быть аппаратурно и программно совмещено с ней. В обоих случаях оно должно воздействовать на уменьшение мощности турбины двумя способами:

— быстро — непосредственно через ЭГП или через ЭЧ УТ, которая в этом случае используется в качестве как бы промежуточного усилителя; прекращение этого воздействия возвращает клапаны турбины в исходное состояние;

— медленно — через двигатель МУТ; прекращение вращения двигателя оставляет клапаны в состоянии, достигнутом ими к концу этого вращения.

Если клапаны закрываются настолько быстро, что котел не успевает снизить свою производительность, то давление перед ЦВД недопустимо повышается, срабатывает быстродействующая редуционно-охлаждающая установка (БРОУ) и часть пара через нее поступает прямо в конденсатор. Если и она не справляется, то предохранительные клапаны выпускают избыточный пар в атмосферу.

При отключении генератора от сети регулятор скорости должен осуществлять закрытие клапанов турбины, достаточно быстрое для ограничения скорости вращения турбины. На случай недостаточно быстрого закрытия для защиты турбины от разгона на ней устанавливается автомат безопасности, резервирующий действие регулятора скорости: при увеличении скорости вращения вала на 10–12% сверх номинальной автомат срабатывает, осуществляя быстрое закрытие автоматических затворов ЦВД и ЦСД.

Устройство управления мощностью блока должно получить на вход задание от общестанционного устройства:

— для разгрузки на длительное время — или в виде мощности блока, которую надлежит поддерживать в послеаварийном состоянии, или в виде мощности, на которую должна быть снижена его мощность по сравнению с исходным значением;

— для кратковременной разгрузки — в виде номера одной из настроенных на турбине ступеней разгрузки.

Наиболее принципиальные требования к исполнительному устройству конкретной турбины вряд ли было бы разумным формулировать независимо от конкретных же особенностей столь сложного объекта управления, как тепловой блок, к которому относится турбина. В отличие от этого изложенные далее требования и способы их реализации относятся к некоторому идеализированному блоку. Поэтому при решении конкретных задач излагаемые сведения приходится проверять на соответствие реальным условиям и, возможно, корректировать.

4.1.2. Характеристики, нужные с точки зрения противоаварийного управления турбиной

Исходя из изложенного в главе 4 части II и в главе 1 данной части монографии относительно блока котел-турбина, его систем регулирования и возможности управления мощностью турбины, можно сформулировать основные свойства этих систем, нужные, чтобы разгрузка турбины могла использоваться в противоаварийном управлении [5, 3.7]. Эти свойства или требования можно разделить на три группы:

— требование невмешательства касается поведения турбины при электромеханических процессах, которыми могут сопровождаться различные неопасные для устойчивости ЭЭС возмущения. Оно вызвано опасением того, что неправильная работа блока во время этих процессов может сама явиться источником аварии;

— требование разгрузки блока на длительное время направлено на обеспечение возможности использования РТ для повышения статической устойчивости;

— требование быстрой кратковременной разгрузки турбины — для повышения динамической устойчивости.

Эти требования не означают необходимости их неукоснительного выполнения, невзирая на возможное из-за этого серьезное удорожание блока. Может оказаться целесообразным иметь более дорогую модификацию блока только на тех электростанциях, где это действительно необходимо.

Невмешательство

Это требование вызвано тем, что, как уже упомянуто, имеется тенденция в интересах безопасности крупной турбины выполнять ее систему регулирования так, что, в принципе, не исключено уменьшение мощности турбины при КЗ в сети или при плохо затухающих синхронных качаниях ротора турбогенератора.

Если агрегат находится относительно этих процессов в отправной части ЭЭС, то некоторое уменьшение его мощности может оказаться полезным для устойчивости или для демпфирования качаний, но в ином случае, когда он находится в приемной части, уменьшение мощности неприемлемо.

Казалось бы, отсюда можно сформулировать для каждой конкретной ЭЭС правило о том, где в ней допустимо уменьшение генерируемой мощности и где — нет. Однако ввиду сложности современных энергосистем агрегат может оказаться относительно одного сечения сети в отправной части, а относительно другого — в приемной. Тем более не ясно, какая разгрузка турбины в отправной части полезна и с какого значения она уже излишня и тем более вредна для какого-то другого сечения. В итоге ввиду неоднозначности влияния, вносимого в переходные процессы изменением мощности турбины, предпочтительнее всего осторожное стремление обеспечить невмешательство турбины.

Невмешательство означает, что должно удовлетворяться требование о том, чтобы при длительных синхронных колебаниях электрической мощности и скорости вращения генератора среднее значение мощности турбины не уменьшалось более чем на $10\div 15\%$ ее исходной мощности. Относительно увеличения мощности представляется выполнимым и более жесткое ограничение в 5% .

Внимательный анализ качаний в конкретной ЭЭС может показать, что на турбинах некоторой электростанции не обязательно соблюдать невмешательство. Такая станция скорее всего находится близко от слабой связи, качания по которой не могут вызвать заметных колебаний активной мощности на генераторах станции.

Конечно, желательно, чтобы действие системы регулирования турбины, подобно регулятору возбуждения генератора, способствовало демпфированию электромеханических качаний ротора, однако достичь этого весьма трудно, что уже упоминалось в разделе 3.5. Совсем плохо, если ее действие способствует увеличению амплитуды качаний или, что более реально, уменьшению средней мощности турбины. Поэтому и в этом отношении предпочтителен принцип невмешательства (см. также пункт 4.3.2).

Разгрузка блока на длительное время

Данное требование сводится, в основном, к тому, чтобы блок мог под действием ПА довольно быстро (за 2÷4 с) уменьшить мощность от большого исходного значения до любого значения, лежащего в пределах его регулировочного диапазона.

При этом не должны действовать автоматические ограничители скорости изменения нагрузки турбины, если этого прямо не требует безопасность оборудования блока.

После снижения мощности турбины до значения, лежащего в пределах послеаварийного регулировочного диапазона блока, он должен иметь возможность работать с этой мощностью в течение довольно длительного времени, необходимого для того, чтобы операторы могли принять меры по нормализации работы энергосистемы, электростанции и блока.

После снижения мощности турбины до значения, которое меньше границы послеаварийного регулировочного диапазона блока (вплоть до нагрузки его собственных нужд), должна быть допустима кратковременная работа блока с такой мощностью с последующим восстановлением мощности до значения, лежащего в пределах послеаварийного регулировочного диапазона.

Здесь под послеаварийным регулировочным диапазоном понимается не тот часто очень узкий регулировочный диапазон, в пределах которого допустимо частое изменение мощности блока в нормальных условиях работы, а более широкий регулировочный диапазон, который можно допустить в редких послеаварийных условиях длительностью до 30÷40 минут. Конечно, нельзя исключить, что послеаварийный регулировочный диапазон, расширенный по сравнению с нормальным, не удастся организовать, и тогда эти диапазоны окажутся одинаковыми.

Возможная цена пребывания блока в этом расширенном регулировочном диапазоне — понижение экономичности его работы, например, из-за отключения части теплового оборудования блока.

В том случае, когда разгрузка турбин из-за ограниченности их послеаварийных регулировочных диапазонов оказывается недостаточной для необходимой разгрузки станции, разгрузку турбин приходится сопровождать отключением генераторов (ОГ). Тогда относительно блока в целом имеется, вообще говоря, два варианта действий: или блок с отключенным генератором совсем остановить, или оставить его в работе

на нагрузку собственных нужд, которая находится явно за границей послеаварийного регулировочного диапазона. Первый вариант ведет к довольно длительному пуску блока из горячего состояния. Второй вариант избавляет от процедуры пуска и этим гораздо лучше. Обычно считается, что для успешных действий персонала достаточно, если блок способен проработать 15 минут на нагрузку только своих собственных нужд.

Понятно, что полезно обеспечить работу блока на нагрузку собственных нужд после отключения генератора и вне связи с действиями ПА.

Быстрая разгрузка турбины на короткое время

Такая разгрузка (для краткости — импульсная разгрузка) должна осуществляться от любой исходной мощности турбины до любого малого значения мощности при подаче в систему регулирования управляющей команды от ПА.

Интенсивность UV должна определяться интенсивностью воздействия, т.е. амплитудой и длительностью управляющего импульса. Наибольший импульс должен обеспечивать изменение мощности турбины передвиганием клапанов с максимально возможной скоростью.

Для того чтобы разгрузка турбины позволяла существенно повысить динамическую устойчивость практически во всех случаях, требуются следующие характеристики процесса разгрузки:

- мощность турбины уменьшается не менее чем на 5% номинального значения через $0,1 \div 0,2$ с после подачи команды максимальной интенсивности (этим характеризуется запаздывание изменения мощности турбины);

- средняя скорость уменьшения мощности турбины от 95 до 5% номинальной после подачи команды максимальной интенсивности — не меньше $1,5 \div 2,0$ отн. ед./с, а уменьшение мощности от 95 до 50% исходного значения происходит со скоростью не меньше 3,0 отн. ед./с (под относительной единицей воздействия на турбину понимается длительное воздействие, приводящее к изменению мощности на величину ее номинального значения);

- чтобы уменьшить возможное переторможение ротора, которое может привести к нарушению параллельной работы станции с приемной частью ЭЭС или двух частей ЭЭС, восстановление мощности начинается как можно скорее, во всяком случае не позже чем через $0,2 \div 0,3$ с после момента полного съема управляющего импульса с прямоугольным задним фронтом или подачи воздействия на обратное увеличение мощности турбины;

- чтобы предотвратить нарушение устойчивости в сторону ускорения ротора на втором и последующих циклах электромеханических качаний, возможно уменьшение скорости обратного восстановления мощности турбины в 3–4 раза.

И последнее: желательно, чтобы на станции динамические характеристики однотипных турбин не различались существенно. Это, однако, не всегда достижимо, и тогда приходится прибегать к индивидуальной

наладке разгрузки на каждой турбине станции и передавать информацию о возможностях разгрузки каждой турбины в общестанционное устройство.

Кратковременное воздействие в основном не ограничивают какие-либо обстоятельства, связанные с состоянием технологического оборудования блока. Оно не успевает значительно изменить давление свежего пара, и допустимо это изменение не учитывать. Уменьшение мощности на длительное время вызывает существенное изменение этого давления, с которым нельзя не считаться. Это обстоятельство усложняет требования к исполнительному устройству РТ, предназначенному для длительной разгрузки, и, возможно, его настройку.

4.1.3. Возможности турбины быстро уменьшить мощность

Динамические возможности

Если сигнал на ЭГП вызывает быстрое движение на закрытие клапанов ЦВД, но клапаны ЦСД еще не двигаются, то быстро изменяется только мощность ЦВД, изменение мощности ЦСД и ЦНД, а это — большая часть мощности турбины, происходит с постоянной времени изменения давления пара в промежуточном перегревателе. Такой процесс может быть получен при подаче на турбину, работающую с полной нагрузкой, сигнала, не превышающего $0,9 \pm 1,0$ отн. ед.

При подаче на турбину сигнала, превышающего указанное значение, закрываются и клапаны ЦСД. Поэтому процесс уменьшения мощности турбины существенно ускоряется. Наибольшая скорость уменьшения мощности турбины может быть получена при подаче на ЭГП сигнала с прямым фронтом от 3 до 4 отн. ед. При таком сигнале регулирующие клапаны турбины перемещаются до закрытия практически с постоянной максимально возможной скоростью.

Поскольку при кратковременном импульсном воздействии на клапаны турбины, как это требуется по условиям динамической устойчивости, давление свежего пара перед турбиной не успевает измениться значительно, изменение мощности турбины определяется почти исключительно перемещением ее регулирующих клапанов.

Для примера на рис. 4.1 приведены характеристики рассматриваемых процессов, схематично передающие возможности турбины 300 МВт [5, 3.6]. Из этих характеристик ясно видна нелинейность зависимости глубины $-\Delta p_i$ и скорости разгрузки γ турбины (обе величины представлены в отн. ед.) от параметров управляющего импульса — его значения C (отн. ед.) и длительности t_i (сек).

При управлении клапанами турбины для обеспечения статической устойчивости необходим учет изменения давления свежего пара. Ввиду ограниченности регулировочного диапазона блока значение таких воздействий в послеаварийном установившемся режиме не может превысить $0,4 \pm 0,6$ отн. ед., и, во всяком случае, клапаны ЦСД, несмотря на разгрузку, остаются после нее полностью открытыми.

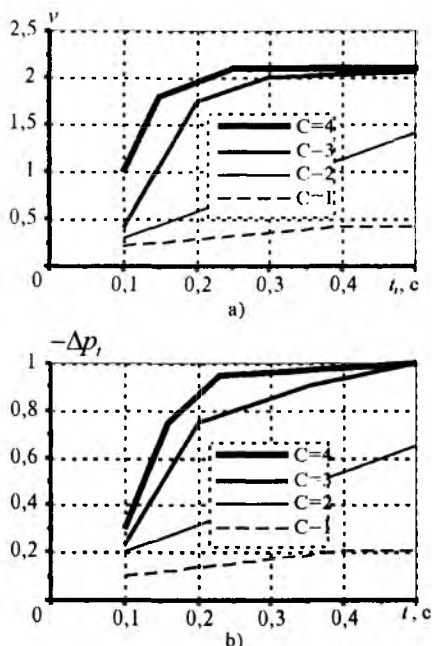


Рис. 4.1. Импульсные диаграммы турбины. Снижение мощности турбины отнесено к ее номинальной мощности

регулятор давления, изменяющий мощность котла при изменении давления свежего пара, отсутствует, то, несмотря на перемещение клапанов, мощность котла остается неизменной и, следовательно, мощность турбины p_t по мере повышения давления π_t перед ней вернется к исходному значению (жирные линии). При наличии регулятора давления имеется только временное повышение давления π_t и, соответственно, мощности p_t (тонкие линии). В установившемся режиме давление π_t возвращается к исходному значению, а мощность p_t уменьшается соответственно положению золотников μ .

Использованные здесь обозначения видны на структурной схеме турбины на рис. 4.3 из части II монографии.

Характеристика на рис. 4.2 относится к случаю, когда повышение давления не приводит к срабатыванию БРОУ и тем более предохранительных клапанов, т.е. открытие клапанов уменьшается не более чем на 0,1 отн. ед. Срабатывание БРОУ и предохранительных клапанов ограничивает повышение давления. Поэтому даже при отсутствии регулятора давления мощность турбины при закрытии регулирующих клапанов изменяется.

Однако длительная работа БРОУ и тем более предохранительных клапанов недопустима. Прекращение работы этих устройств происходит по мере снижения мощности котла. В случае отсутствия регулятора давления для этого потребовалось бы вмешательство оперативного персонала.

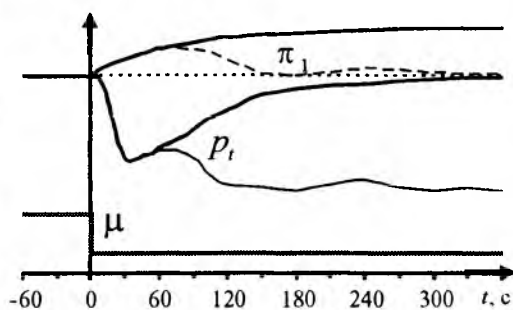


Рис. 4.2. Изменение мощности турбины и давления пара перед ней при частичном закрытии клапанов турбины

На рис. 4.4 части II показаны варианты (в зависимости от наличия или отсутствия регулирования давления котлом) изменения мощности турбины в результате ступенчатого открытия клапанов ЦВД турбины. Здесь на рис. 4.2 показано влияние ступенчатого перемещения золотников μ регулятора скорости на частичное уменьшение мощности турбины p_t . Если

Диапазоны мощностей для разгрузки

Для каждого из видов разгрузки можно отдельно представить диаграмму, подобную показанной на рис. 4.3. На ее осях отложена мощность блока от нулевой до номинальной мощности $P_{\text{ном}}$ и нанесены диапазоны мощностей, важные для задания ступеней разгрузки блока.

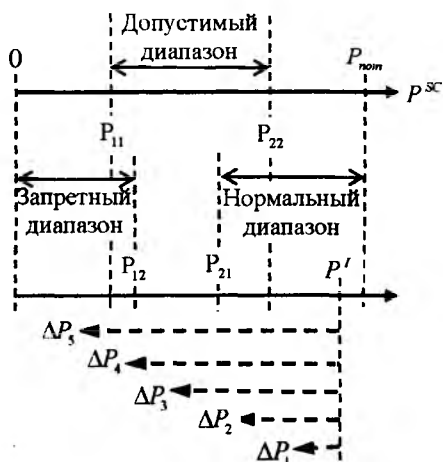


Рис. 4.3. Диапазоны послеаварийной мощности блока и попадание в них ступеней УВ

На этой диаграмме показаны:

P^I — мощность блока до требования разгрузки по команде ПА (исходная, т.е. измеренная в доаварийных условиях, и расчетно-усредненная во времени мощность блока);

P^{SC} — мощность блока после выполнения его разгрузки; после отключения блока $P^{SC} = 0$;

ΔP — ступень разгрузки блока (на диаграмме показано пять разных ступеней, каждая со своим номером, обозначенным нижним индексом; ступень с меньшим номером слабее ступени с большим номером);

$0 \div P_{12}$ — диапазон мощностей, который находится вне регулировочного диапазона и является полностью запретным для значения $\Delta P = \Delta P_5$;

$P_{11} \div P_{22}$ — нормально нежелательный, но допустимый в послеаварийном состоянии для значения $\Delta P = \Delta P_3$;

$P_{21} \div P_{\text{ном}}$ — нормальный, вполне приемлемый для значения $\Delta P = \Delta P_1$.

Все эти обозначения относятся прежде всего к турбине, но, поскольку имеется в виду установившееся состояние, в равной мере и к генератору, поэтому при обозначении мощности P или P нижний индекс i для краткости опущен.

Диапазоны могут быть заданы оператором с перекрытием (пересекающиеся), как показано на рис. 4.3, или без него (непересекающиеся). Допустимость перекрытия дает оператору возможность более гибко, менее определенно выразить свои представления о состоянии турбины и диапазонах.

Для реализации указанного преимущества гибкости требуется применить в алгоритме управления разгрузкой приемы так называемой Fuzzy logic (гибкой логики), которые и определяют функционирование в ситуациях, когда задана такая ступень разгрузки, как ΔP_2 или ΔP_4 .

