

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ

2017

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера – филиала АО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока

Рецензенты:

С.И. Полещук, главный специалист группы стратегического развития сети филиала АО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока.

А.И. Федотов, профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ, г. Казань), доктор технических наук.

К59 Автоматика управления режимами электроэнергетических систем: учебное пособие/ сост. А. Н. Козлов – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 64 с.

Пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника», направленность (профиль) образовательной программы «Электроэнергетика». Соответствует рабочей программе дисциплины «Автоматика электроэнергетических систем» и федеральному государственному стандарту ВО РФ.

Рассматриваются основные особенности обеспечения устойчивой работы энергосистемы и выбор возможных управляющих воздействий.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Управление режимами работы электроэнергетической системы – сложный процесс выработки и принятия основных решений по выбору схемы электрических соединений, составу работающего оборудования и оценки его параметров, решения задач оптимизации для отдельных объектов и системы в целом. Значительная часть алгоритмов, обеспечивающих решение перечисленных выше вопросов, а также – ряда других, реализовано в виде специальной управляющей и противоаварийной автоматики.

Цель дисциплины «Автоматика электроэнергетических систем» – вооружить будущих специалистов знаниями и умениями, позволяющими при проектировании объектов электроэнергетических систем, а также в процессе их эксплуатации обоснованно применять алгоритмы автоматического управления режимами работы электроэнергетических систем и противоаварийного управления ими. Для формирования у будущих специалистов знаний по специфике настройки и работы противоаварийной автоматики, а также – оперативного управления режимами электроэнергетических систем и подготовлено настоящее учебное пособие.

Основные задачи, для решения которых предназначено учебное пособие – освоение алгоритмов работы противоаварийной автоматики и их аппаратной реализации, методов оценки надежности режима и прогнозирования нагрузки; идентификации и контроля режима; учета внешних факторов при оперативном прогнозировании.

Процесс изучения дисциплины «Автоматика электроэнергетических систем» направлен на формирование следующих компетенций:

- способности принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования (ПК-3)
- готовности определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности (ПК-5)
- способности рассчитывать режимы работы объектов профессиональной деятельности (ПК-6);
- готовности обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике (ПК-7).

В результате освоения дисциплины студенты должны:

- **знать** теоретические основы автоматического управления режимом работы синхронных генераторов (блоков генератор-трансформатор), электростанции в целом (ПК-3, ПК-6), основного электрооборудования

подстанций и линий электропередачи (ПК-3, ПК-5), а также техническое исполнение автоматических управляющих устройств и систем (ПК-5, ПК-7);

– *уметь* разбираться в функциональных и принципиальных схемах устройств и систем автоматического управления (ПК-3, ПК-5);

– *иметь навыки* проектирования автоматики управления режимами работы и противоаварийной автоматики (ПК-3, ПК-6), а также навыки математического моделирования функционирования автоматических устройств на ПЭВМ (ПК-5, ПК-7).

Настоящее учебное пособие – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета в рамках реализации гранта Министерства образования и науки Российской Федерации «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера – филиала АО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы (АО «ФСК ЕЭС») – Магистральные электрические сети Востока (МЭС Востока).

ВВЕДЕНИЕ

Любым энергообъединениям мира присущ определенный недостаток, заключающийся в возможности быстрого распространения нарушений нормального режима, происшедших в той или иной части системы, и перерастания их в так называемые системные аварии с обесточением потребителей на больших территориях. Опыт показал, что наилучшим средством предотвращения таких аварий является совершенствование управления энергосистемой, которое подразделяется сейчас обычно на два класса: оперативно-диспетчерское и автоматическое. Аварии в энергосистемах настолько быстротечны, что оперативно-диспетчерское управление с участием человека-оператора часто оказывается не в состоянии справиться с возникающими при этом задачами и обязательно должно дополняться действием устройств автоматики.

Системная автоматика (автоматика энергосистем) имеет ряд специфических особенностей, отличающих ее от так называемой общепромышленной автоматики. Главная из этих особенностей состоит в неавтономности действия устройств системной автоматики. Будучи автономными с точки зрения конструктивного исполнения, все они практически связаны через процесс в энергосистеме и оказывают влияние не только на энергосистему, но и на работу друг друга [1].