Если предусматривается задание диапазонов без перекрытия, то они выглядят так:

$$0 \div P_1, \quad P_1 \div P_2 \quad \text{и} \quad P_2 \div P_{\text{ном}}.$$

4.2. Исполнение длительной разгрузки турбины

4.2.1. Требования к точности и тип исполнительного устройства

Основная функция исполнительного устройства заключается в том, чтобы после импульсной разгрузки турбины сохранить пониженную мощность на сравнительно длительное время, не дать ей подняться выше уровня, определяемого заданием. Иначе говоря, речь идет об ограничении мощности турбины сверху.

Далее устройство разгрузки турбины на длительное время или выполняющий такую функцию алгоритм какого-то устройства, управляющего турбиной или блоком в целом, обозначается для краткости часто применяемым термином «ограничитель мощности».

Наиболее трудно выполнимо требование к точности ограничения мощности.

Если заданное значение разгрузки турбины равно необходимому и составляет ΔP_{req} , то в действительности турбина может оказаться разгруженной глубже на величину

$$\Delta P = k_{er} \Delta P_{req}, \quad (4.1a)$$

где $k_{er} > 1$ — коэффициент погрешности устройства. Чтобы разгрузка турбины не привела к работе вне регулировочного диапазона блока, нижняя граница которого равна P_2 или P_1 , нужно ограничить заданное значение разгрузки:

$$-\Delta P_{req} \leq (P^I - P_2) / k_{er} \quad \text{или} \quad -\Delta P_{req} \leq (P^I - P_1) / k_{er} \quad (4.1b)$$

в зависимости от того, какой диапазон позволено использовать: нормальный или допустимый. Следовательно, чтобы использовать позволенный регулировочный диапазон на 90%, коэффициент погрешности должен быть не больше 1,11. Если положительная и отрицательная погрешности устройства одинаковы, они не должны превышать $\pm 5,5\%$ значения регулировочного диапазона блока. Это означает, что если регулировочный диапазон составляет 20 или 70%, то для его использования на 90% погрешность, отнесенная к номинальной мощности блока, не должна превышать $\pm 1,1$ или $\pm 3,9\%$, соответственно.

В случае, если регулировочный диапазон блока намного превышает требуемую разгрузку и создание излишнего дефицита мощности не представляет опасности для энергосистемы, допустимо использовать и менее точную разгрузку турбины.

Как упомянуто в предыдущем разделе, желательно, чтобы блок был способен к кратковременной работе вне нормального регулировочного диапазона. Если это так, то в течение некоторого времени, зависящего от характеристик блока, после начала разгрузки допустимое значение погрешности больше, чем в длительном послеаварийном состоянии.

Наконец, важное требование к функционированию ограничения мощности: прекращение его действия после достижения требуемого ре-

зультата, в частности отключение устройства, не должно приводить к изменению мощности турбины, а должна иметься возможность нормального управления мощностью турбины, осуществляемого персоналом или устройствами автоматики.

Имеются две принципиально различные возможности осуществить УВ:

- прямое управление через последовательную цепь звеньев, передающих значение ΔP_{req} команды разгрузки вплоть до значения ΔP действительной разгрузки;

- управление через цепь звеньев, имеющую обратную связь по какой-то величине, характеризующей уменьшение мощности турбины ΔP или саму эту послеаварийную мощность P .

Основной недостаток прямого воздействия без обратной связи — небольшая точность, причина которой — нестабильность коэффициентов усиления цепи звеньев; достоинство — отсутствие контура регулирования и, следовательно, проблемы его устойчивости.

Применение обратной связи позволяет нейтрализовать упомянутую нестабильность и существенно повысить точность. Трудности же связаны с инерционностью объекта регулирования, ограничивающей допустимый по условиям устойчивости коэффициент усиления и скорости разгрузки. Кроме того, в данном случае возникает проблема неадекватного поведения при колебаниях электрической мощности.

Для совмещения достоинств разомкнутой и замкнутой систем управления используются комбинированные системы.

4.2.2. Ограничение прямым управлением

В принципе оно может быть выполнено достаточно точным, но для этого нужно хорошо знать коэффициенты усиления как объекта, так и самого управляющего устройства. Ввиду того что характеристики турбины неоднозначны (из-за наличия зон нечувствительности и нелинейности ее системы регулирования, из-за переменного режима отборов пара и т.д.), выполнить систему управления с точностью, превышающей $\pm 10\%$, вряд ли возможно. Хотя в случае использования разгрузки нескольких турбин одновременно средняя статистическая величина общей погрешности меньше, использовать такой способ управления можно лишь в тех случаях, когда высокой точности не требуется.

Устройство может воздействовать на любой из электрических входов в турбину: ЭГП, ЭЧ УТ или двигатель МУТ.

В первых двух случаях управляющий сигнал может быть подан в виде тока, под действием которого ЭГП перемещает систему регулирования турбины на определенную, приблизительно пропорциональную этому току величину. Практически это означает, что после прохождения воздействия на входе должен быть на длительное время оставлен сигнал, пропорциональный необходимой разгрузке. Однако исчезновение сигнала, например — из-за неисправности устройства, вызвало бы внезапный набор мощности, что может оказаться весьма неблагоприятным как для оборудования блока, так и для энергосистемы. Поэтому после окон-

чания процесса ограничения сигнал разгрузки должен быть устранен с ЭГП путем изменения состояния системы регулирования турбины вращением двигателя МУТ.

Вряд ли допустимо эту довольно тонкую операцию поручать оператору, для нее нужна замкнутая система регулирования, перемещающая МУТ по мере постепенного съема пропорционального воздействия с ЭГП. Таким образом возникают элементы комбинированной системы (см. ниже в данном разделе).

В случае подачи воздействия непосредственно на двигатель МУТ этой задачи нет. Поэтому в практике использовался и такой способ разгрузки [2.14, 3.5]. Для этого необходимо, чтобы при управлении от ПА двигатель МУТ мог переместить клапаны турбины от полностью открытого состояния до полностью закрытого не более чем за 10 с. Тогда значение разгрузки варьируется длительностью подачи напряжения на двигатель.

При ограничении мощности при помощи ЭГП, вообще говоря, система регулирования турбины может быть быстрее переведена в положение, соответствующее новой мощности, чем при управлении через МУТ. Однако практического значения это обстоятельство не имеет: применение разгрузки на длительное время не предполагается использовать без импульсного воздействия, и она должна лишь воспрепятствовать подъему мощности после съема импульса.

Для увеличения точности разных типов прямого управления может использоваться коррекция управляющего сигнала по основным параметрам, влияющим на разгрузку турбины, например по давлению пара перед турбиной p_r .

На точность прямого управления влияет изменение частоты в послеаварийном состоянии по сравнению с исходным состоянием. Из-за этого изменения регулятор скорости разгруженной турбины, как и любой другой турбины энергосистемы (глава 4 части II), изменяет ее мощность в соответствии со статической характеристикой. Воспрепятствовать этому могло бы автоматическое корректирующее воздействие, пропорциональное изменению частоты [3.7]. Однако, будучи полезной для обеспечения заданной разгрузки каждого отдельного блока, такая коррекция не может решить вопрос в целом, поскольку не охватывает всех турбин отправной части. Следовательно, или коррекция должна быть введена практически на всех турбинах отправной части, или изменение мощности турбин под действием частоты должно быть учтено в задании на снижение мощности турбин отправной части ЭЭС. Первое вряд ли осуществимо, и практически применяется второе.

В [5] приведена принципиальная схема управления двигателем МУТ турбины с рассматриваемой здесь целью. Особенности схемы:

- исключается суммирование выдержек времени при последовательном срабатывании одной ступени разгрузки вслед за другой;
- осуществляется резервный съем напряжения с двигателя в том случае, если он находится под напряжением в течение времени, превышающего время срабатывания самой длительной ступени разгрузки;

— после съема напряжения с якоря осуществляется его интенсивное электрическое торможение путем включения сопротивления параллельно отключенному от напряжения якорю при еще оставленном напряжении на обмотке возбуждения — благодаря этому почти полностью исключается выбег якоря.

Расчеты и экспериментальные данные показывают, что если частота в послеаварийном состоянии равна исходному значению, то погрешность разгрузки турбины через МУТ не превышает $\pm 0,1$ или $\pm 0,15$ номинальной мощности с вероятностью 0,7 и 0,96 соответственно (данные Г.Л. Брухиса и Т.В. Васьковой — Энергосетьпроект).

4.2.3. Ограничение мощности с обратной связью

Такой способ принципиально более точен, чем прямое управление, и корректирующие звенья могут не требоваться. Он может быть реализован как регулятор мощности турбины, функционирующий в нормальных условиях работы блока и действующий с данной противоаварийной целью как односторонний ее ограничитель.

Точность ограничения мощности во время переходного процесса определяется его коэффициентом усиления и динамической характеристикой цепи звеньев, а в установившемся режиме — только коэффициентом усиления. Для увеличения точности в обоих случаях желательно иметь как можно больший коэффициент усиления, что, однако, ограничено условиями устойчивости замкнутой системы регулирования. Значение допустимого по условиям устойчивости коэффициента усиления зависит от вида обратной связи.

Непосредственно измерить регулируемый параметр — мощность турбины — нельзя, а косвенное измерение по электрической мощности генератора справедливо в установившемся состоянии, во время же переходного процесса мощность турбины P_t отличается от мощности генератора P_g на величину, пропорциональную абсолютному ускорению ротора и постоянной инерции вращающихся масс T_{jnom} . Это выражается уравнением из раздела 3.1 части II:

$$P_t = P_g + T_{jnom} \frac{P_{tnom}}{\omega_0} s', \quad (4.2)$$

где ускорение ротора записано как производная от абсолютного скольжения ротора s' . Скольжение ротора требуется измерять для прогнозирования асинхронного режима генератора, эта проблема рассматривается в части VI монографии, здесь же достаточно только отметить, что это возможно, но не без трудностей. Чтобы обойти их, в ряде устройств мощность турбины заменена мощностью генератора [3.10, 3.28].

Изменение мощности турбины ведет к изменению мощности генератора, но не сразу, что в соответствии с (4.2) определяется массой ротора. Поэтому замена мощности турбины мощностью генератора ведет к динамической погрешности, причем она неблагоприятно зависит от скорости увеличения мощности турбины.

Если эта скорость слишком велика, ограничение мощности турбины на уровне, близком к пределу передаваемой мощности, проблематично. Поэтому, так же как и ограничение без обратной связи, а может быть, и

в еще большей степени, данный вид ограничения требует замедления открытия клапанов турбины. Требуемое замедление зависит от коэффициента усиления устройства: чем меньше коэффициент усиления, тем меньше допустимая скорость восстановления мощности турбины. Таким образом, требование точности ограничения может вступить в противоречие с требованием достаточно быстрого (для уменьшения переторможения турбины) подъема мощности турбины до назначенного предела.

Обратная связь по мощности генератора может вызывать излишнюю разгрузку турбины при электромеханических качаниях в энергосистеме (подробнее — в следующем разделе), и чем больше требуемый коэффициент усиления устройства, тем вероятнее и глубже разгрузка при качаниях.

Таким образом, ограничение мощности с обратной связью встречает ряд технических трудностей, они преодолимы разными способами, один из первых описан в [3.10, 3.28].

4.2.4. Комбинированное ограничение мощности: прямое и с обратной связью

Такое ограничение позволяет использовать преимущества обоих указанных выше способов. Для обеспечения необходимого быстродействия может использоваться прямое ограничение, а для обеспечения статической точности — более медленный регулирующий контур. Такая система представляется наиболее перспективной [3.28].

Такого рода система была в начале 1960-х годов разработана под руководством Б.П. Мурганова (ВТИ), но она не нашла применения из-за слабости аппаратного воплощения. Например, за электрическую мощность в ней первоначально было принято положение золотника системы регулирования турбины, это избавило от влияния колебаний этой мощности, но предопределило малую точность [5] (в следующих конструкциях было использовано измерение электрической мощности).

Функцию медленного регулирующего контура может выполнить система регулирования мощности блока, предназначенная для работы в нормальных условиях. На вход этой системы должно быть подано задание, соответствующее требуемому в послеаварийном состоянии значению мощности блока. Если новое задание выполнено быстродействующим прямым воздействием неточно, то система регулирования осуществляет его коррекцию.

Эта система может быть использована и для решения упомянутой выше задачи перевода управляющего сигнала с ЭГП в перемещение МУТ его двигателем в положение, соответствующее новой, уменьшенной мощности турбины [3.10].

4.3. Исполнение кратковременной разгрузки турбины

4.3.1. Управление импульсами, формируемыми централизованно

Для повышения динамической устойчивости наиболее целесообразно управлять мощностью турбины при помощи прямоугольных импуль-

сов с экспоненциальным съемом всего импульса или его части для предотвращения нарушения устойчивости на втором и последующих циклах качаний. Параметры и форма импульса характеризуются следующими величинами: C — амплитуда прямоугольного импульса, t_i — длительность прямоугольной части импульса, C_e — величина части импульса, снимаемой по экспоненциальному закону, T_e — постоянная времени экспонененты съема импульса.

Изменение глубины и скорости разгрузки может быть достигнуто вариацией величин C и t_i (рис. 4.1) или числа разгружаемых турбин станции. Более предпочтительно разгружать максимально возможное число турбин, так как этим уменьшается возмущение для каждой турбины.

Выбирая соотношение C и t_i для требуемой интенсивности разгрузки, следует учитывать желательность увеличения t_i за счет уменьшения C : в некоторых случаях это может при необходимости позволить воспользоваться преимуществом снимающегося $УВ$ — осуществить коррекцию управляющего воздействия в сторону его уменьшения.

Обычно предусматривается три [3.5], максимум пять ступеней разгрузки, имеющих каждая определенные значения C и t_i . Общестанционное устройство наиболее просто взаимодействует с устройством управления турбиной, если передает ему команду в виде номера ступени разгрузки.

При выборе количества ступеней разгрузки принимается во внимание, что разгрузка выполняется кратковременно, поэтому слишком большая точность дозировки не нужна и нет смысла усложнять устройство за счет существенного увеличения количества ступеней.

Командный импульс определенной глубины и длительности подается или непосредственно на ЭГП турбины, или на какой-то усилительный вход ЭЧ УТ (последнее, если инерционность ЭЧ УТ влияет незначительно). Этот импульс может быть сформирован программно и выдан на ЭГП через цифроаналоговый преобразователь.

Другой вариант — использование электромеханической техники: реле, резисторов и разряжающегося по экспоненте конденсатора. Этот вариант рассмотрен в [5].

4.3.2. О сохранении динамической устойчивости с использованием только местной информации

У многих турбин большой мощности воздействие от регулятора скорости не может предотвратить срабатывание автомата безопасности после отключения от сети полностью нагруженного генератора. В таком случае предусматривают подачу в систему регулирования дополнительного сигнала, вызывающего максимально быстрое закрытие клапанов. Этот сигнал подается на ЭГП, если выявлено отключение выключателя генератора или блока генератор-трансформатор. Альтернативой этому являются воздействия, формируемые в электрической части управления турбиной и подаваемые через ЭГП в нелинейной зависимости:

- от значения уменьшения электрической мощности генератора по сравнению с ее прежним установившимся значением;
- от значения ускорения ротора, получаемого из изменения скорости его вращения.

На турбинах, не имеющих быстрого электрического входа в систему регулирования, часто создают такое воздействие с помощью механико-гидравлического дифференциатора скорости вращения ротора.

Указанные воздействия могут вызвать вредное прекращение доступа пара в турбину при КЗ или качаниях в энергосистеме, и, вообще говоря, во время любых процессов, в которых электрическая мощность генератора меньше исходного значения или механической мощности турбины. Чтобы этого избежать, возможны некоторые меры, корректирующие такие воздействия [3.6].

Вместе с тем велик соблазн управлять мощностью турбины в зависимости от электрической мощности генератора — специально для сохранения динамической устойчивости. Предлагалось, например, подавать воздействие на разгрузку турбины в случае возникновения отрицательной разности между электрической мощностью генератора и мощностью турбины. В силу (4.2) это приблизительно эквивалентно управлению по ускорению генератора или по ступенчатому сбросу электрической мощности генератора. В свете изложенного в главе 4 части II недостатки такого управления очевидны. Они были подтверждены при испытаниях, проведенных Б.П. Мургановым (ВТИ) на турбогенераторах 50 и 100 МВт Серовской электростанции (Урал) в 1964 г. Что же касается возможностей повысить правильность такого рода управления, то они лежат в области расширения объема используемой информации, но этот путь привел бы, в сущности, к превращению каждого устройства турбинного уровня в устройство уровня энергосистемы [5].

4.4. Воздействия на уровне станции

4.4.1. Общие положения

Общестанционная часть противоаварийного управления мощностью и схемой станции для краткости может быть названа просто исполнительным устройством (ИУ) станции. Возможные функции этого ИУ зависят от вида станции (гидравлическая или тепловая) и от состава применяемых УВ.

На гидравлической станции в качестве УВ применяются: ОГ, ФВ и ДС. На тепловой станции дополнительно применяется разгрузка турбин, импульсная (ИР) и на длительное время (ДР). Кроме того, на гидравлической станции применяется пуск агрегатов по команде ПА и, в частности, на гидроаккумулирующей станции — с переводом агрегатов из состояния работы насосами в состояние генераторов.

Наконец, любая станция может получать воздействие от подсистемы АОПО, которая борется с термической перегрузкой оборудования. Это

воздействие целесообразно выполнять с помощью системы регулирования мощности станции, действующей в нормальном состоянии ЭЭС.

Последнее, между прочим, говорит о том, что полезно аппаратное и программное объединение нормальных и противоаварийных функций управления станции в одной системе. Такое объединение позволяет экономить аппаратуру и выполнить более лаконичным программное обеспечение, но достигается не только это — многого стоит и непрерывная проверка хотя бы части той аппаратуры, которая занимается противоаварийным управлением. Однако нельзя забывать, что объединение заставляет требовать от всей системы уровень надежности, который диктуется противоаварийной функцией.

Другая возможность компоновки — общестанционная функция разгрузки станции может реализовываться в выходном модуле программы АДВ, если таковое устройство располагается на этой станции.

Далее излагаются наиболее, как показывает опыт, актуальные и, вероятно, вместе с тем трудные вопросы управления тепловой станцией — выполнение на ней ОГ, РТ и отчасти ДС. Управление гидравлической станцией можно рассматривать как частный случай — управление тепло-вой станцией, не имеющей *УВ* в виде РТ.

Если не видно причин как-то увязывать между собой подбор ступеней ДР и ИР, то эти процедуры выполняются порознь. Однако полезны два ограничения. Первое — подбор ступеней ИР выполняется после подбора ступеней ДР. Второе — целесообразно такое соглашение: чтобы ускорить разгрузку, исполнительное устройство блока должно всегда само сопровождать ДР турбины по крайней мере малым значением дополняющей ИР, а команда ИР от общестанционного уровня, пришедшая на устройство блока, выполняется им взамен этой дополняющей ИР. Поэтому если от блока требуется только ДР, но не требуется ИР, то команда ИР от общестанционного уровня этому блоку не подается.

Вычисления в данном ИУ с точки зрения организации функционирования вряд ли имеют особенности по сравнению с устройством АДВ и могут выполняться в соответствии с обычным принципом, применяемым в ПА. Так, если в ИУ для решения рассматриваемой задачи применяется способ «ДО», то подбор ступеней управления агрегатами выполняется циклами в доаварийном состоянии ЭЭС, причем для каждого аварийного тракта отдельно в заданной последовательности обслуживания трактов. Если принят способ «ПОСЛЕ», то решение выполняется только для сработавшего тракта сразу после прихода задания в исполнительное устройство.

Исполнительное устройство должно соблюдать заданные пользователем и оператором приоритеты. Прежде всего, это — приоритеты управляющих воздействий. Принципиальная сторона вопроса выглядит следующим образом.

Если для данного аварийного тракта задано ДС, то задано и сечение ДС, и для него топологическим анализом схемы станции определяется, какие агрегаты находятся в той из разделяющихся частей станции, которая должна быть подвергнута снижению мощности при срабатывании этого тракта.

Поскольку эффективность $УВ$ в виде ОГ и РТ, вообще говоря, различна (раздел 2.3), эти составляющие разгрузки станции могут быть заданы отдельно. Возможно и иное задание разгрузки – одной величиной, обозначающей разгрузку в виде ОГ. Тогда в процессе распределения задания на разгрузку, разгрузка в виде РТ должна быть эквивалентирована разгрузкой в виде ОГ. Далее рассматривается этот вариант, более простой для выработки общестанционного задания. Термин разгрузка станции употребляется в смысле снижения мощности станции.

Если разгрузка в виде РТ задана для разгружаемой части станции с приоритетом, превышающим приоритет ОГ, то заданное для тракта снижение мощности должно быть распределено по агрегатам этой части. Возможна ситуация, когда требуемое снижение превышает (по абсолютному значению) возможности разгрузки данных агрегатов. Тогда выполняется $УВ$ в виде РТ+ОГ: РТ дополняется с помощью отключения части этих агрегатов. Генераторы, отключаемые дополнительно к РТ, определяются так же, как при использовании ОГ в качестве самостоятельного воздействия. В данном случае требуется, чтобы регулировочный диапазон оставшихся в работе агрегатов использовался по возможности наиболее полно. Однако из-за дискретности величины отключаемой мощности в большинстве случаев необходимая разгрузка остающихся в работе турбин оказывается меньше, чем допустимая по регулировочному диапазону, поэтому задание на РТ оставшихся в работе агрегатов корректируется по сравнению с первоначальным соответственно производимому ОГ.

Возможна и обратная картина: приоритет ОГ выше, чем РТ, и тогда нехватка назначенных для отключения генераторов дополняется разгрузкой агрегатов, оставшихся в работе в данной части станции. Получается $УВ$ в виде ОГ+РТ.

В обоих случаях меньшая дискретность РТ, чем ОГ, позволяет использованием ОГ совместно с РТ снизить избыточность выполнения разгрузки станции.

Наконец, другой род приоритетов. Поскольку агрегаты могут находиться в технологически разном состоянии, оператор нуждается в возможности назначить желательную с его точки зрения очередность, в которой агрегаты будут привлекаться к разгрузке и отключению.

Общестанционное ИУ должно подавать к управляемым турбинам в качестве команд на выполнение РТ или сигналы о необходимых значениях их разгрузки, или сигналы об их требуемых послеаварийных мощностях. Для простых устройств управления отдельными блоками применение того или иного вида выходных команд может быть безразличным. Коль скоро, однако, общестанционное устройство располагает информацией об исходных мощностях управляемых генераторов, то в нем имеется возможность создать выходные команды любого вида.

Использование аналоговой аппаратуры для разгрузки станции и ее турбин обычно заставляет подготавливать разгрузку турбины при наладке ПА, задавать ее от общестанционного устройства и исполнять только

ступенями. Если же возможно выполнение РТ турбин, особенно ДР, не на заранее настроенные там ступени, а в соответствии с заданием в непрерывном виде, то это дает возможность свести к минимуму избыточность разгрузки станции.

Итак, можно следующим образом кратко перечислить функции общестанционной части противоаварийного управления мощностью и схемой станции по обслуживанию одного аварийного тракта:

- получение от устройства АДВ информации (при использовании способа «ДО») или команд (при использовании способа «ПОСЛЕ») – о требуемом для этого тракта сечении ДС и требуемых значениях ОГ, ДР и ИР с обеих сторон от этого сечения с указанием о приоритете РТ или ОГ;

- при использовании способа «ДО» – получение от пускового органа тракта или от устройства АДВ сигнала о срабатывании тракта;

- сразу после прихода сигнала о срабатывании тракта или получения указанных выше команд:

- подача к устройству управления каждого расположенного в сечении ДС выключателя команды на его отключение;

- подача к устройству управления каждого выбранного для отключения генератора команды на его отключение;

- подача к устройству управления каждой выбранной для разгрузки турбины команды, характеризующей значение необходимого снижения ее мощности в виде ДР и ИР или значение ее послеаварийной мощности;

- разгрузка станции или ее части должна быть выполнена в объеме, не меньшем назначенного, и распределена по агрегатам с соблюдением назначенных пользователем и оператором приоритетов и минимизации излишней разгрузки.

Под частью станции понимается группа генераторов, которая может отделиться от остальных генераторов станции в результате ее разделения под действием АВ или УВ в виде ДС, например, группа блоков, включенных на шины 220 или 500 кВ станции.

4.4.2. Простые выполнения общестанционных ИУ

В зависимости от степени учета влияющих на распределение разгрузки факторов сложность выполнения общестанционного ИУ весьма различна. Так, например, если на станции выполняется ДС, то это должно учитываться обязательно, хотя и сильно осложняет решение.

Общестанционное устройство, в функции которого входит выполнение ДС и РТ, может быть удовлетворительно выполнено только программируемым на микропроцессорной технике. Выполнение устройства на релейной технике без очень значительного упрощения его функций невозможно.

Промежуточное исполнение представляет, например, структурная схема, выполненная в виде аналогового вычислительного устройства [3.7].

В [5] показана принципиальная схема элементарного устройства, выполняющего ДР станции. В нем три ступени ДР на заданное значение мощности распределяются независимо друг от друга по трем турбинам, имеющим по три ступени разгрузки, и, кроме того, могут вызвать отключение любого из трех генераторов. Распределение разгрузки станции настраивается оператором с помощью электрического коммутатора размерностью 3×12 с развязывающими диодами в штекерах.

В схеме устройства ИР, приведенной там же, в отличие от устройства ДР исключена возможность подключения к общестанционной части различных ступеней индивидуальных устройств разгрузки и вместе с тем исключен коммутатор. Турбина подключается к трехступенчатому устройству разгрузки всеми тремя ступенями или не подключается вовсе. Интересно, что это устройство, состоящее всего из нескольких реле, тем не менее, выполняет довольно сложные функции (обычно они нужны и микропроцессорным устройствам):

- при одновременном приходе двух или трех ступеней команды разгрузки осуществляется разгрузка большей ступенью;

- при последовательном приходе команд на две ступени разгрузки таким образом, что необходимость второй, большей возникает до съема первой, прерывается первая и полностью проходит вторая; если вторая меньше первой или равна ей, то первая полностью проходит к турбинам, а вторая запрещается;

- чтобы индивидуальные устройства разгрузки турбин не могли воспринять одну затянувшуюся команду ИР как несколько последовательно появляющихся команд, команда подается кратковременно;

- на случай подачи после первого, основного импульса корректирующих импульсов, увеличивающих интенсивность разгрузки, после окончания первого импульса устройство разгрузки остается введенным в работу в течение небольшого времени, по истечении которого во избежание случайной разгрузки турбин индивидуальные части ИР выводятся из работы; обратный ввод ИР в работу осуществляется автоматически с выдержкой времени или вручную;

- для исключения слишком глубокой разгрузки турбины в результате последовательного появления нескольких пусковых импульсов после прохождения первого импульса интенсивность последующих автоматически уменьшается.

4.5. Информация для распределения заданной величины разгрузки станции между ее агрегатами

4.5.1. Основные характеристики алгоритма

Данный материал представлен здесь на основе алгоритма, разработанного авторами для тепловой станции мощностью 3600 МВт. Вопросы разделения данной станции не рассматриваются.

Задачей алгоритма, выполняемого для каждого из трактов, является распределение рассчитанной разгрузки станции по ее агрегатам — с

целью их разгрузки (там, где это возможно) или отключения. Задание на изменение мощности станции как результат вычисления UV для данного аварийного тракта с номером n подается на вход общестанционной части системы аварийного снижения мощности станции в виде мощности P_n , на которую должна быть уменьшена эта мощность.

Как уже упоминалось, может оказаться удобным, чтобы общестанционное устройство подавало к управляемой турбине команду не о необходимом значении ее разгрузки, а о ее требуемой послеаварийной мощности. Здесь рассматривается первый из упомянутых вариантов как более естественный.

Алгоритм может исполняться в режиме «ДО», а это значит, что сразу после поступления соответствующего аварийного сигнала должна быть подана команда к устройству управления каждого предназначенного для этого агрегата, содержащая заранее рассчитанную в доаварийном состоянии информацию о значении необходимого снижения мощности его турбины или команду на отключение его генератора.

В общестанционную часть должны быть введены доаварийные значения мощности подключенных к системе управления генераторов, а также значения тех мощностей генераторов, которые характеризуют границы регулировочного диапазона блока. Кроме того, нужны предпочтения персонала относительно очередности привлечения блоков к разгрузке.

4.5.2. Информация о блоках

Для распределения заданной разгрузки нужны следующие данные о каждом агрегате станции, который, в принципе, предназначен для участия в разгрузке станции или ее части: j — станционный номер агрегата; $P_{\text{ном}}$ — номинальная электрическая мощность генератора; P^I — мощность генератора до требования срабатывания ПА (исходная, т.е. измеренная в доаварийных условиях, и расчетно усредненная мощность); S — число заранее настроенных ступеней разгрузки турбины (задается отдельно для ДР и ИР); s — порядковый номер ступени разгрузки турбины; обычное число ступеней не больше пяти; ступень с меньшим номером слабее ступени с большим номером; P_s — заранее настроенная разгрузка турбины ступенью s ($P_s < 0$); диапазоны послеаварийных мощностей: нормальный, допустимый и запретный, представленные в пункте 4.1.3 и на рис. 4.3.

Значения S , s и P_s и диапазоны послеаварийных мощностей задаются отдельно для целей ДР и ИР.

Основные соотношения, касающиеся информации:

$$\left. \begin{aligned} 0 < P^I < P_{\text{ном}}; \\ P^{II} &= P^I + \Delta P_s; \\ P_{11} < P^{II} < P_{\text{ном}}; \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

где P^{II} — мощность генератора в послеаварийном состоянии, т.е. после завершения его разгрузки; после отключения блока $P^{II}=0$.

Формальное требование к заданию диапазонов: любое значение мощности блока должно относиться минимум к одному и максимум к двум диапазонам. Для диапазонов, которые могут быть заданы с перекрытием, это требование выражается неравенствами:

$$P_{11} \leq P_{12}; P_{21} \leq P_{22}. \quad (4.4a)$$

Если диапазоны не задаются пересекающимися, то они обязательно должны соприкасаться:

$$P_{11} = P_{12} = P_1; P_{21} = P_{22} = P_2. \quad (4.4b)$$

Каждая из заданных ступеней разгрузки турбины ранжируется в зависимости от того, в какой диапазон в соответствии с (4.3) попадала бы послеаварийная мощность P^{II} в результате применения данной ступени:

- попадание в нормальный диапазон — ступень относится к первой группе;
- попадание в допустимый диапазон — ступень относится ко второй группе;
- попадание в запретный диапазон — ступень запрещается.

Если в случае пересекающихся диапазонов назначено $P_{12}=P_{\text{ном}}$ или в случае непересекающихся $P_1=P_{\text{ном}}$, что исключает РТ, то вне зависимости от задания границы между допустимым и нормальным диапазонами данный агрегат участвует в разгрузке станции не разгрузкой турбины, а отключением генератора. Такой генератор нужно ранжировать в отношении его использования для отключения, относя его тем или иным удобным для оператора способом к одной из трех групп: первой, которая преимущественно подвергается отключению, второй, тоже отключаемой, но во вторую очередь, или третьей, генераторы из которой не отключаются вообще.

4.5.3. Информация о станции в целом

К этой информации относятся: N — число обслуживаемых трактов; n — номер очередного обслуживаемого тракта; $DSNr$ — номер сечения ДС, применяемого с этим трактом; P_n — требуемое снижение мощности станции ($P_n \leq 0$), подготовленное расчетом на случай срабатывания очередного обслуживаемого тракта с номером n и подлежащее реализации на любых агрегатах станции или на их группе, обособляемой в результате ДС (задается отдельно для ДР и ИР).

В соответствии с наименованием сечения ДС топологическим анализом схемы станции определяются: j — станционный номер агрегата, входящего в ту группу, которая может управляться данным трактом и на которой требуется реализовать задание P_n ; J — общее число агрегатов с номерами j .

4.6. Сущность алгоритма распределения разгрузки станции между ее агрегатами

4.6.1. Критерий подбора агрегатов и ступеней их разгрузки

Поскольку эффективность $УВ$ в виде ОГ и РТ различна, эти составляющие разгрузки станции могут быть заданы отдельно. Возможно и иное задание разгрузки – одной величиной, обозначающей разгрузку в виде ОГ. Тогда в процессе распределения задания разгрузка в виде РТ должна быть эквивалентирована разгрузкой в виде ОГ. Далее рассматривается этот вариант, более простой для выработки общестанционного задания.

Доаварийные мощности P^I выбранных для отключения генераторов и выбранные ступени P_s разгрузки турбин должны отвечать следующему неравенству:

$$P_n > \sum_j^J (-P^I + k_V P_s), \quad (4.5)$$

где k_V – поправочный коэффициент $УВ$, с помощью которого мощность, на которую уменьшается мощность турбины ее разгрузкой, пересчитывается в мощность отключаемого генератора, эквивалентную в отношении устойчивости (отдельно для ДР и ИР). Для значения коэффициента подходит диапазон

$$0,5 \leq k_V \leq 2,0.$$

Он определяется расчетом конкретной эффективности $УВ$ на данной станции и может, в принципе, быть поставлен в зависимость от требуемой разгрузки.

Например, для ДР согласно табл. 2.5 $k_V = -363 / -273 = 1,33$.

Естественно, два слагаемых в (4.5) относятся не к одному и тому же агрегату j , а к разным агрегатам в группе J .

Чтобы сравнить между собой многочисленные варианты решений, удовлетворяющие (4.5), и затем выбрать выгоднейший, для каждого варианта вычисляется минимизируемый функционал оценки. Он включает в себя две составляющие – превышение заданной разгрузки и отклонение от наилучших приоритетов:

$$F = \Delta P + k \sum s \Rightarrow \min, \quad (4.6a)$$

где $\sum s$ – сумма порядковых номеров использованных для данного варианта ступеней в ряду ступеней разгрузки турбин; k – коэффициент, устанавливающий соотношение между избыточностью $УВ$ и удаленностью ступени $УВ$ от начала ряда; ΔP – избыточность варианта $УВ$, которая составляет

$$\Delta P = \left| \sum_j^J (-P^I + k_V P_s) - P_n \right|. \quad (4.6b)$$

4.6.2. Принцип подбора ступеней

Для подбора ступеней РТ формируется ряд ступеней, реализуемых на всех агрегатах станции. Он состоит из двух групп разгрузки. В каждой группе ступени выстраиваются в порядке очередности привлечения к разгрузке турбин, к которым относятся эти ступени.

Из общего ряда реализуемых на станции ступеней разгрузки агрегатов для каждой обособленной группы агрегатов числом J выделяется ряд ступеней, реализуемых только на этих агрегатах.

Подбор ступеней РТ для (4.5) производится в порядке очередности разгружаемых агрегатов прежде всего среди ступеней, вошедших в первую группу, затем к ним добавляются в той же очередности те ступени второй группы, которые необходимы для выполнения (4.5).

Подбор ступеней ИР выполняется аналогично ступеням ДР с той только разницей, что для ИР прежде всего используются те же турбины, которые уже выбраны для ДР, и в том же порядке. Если ступеней ИР, имеющихся у этих турбин, не хватает для заданной мощности ИР станции, то ступени добавляются сначала из числа ступеней первой группы и затем дополнительно из числа ступеней второй группы – и то и другое в заданном порядке очередности оставшихся турбин.

Алгоритм подбора ступеней является типичным для подбора слагаемых под заданную сумму, и для его построения может быть использован любой известный метод.

4.6.3. Пример подбора ступеней

Пусть для разгрузки назначено общее число блоков $J = 3$ со стационарными номерами j . Ступени их разгрузки, распределение ступеней по двум группам и очередность разгрузки турбин даны в табл. 4.1. В ней ступени, относящиеся к первой группе, подчеркнуты.

Таблица 4.1

Исходные данные и ряд ступеней разгрузки

Станционный номер блока j	1	2	3
Ступени разгрузки турбины $-P_s$	<u>10</u> <u>20</u> 30	<u>15</u> 25 35	<u>20</u> <u>30</u> 40
Очередь разгрузки турбины	2	3	1
Ряд ступеней $-P_s$ разгрузки станции	1-я группа: (20/3∪30/3)∩(10/1∪20/1)∩(15/2) 2-я группа: (40/3)∩(30/1)∩(25/2∪35/2)		

Ряды ступеней разгрузки здесь записаны следующим образом:

– после мощности каждой ступени за косой чертой указан номер турбины, на которой настроена эта ступень;

– знаком $\cup$ (логический знак ИЛИ) показано, что следующая за этим знаком ступень не самостоятельна, а только может заменить уже ранее включенную в ряд ступень этой турбины;

– ступени одной турбины выделены скобками и знаком $\cap$ между скобками (логический знак И) показано, что ступени предыдущей турбины могут быть дополнены ступенями последующей, имеющей меньший приоритет;

– все ступени второй группы располагаются после всех ступеней первой группы, причем потурбинная последовательность одинакова в обеих группах; соответственно этому, все ступени имеют общую нумерацию – сначала ступени первой группы и следом второй.