В настоящем учебном пособии рассматриваются вопросы управления переходными режимами и процессами в ЭЭС и принципы реализации получаемых в результате алгоритмов в виде тех или иных устройств автоматики.

В основу пособия положены материалы книг [1], [2], [3], а также информация, доступная в сети Интернет.

1. ХАРАКТЕР РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ НАРУШЕНИЙ РЕЖИМА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ [2]

Нормальные установившиеся режимы, в которых энергосистема находится наибольшее время, характеризуются определенной схемой сети и значениями параметров режима (частоты, напряжения, перетоков активной мощности), соответствующими действующим нормативам. Иначе говоря, в нормальном режиме:

- все работоспособное оборудование, необходимое для обеспечения данного режима, включено в работу, схема сети соответствует требованиям надежности и устойчивости;

- загрузка отдельных элементов энергосистемы и перетоки мощности между отдельными районами энергосистемы, а также между соседними энергосистемами соответствуют требованиям экономичности и не превышают значений, допустимых по условиям сохранности оборудования и предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы:

- значения частоты и напряжений в контрольных точках соответствуют требованиям ГОСТа и эксплуатационных инструкций.

Переходные процессы в энергосистеме возникают при нарушении нормального режима в результате отключения ее элементов (вследствие коротких замыканий, ложных срабатываний защиты и автоматики, ошибок оперативного персонала или перегрузки ЛЭП).

Короткие замыкания на ЛЭП или элементах электрооборудования сопровождаются аварийными изменениями параметров режима (снижением напряжений, увеличением токов). Поскольку длительная работа энергосистем при значительных отклонениях параметров режима от нормальных значений недопустима, поврежденный элемент должен отключаться с максимально возможной быстротой. Возмущение в энергосистеме, вызванное коротким замыканием и отключением ЛЭП (или трансформаторов), может повлечь за собой развитие аварии, если не будут приняты необходимые меры по ее локализации. Нарушения режима, обусловленные ложным отключением того или иного элемента, также могут привести к возникновению аварийной ситуации в случае опасной перегрузки оставшихся в работе ЛЭП.

Объединение энергосистем способствует повышению надежности энергоснабжения потребителей, улучшению устойчивости параллельной работы. Отдельный единичный отказ (повреждение линии, генератора и даже одновременное отключение нескольких генераторов электростанции), как правило, не влечет за собой нарушения работы энергообъединения в целом или больших его районов.

Способность энергообъединения противостоять развитию аварии, иначе говоря, живучесть энергообъединения, выше живучести отдельной энергосистемы.

Режимная взаимозависимость энергосистем в энергообъединении тем теснее, чем больше пропускная способность межсистемных связей. Наличие достаточно мощных связей обеспечивает возможность наиболее полного использования резервных мощностей в энергообъединении при работе межсистемных ЛЭП с достаточно большими запасами по статической устойчивости. Вместе с тем при сильных электрических связях аварийная ситуация, возникшая в одном районе (если не будут приняты меры по ее локализации), может, распространяясь последовательно на соседние районы, охватить все энергообъединение или большую его часть. При слабых межсистемных связях развитие аварий еще более вероятно, поскольку запасы устойчивости, как правило, невелики, и при отключении одной из линий может возникнуть опасная перегрузка оставшихся в работе ЛЭП.

Переходный процесс, начинающийся с нарушения нормального режима при единичном отказе и приводящий к эскалации нарушений – утяжелению аварии и распространению ее на все большую территорию, определяется как каскадно развивающееся нарушение или каскадно (цепочечно) развивающаяся авария.

Развитие аварийной ситуации в современных энергообъединениях – процесс чрезвычайно сложный, протекание которого зависит от сочетания многих событий (одиночных и многократных повреждений ЛЭП и элементов электрооборудования, а также возможных отказов и ложных срабатываний релейной защиты и автоматики). Структурная схема, характеризующая в общем виде пути развития аварии в энергообъединении без детализации отдельных моментов, приведена на рис. 1.1.