С целью конкретизации решения в табл. 4.2 показаны некоторые варианты подбора ступеней разгрузки на длительное время для указанного выше примера. Для формирования функционала оценки коэффициент k , устанавливающий вес удаленности ступени UB от начала ряда, взят равным $k = 1$. Наименьшие значения функционала выделены в таблице жирным шрифтом и предварены восклицательным знаком.

Таблица 4.2

Пример подбора ступеней разгрузки турбин
для заданной разгрузки станции

P_n	Набор ступеней $-P_s$	Суммарная мощность ступеней в наборе	Превышение разгрузки ΔP	Сумма номеров использованных ступеней $\sum s$	Функционал оценки F
-15	20/3	-20	5	1	6
	10/1 $\cap$ 15/2	-25	10	3+5=8	18
	15/2	-15	0	5	!5
-20	20/3	-20	0	1	!1
	10/1 $\cap$ 15/2	-25	5	3+5=8	13
-25	20/3 $\cap$ 10/1	-30	5	1+3=4	9
	30/3	-30	5	2	!7
	10/1 $\cap$ 15/2	-25	0	3+5=8	8
-35	20/3 $\cap$ 20/1	-40	5	1+4=5	!10
	30/3 $\cap$ 10/1	-40	5	2+3=5	!10
	40/3	-40	5	6	11
	10/1 $\cap$ 25/2	-35	0	3+8=11	11

Из таблицы видно, что в данном примере каждое из заданий может быть выполнено несколькими наборами ступеней, которые характеризуются то мало, то весьма различающимися значениями функционала. Повысить точность исполнения задания по сравнению с вариантом, дающим минимум функционала, удалось бы в двух случаях из четырех – за счет некоторого отклонения от очередности.

Возможно, что несколько вариантов дают одинаковый результат (в случае данной таблицы – два варианта при $P_n = -35$). На такой случай нужно какое-то правило предпочтения – например, принимается к исполнению тот вариант, который рассчитан последним.

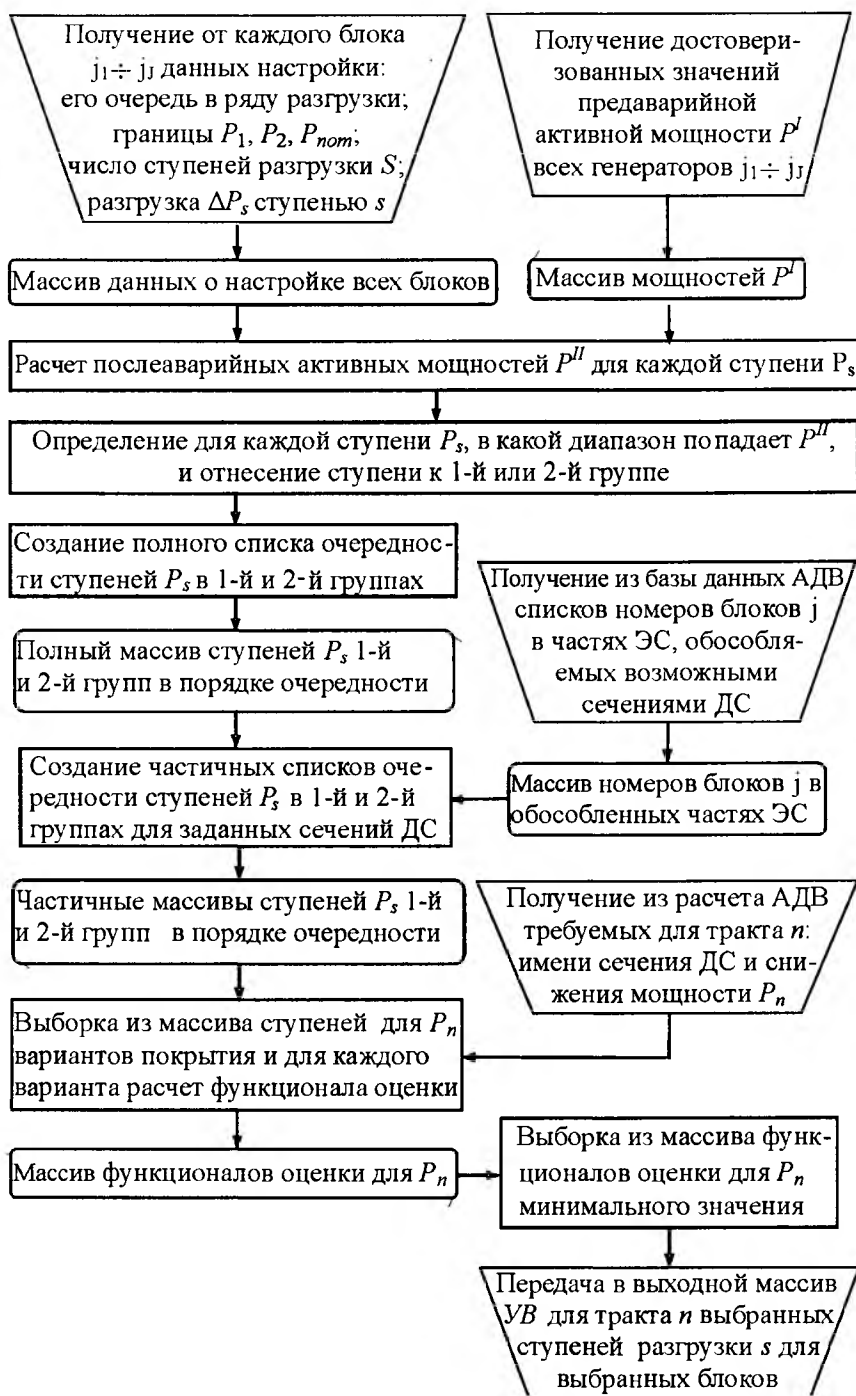


Рис. 4.4. Структура алгоритма распределения разгрузки турбин (РТ) станции на длительное время (ДР)

4.6.4. Порядок решения задачи

Структура решения схематично показана на рис. 4.4. Она лишена, как минимум, следующих подробностей.

Во-первых, она дана только для ДР, поскольку для ИР порядок решения, как уже указано, отличается только в том случае, если блоков, разгружаемых для ДР, не хватает для покрытия той разгрузки станции P_n , которая задана для ИР. Эта отличающаяся часть выполняется теми же приемами, которые описаны применительно к ДР.

Во-вторых, структура касается только технологических аспектов задачи и, конечно, не касается многочисленных средств и приемов, которые неминуемо используются в процессе программирования; она также не раскрывает функционирования алгоритма во времени, содержания внешних массивов, способов общения с ними и, наконец, общения с персоналом (экранные формы и т.п.).

Глава 5.

Исполнение управляющих воздействий в электрической сети

5.1. Централизованное отключение нагрузки

5.1.1. Общие положения

Отключение нагрузки (ОН), централизованное и децентрализованное, в общих чертах охарактеризовано в пункте 1.3.3.

Децентрализованное ОН выполняется в основном в рамках подсистем АОСЧ и АОСН, а причиной отключения обычно является понижение частоты или напряжения, выявляемое соответствующим устройством, установленным на подстанции, от которой питается отключаемая нагрузка.

Структура централизованного ОН в общем случае выстраивается в виде дерева [3.16]: команда ОН проходит от устройства АДВ к исполнительным устройствам (ИУ) по пути, состоящему из магистрального канала связи (М), устройства распределения команд отключения нагрузки (РК) и распределительных каналов связи (N) — рис. 5.1. Одно срабатывание ПА может требовать прохождения команд по нескольким таким древообразным структурам, ведущим к разным потребителям.

Безусловно, централизованному и децентрализованному отключению могут подвергаться одни и те же потребители, хотя специфика этих воздействий предопределяет обращение каждого из них и к собственным потребителям: централизованное — к более крупным, децентрализованное — к менее крупным и рассредоточенным. Однако могут существовать потребители, к которым обращаются оба вида воздействий, тогда эти воздействия используют общие исполнительные цепи.

Очевидно, что добиться согласованного действия децентрализованных устройств ОН сложнее, чем централизованных, но централизованную структуру сложнее организовать, и она дороже. Как и при всякой централизации, возникает проблема надежности выполнения заданного значения ОН, и решение этой проблемы требует дополнительных затрат. Поэтому, рассматривая исполнение управляющих команд, важно уделить особое внимание исполнению именно централизованного ОН.

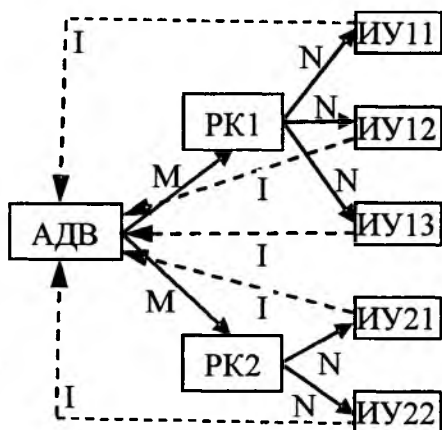


Рис. 5.1. Структура выполнения
УВ в виде централизованного
отключения нагрузки

Итак, рассматривается структура взаимодействия устройств, предназначенных для автоматической реализации в централизованном порядке команды на отключение части нагрузки, имеющейся в концентрированном узле ЭЭС. Предусматривается отключение таких потребителей, которые по характеру технологического процесса и степени ответственности допускают внезапный перерыв питания на время, достаточное для проведения мероприятий (мобилизация резерва генерирующей мощности, восстановление или соответствующее преобразование схемы сети), позволяющих снова подать им напряжение. Это время вряд ли меньше 15 мин и при хорошем оснащении энергосистемы и тренированных операторах не должно превысить 60÷90 минут.

5.1.2. Структура ОН

В структуре на рис. 5.1 устройство РК выполняет функцию ретрансляционного пункта для перехода от магистральных каналов к распределительным. Если его вычислительные возможности позволяют, то, кроме того, оператор может ввести в него очередность отключения потребителей через распределительные каналы, а также в нем может автоматически или оператором подбираться состав потребителей под значения приходящих к устройству РК команд. Собственно, эти задачи аналогичны тем, которые рассмотрены в предыдущем параграфе применительно к разгрузке станции.

По одному из вариантов ОН может подготавливаться (способ «ДО») или сразу компоноваться и выполняться (способ «ПОСЛЕ») под заранее назначенные ступени мощности отключаемых потребителей: в устройстве РК осуществляется подбор конкретных потребителей в соответствии с желательной очередностью их отключения. В этом случае от устройства АДВ по магистральному каналу к устройству РК передается информация о необходимости отключения определенной ступени ОН.

Другой вариант заключается в том, что все эти действия выполняются в устройстве АДВ, и в устройство РК для каждого тракта передаются конкретные команды на отключение определенных потребителей в соответствии с желательной очередностью их отключения. В этом случае устройство РК выполняет только функции пункта ретрансляции.

Недостаток нормальных каналов связи вызвал интерес к разнообразным способам передачи команд на отключение не по каналам связи, а путем распространения сигнальной посылки по сети высокого напряжения. Одинаковая команда поступает сразу на все подстанции, куда доходит посылка; понятно, что дальность распространения ограничена потерей энергии в сети. Хотя частотное или временное кодирование позволяет различать несколько команд, все-таки на все подстанции одновременно приходит одинаковая команда, и поэтому такие системы называют *циркулярным телеуправлением* (ЦТУ). Для ОН возможно применение ЦТУ совместно с телепередачей команд по каналам связи. Например, на расположенный в сети 110 кВ пункт РК, где находится устройство распределения команды ОН по отдельным потребителям, эта команда

может быть передана по магистральным каналам с помощью устройств телепередачи, а оттуда команды непосредственно к потребителям — по сети более низкого напряжения с помощью ЦТУ.

Для подбора потребителей под необходимое значение мощности ОН нужно обладать информацией об их действительной предаварийной мощности. Где имеется или куда специально с целью ОН может быть собрана эта информация — в пункт, где расположено или устройство АДВ, или устройство РК, — зависит от многих особенностей организации сбора и передачи информации в конкретной энергосистеме. На рис. 5.1 пунктирными линиями показана передача информации I о мощности потребителей в устройство АДВ, что, вообще говоря, не соответствует желательной иерархичности сбора информации.

5.1.3. Надежность телепередачи команд и способы ее повышения

Вероятно, наиболее трудным вопросом отключения нагрузки является достижение необходимой надежности: интересы потребителей заставляют осуществлять отключение на подстанциях, расположенных как можно ближе к подходящим для отключения потребителям и питающим, как правило, относительно небольшую нагрузку, а это из-за удаленности этих подстанций от источника команды ОН и из-за их многочисленности снижает надежность исполнения команды. Поэтому она определяется, в основном, надежностью разветвленной системы телепередачи команд.

Показатели надежности ПА описаны в разделе 2.3 первой части. Там показано, что исчерпывают проблему нормирования надежности ПА два показателя: неготовность q и число случаев НСБН. Там же дан пример параметров ненадежности системы ПА, в котором вся система имеет $q=0,024$ и НСБН = 0,178 случаев за год, а на долю телепередачи сигналов от устройства АДВ до исполнительных устройств (звено структуры Д-И) из этого приходится значительная часть: $q_{D-I}=0,01$ и НСБН $_{D-I}=0,1$.

Напомним: готовность есть вероятность того, что аппарат окажется работоспособным в произвольный момент времени при заданном порядке обслуживания. Если неготовность есть q , то готовность — $(q-1)$. НСБН — неправильное срабатывание по причине ненадежности, не спровоцированное каким-либо требованием функционирования, т.е. безаварийного.

Для достижения таких показателей имеется по крайней мере несколько путей [3.16].

1. Повышение надежности аппаратуры телепередачи и используемых ею каналов связи. Сразу нужно заметить, что этот путь — вероятно, самый плодотворный, но относится к области производства аппаратуры и создания каналов связи, а не к организации структур ПА. Задачей разработчика ПА являются лишь требования к аппаратуре и каналам, а не способы удовлетворения этих требований.

2. Уменьшение количества требуемых для ОН распределительных N и особенно магистральных M каналов. Этот путь, без сомнения, эффек-

тивен, он снижает оба показателя ненадежности, но ведет к укрупнению ступеней ОН и, в общем случае, к повышению ущерба для потребителей.

3. Дублирование всех или только части каналов телепередачи с посылкой команды параллельно по двум каналам. Этот путь резко снижает неготовность (до q^2), но вдвое увеличивает число НСБН. До сих пор почти все каналы телепередачи аварийных сигналов и команд в ПА дублируются.

4. Передача команды ОН по одному каналу телепередачи дважды: двумя разными сигналами, передаваемыми последовательно друг за другом. Этот способ предложен Н.В.Вавиным и И.И.Цитвером (Энергосетьпроект), которые обратили внимание на то, что неготовность аппаратуры и высокочастотного канала, используемых для телепередачи аварийных сигналов и команд, сосредоточена во входных и выходных релейных цепях аппаратуры. Эти цепи в меньшей степени снабжены автоматическим контролем исправности (в отличие от остальной части канала, через которую постоянно передаются и контролируются колебания тональной или высокой частоты), и поэтому после возникновения неисправности такой цепи среднее время ожидания ремонта велико (половина времени между плановыми проверками), а именно оно и определяет неготовность. Отсюда сделан вывод о том, что дублирование входной и выходной цепи, т.е. передача команды через две такие цепи одной аппаратуры, дает почти тот же эффект в отношении неготовности, как и дублирование всего канала телепередачи. Что же касается числа НСБН, то оно увеличивается тоже почти как при дублировании. И конечно, иногда важный недостаток этого способа — резервный сигнал приходит с удвоенной задержкой.

5. Создание избыточности ОН, т.е. запаса мощности отключаемой нагрузки. Этот путь является альтернативой дублированию каналов и сигналов. Он приводит, однако, к дополнительному экономическому ущербу и ограничен рамками, в которых создаваемый в ЭЭС небаланс мощности не создает опасности нарушения устойчивости какого-либо ее сечения. Запас отключаемой нагрузки играет роль резерва по отношению только к тем из каналов связи, по которым передаются команды на отключение нагрузки с мощностью, не превышающей этот запас. Это более достижимо для распределительных каналов, чем для магистральных.

Здесь подразумевается, что канал телепередачи связывает один отправной и один приемный пункт, его канал связи проходит по одному или по нескольким участкам сети и имеет промежуточные усилители на подстанциях между участками.

Ориентировочную оценку надежности структуры телепередачи по рис. 5.1 можно сделать, если пренебречь совпадением по времени разных случаев неправильного функционирования телепередачи. Тогда неготовность и число НСБН структуры получается простым суммированием:

$$q_{D-I} = \sum_1^m q_M + \rho \sum_1^n q_N, \quad (5.1a)$$

$$\text{НСБН}_{D-I} = \sum_1^m \text{НСБН}_M + \rho \sum_1^n \text{НСБН}_N, \quad (5.1b)$$

где q_M, q_N — неготовность телепередачи команды по одному магистральному или распределительному каналу, определенная с учетом возможного резервирования по приведенным выше пунктам 3 или 4 (аналогично для НСБН); m, n — число магистральных или распределительных каналов телепередачи; ρ — коэффициент, показывающий во сколько раз отказ или неправильное срабатывание распределительного канала телепередачи приемлемей, чем такие же случаи неправильного функционирования магистрального канала ($\rho < 1,0$).

Принять $\rho = 1,0$ означает, что неправильное функционирование не дифференцировано по отношению к мощности отключаемых потребителей, хотя отказ отключения малой части нагрузки, возможно, перекрыт введенными в расчет и распределение ОН запасами, и ущерб от неправильного отключения такого потребителя, естественно, существенно меньше, чем от отключения нескольких таких потребителей, управляемых магистральным каналом. Итак, если принять $\rho < 1,0$, то вклад ненадежности распределительных каналов уменьшится по сравнению с магистральными и смягчатся требования к их надежности.

Далее на примере рассмотрены последние три пути (два способа резервирования и избыточность), причем выявлено, что дает путь избыточности.