На схеме показаны возможные пути нарушения нормального режима (короткое замыкание, отключение поврежденного элемента и перегрузка элементов сети вследствие отключения мощных генераторов или больших узлов нагрузки), вызывающие возникновение переходных процессов. В случае успешного АПВ отключившегося элемента энергосистема может вернуться к нормальному режиму, если динамическое возмущение, вызванное кратковременным отключением, не вызовет опасной перегрузки остальных элементов энергосистемы. В случае неуспешного АПВ отключившегося элемента энергосистема перейдет в послеаварийный режим.

Рассмотренные выше случаи нарушения режима могут повлечь за собой опасную перегрузку оставшихся в работе ЛЭП (т. е. недопустимое понижение запаса устойчивости). Если будут приняты оперативные меры по ликвидации перегрузки, дальнейшее развитие аварии (нарушения) прекратится, и

энергосистема перейдет в послеаварийный режим. Если же необходимые меры по разгрузке ЛЭП не будут приняты или окажутся неэффективными, может произойти нарушение устойчивости параллельной работы.

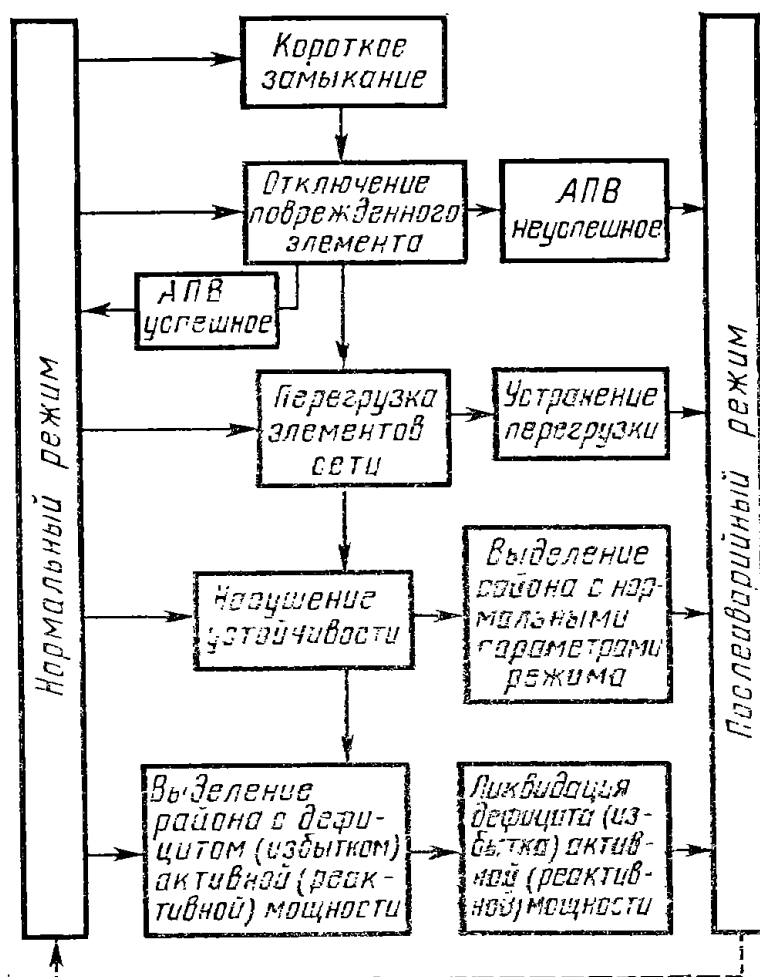


Рис. 1.1. Возможные варианты развития аварийной ситуации [2].

Нарушение устойчивости может произойти и без предварительной перегрузки ЛЭП в результате самораскачивания, которое возникает вследствие нарушения соответствия настройки АРВ режиму энергосистемы (из-за повреждения АРВ или возникновения нерасчетного режима, например, отключения реактора при малых нагрузках ЛЭП). Поскольку длительный асинхронный ход недопустим, так как он может повлечь за собой дальнейшее расстройство работы энергосистемы, несинхронно работающий район возможно быстрее должен быть отделен автоматически или вручную оперативным персоналом (или должна быть обеспечена ресинхронизация). Отделение района и переход его на несинхронную работу может произойти и без предварительного асинхронного режима, в результате одновременного отключения всех линий, связывающих его с энергосистемой.