5.1.4. Пример расчета надежности телепередачи команд ОН

Для примера взята передача команд с помощью аппаратуры, которая работает по высокочастотным каналам связи, организованным на линиях электропередачи высокого напряжения, и позволяет передать одну из нескольких команд, различающихся частотным кодом (передача двух или нескольких команд осуществляется последовательно). Неготовность одного недублированного канала в среднем составляет примерно $q = 0,05$, а его неправильные срабатывания дают НСБН = 0,002 случая в год.

Примем указанные в предыдущем разделе желательные значения суммарной неготовности и НСБН всей структуры ОН в качестве требуемых. Тогда неготовность канала в пять раз превышает требуемую неготовность структуры, а неправильные его срабатывания выглядят значительно благополучнее: число НСБН в 50 раз меньше, чем указано для структуры.

Это сравнение указывает, что без мер, повышающих надежность, не годится даже один канал.

Более того, даже полное дублирование канала (с передачей сигнала по двум независимым трактам) не всегда может обеспечить должную готовность. Так, неготовность одного дублированного канала составляет

$$q_M = q_N = q^2 = 0,05^2 = 0,0025.$$

На основе (5.1a) определим допустимое количество распределительных каналов:

$$n = (q_{D-I} - mq_M) / \rho q_N. \quad (5.2a)$$

Если, например, взять $m=2$, $\rho=0,4$, то

$$n = (0,01 - 2 \times 0,0025) / 0,4 \times 0,0025 = 5,$$

т.е. дублирование сделало возможной только довольно скромную структуру, представленную на рис. 5.1. В ней

$$\text{НСБН}_{D-I} = 2 \times 2 \times 0,002 + 0,4 \times 5 \times 2 \times 0,002 = 0,016 \text{ случаев в год.}$$

Пусть использование двух сигналов для передачи одной команды уменьшило неготовность в два с половиной раза, т.е.

$$q = 0,02, \quad q_M = q_N = q^2 = 0,0004.$$

Тогда, если взять $m=5$, $\rho=0,4$, то

$$n = (0,01 - 5 \times 0,0004) / 0,4 \times 0,0004 = 50,$$

т.е. удвоенная посылка команды в дублированных каналах сделала возможной гораздо более разветвленную структуру, состоящую из 5 распределительных пунктов и 50 оконечных с исполнительными устройствами. Однако в этой структуре можно ожидать некоторого увеличения числа случаев НСБН, пусть в полтора раза: $\text{НСБН} = 0,003$ случая в год. Поэтому нужно выявить, нет ли ограничения числа распределительных каналов с этой стороны. Оно определяется формулой:

$$n = (\text{НСБН}_{D-I} - m \times \text{НСБН}_M) / \rho \times \text{НСБН}_N. \quad (5.2b)$$

Конкретно

$$\text{НСБН}_M = \text{НСБН}_N = 2 \times \text{НСБН} = 2 \times 0,003 = 0,006;$$

$$n = (0,1 - 5 \times 0,006) / 0,4 \times 0,006 = 29,$$

т.е. именно этот показатель ограничивает число распределительных каналов.

Интересно, что удвоенная посылка команды не позволяет ради экономии применить дублирование не всех каналов телепередачи, а только магистральных: при тех же условиях, которые приняты выше, ограничение неготовности сводит допустимое число распределительных каналов к одному. Но положение можно изменить использованием запаса мощности отключаемой нагрузки.

Чтобы конкретизировать это утверждение, предположим, что требуется отключить n одинаковых нагрузок, сигналы к которым передаются по каналам с одинаковыми показателями надежности. Принято, что используется m магистральных дублированных каналов, а распределительные каналы не дублированы, и что во всех каналах использованы два сигнала для передачи одной команды. Если для заданного объема ОН достаточно отключить n нагрузок, то команда передается к количеству нагрузок, равному $(n+1)$, т.е. если неправильного несрабатывания какого-либо канала не произойдет, то осуществится излишнее отключение одной нагрузки; ее доля составляет $dp=1/(n+1)$.

Неготовность такой системы ниже, чем при дублировании всех каналов, так как к отказу ОН приводит только отказ сразу двух каналов связи. И показатель НСБН значительно (почти вдвое) меньше, чем при дублировании.

Суммарная неготовность может быть вычислена по формуле:

$$q_{D-I} = mq_M + \rho q_N^2 C_{n+1}^2, \quad (5.3a)$$

где C_{n+1}^2 — число сочетаний по два из общего числа $(n+1)$ распределительных каналов, а суммарное значение НСБН

$$\text{НСБН}_{D-I} = m\text{НСБН}_M + (n+1)\rho\text{НСБН}_N. \quad (5.3b)$$

В данном случае в этих формулах

$$m=5, q_M=0,0004, q_N=0,02, \text{НСБН}_M=0,006, \text{НСБН}_N=0,003, \rho=0,4.$$

На рис. 5.2 приведены результаты расчета показателей (левая ось) и избыточности (правая ось). Суммарная неготовность достигает допустимого значения при передаче команд в 10 пунктов, при этом излишнее отключение dp составляет 0,09. Условие НСБН в этом случае далеко не является ограничивающим.

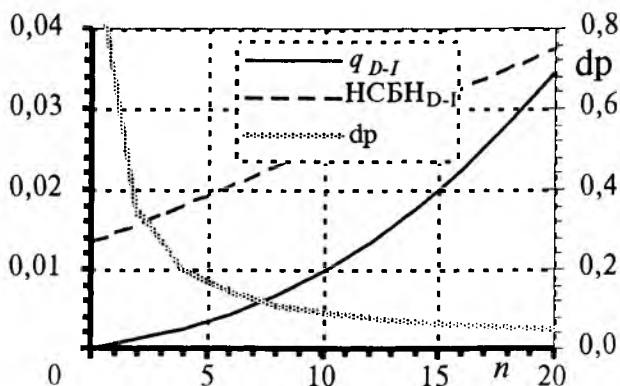


Рис. 5.2. Зависимость суммарной неготовности, числа НСБН и мощности излишнего ОН от числа распределительных каналов

5.2. Деление системы

5.2.1. Задачи, сопутствующие применению ДС

Так же как решение о применении ДС принимается отдельно для каждого АВ и нужных для него УВ, выбор сечения ДС и, возможно, сопутствующих ему дополнительных УВ производится тоже индивидуально. Это позволяет рассматривать ДС применительно к одному аварийному тракту.

Здесь уместны два замечания. Во-первых, не исключено, конечно, что для двух разных, но подобных трактов наилучшим окажется одно и то же сечение ДС (оно, может быть, является и единственным). Во-вторых, наоборот — возможно, что для двух трактов требуются качественно разные сечения ДС или наиболее выгодными для них окажутся подобные, но все-таки разные сечения. Такая ситуация не вносит ничего нового, если последовательное срабатывание этих трактов признается невероятным. В противном случае должна быть принята во внимание опасность последовательного осуществления ДС в таких двух сечениях, которые по последствиям несовместны. Такого рода тракты приходится рассматривать как *зависимые тракты* и выбирать для них одно какое-то компромиссное сечение.

Кстати, указанное относится не только к ДС, но и к другим УВ. Например, вряд ли удачным решением оказалось бы для двух зависимых трактов назначить ОГ на двух разных электростанциях.

Выполнение ДС требует решения следующих задач:

- выбор сечения ДС, которое наиболее подходит для данного тракта с учетом возникающего при ДС небаланса мощности и числа выключателей, осуществляющих ДС;
- расчет УВ, предназначенных для части ЭЭС, ради которой выполняется ДС, с учетом влияния возникающего при ДС небаланса мощности;
- учет влияния возникающего при ДС небаланса мощности на другую часть ЭЭС и в случае необходимости принятие мер по нейтрализации неблагоприятного влияния (задача, именуемая *балансировка мощности*);
- обеспечение резервирования деления в случае отказа выключателя при ДС.

При прекращении асинхронного режима с помощью ДС иногда имеется некоторая свобода в выборе сечения. Тогда выбор нужно направить на то, чтобы возможно меньше нарушить баланс мощности в разделяемых частях ЭЭС. Для этого подходит то сечение ДС, которое оставляет в отправной части наибольшее количество узлов нагрузки (конечно, при этом сечение ДС должно остаться в пределах тех элементов сети, по которым проходит и сечение асинхронного режима).

5.2.2. Наилучшее сечение деления

В поиск наилучшего сечения можно вовлечь общий механизм минимизации ущерба, но можно поступить и проще — ограничиться более грубой, но зато более локальной оптимизацией.

Общей минимизации ущерба посвящена глава 3 части I монографии. Там показано, что издержки при единичном правильном срабатывании ПА складываются из нескольких составляющих, обусловленных появлением AB и вводом UB : ущерб от аварийного отключения потребителей, централизованного и децентрализованного, от понижения частоты в сети и от факта выполнения управляющих воздействий, среди которых рассматривается и ДС. Эти издержки и составляют целевую функцию, которая подлежит минимизации. В ней должны суммироваться издержки, возникающие в обеих частях ЭЭС. Условный ущерб непосредственно от деления системы Y_{DS} присутствует в целевой функции в виде константы, значение которой оценивает опасность отключения высоковольтных выключателей и последствия временного перехода к несинхронной работе двух частей ЭЭС.

Нужно заметить, что разные сечения ДС могут по-разному, но существенно изменить структуру частей ЭЭС, вызвать разные небалансы мощности, требовать разных вариантов UB других видов и, следовательно, повлиять на все составляющие издержек. Отсюда легко сделать вывод о том, что, с одной стороны, все это может заметно повлиять на выбор сечения ДС и, с другой стороны, такого рода оптимизация может представить собой довольно трудную задачу для программирования и исполнения в устройстве автоматики. В сущности, полное решение задачи о выборе сечения ДС требует совместного решения первых трех из четырех задач, перечисленных в предыдущем пункте. Сегодня опыт такого решения отсутствует, и поэтому естественно стремление локализовать проблему.

Путь локализации приводит к тому, что задача существенно сужается: сечение ДС выбирается в результате решения только первой из упомянутых задач обособленно от следующих двух, а в ней рассматриваются и численно сравниваются лишь те обстоятельства, которые особенно зависят от места деления. Для такого рода решения, естественно, необходимо ввести влияющие величины в минимизируемый функционал и принять коэффициенты веса для них. Этими величинами являются количество W отключаемых выключателей (чем их больше, тем больше вероятность отказа одного из них) и отклонение ΔP_{nb} создаваемого делением небаланса мощности P_{nb} от требуемого значения P_{nbreq} . Это отклонение может вычисляться двояко: в виде абсолютного значения

$$\Delta P_{nb} = |P_{nbreq} - P_{nb}| \quad (5.4a)$$

или с учетом знака

$$\Delta P_{nb} = P_{nbreq} - P_{nb}. \quad (5.4b)$$

Последнее целесообразно в том случае, если отклонение какого-либо одного знака существенно выгоднее другого.

Величина небаланса мощности четко определяется как величина мощности, измеренной в сечении ДС в предаварийном состоянии:

$$P_{nb} = \pm P_{DS}^I, \quad (5.4c)$$

где два знака указаны потому, что при $P_{DS}^I \neq 0$ значение мощности небаланса для одной части ЭЭС положительно (вызывает повышение частоты), а для другой – отрицательно (вызывает понижение частоты).

Значение небаланса отнюдь не обязательно должно быть задано нулевым. Во многих ситуациях полезно иное. Так, создав $P_{nb} < 0$ посредством ДС с отправной стороны сечения, можно уменьшить $УВ$, необходимое для послеаварийной разгрузки этого сечения. Другой пример – можно отделить спасаемую от лавины частоты электростанцию так, что $P_{nb} < 0$, и тем самым помочь остальной части ЭЭС, оставив ее с $P_{nb} > 0$.

Минимизируемый функционал

$$F = W + k_{pw} \Delta P_{nb}, \quad (5.5)$$

где k_{pw} – коэффициент веса, эквивалентирующий отклонение мощности небаланса от заданного значения дополнительным количеством отключаемых выключателей.

Например, если $W = 3$, $\Delta P_{nb} = 230$ МВт и принято $k_{pw} = 0,01$ л/МВт, то $F = 3 + 0,01 \times 230 = 5,3$.

Решение данной задачи можно выполнить с использованием алгоритма, представленного в [3.15]. Основные его этапы:

1. построением графов и с помощью аппарата булевой алгебры выявить все сечения сети, в которых возможно деление ЭЭС на две заданные для данного тракта части, но вместе с тем исключено появление «избыточных разрывов ветвей», т.е. деление не на две части, а больше [3.15];

2. в каждом сечении выявить все включенные выключатели и подсчитать их количество W ;

3. в каждом сечении измерить мощность и с помощью сглаживающего фильтра сформировать ее предаварийное значение P_{DS}^I ;

4. для каждого сечения рассчитать отклонение ΔP_{nb} и сформировать функционал F с использованием наперед заданных для данного тракта значений P_{nbreq} и k_{pw} ;

5. выбрать минимальный F_{min} из всех сформированных функционалов;

6. сечение с минимальным функционалом считать выбранным для ДС на случай срабатывания данного тракта и сохранить для других блоков расчета $УВ$ значения P_{nb} и ΔP_{nb} выбранного сечения.

При подсчете количества отключаемых выключателей желательно учесть выключатели не только в сечении деления, но и те, которые дол-

жны быть отключены для балансировки мощности на неповрежденном направлении.

При необходимости все изложенное в данном разделе относительно активной мощности можно отнести также к реактивной или к произвольно составленной комплексной мощности.

5.2.3. Сравнение двух сечений по их мощностям

Ниже рассматривается не столь обобщенная задача выбора сечения ДС, как выше, но зато более детально, причем имеются в виду не только сложные случаи с многочисленными сечениями, а и значительно более простые, в которых возможно применение довольно простой аналоговой аппаратуры, выполняющей сравнение двух электрических величин. Конкретно, предстоит сравнить два сечения прежде всего с точки зрения небаланса мощности, возникающего при ДС по этим сечениям, и затем выбрать одно из них, например, в зависимости от количества отключаемых выключателей. На рис. 5.3а показаны эти два сечения ДС1 и ДС2 и принятые в них положительные направления доаварийных мощностей P_1 и P_2 . Мощность P_3 равна сумме этих мощностей, т. е. это — суммарная мощность всего узла, расположенного между сечениями ДС1 и ДС2. Если узел в доаварийном состоянии избыточный, то $P_3 > 0$, если дефицитный, то $P_3 < 0$.

Сравнение двух сечений является вместе с тем необходимым элементом выбора одного сечения из многих. После сравнения двух сечений лучшее из них сравнивается со следующим сечением и так далее до тех пор, пока не будут проверены все возможные сечения деления. Такова последовательность операций для выполнения этапа 5 алгоритма (см. пункт 5.2.2), и ей подобна логика выбора, описанная в следующем пункте.

Выбор сечения без учета преимущества того или иного из них или того или иного знака небаланса дает выбор наименьшего по абсолютному значению небаланса P_{nb} при $P_{nbreq} = 0$. Это полностью симметричное сравнение сечений можно выполнить с помощью всего одного органа сравнения, к которому подводятся мощности двух сечений деления:

$$\Delta P = |P_1| - |P_2| \quad (5.6a)$$

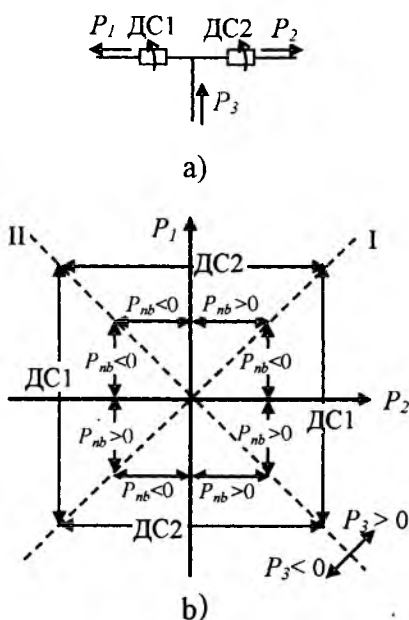


Рис. 5.3. Выбор одного из двух сечений деления

(здесь опущены индексы, указывающие на принадлежность мощностей доава-

рийному состоянию). Если $\Delta P < 0$ выполняется ДС1, если $\Delta P \geq 0$ – ДС2. Диаграмма мощностей на рис. 5.3b поясняет возможные результаты сравнения.

Небалансы показаны на диаграмме относительно части ЭЭС, примыкающей к узлу деления со стороны ДС1. Поэтому при направлениях мощностей, совпадающих с показанными на рисунке, деление ДС1 создает $P_{nb} < 0$, а ДС2 – $P_{nb} > 0$.

Прямые I и II – линии срабатывания органа сравнения $\Delta P = 0$. Символами ДС1 и ДС2 показаны секторы, в которых выбирается соответствующее сечение деления. На диаграмме нанесены знаки небалансов мощности при каждом из вариантов деления. Если состояние узла соответствует второму или четвертому квадранту диаграммы, то знак P_{nb} не зависит от варианта деления. В первом и третьем квадранте знак P_{nb} изменяется.

Граничные линии в плоскости мощностей не могут задать преимущество столь же четко, как это показано в предыдущем разделе, но некоторые возможности все же имеются.

При желании увеличить области отрицательных небалансов, граница зон деления I должна быть разделена на I' и I'' так, как это показано на рис. 5.4a. Границу II перемещать нецелесообразно из-за указанной неизменности знака $P_{nb} > 0$ во втором и четвертом квадрантах. Для этого требуется три органа сравнения:

$$I': P_1 = aP_2, \quad P_2 \geq 0; \quad I'': P_1 = bP_2, \quad P_2 < 0; \quad II: P_1 = -P_2. \quad (5.6b)$$

Здесь коэффициенты $a > 1$, $b > 1$. Очевидно, такое сравнение существенно увеличивает максимальное возможное абсолютное значение отрицательного небаланса по сравнению с симметричным сравнением по рис. 5.3b.

Представляется интересной еще одна цель – дать преимущество сечению ДС1 (например, потому что там меньше отключаемых выключа-

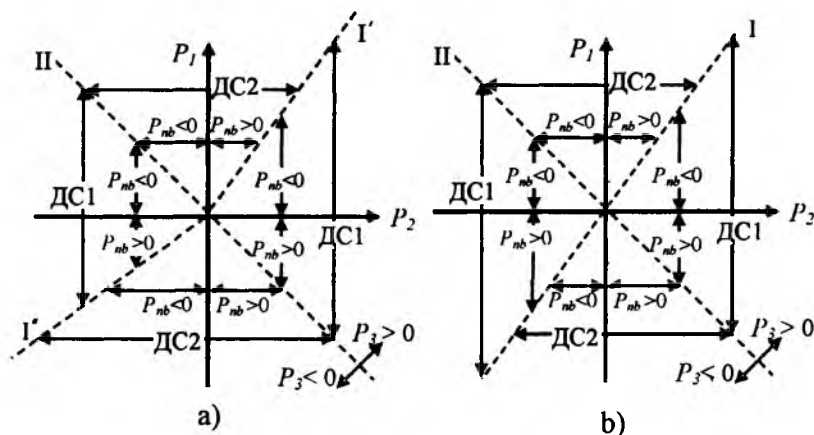


Рис. 5.4. Диаграммы несимметричного выбора одного из двух сечений ДС

телей, чем в ДС2). Для этого достаточно, как и при симметричном сравнении, двух границ, но линия I должна быть повернута по сравнению с рис. 5.3b ближе к оси P_1 — рис. 5.4b. Для этого требуется два органа сравнения:

$$\text{I: } P_1 = aP_2; \quad \text{II: } P_1 = -P_2. \quad (5.6c)$$

Здесь коэффициент $a > 1$. Это расположение границ, как и в предыдущем случае, увеличивает область $P_{nb} < 0$ в первом квадранте, но в четвертом, наоборот, область $P_{nb} < 0$ уменьшает, при этом увеличивает область $P_{nb} > 0$.

Для выбора сечения деления достаточно измерения мощности одной фазы, так как выбор должен быть выполнен в доаварийном состоянии ЭЭС.

В [5] описана логическая часть релейного устройства, действующего на деление по одному из двух сечений. Представляют интерес две его особенности:

- оператор может выбрать способ деления: автоматический выбор сечения между ДС1 и ДС2, принудительное деление только по ДС1, только по ДС2 или по любым выключателям, входящим в различные сечения деления;

- чтобы устройство автоматики не действовало неправильно, когда ЭЭС уже разделена (например, из-за возможной переориентации органа выбора сечения после выполнения деления), тот факт, что команда на ДС уже послана, запоминается на все время раздельной работы.

Желательно также сигнализировать оператору, если деление по выбранному сечению привело бы из-за ремонта каких-либо выключателей к потере присоединения [В1]. Кроме того, автоматическое ДС должно блокироваться, если выявлено случайное деление ЭЭС.

5.2.4. Выбор сечения деления из нескольких вариантов

Он заключается в сравнении сечений ДС попарно и выборе наимыгоднейшего из всех сравниваемых. Это означает, что количество операций выбора одного сечения из двух (аналогичных описанным выше) должно быть равно количеству сочетаний из числа сечений по два. Рассмотрим для примера выбор наимыгоднейшего из четырех сечений, мощности в которых соответственно равны P_1, P_2, P_3, P_4 .

Должен быть произведен выбор одного сечения из двух во всех возможных сочетаниях:

$$P_1 \leftrightarrow P_2, P_1 \leftrightarrow P_3, P_1 \leftrightarrow P_4, P_2 \leftrightarrow P_3, P_2 \leftrightarrow P_4, P_3 \leftrightarrow P_4.$$

Например, второе сечение выбирается в том случае, если все три его сравнения

$$P_1 \leftrightarrow P_2, P_2 \leftrightarrow P_3, P_2 \leftrightarrow P_4$$

закончились в его пользу. Должна быть исключена ситуация, когда из-за небольшой разницы сравниваемых значений не подготовлено ни одно из сечений ДС.

Не исключено некоторое упрощение логики, если узлы между сечениями имеют неизменное направление мощности [5].

5.2.5. Учет возникающего при ДС небаланса мощности

В общем случае создаваемый делением небаланс мощности P_{nb} не равен нулю, и это следует учитывать при назначении других УВ, сочетаемых с ДС. Если для данного тракта назначено ДС, то при дозировке УВ для него вносятся поправки на значение P_{nb} , измеренное в предаварийном состоянии ЭЭС, на изменение постоянной инерции агрегатов и на реализацию резерва мощности.

Эти коррективы нужны как в части ЭЭС, для которой выполняется ДС, так и для другой части. Если, например, в какой-то части ЭЭС $P_{nb} < 0$, то это желательно в ней учесть путем соответствующего уменьшения интенсивности РТ, ОГ, увеличения объема ОН и т.п.

Очень нежелательно вносить столь существенный небаланс в неповрежденную часть ЭЭС, что он окажется опасным для ее связей, уровня частоты или напряжения, так как это приводит, в сущности, к делокализации аварийного процесса. Отрицательный небаланс особенно плох, так как для его компенсации в узле деления редко имеются какие-либо средства, кроме отключения нагрузки.

Иногда возможна ситуация, когда два тракта действуют последовательно, и для первого устройство АДВ не требует ДС, а для второго требует. Пример: первый инициирован отключением линии, а второй чуть позже – отключением еще одной линии из-за неправильного действия релейной защиты. Эта ситуация требует непротиворечивости выбора УВ для этих трактов. Исключить противоречие можно различно:

- применить ДС и для первого тракта, хотя оно для него, вероятно, невыгодно, – причем по тому сечению, которое выбрано для второго тракта;

- не применять ДС и для второго тракта, хотя это для него, вероятно, невыгодно;

- для первого тракта не применять ДС, но ввести, так сказать, условное ДС, а именно выбрать места приложения остальных УВ так, как будто ДС применено, – причем по тому сечению, которое выбрано для второго тракта.

5.2.6. Резервирование отказа выключателя при выполнении ДС

Оно выполняется на тех же принципах, как и в релейной защите [1.1]. Пуск резервирования осуществляется при выработке команды на ДС. По окончании выдержки времени отключаются элементы, смежные с тем участвующим в делении выключателем, через который не прекратился ток (или мощность).

Если ДС выполняется для прекращения асинхронного режима, то нужно позаботиться о том, чтобы отсчет выдержки времени не прекратился из-за возможного временного уменьшения или полного исчезновения тока (или мощности).

Некоторая особенность резервирования отказа выключателя при ДС заключается в том, что он тем опаснее, чем большая активная мощность протекает через отказавший выключатель. Поэтому при контроле тока (или мощности) не всегда полезна высокая чувствительность.

5.3. Действия в связи с термической перегрузкой

5.3.1. Проблемы и решения

Способ ликвидации перегрузки оборудования зависит от обстоятельств, которые можно обобщить следующим образом:

- какова кратность k_i реально протекающего и, возможно, изменяющегося во времени тока I по отношению к его известному значению I_{dp} , допустимому длительно при номинальной температуре $\theta_{a\text{ном}}$ окружающего воздуха;

- до какой температуры θ_{∞} и как быстро (имеется в виду постоянная времени нагрева τ) нагреется оборудование под действием этого тока I при реально существующей температуре θ_a окружающего воздуха;

- какова допустимая длительно температура оборудования θ_{dp} и как с ней соотносится температура θ_{∞} ;

- каково допустимое время t_{dp} перегрузки оборудования по току сверх I_{dp} или по температуре сверх θ_{dp} .

Необходимая скорость, с которой должны быть выполнены меры по разгрузке, зависит от значения допустимого времени t_{dp} . Такой большой перегрузкой, при которой $t_{dp} < 20 \div 60$ с, обычно занимается релейная защита. С другой стороны, если при максимально возможной перегрузке время $t_{dp} > 10 \div 20$ минут, то с ликвидацией перегрузки могут справиться операторы. Следовательно, подсистема АОПО должна осуществлять автоматическую разгрузку оборудования, если допустимое время перегрузки находится в диапазоне от $20 \div 60$ с до $10 \div 20$ минут.

Следует отметить, что достоверные данные о t_{dp} удастся получить или вычислить далеко не всегда.

Желательно, чтобы воздействия АОПО (пункт 2.5.2) обладали двумя принципиально важными свойствами.

Первое — они, подобно воздействиям с целью сохранения устойчивости по углу в послеаварийном состоянии SC, должны быть сбалансированными. И причина этого пожелания та же — не вызвать перераспределения мощности в ЭЭС, которое могло бы привести к перегрузке какого-либо сечения сети (не считая более мягких причин, вроде опасения больших потерь мощности, понижения напряжения и т.п.).

Второе свойство этих воздействий — в отличие от полностью вводимых воздействий АПНУ, их можно выполнить регулирующими, т.е. зависящими от превышения над допустимым значением величины, и по-

степенного нарастающими во времени, пока перегрузка не исчезнет или хотя бы не уменьшится до такого уровня, с которым могут справиться операторы.

В качестве исполнительного механизма подсистемы АОПО полезно использовать систему регулирования или ограничения обменной мощности, предназначенную для действия в нормальном состоянии ЭЭС. Но привлечь к этому процессу указанную систему удастся не всегда, поскольку перегруженным может оказаться элемент сети, находящийся совсем не в том сечении, которое контролируется этой системой. Поэтому более реально дойти командами подсистемы АОПО на «прибавить» и «убавить» прямо до систем регулирования мощности электростанций и до узлов централизованного отключения потребителей, нужных для разгрузки элемента.

В ряде случаев серьезной проблемой является выбор упомянутых нужных станций и потребителей. Дело в том, во-первых, что через перегруженный элемент сети может проходить не одно, а несколько сечений сети, каждое из которых по-своему распределяет электростанции и потребителей ЭЭС на относящиеся к отправной и приемной части. Во-вторых, в отличие от подсистемы АПНУ, задачей подсистемы АОПО не является разгрузка полного сечения сети, ее задача иная — разгрузить только перегруженный элемент сети, который входит в это сечение и, может быть, является элементом одной из связей, пересекаемых этим сечением, иначе говоря, составляет частичное сечение. Выполнить разгрузку только одной из шунтирующих друг друга связей, конечно, невозможно, но для уменьшения UB важно выбрать для разгрузки то сечение, в котором на долю перегруженного элемента придется большая разгрузка. Далее, безразлично, на какой из электростанций отправной части выполнять снижение мощности и каких из имеющихся потребителей приемной части отключать. Отсюда очевидно, что минимизация воздействий, нужных для разгрузки элемента сети, связана с решением некоторых топологических и электротехнических задач. Эффективность использования UB зависит поэтому как от конкретных особенностей сети, так и от успешности решения этих задач.

Вероятно, наиболее правильное решение — возложить разгрузку на электростанции и потребителей, которые находятся в сети электрически ближе других к перегруженному элементу. В частности, на эту роль заведомо не годится электростанция, которая включена в середине ветви, шунтирующей этот элемент, так как изменение ее мощности может, в пределе, вообще не повлиять на ток в перегруженном элементе.

Определяя диапазон регулирования электростанций, который может потребоваться для разгрузки элемента сети, нужно учитывать, что эффективность разгрузки зависит от того, насколько сильно данное частичное сечение по сравнению с полным и насколько электрически близко находятся регулирующие электростанции к разгружаемому элементу. Во всяком случае, если этот элемент — не единственный в пол-

ном сечении, то сбалансированная разгрузка не может полностью пойти на разгрузку этого элемента.

Было бы желательно снабдить подсистему АОПО алгоритмом, выявляющим с помощью топологического анализа возможные сечения сети и выбирающим наиболее выгодное с рассматриваемой точки зрения сечение, а также те электростанции с обеих сторон от этого сечения, которые, изменяя свою мощность, создадут наиболее сильную разгрузку именно того частичного сечения сети, в котором находится перегруженный элемент.

Конечно, на случай, если разгрузка выполняется слишком медленно и допустимое время просрочено, подсистема АОПО в качестве последнего и явно нежелательного действия должна тем или иным способом, вплоть до отключения элемента, прекратить протекание тока через исчерпавшее свой термический ресурс оборудование.

5.3.2. Оценка опасности для оборудования перегрузки током

Оценка опасности возникшей перегрузки имеет в конечном итоге два аспекта: как велика температура наиболее чувствительной части оборудования по сравнению с допустимой температурой и как долго продолжается превышение температуры по сравнению с допустимой продолжительностью такого превышения. В связи с изложенным по этому поводу в главе 6 части II понятно, что полное решение такой задачи потребовало бы получения подробной информации об оборудовании и сложных вычислений, что в реальном времени функционирования противоаварийных устройств вряд ли достижимо. На практике задача решается ориентировочно — на разных уровнях упрощения.

Применительно к довольно простому для рассматриваемой задачи оборудованию — воздушной линии электропередачи удастся ограничиться сравнительно небольшим упрощением. Для этого случая, вероятно, важнейшего для практики, модели нагрева приведены в упомянутой главе 6 части II. Они использованы в следующем пункте.

Следующий уровень упрощения может быть использован для любого оборудования. На этом уровне температура оборудования вообще не рассматривается, и о нагреве судят только по степени превышения (по кратности) реально протекающего тока над длительно допустимым

$$k_i = I / I_{\text{дп}} \quad (5.7)$$

и по продолжительности этого превышения. Такой подход далее рассмотрен применительно к перегрузке конденсаторов продольной компенсации.

5.3.3. Перегрузка линии

Имеется два способа ликвидации перегрузки. Наиболее желательный путь — уменьшение передаваемой по линии мощности, т.е. ее разгрузка, для чего наиболее подходящее средство — медленная разгрузка электростанций в отправной части ЭЭС и сбалансированное увеличение мощности электростанций в приемной части. Более простой путь — отключение перегруженной линии, но он опасен тем, что увеличивает мощ-

ность, передаваемую по шунтирующим линиям, а это может вести к их перегрузке и поочередному отключению.

Команды на электростанции для автоматической разгрузки линии должны существовать до тех пор, пока кратность тока в линии не снизится до значения, допустимого в течение 10÷20 минут (дальнейшую заботу о разгрузке можно оставить операторам).

Из главы 6 части II известно выражение для температуры провода воздушной линии электропередачи в произвольный момент его нагрева:

$$\theta = \theta^I + \Delta\theta(1 - e^{-t/\tau}), \quad (5.8a)$$

где θ^I — исходная температура провода; $\Delta\theta$ — приращение температуры провода после завершения процесса нагрева; τ — постоянная времени процесса нагрева.

Приращение температуры оценивается формулой:

$$\Delta\theta = \theta_a + (\theta_{dp} - \theta_{a\text{ном}})k_{im}^2 - \theta^I, \quad (5.8b)$$

а постоянная времени

$$\tau = \frac{\Delta\theta_{\infty t}}{\theta_{dpt}} t. \quad (5.8c)$$

В этих формулах k_{im}^2 — возведенная в квадрат *усредненная кратность перегрузки*; θ_a и $\theta_{a\text{ном}}$ — температура воздуха, действительная (измеряемая) и та номинальная, при которой даны параметры провода; θ_{dp} — длительно допустимая температура провода; θ_{dpt} — кратковременно допустимая температура, которая достигается к концу короткого импульса тока длительностью t ; $\Delta\theta_{\infty t}$ — приращение температуры, которое создало бы длительное протекание того тока, который за короткое время нагревает провод до допустимой пиковой температуры θ_{dpt} .

Постоянное (со скажностью 10÷30 с) измерение и сглаживание температуры воздуха и тока в проводе позволяет получить предшествующие перегреву значения θ_a^I и k_{im}^I . Для этого можно использовать разные способы, например часто применяемый в ПА экспоненциальный фильтр или дискретное усреднение. Применительно к формированию исходной температуры воздуха дискретное усреднение выполняется по формуле:

$$\theta_a^I = \frac{1}{z} \sum_0^z \theta_{aj}, \quad (5.9a)$$

где θ_{aj} — последовательные замеры температуры воздуха; z — число замеров θ_{aj} , выполненных для получения θ_a^I .

Применительно к усредненной кратности перегрузки — аналогично:

$$k_{im}^I = \sqrt{\frac{1}{z} \sum_0^z (k_i)^2}. \quad (5.9b)$$

Вычислить исходную температуру провода позволяет соотношение (5.8b) с использованием значений по (5.9), если исходное состояние считать практически установившимся и в (5.8b) принять $\Delta\theta=0$:

$$\theta^I = \theta_a^I + (\theta_{dp} - \theta_{a\text{nom}})(k_{im}^I)^2. \quad (5.10)$$

Известные параметры провода, имеющиеся в справочниках и по ним вычисляемые дополнительно, позволяют определить постоянную времени нагрева τ .

Возвращаясь к вопросу о том, какая перегрузка должна быть устранена подсистемой АОПО, с учетом изложенного выше можно принять, что она должна приступать к оценке опасности перегрузки, если кратность тока k_i превышает ту, с которой могут справиться операторы, поскольку имеют для этого вполне достаточно времени. Это — *стартовая кратность перегрузки* — k_{ist} . Если условие

$$k_i \geq k_{ist} \quad (5.11a)$$

выполняется в течение заданного стартового времени t_{st} , то это может служить сигналом к определению того, насколько опасна существующая перегрузка.

Это время t_{st} должно превышать возможную продолжительность отключения КЗ.

Теперь отсчеты значений k_i служат уже этой цели, и по той же формуле (5.9b) рассчитывается кратность имеющейся перегрузки k_{im} (не исходная кратность, а кратность именно имеющейся перегрузки). Отсчеты прекращаются, если перегрузка уменьшилась на нескольких отсчетах так, что стало

$$k_i < k_{ist} \text{ или } k_i < 1,0. \quad (5.11b)$$

После нескольких отсчетов появляется возможность на каждом последующем отсчете вычислить по (5.8b) значение температуры провода, ожидаемой в качестве установившейся, если значение k_{im} более не изменится:

$$\theta_\infty = \theta^I + \Delta\theta = \theta_a^I + (\theta_{dp} - \theta_{a\text{nom}})k_{im}^2. \quad (5.12)$$

Поскольку процесс рассматривается как экспоненциальный, можно считать, что это значение будет достигнуто через время, равное $(3 \div 4)\tau$.

Перегрузка подлежит устранению, и подсистема АОПО должна послать команды электростанциям, если указанного уменьшения кратности по (5.11b) не обнаружено и если

$$\theta_{\infty} > \theta_{op}, \quad (5.13)$$

где θ_{op} — температура срабатывания автоматики. Команды на изменение мощности электростанций нужны до тех пор, пока на достаточном для надежности числе отсчетов не выполнится условие (5.11b). Интенсивность этих команд может быть поставлена в зависимость от разности $(\theta_{\infty} - \theta_{op})$.