В отделившемся районе может возникнуть дефицит (избыток) активной мощности, что вызовет опасное снижение (повышение) частоты. Кроме того, в этом районе может возникнуть и дефицит (избыток) реактивной мощности, приводящий к снижению (повышению) напряжений. При этом для предотвращения полного или частичного погашения потребителей и повреждения оборудования должны быть предприняты необходимые управляющие воздействия: отключение нагрузки или загрузка генераторов при дефиците активной мощности, отключение или разгрузка генераторов при избытке активной мощности, отключение ЛЭП сверхвысокого напряжения при избытке реактивной мощности и т. д.

Существенное влияние на переходный процесс в отделившемся районе энергосистемы может оказать изменение параметров режима ТЭС, происходящее под влиянием изменения частоты. Возникновение переходных процессов в теплоэнергетических установках, отключение турбогенераторов под действием технологических защит, неправильные действия элементов системы управления, внесение ошибок оперативным персоналом могут послужить причиной дальнейшего изменения хода цепочечного развития аварии, неоднократного повторения отдельных ее этапов.

Правильное ведение режима (с учетом схемы сети и характеристик системы автоматики), надежная работа оборудования, правильное действие комплекса устройств релейной защиты и автоматики должны обеспечить локализацию аварии и предотвратить ее распространение на соседние районы. Поэтому развитие аварии, сопровождающееся нарушением работы энергообъединения или крупной его части, может иметь место лишь в результате нескольких последовательных отказов (последующих повреждений оборудования и аппаратуры или отказов в выполнении их функций, неправильной работы или неэффективности действия автоматики и релейной защиты, ошибочных действий оперативного персонала и др.).

Стремление максимально использовать экономические преимущества параллельной работы энергосистем обуславливает ведение, режимов энергообъединений с минимально допустимыми запасами устойчивости и ограниченными оперативными резервами мощности. При этом в случае нарушения нормального режима работы ликвидация аварийной ситуации усложняется необходимостью срабатывания комплекса устройств релейной защиты и автоматики, осуществляющих разгрузку электростанций, деление энергосистем, отключение потребителей.

Необходимость срабатывания большого числа устройств релейной защиты и автоматики и действие многих коммутационных аппаратов естественно повышает вероятность отказа одного из них.

Система противоаварийного управления, предназначенная для локализации аварии, предотвращения ее развития и распространения на соседние районы энергосистемы, включает следующие комплексы устройств релейной защиты и автоматики.

1.1. Автоматические регуляторы частоты и активной мощности

Эти регуляторы, реагируя на отклонение частоты и перетоков мощности от заданных уставок, воздействуют на изменение активной мощности агрегатов, участвующих в регулировании. Система автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ) решает две задачи:

- обеспечивает устойчивость параллельной работы путем ограничения перетоков мощности по контролируемым ЛЭП;
- повышает экономичность работы энергообъединения и качество электроэнергии путем регулирования частоты и распределения нагрузки между электростанциями.

Первая из этих задач имеет более важное значение, поэтому при достижении опасной величины перетока мощности по какой-либо из контролируемых ЛЭП система регулирования блокируется и действует только система ограничения.

В основу большинства действующих устройств АРЧМ положен принцип отдельного регулирования плановых и внеплановых изменений активной нагрузки. В соответствии с этим принципом распределение плановых изменений активной нагрузки осуществляется на основании оптимизационных расчетов путем задания каждой электростанции графиков выдачи активной мощности, которые реализуются автоматически через системы группового регулирования активной мощности агрегатов электростанций или вручную дежурным персоналом с помощью средств дистанционного управления.

Регулирование частоты обеспечивается действием системы АРЧМ, осуществляющей автоматическое распределение внеплановых изменений активных нагрузок воздействием на выделенные регулирующие электростанции со статизмом по отклонению межсистемных перетоков.

К регулированию внеплановых изменений активных нагрузок может привлекаться ограниченное число электростанций с регулировочным диапазоном 5–10% от мощности ОЭС, в которой они расположены. При этом участие тех. или иных электростанций в регулировании определяется топливной конъюнктурой, запасами гидроресурсов и т. п.