Вряд ли было бы правильным назвать определенный вариант того, как назначить температуру срабатывания, но представляется полезным рассмотреть этот вопрос. Прежде всего, полезны две ступени температуры срабатывания: первая ступень θ_{opai} — для действия на сигнал, по которому должны осуществлять разгрузку операторы; вторая ступень θ_{opaut} — для действия на автоматическую разгрузку. Что же касается конкретного назначения параметров срабатывания, то тут можно предложить две тактики.

Имея в виду опасение, что значения θ_{dp} и θ_{∞} известны не очень точно, принимается

$$\theta_{opai} = k_s \times \theta_{dp}; \quad \theta_{opaut} = \theta_{dp}, \quad (5.14)$$

где k_s — коэффициент чувствительности сигнальной ступени к возможно-му превышению длительно допустимой температуры провода; $k_s = 0,8 \div 0,9$.

Другая тактика несколько менее прямолинейна. Она основана на интерполяции имеющихся данных о зависимости допустимого времени перегрузки от отношения $\theta_{\infty} / \theta_{dp}$. Обычно известны по крайней мере две точки этой зависимости:

$$\theta_{\infty} / \theta_{dp} = 1 \text{ при } t_{dp1} = \infty; \text{ значение } \theta_{dpt} / \theta_{dp} \text{ при } t_{dp2} \approx 0,$$

где θ_{dpt} — температура провода, допустимая только кратковременно. Если больше никаких точек не известно, то приблизительно через эти две точки просто проводят прямую линию и находят все промежуточные данные на этой прямой. Однако это не отвечает обычному виду характеристик допустимого времени перегрузки и притом дает слишком очевидно оптимистическую интерполяцию. Несколько более реальной выглядит интерполяция, графически имеющая вид гиперболы:

$$\sqrt{\frac{t_{dp}}{t_{dp2}}} = \frac{\theta_{dpt} / \theta_{dp} - 1}{\theta / \theta_{dp} - 1}. \quad (5.15a)$$

По этой формуле на рис. 5.5 при различных значениях времени t_{dp2} построены зависимости допустимого времени перегрева t_{dp} от кратности θ / θ_{dp} температуры провода по отношению к длительно допустимой температуре. Это сделано по данным примера из главы 6 части II:

$$\theta_{dp} = 70^{\circ} \text{ C}, \quad \theta_{dpt=10c} = 200^{\circ} \text{ C}, \quad \tau = 333 \text{ c}, \quad s = 5,6 \text{ мин.}$$

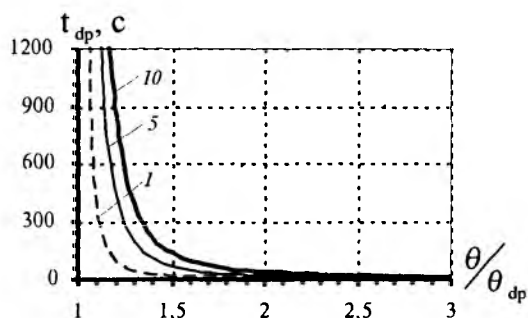


Рис. 5.5. Зависимость допустимой длительности перегрузки провода от кратности его температуры над длительно допустимым значением.

Параметр семейства кривых — длительность (с) предельной перегрузки, допустимой кратковременно

Если известно более двух указанных точек, то, естественно, можно получить более достоверную интерполяцию. Этого, в частности, можно добиться выбором значения t_{dp2} .

Из (5.15а) находится та температура, которая допустима в течение заданного времени t_{dp} :

$$\theta / \theta_{dp} = \sqrt{\frac{t_{dp2}}{t_{dp}}} (\theta_{dpt} / \theta_{dp} - 1) + 1. \quad (5.15b)$$

Для $t_{dp} = 900$ с при $t_{dp2} = 5$ с получаем:

$$\theta / \theta_{dp} = \sqrt{\frac{5}{900}} (200 / 70 - 1) + 1 = 1,14,$$

а это значит, что, оставляя пятнадцатиминутную перегрузку на усмотрение операторов, можно назначить для сигнала персоналу ту же температуру, как и в предыдущем случае — по (5.14), и начать автоматическую разгрузку с температуры

$$\theta_{опaut} = \theta_{dp} (\theta / \theta_{dp}). \quad (5.16)$$

В данном примере: $\theta_{опaut} = 70 \times 1,14 = 80^\circ \text{C}$.

5.3.4. Перегрузка конденсаторов продольной компенсации

Кратность тока в конденсаторах УПК, оставшихся в работе после выполнения форсировки (ФК) или после отключения части параллельных мостов по другой причине, определяется формулой:

$$k_i = \frac{I^{SC}}{n - \Delta n} / \frac{I_{dp}}{n}, \quad (5.17)$$

где I_{dp} — длительно допустимый ток нагрузки полной УПК; I^{SC} — ток по форсированной УПК в послеаварийном установившемся состоянии при не-

полном количестве мостов; n — число одинаковых мостов УПК; Δn — число отключенных мостов УПК (например, для ФК).

Значение I^{SC} может оказаться как меньше, так и больше, чем допустимый ток I_{dp} . Например, если при повреждении на электропередаче вместе с ФК выполняются и другие УВ, направленные на разгрузку электропередачи, то скорее всего $I^{SC} < I_{dp}$. Если при максимальной исходной нагрузке УПК таких УВ нет, то $I^{SC} \approx I_{dp}$. И наконец, наименее

благоприятны условия, когда ФК выполняется из-за возникновения в ЭЭС аварийного небаланса мощности. Тогда может оказаться, что в послеаварийном состоянии по УПК пойдет ток, соответствующий предельному значению передаваемой мощности. Этот ток тем больше, чем больше отношение $\Delta n / n$. Он может создать неприемлемую перегрузку УПК.

Какая именно перегрузка является приемлемой, зависит от того, какую перегрузку могут выдержать конденсаторы, и от конкретно имеющихся возможностей ее быстрой ликвидации.

Имеется два способа ликвидации перегрузки. Первый путь — такой же, как для высоковольтной линии: уменьшение передаваемой по УПК мощности, т.е. разгрузка электропередачи.

Второй и наиболее простой путь ликвидации перегрузки — включение отключенных мостов (если они отключились не из-за неисправности). Но эту операцию можно выполнить только при условии, что установившаяся передаваемая мощность меньше предельной и что, более того, простой динамический переход, вызванный включением мостов УПК, не нарушит динамической устойчивости. Однако в большинстве случаев это благоприятное положение означало бы, что выполнение ФК было излишним. Если же ФК действительно была нужна для устойчивости по углу, то указанные условия не могут выполняться. Следовательно, включению мостов УПК должна предшествовать разгрузка электропередачи.

Таким образом, получается, что оба пути сводятся прежде всего к разгрузке электропередачи. Команды на электростанции для автоматической разгрузки электропередачи должны существовать до тех пор, пока не будет выполнено одно из условий:

- кратность тока мостов, оставшихся включенными, не снизится до значения, допустимого в течение 10÷20 минут (дальнейшую разгрузку могут выполнить операторы);

- передаваемая мощность не снизится до значения, при котором допустимо обратное включение мостов УПК, мосты будут автоматически включены и на всех мостах УПК ток не окажется меньше указанной кратности.

Поскольку не исключен частичный или полный отказ в срабатывании автоматики, производящей разгрузку электропередачи, необходимо предусматривать резервное защитное устройство для прекращения перегрузки УПК. Такая защита может действовать или на включение мос-

тов, отключенных при ФК, или на шунтирование УПК, или на отключение электропередачи.

Первые два способа могут привести к потере устойчивости по углу, асинхронному режиму и тоже к потере электропередачи.

Выявление перегрузки УПК во многом сходно с тем, как это осуществляется для линии электропередачи, поэтому ниже, во избежание повторения, отмечены только особенности.

В данном случае перегрузка подлежит устранению, и подсистема АОПО посылает свои команды при выполнении следующих условий:

- пусковое условие (5.11a) относительно кратности тока выполнено;
- уменьшения кратности тока по (5.11b) нет;
- такое положение продолжается в течение времени, превышающего время срабатывания t_{op} .

Последнее полезно принять несколько меньшим, чем допустимое время перегрузки t_{dp} , зависящее от имеющейся усредненной кратности тока:

$$t \geq t_{op} = k_s \times t_{dp}(k_{im}), \quad (5.18)$$

где k_s – коэффициент чувствительности выявления перегрузки; в данном случае $k_s < 1,0$.

Для представления зависимости $t_{dp}(k_{im})$ может быть принят любой известный способ.

Пример. Имея такую способность конденсаторов к перегрузке, какая показана на рис. 1.2, можно выбрать стартовую кратность $k_{ist} = 1,25$, допустимую 240 минут. Если имеет место усредненная кратность $k_{im} = 1,75$, то время срабатывания составит

$$t_{op} = 0,7 \times 23 = 16,1 \text{ мин.}$$

Здесь принято $k_s = 0,7$, и допустимое время перегрузки согласно рис. 1.2 составляет $t_{dp} = 23$ мин. После начала разгрузки остается еще больше $23 - 16,1 = 6,9$ мин. на ее завершение (больше потому, что разгрузка постепенно снижает кратность тока).

Литература к части III

- 3.1. Рокотян С.С. Схемы дальних электропередач 500 кВ. В кн.: Дальние электропередачи 500 кВ. Энергия, 1964.
- 3.2. Якуб Ю.А. Установки продольной емкостной компенсации 500 кВ. Там же.
- 3.3. Веников В.А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Госэнергоиздат, 1958.
- 3.4. Веников В.А., Герценберг Г.Р., Савалов С.А., Соколов Н.И. Сильное регулирование возбуждения. Госэнергоиздат, 1963.
- 3.5. Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н., Шмелькин Б.М. Исследование на электродинамической модели эффективности внешнего управления электроприставкой к системе регулирования турбины 300 МВт в условиях Конаковской ГРЭС. В кн.: Опыт эксплуатации релейной защиты и электроавтоматики в энергосистемах. Энергия, 1968.
- 3.6. Тимофеева К.М., Чекаловец Л.Н. Анализ и корректировка действия системы регулирования турбины К-300-240, оборудованной электроприставкой, при переходных процессах в энергосистемах. Там же.
- 3.7. Иофьев Б.И. Об основных требованиях к работе систем регулирования блоков котел-турбина при переходных процессах в энергосистемах. Там же.

3.8. *Гордон И.А., Кошелев А.И., Кощеев Л.А., Невельский В.Л.* Повышение динамической устойчивости сложных энергосистем путем кратковременного принудительного форсирования возбуждения генераторов. В кн.: Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Энергия, 1969.

3.9. *Беркович М.А., Германов А.П., Дорошенко Г.А., Лугинский Я.Н., Савалов С.А.* Системные испытания аварийного регулирования мощности энергоблока 300 МВт на Черепетской ГРЭС. Там же.

3.10. *Герценберг Г.Р., Горячева Ю.Л., Мельников В.С.* Электрическая часть системы регулирования скорости крупных паровых турбин. Там же.

3.11. *Кощеев Л.А., Невельский В.Л., Токова В.Н., Шмелькин Б.М., Гладышев В.А., Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н.* Использование средств противоаварийной автоматики на мощных межсистемных связях при аварийных дефицитах активной мощности. Там же.

3.12. *Кощеев Л.А., Невельский В.Л., Токова В.Н., Шмелькин Б.М.* Исследование особенностей переходных режимов и эффективности средств противоаварийной автоматики мощных межсистемных связей при коротких замыканиях. Там же.

3.13. *Балакирев В.Ф., Козлова В.Ф., Груздев И.А., Смоловик С.В.* Применение электрического торможения последовательного и параллельного типов для повышения динамической устойчивости гидрогенераторов с малыми маховыми массами. Там же.

3.14. *Кычаков В.П., Мозирев В.В., Руденко Ю.Н.* Выбор параметров электрического торможения генераторов в сложных электроэнергетических системах. Там же.

3.15. *Розанов М.Н., Федяев И.Б., Шарпан Л.Н.* Автоматический поиск мест деления сложных межсистемных связей для предотвращения развития аварий. Там же.

3.16. *Чекаловец Л.Н.* Структура автоматического централизованного отключения нагрузки и надежность его выполнения. В кн.: Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. Сборник научных трудов Энергосетьпроекта. М., Энергоиздат, 1982.

3.17. *Богословский А.В.* О повышении динамической устойчивости посредством механического торможения генераторов. Электричество, 1954, № 12.

3.18. *Huang X.* New conductor designs for superconductive magnetic energy storage systems applications. IEEE transactions on applied superconductivity, 1993, Vol. 3, №1.

3.19. *Rogers J.D. et al.* 30-MJ SMES for Utility Transmission Stabilization. Proceedings of the IEEE, 1983, Vol. H, №9.

3.20. *Peele S., Lamoree J., Mueller D., DeWinkel C.* Harmonic Concerns at an Industrial Facility Utilizing a Large Scale Power Conditioner / Proceedings of Fourth International Conference on Power Quality, PQA'95, NY, 1994.

3.21. *Якимец И.В., Астахов Ю.Н., Лабунцов В.А., Глускин И.З., Мохов В. Б.* Сверхпроводниковые накопители для электроэнергетических систем. Электричество, 1995, №9.

3.22. *Астахов Ю.Н., Веников В.А., Тер-Газарян А.Г.* Накопители энергии в электроэнергетических системах. Высшая школа, 1989.

3.23. *Глускин И.З., Дмитриева Г.А., Мисриханов М.Ш., Наровлянский В.Г., Якимец И.В.* Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и индуктивные накопители энергии для электроэнергетических систем. Энергоатомиздат, 2002.

3.24. *Кощеев Л.А.* Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. Энергоатомиздат, 1990.

3.25. *Иофьев Б.И.* Влияние деления энергосистемы на ее динамическую устойчивость. Электричество, 2003, № 4.

3.26. *Иофьев Б.И., Кобытев М.И., Кощеев Л.А., Невельский В.Л.* Повышение устойчивости энергосистемы в случае задержки отключения короткого замыкания. Электрические станции, 1968, № 5.

3.27. *Иофьев Б.И., Чекаловец Л.Н.* Исследование системы автоматического регулирования нагрузки блока 200 МВт при возмущении величиной заданной нагрузки. Теплоэнергетика, 1968, № 3.

3.28. *Дорошенко Г.А., Лугинский Я.Н., Травкина В.Н.* К вопросу о возможностях и способах осуществления аварийного регулирования паровых турбин. В кн.: Труды ВНИИЭ, вып. XXIX, 1967.

3.29. *Лугинский Я.Н., Тихонов Ю.А.* Отключение части генераторов ГЭС для повышения устойчивости энергосистем. Электричество, 1969, № 5.

Оглавление

Предисловие	3
Введение	8
В.1. Энергосистема	8
В.2. Регулирование энергосистемы в нормальных условиях	10
В.3. Аварийные возмущения и их последствия	11
В.4. Противоаварийное управление	16
В.5. Назначение и состав противоаварийной автоматики.	17
В.6. Принцип действия	22
В.7. Развитие. Предыстория.	24
Часть I. Общая характеристика ПА	
Глава 1. Роль ПА в аварийных процессах	39
1.1. Объект управления	39
1.1.1. Экономичность и надежность электроснабжения многих потребителей от многих источников	39
1.1.2. Структура двухузловой схемы, ее состояния и процессы в ней	42
1.1.3. Типы сети ЭЭС и проявления неустойчивости	52
1.1.4. Сечение (связь) между двумя частями ЭЭС.	54
1.1.5. Неустойчивость напряжения в плотной сети	57
1.1.6. Сложность схемы	62
1.2. Авария как сочетание событий	66
1.2.1. Аварийное возмущение	66
1.2.2. Схема ЭЭС и ее нагрузка	68
1.2.3. Определенный и хаотичный сценарии процессов.	68
1.3. Сравнение противоаварийных мероприятий	69
1.3.1. Обозначения	69
1.3.2. Роли противоаварийных мероприятий	69
1.4. Примеры аварий.	72
1.4.1. Аварий и обстоятельства вокруг них	72
1.4.2. Крупнейшие аварии в энергосистемах	75
1.4.3. Заключение	82
Глава 2. Функционирование ПА и общие требования к ней	83
2.1. Общие технические требования к устройствам ПА	83
2.1.1. Техническое совершенство и надежность.	83
2.1.2. Быстрота	84
2.1.3. Чувствительность.	89
2.1.4. Селективность	90
2.1.5. Требования к точности аппаратуры.	91
2.1.6. Надежность	93
2.2. Классификация случаев функционирования	94
2.2.1. Введение	94
2.2.2. Классификация функционирования по соответствию настройке и цели	94
2.2.3. Причины неправильного функционирования.	95
2.2.4. Виды функционирования	98
2.2.5. Пример классификации тракта	100

2.3. Модель и показатели функционирования устройства	102
2.3.1. Модель функционирования	102
2.3.2. Показатели функционирования устройства	104
2.4. Показатели структуры устройств	106
2.4.1. Параметры составной структуры ПА	106
2.4.2. Пример параметров устройств и составной структуры . .	107
2.5. Общая характеристика устройств ПА	109
2.5.1. Введение	109
2.5.2. Обслуживание	109
2.5.3. Составляющие неготовности устройства	110
2.5.4. Внешние условия	112
2.5.5. Входы и выходы	114
2.5.6. Компоновка и затраты	116
Глава 3. Оценка последствий аварийного процесса и минимизация ущерба	119
3.1. Приведенные затраты и ущерб	119
3.1.1. Введение	119
3.1.2. Приведенные затраты	121
3.1.3. Ущерб в приведенных затратах	123
3.2. Аварийные издержки	125
3.2.1. Условный ущерб для потребителей	125
3.2.2. Издержки для энергосистемы	127
3.2.3. Аварийные издержки при единичном правильном срабатывании ПА	129
3.2.4. Полные аварийные издержки	130
3.3. Задачи минимизации ущерба при дефиците активной мощности	132
3.3.1. Рассматриваемые ситуации	132
3.3.2. Концентрированная ЭЭС	132
3.3.3. Две части ЭЭС связаны на переменном токе	140
3.3.4. Две части ЭЭС связаны преобразователем частоты . . .	142
3.4. Нелинейный учет аварийных издержек и «полезность» . . .	144
3.4.1. Простое суммирование издержек не отражает действительной опасности	144
3.4.2. Полезность	145
3.4.3. Полезность и ПА	146
Глава 4. Требования к ПА	147
4.1. Опасность неустойчивости энергосистемы	147
4.1.1. Устойчивость в малом и в большом, статическая и динамическая	147
4.1.2. Подходы к проверке устойчивости расчетом	148
4.1.3. Сечения неуправляемое, частично управляемое и управляемое	150
4.2. Аварийные издержки при сопоставлении мероприятий в ЭЭС	152
4.2.1. Пример применения ПА	152
4.2.2. Количественное сопоставление	153
4.2.3. Качественное сопоставление	155
4.2.4. О некоторых расчетах для сложных схем	158
4.3. Меры предупреждения нарушения устойчивости	162