Наряду с регулированием частоты системы АРЧМ осуществляют регулирование перетоков мощности, обычно предусматриваемое на ЛЭП,

связывающих ОЭС или энергосистемы разных стран, между которыми существуют договорные отношения, определяющие финансовые обязательства каждой стороны, а также на сильно загруженных межсистемных связях в случае их экономичной: загрузки на максимально допустимом уровне.

Управление режимом активной мощности осуществляется по иерархическому принципу в соответствии со структурой оперативно-диспетчерского управления: ЕЭС России – ОЭС – региональные энергосистемы – электростанции. По такому же принципу строится система АРЧМ.

Задача регулирования частоты и перетоков мощности по межсистемным связям ЕЭС России решается путем регулирования общего баланса мощности ЕЭС и является задачей высшего уровня иерархии диспетчерского управления. Решение ее требует одновременного и координированного управление мощностью нескольких ОЭС при одновременном контроле режима работы основных магистральных связей ЕЭС и связей между ОЭС. Одновременно на уровне ОЭС решается задача поддержания заданных балансов мощности в каждой ОЭС при непрерывном контроле перетоков мощности по основным транзитным связям ОЭС с целью предотвращения их опасной перегрузки. Аналогичные требования к управлению режимом активной мощности решаются и на уровне каждой энергосистемы.

1.2. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ)

Эти регуляторы, воздействуя на возбуждение синхронных машин, поддерживают напряжение на зажимах машин с заданной точностью; при этом АРВ существенно повышают пределы статической устойчивости энергосистем. Кроме того, все АРВ, форсируя (резко увеличивая) возбуждение генератора при значительных снижениях напряжения на выводах обмотки статора (или на шинах высшего напряжения станции), предотвращают нарушение синхронной динамической устойчивости при больших возмущениях и ускоряют завершение переходного процесса, обусловленного самозапуском электродвигателей, и в конечном счете устанавливают нормальный режим.

Специальные АРВ сильного действия осуществляют регулирование возбуждения по сложному закону, учитывающему изменение регулируемого параметра (напряжения и тока статора) и их производных, а также частоты и скорости ее изменения. Такой закон регулирования обеспечивает более высокое быстроедействие и позволяет повысить пределы передаваемой мощности по ЛЭП за счет поддержания напряжения на шинах электростанции практически постоянным.

1.3. Релейная защита

Устройства релейной защиты, фиксируя повреждения, которые возникают в электрических сетях и на элементах оборудования, воздействуют на отключение поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части энергосистемы.

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что основным видом нарушения нормального режима, приводящим к развитию аварии, являются короткие замыкания в основной сети энергосистемы. Быстрые отключения коротких замыканий в значительной степени уменьшают вероятность каскадного развития аварии и требуемый объем разгрузки электропередач при необходимости действия противоаварийной автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости. Так, например, на ЛЭП сверхвысокого напряжения 500–750 кВ применяются основные быстродействующие защиты с временем действия 0,02–0,04 с (что соответствует времени отключения к. з. 0,1–0,12 с). Для повышения надежности защиты ЛЭП сверхвысокого напряжения дополнительно к основной быстродействующей дифференциально-фазной высокочастотной защите применяется передача сигнала телеотключения выключателя на противоположном конце линии при срабатывании первой зоны дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий. Быстродействующими защитами оснащаются также шины и трансформаторы сетей высокого и сверхвысокого напряжения.

На ЛЭП для предотвращения развития аварии в случае отказа основной быстродействующей защиты предусматриваются резервные защиты. Поскольку резервные защиты от междуфазных коротких замыканий в основной сети не всегда обеспечивают достаточную чувствительность при дальнем резервировании, все подстанции сети высокого и сверхвысокого напряжения оснащаются устройствами ближнего резервирования, которые отключают место повреждения, предотвращая развитие аварии в случае отказа выключателей при коротком замыкании (устройства резервирования при отказе выключателей – **УРОВ**).

1.4. Устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР)

Эти устройства восстанавливают питание потребителей и нормальной схемы энергосистемы.

Использование весьма простых устройств АВР очень эффективно, так как каждое успешное их действие предотвращает аварию. Опыт эксплуатации показывает, что успешность действия АВР близка к 95%.

АПВ применяются на всех воздушных и воздушно-кабельных ЛЭП напряжением 6 кВ и выше. Статистические данные о повреждаемости воздушных ЛЭП напряжением до 330 кВ за длительный период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений, а следовательно, и успешность действия АПВ весьма высока и составляет 70–80%. Несколько ниже успешность АПВ на ЛЭП сверхвысокого напряжения 400–500 кВ (около 50%). На смешанных воздушно-кабельных линиях успешность действия АПВ равна 40–60%. Устройствами АПВ оснащаются также одиночно работающие трансформаторы и шины подстанций высокого напряжения. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов так же высока, как воздушных линий, и составляет 70–90%.

1.5. Противоаварийная автоматика

Устройства противоаварийной автоматики предназначены для предотвращения, локализации и ликвидации аварийных ситуаций. В соответствии с местом, занимаемым разными устройствами в общей системе противоаварийной автоматики, их можно разделить на следующие группы:

- предотвращающие нарушение устойчивости энергосистемы;
- ликвидирующие (прекращающие) асинхронный режим;
- ограничивающие опасное повышение или понижение частоты и напряжения;
- восстанавливающие нормальный режим работы энергосистемы.

Первая группа устройств противоаварийной автоматики (разгрузочная автоматика) предназначена для ликвидации аварий в электрических сетях и восстановления баланса мощности, исключая нарушение устойчивости по ЛЭП, оставшимся в работе, а также для ликвидации небалансов (избытков или дефицитов мощности), вызванных отключением генераторов или узлов нагрузки.

Такие устройства, в частности, применяются для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме при отключении одной из параллельно работающих ЛЭП, когда по оставшимся в работе связям нельзя передать всю мощность. С этой целью в передающей части энергосистемы предусматривается автоматическое снижение мощности электростанций, а в приемной части – мобилизация резервов мощности работающих электростанций и отключение потребителей.

Для избыточных энергосистем применяется аварийная разгрузка турбогенераторов, отключение гидрогенераторов, а также турбогенераторов, не оснащенных устройствами аварийной разгрузки. Автоматическая разгрузка дальних ЛЭП и межсистемных линий связи предусматривается для тех случаев, когда при возможных утяжелениях нормального режима работы может быть превышен предел передаваемой мощности, допустимый по условию статической устойчивости.

На дальних ЛЭП сверхвысокого напряжения для повышения устойчивости параллельной работы применяется автоматическая форсировка продольной емкостной компенсации и отключение шунтирующих реакторов. Для повышения динамической устойчивости при тяжелых коротких замыканиях на одной из линий, отходящих от электростанции, применяется быстрая автоматическая (импульсная) разгрузка турбогенераторов. В энергосистемах с дефицитом мощности для повышения устойчивости по электропередачам, связывающим их с энергообъединением, применяется отключение части нагрузки и автоматическая загрузка генераторов ГЭС и ТЭС.

В тех случаях, когда при отключении одной из линий отделение дефицитной энергосистемы приводит к меньшему отключению потребителей, чем необходимо для сохранения устойчивости с помощью разгрузочной автоматики, применяется деление сети.

Развитие основных сетей напряжением 330–750 кВ обусловило необходимость существенного усложнения противоаварийной автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, за счет применения автоматических систем с большими логическими возможностями. В современных энергосистемах со сложной конфигурацией электрических сетей противоаварийная автоматика, предотвращающая нарушение устойчивости параллельной работы, представляет собой комплексную систему, в которую входит большое количество устройств, установленных на многих подстанциях и электростанциях и связанных каналами для передачи информации и управляющих команд.

В состав систем противоаварийной автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, в общем случае входят следующие органы:

- *выявительные*, контролирующие состояние схемы и режима работы энергосистемы в доаварийном режиме;
- *пусковые*, фиксирующие момент и характер (тяжесть) нарушения нормального режима и осуществляющие пуск устройств автоматики (выходные реле релейной защиты, реле положения выключателей, реле изменения мощности и др.);

– *дозировки управляющих воздействий* (разгрузки или отключения генераторов, загрузки генераторов или отключения нагрузки), определяющие вид и требуемую интенсивность этих воздействий;

– *исполнительные*, обеспечивающие реализацию управляющих воздействий. Дозировка управляющих воздействий производится на основании анализа схемы и режима энергосистемы до возникновения аварии и оценки тяжести аварийного нарушения (вида, места и продолжительности к.з., глубины понижения напряжения, величины сброса или наброса мощности и др.).