4.3.1. Общая характеристика проблемы.	162
4.3.2. Запас передаваемой мощности и предупреждение нарушения параллельной работы	170
4.3.3. Предупреждение перегрузки элемента сети	172
4.3.4. Предупреждение недопустимого понижения (лавина частоты) и повышения частоты	174
4.3.5. Предупреждение недопустимого понижения напряжения (лавина напряжения).	176
4.3.6. Другие подходы к нормированию	177
4.4. Меры борьбы с асинхронным режимом и предупреждение аварийного повышения напряжения	178
4.4.1. Предупреждение и ликвидация асинхронного режима	178
4.4.2. Предупреждение недопустимого повышения напряжения	181
4.5. Проблема секционирования ЭЭС	182
4.5.1. Управляемое сечение.	182
4.5.2. История вопроса	184
4.5.3. Многоузловая энергосистема с управляемым сечением и без такового	186
4.5.4. Заключительные замечания	189
Глава 5. Способы построения систем ПА	191
5.1. Введение.	191
5.1.1. Общая характеристика проблемы.	191
5.1.2. Управление по возмущению и регулирование	191
5.1.3. Модели объекта и методы управления	194
5.1.4. Управляющие таблицы.	197
5.2. Прогнозирование исхода процесса.	200
5.2.1. Введение в проблему прогнозирования	200
5.2.2. Пример влияния модели на точность прогноза	203
5.2.3. Пример: UV в трехузловой схеме	207
5.3. Структуры ПА	210
5.3.1. Децентрализация, централизация и иерархия.	210
5.3.2. Иерархическая структура	212
5.3.3. Централизованная структура и централизованный комплекс АДВ	216
5.3.4. Структуры сегодня и завтра	218
 Часть II. Характерные состояния энергосистемы, переход к послеаварийному состоянию. Модели и предельные соотношения	
Глава 1. Исходные положения	225
1.1. Введение.	225
1.1.1. Свойства рассматриваемых моделей	225
1.1.2. Ограничения, накладываемые на послеаварийные состояния энергосистемы и переходные процессы к этим состояниям	227
1.1.3. Двухузловая и трехузловая схемы сети – основа анализа явлений и алгоритмов ПА	229
1.1.4. Стадии переходного процесса.	232
1.2. Пример электромеханического процесса в двухузловой схеме.	234
1.2.1. Схема для примера.	234
1.2.2. Устойчивый и неустойчивый процессы	235

1.2.3. Данные и параметры схем и состояний	239
1.3. Математические модели для вычисления ограничений	240
1.3.1. Основные модели.	240
1.3.2. Расчеты для выявления ограничений параллельной работы	241
1.3.3. Представление ограничений в устройстве автоматики.	244
1.3.4. Совместное применение ограничений	246
1.3.5. Вычислительные средства и устройство автоматики.	247
Глава 2. Предельная передаваемая мощность.	249
2.1. Введение.	249
2.2. Двухузловая схема	250
2.2.1. Экстремум мощности	250
2.2.2. Экстремумы активной мощности.	252
2.2.3. Получение параметров двухузловой схемы из экспериментов в подробной схеме сети	253
2.2.4. Экстремум мощности генератора и предел статической устойчивости двухузловой схемы	253
2.2.5. Подробности о дополнительном угле взаимного сопротивления	256
2.3. Трехузловая схема	257
2.3.1. Исходные уравнения и безусловный экстремум мощности узла.	257
2.3.2. Структура безусловных и условных экстремумов передаваемой мощности	259
2.3.3. Экстремум мощности узла при условии постоянства угла между напряжениями в данном и соседнем узлах	265
2.3.4. Экстремум мощности узла при условии постоянства угла между напряжениями в двух других узлах.	267
2.3.5. Экстремум мощности узла при условии постоянства мощности другого узла	268
2.3.6. Загрузка связей между узлами и некоторые сопоставления	273
2.3.7. Получение параметров эквивалентной схемы из экспериментов в подробной схеме	276
2.3.8. О выборе координат.	277
2.4. Описание послеаварийной границы ОСР аппроксимирующим полиномом.	279
2.4.1. Пример аппроксимации экспериментальных данных о безусловных экстремумах с помощью уравнения, описывающего границу ОСР.	279
2.4.2. Линейная и квадратичная графическая аппроксимация уравнениями стандартных линий	282
2.5. Нерегулярные колебания мощности в сечении энергосистемы	286
2.5.1. Введение	286
2.5.2. Колебания в двухузловой схеме	288
2.5.3. Колебания в трехузловой схеме	290
Глава 3. Квазиустановившееся послеаварийное состояние и переход к нему.	293

3.1. Приведение двухузловой схемы	
к эквивалентной ей схеме $G-B$	293
3.1.1. Уравнение движения роторов генераторов	293
3.1.2. Приведение двухузловой схемы	
к эквивалентной ей схеме	294
3.1.3. Исходная двухузловая и эквивалентная	
$G-B$ схемы (пример).	297
3.1.4. Частные случаи приведения к схеме $G-B$	299
3.1.5. Приращение мощности турбины в схеме $G-B$	301
3.2. Статическая устойчивость схемы $G-B$ и двухузловой схемы	303
3.2.1. Условия статической устойчивости.	303
3.2.2. Предельная мощность генератора	304
3.2.3. Оценка статической устойчивости	
по передаваемой мощности	305
3.3. Фазовые траектории движения и интенсивность процесса.	306
3.3.1. Граничная траектория в координатах угол-скольжение	
схемы $G-B$	306
3.3.2. Характерные точки фазовых траекторий	310
3.3.3. Скольжение ресинхронизации.	311
3.3.4. Интенсивность переходного процесса	312
3.3.5. Граничная траектория в координатах:	
активная передаваемая мощность — скорость	
ее изменения в схеме $G-B$	313
3.4. Устойчивость схемы $G-B$ при простом переходе $I-QC$	315
3.4.1. Постановка задачи	315
3.4.2. Уравнение простого перехода $I-QC$	317
3.4.3. Зависимость простого перехода $I-QC$ от приращения	
передаваемой мощности	319
3.4.4. Линейная аппроксимация уравнения простого перехода	321
3.4.5. Простой переход в трехузловой схеме.	322
3.4.6. Интенсивность возмущения в виде простого перехода	323
3.4.7. Сброс активной мощности при простом переходе.	324
3.5. Сложный переход $I-FT-QC$ в схеме $G-B$	325
3.5.1. Условие равенства площадок торможения	
и ускорения — общий случай	325
3.5.2. Равенство площадок в случае отключения	
элемента сети после КЗ	327
3.5.3. Движение ротора во времени	328
3.5.4. Возможные применения полученных выражений	332
3.5.5. Период собственных колебаний в схеме $G-B$	
и взаимных — в двухузловой схеме.	334
3.5.6. Частные случаи сложного перехода	335
3.5.7. Диаграмма предельных соотношений в случае	
отключения элемента сети после КЗ	338
Глава 4. Установившееся послеаварийное состояние и переход	
к нему с изменением частоты. Устойчивость по частоте.	340
4.1. Турбина и нагрузка при изменении частоты	340
4.1.1. Введение	340
4.1.2. Тепловой блок и паровой котел	341
4.1.3. Паровая турбина	344

4.1.4. Статическая зависимость мощности конкретной и эквивалентной турбины от частоты	346
4.1.5. Турбина после возникновения аварийного избытка мощности.	350
~~4.1.6. Турбина после возникновения аварийного дефицита мощности.~~	~~353~~
4.1.7. Модель нагрузки	355
4.2. Установившееся послеаварийное состояние SC	355
4.2.1. Частота в состоянии SC.	355
4.2.2. Устойчивость при повышенной частоте.	359
4.2.3. Устойчивость при пониженной частоте	361
4.2.4. Передаваемая в двухузловой схеме мощность в состоянии SC	363
4.2.5. Влияние регуляторов частоты и мощности	363
4.3. Частота в процессе перехода к состоянию SC.	364
4.3.1. Моделирование переходного процесса изменения частоты	364
4.3.2. Повышение частоты	365
4.3.3. Понижение частоты — введение	369
4.3.4. Частный случай понижения частоты — мощности турбин неизменны	370
4.3.5. Более общий случай понижения частоты — мощности турбин увеличиваются	372
4.3.6. Пример и анализ расчета понижения частоты.	374
Глава 5. Устойчивость по напряжению	378
5.1. Об опасности понижения напряжения	378
5.2. Схема сети и модели нагрузки	383
5.2.1. Схема.	383
5.2.2. Уравнения модели асинхронного двигателя.	385
5.2.3. Пример двигателя на шинах с неизменным напряжением	386
5.2.4. Возможность неустойчивости нагрузки, включенной на шины с неизменным напряжением	387
5.3. Питание нагрузки через сопротивление сети	390
5.3.1. Формализация.	390
5.3.2. Примеры нагрузок, питаемых через сопротивление сети	391
5.3.3. Возможность неустойчивости нагрузки, питаемой через сопротивление сети	399
5.4. Опасность повышения напряжения	400
Глава 6. Термическая устойчивость элементов энергосистемы	402
6.1. Термическая устойчивость и релейная защита.	402
6.2. Оценка температуры линии электропередачи	402
6.2.1. Опасность перегрузки линии	402
6.2.2. Нагрев и охлаждение провода	403
6.3. Установившееся состояние после нагрева провода	405
6.3.1. Установившаяся температура провода	405
6.3.2. Зависимость длительно допустимого тока от температуры атмосферы	406
6.3.3. Температура соединительного зажима	406

6.4. Температура провода в процессе нагрева	407
6.4.1. Приращение температуры	407
6.4.2. Постоянная времени нагрева провода	408
Часть III. Управляющие воздействия, их эффективность и исполнение	
Глава 1. Характеристика основных видов	
управляющих воздействий	413
1.1. Особенности управляющих воздействий	413
1.1.1. Введение	413
1.1.2. Обзор эффективности воздействий	414
1.1.3. Длительность воздействия	415
1.2. Управление, направленное на нормализацию напряжения	
и увеличение пропускной способности	416
1.2.1. Форсировка продольной емкостной компенсации	416
1.2.2. Операции с шунтирующими реакторами	
и конденсаторами поперечной емкостной компенсации;	
регулируемые компенсаторы	418
1.2.3. Форсировка и расфорсировка возбуждения генератора	420
1.3. Управление, направленное на нормализацию частоты	
и уменьшение передаваемой мощности	423
1.3.1. Управление турбинами	423
1.3.2. Отключение генераторов	426
1.3.3. Отключение нагрузки	427
1.3.4. Включение резервных гидрогенераторов	429
1.3.5. Электрическое торможение	429
1.3.6. Использование аккумуляции электроэнергии	431
1.4. Изменение мощности, которой обмениваются	
две части ЭЭС на постоянном токе	433
1.4.1. Электропередачи и вставки постоянного тока	433
1.4.2. Воздействие противоаварийной автоматики	
на электропередачи и вставки постоянного тока	435
1.5. Деление системы как управляющее воздействие ПА	436
1.5.1. Цели выполнения деления системы (ДС)	436
1.5.2. Истоки проблемы	438
1.5.3. Выполнение ДС	440
Глава 2. Влияние управляющих воздействий	
в послеаварийных состояниях ЭЭС	442
2.1. Введение	442
2.2. Влияние АВ и неснимающегося УВ на пропускную	
способность эквивалентной схемы G-B в квазиустановившемся	
состоянии QС	443
2.2.1. Влияние УВ на пропускную способность	
и передаваемую мощность	443
2.2.2. О пропускной способности	444
2.2.3. Пример данных о переходе из состояния I	
в состояние QС	444
2.2.4. Влияние ФК на пропускную способность	449
2.2.5. Управляющее воздействие в виде уменьшения	
потребления реактивной мощности	452

2.3. Влияние AB и неснимающегося UB на мощность, передаваемую в квазиустановившемся состоянии QC эквивалентной схемы $G-B$	453
2.3.1. Неснимающееся UB и передаваемая мощность.	453
2.3.2. Пример данных о переходе схемы $G-B$ из состояния I в состояние QC	455
2.3.3. Примеры данных о двухузловой и эквивалентной ей схемах после ввода отдельных видов неснимающегося UB	457
2.3.4. Отключение нагрузки	457
2.3.5. Разгрузка турбин на длительное время	459
2.3.6. Отключение генераторов.	460
2.4. Управляющие воздействия с целью устойчивости по углу в установившемся состоянии SC и с целью устойчивости по частоте.	462
2.4.1. Подobie приращения передаваемой мощности в состоянии SC приращению мощности эквивалентной турбины схемы $G-B$ в состоянии QC	462
2.4.2. Влияние небалансов мощности в двух частях ЭЭС на приращение передаваемой мощности в состоянии SC	465
2.4.3. О способах расчета приращения передаваемой мощности в состоянии SC	466
2.4.4. Управляющие воздействия для нормализации частоты в состоянии SC	467
2.5. Управляющие воздействия для нормализации напряжения в сети и термической устойчивости оборудования	469
2.5.1. Операции с источниками и потребителями реактивной мощности с целью АОСН и АОПН	469
2.5.2. Разгрузка сечения сети и отключение элемента сети с целью АОПО	470
2.5.3. Отключение слабой связи, шунтирующей сильную связь, с целью АОСН или АОПО	471
Глава 3. Влияние управляющих воздействий на переходный процесс от исходного состояния к квазиустановившемуся	473
3.1. Введение.	473
3.2. Неснимающееся UB и устойчивость простого $I-QC$ и сложного $I-FT-QC$ переходов	473
3.2.1. Управляющее воздействие и простой переход	473
3.2.2. Управляющее воздействие и сложный переход.	474
3.3. О снимающемся управляющем воздействии	475
3.3.1. Назначение снимающегося UB	475
3.3.2. Проблема управления	476
3.4. Электрическое торможение	478
3.4.1. Влияние включения тормозного сопротивления	478
3.4.2. Отключение тормозного сопротивления.	479
3.4.3. Подход к выбору величины тормозного сопротивления и места его включения.	483
3.5. Разгрузка тепловой турбины	485
3.5.1. Идеализированная импульсная разгрузка	485
3.5.2. Реальное, неступенчатое изменение мощности тепловой турбины	489

3.6. Инерционность форсировки возбуждения.	494
3.7. Выполнение ДС в момент, наилучший для устойчивости по углу	495
3.8. Управляющие воздействия против отклонений частоты или напряжения, недопустимых даже на короткое время	498
3.8.1. Отключение генераторов на гидростанции для противодействия недопустимому повышению частоты	498
3.8.2. Отключение нагрузки для противодействия недопустимому понижению частоты	499
3.8.3. Противодействие недопустимому понижению или повышению напряжения	500
3.9. Приложение: примеры переходных процессов	501
3.9.1. Исходные данные.	501
3.9.2. Процессы при разгрузке турбины в виде прямоугольного импульса	502
3.9.3. Процессы при импульсной разгрузке, близкой к реальной.	504
Глава 4. Исполнение управляющих воздействий на электростанции	509
4.1. Характеристики тепловой турбины, нужные с точки зрения противоаварийного управления	509
4.1.1. Турбина и управление ею.	509
4.1.2. Характеристики, нужные с точки зрения противоаварийного управления турбиной.	510
4.1.3. Возможности турбины быстро уменьшить мощность	514
4.2. Исполнение длительной разгрузки турбины	517
4.2.1. Требования к точности и тип исполнительного устройства	517
4.2.2. Ограничение прямым управлением.	518
4.2.3. Ограничение мощности с обратной связью.	520
4.2.4. Комбинированное ограничение мощности: прямое и с обратной связью	521
4.3. Исполнение кратковременной разгрузки турбины.	521
4.3.1. Управление импульсами, формируемыми централизованно	521
4.3.2. О сохранении динамической устойчивости с использованием только местной информации	522
4.4. Воздействия на уровне станции	523
4.4.1. Общие положения	523
4.4.2. Простые выполнения общестанционных ИУ	526
4.5. Информация для распределения заданной величины разгрузки станции между ее агрегатами	527
4.5.1. Основные характеристики алгоритма	527
4.5.2. Информация о блоках.	528
4.5.3. Информация о станции в целом.	529
4.6. Сущность алгоритма распределения разгрузки станции между ее агрегатами	530
4.6.1. Критерий подбора агрегатов и ступеней их разгрузки	530
4.6.2. Принцип подбора ступеней.	531
4.6.3. Пример подбора ступеней.	531
4.6.4. Порядок решения задачи	534

Глава 5. Исполнение управляющих воздействий	
в электрической сети	535
5.1. Централизованное отключение нагрузки	535
5.1.1. Общие положения	535
5.1.2. Структура ОН	536
5.1.3. Надежность телепередачи команд и способы ее повышения	537
5.1.4. Пример расчета надежности телепередачи команд ОН	539
5.2. Деление системы	542
5.2.1. Задачи, сопутствующие применению ДС	542
5.2.2. Наилучшее сечение деления	542
5.2.3. Сравнение двух сечений по их мощностям	545
5.2.4. Выбор сечения деления из нескольких вариантов	547
5.2.5. Учет возникающего при ДС небаланса мощности	548
5.2.6. Резервирование отказа выключателя при выполнении ДС	548
5.3. Действия в связи с термической перегрузкой	549
5.3.1. Проблемы и решения	549
5.3.2. Оценка опасности для оборудования перегрузки током	551
5.3.3. Перегрузка линии	551
5.3.4. Перегрузка конденсаторов продольной компенсации	555
Оглавление	559

И.З. Глускин, Б.И. Иофьев

Противоаварийная автоматика в энергосистемах

Научно-техническое издание

Редактор Л.С. Слуцкий
Художник Т.В. Самсонова
Корректор В.Д. Бобровникова
Макет Н.Н. Мерзляков

Подписано в печать 06.07.2009
Формат 70х100/16. Усл. печ. л. 46,15.
Заказ № 2612. Тираж 500 экз.

Издательство «Знак»
Москва 111250, Красноказарменная ул., 12
Тел./факс (495) 361-9377
E-mail: znack1993@rambler.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов в ООО «Спектр-П»
305025, г. Курск, ул. Строительная, 8