В зависимости от места размещения отдельных элементов различают децентрализованные и централизованные системы противоаварийной автоматики. В *децентрализованных* системах все указанные органы или две их группы (пусковые и дозировки) располагаются на каждом управляемом объекте (электростанции или подстанции). Управляющие команды, формируемые на этих объектах, реализуются на том же объекте или передаются по каналам телеотключения в места их реализации.

В сетях сложной конфигурации применяются *централизованные* системы с размещением органов автоматической дозировки управляющих воздействий в одном месте, к которому передается информация от пусковых и выявительных органов. От централизованного устройства управляющие воздействия передаются на объекты их реализации.

Приведенная классификация устройств автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости, является условной, поскольку система автоматики, централизованная в пределах района, децентрализована в пределах ЕЭС. Помимо централизованных систем управления применяются координированные системы – системы, объединяющие ряд централизованных систем, каждая из которых является системой балансирующего действия (т.е. управляющие воздействия внутри района управления сбалансированы с точностью до заданной величины). Координация управления состоит в том, что заданный небаланс управляющих воздействий изменяется в зависимости от режима межсистемных связей в ряде частей ЕЭС (или ЕЭС в целом). Таким образом, если режим координируемой части ЕЭС не напряженный, то балансирующее действие автоматики (на отключение нагрузки или снижение мощности электростанций) уменьшается.

Наименее надежными элементами автоматики являются каналы передачи информации, которые делятся на два вида:

– параметрической (известительной – [2]) информации (о схеме сети и параметрах режима) в доаварийном режиме;

– информации от пусковых органов и управляющих команд в момент возникновения аварии.

В качестве каналов первого вида могут использоваться обычные каналы, о котором передается информация от устройств телемеханики, поскольку имеется время на восстановление утерянной и достоверизацию параметрической информации. К каналам второго вида предъявляются повышенные требования, как по быстродействию, так и по надежности передачи информации.

Ко второй группе устройств противоаварийной автоматики относятся устройства предотвращения или прекращения асинхронного хода. Это, как правило, локальные устройства с разнообразными пусковыми органами, которые можно разделить на:

- основные быстродействующие, срабатывающие мгновенно или с небольшой выдержкой времени в течение первого периода асинхронного хода;
- резервные замедленные, срабатывающие с заданной выдержкой времени или после определенного числа периодов асинхронного хода.

К третьей группе относятся разнообразные устройства противоаварийной автоматики, обеспечивающие ликвидацию аварийной ситуации при возникновении опасного дефицита или избытка активной и реактивной мощности в отделившемся районе. Перечень видов автоматики с указанием результата нарушения режима, при котором они срабатывают, а также действия каждого вида автоматики приведены в табл. 1.1 [2].

Автоматика частотной разгрузки, сравнительно проста и вместе с тем чрезвычайно эффективна, так как благодаря ей предотвращаются наиболее тяжелые аварии с полным нарушением электроснабжения из-за так называемой «лавины частоты». Автоматическая частотная разгрузка выполняется в виде местных устройств с использованием в качестве пусковых органов реле частоты, действующих на отключение потребителей. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на четыре основных категории:

– **АЧР I** – быстродействующая ($t = 0,1-0,3$ с) с уставками срабатывания от 48,5–49,2 Гц до 46,5 Гц; ее назначение – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии;

– **АЧР II** предназначается для восстановления частоты до нормального значения, если она длительно остается пониженной, или, как говорят, «зависает» на уровне 48 Гц; используется также в качестве резервного устройства в случае возникновения дополнительного дефицита активной мощности при сложном переходном процессе в период развития аварии. Уставки срабатывания всех очередей АЧР II принимаются одинаковыми, равными верхней уставке АЧР I или несколько большими; выдержки времени

ступеней АЧРП отличаются друг от друга на 3–5 с и принимаются равными 5–90 с;

– **дополнительная разгрузка** предназначается для местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности в районе энергосистемы или на отдельной подстанции, когда суммарная мощность потребителей, подключенных к АЧР и АЧРП, оказывается недостаточной;

– **специальная очередь АЧР** с уставками 49,3–49,4 Гц, выполняемая в дефицитных энергообъединениях для предотвращения нарушения устойчивости межсистемных связей при медленном возрастании дефицита мощности.

Таблица 1.1

Результат нарушения режима	Вид автоматики	Действие автоматики
Дефицит активной мощности	Частотная разгрузка (АЧР) Частотный пуск (АЧП) Отделение собственного расхода	Отключение потребителей Пуск гидрогенераторов, перевод гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим, загрузка гидрогенераторов Отделение от энергосистемы установок собственного расхода ТЭС с одним из генераторов
Избыток активной мощности	Отключение гидрогенераторов при повышении частоты Отключение части блоков ТЭС при повышении частоты	Отключение части гидрогенераторов при повышении частоты в отделившемся районе Отключение части блоков ТЭС в избыточных энергосистемах для предотвращения нарушения устойчивости межсистемных связей
Дефицит реактивной мощности	Предотвращение аварийного понижения напряжения	Отключение реакторов и части потребителей для ликвидации дефицита реактивной мощности
Избыток реактивной мощности	Ограничение повышения напряжения	Включение шунтирующих реакторов, отключение ненагруженных линий высокого напряжения

Наряду с АЧР для предотвращения развития аварий при глубоком снижении частоты в энергосистеме применяется автоматическое отделение собственного расхода ТЭС.

Повышение частоты в отделившемся районе энергосистемы с большой избыточной мощностью ГЭС, опасное для турбин агрегатов ТЭС, ликвидируется действием местных устройств автоматики.

Специальные устройства автоматики применяются в энергосистемах для ликвидации аварийного дефицита или избытка реактивной мощности. Так, при аварийном снижении напряжения, вызванном дефицитом реактивной мощности, который не может быть ликвидирован увеличением возбуждения работающих в данном районе синхронных машин, отключается часть потребителей.

Автоматика ограничения повышения напряжения, вызванного избытком реактивной мощности, обусловленным односторонним отключением ЛЭП сверхвысокого напряжения, действует на включение нормально отключенных шунтирующих реакторов, а затем; если напряжение остается недопустимо высоким, на отключение ЛЭП, являющейся источником избыточной реактивной мощности.

Четвертая группа автоматических устройств обеспечивает восстановление нормального режима. К ним относятся устройства:

– для запуска и загрузки резервных агрегатов ГЭС при понижении частоты, перевода агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в компенсаторном или насосном режиме, в режим выдачи активной мощности;

– АПВ отключенных АЧР потребителей после восстановления частоты в энергосистеме (ЧАПВ);

– АПВ с улавливанием синхронизма и несинхронные АПВ, включающие на параллельную работу разделившиеся части энергосистемы.

Благодаря действию всех рассмотренных групп противоаварийной автоматики без участия человека обеспечивается предотвращение нарушений нормального режима, развития аварийных ситуаций и распространения их на соседние районы; восстановление нормальной схемы энергосистемы и нормального режима. Полное время ликвидации аварии с помощью автоматики даже при отключении действием АЧР значительных мощностей обычно не превышает 1–2 мин.

2. УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ [2]

Возмущения, возникающие в энергосистемах и сопровождающиеся переходными процессами, приводят, как уже отмечалось выше, к изменению баланса генерируемой и потребляемой мощности в отдельных районах, что может вызвать нарушение устойчивости по межсистемным и внутрисистемным ЛЭП. Для предотвращения нарушения устойчивости применяется автоматическая разгрузка электропередач, снижающая генерируемую мощность в избыточном районе и увеличивающая ее или отключающая часть нагрузки, в дефицитном.

Рассмотрим характер протекания переходного процесса при коротком замыкании на одной из параллельных ЛЭП, соединяющей электростанцию с энергосистемой большой мощности (рис. 2.1, а [2]). Расчетная схема для этого случая состоит из эквивалентного генератора, передающего мощность в энергосистему, представленную шинами неизменного напряжения (U_C и частоты, и местной нагрузки Z_H (меньшей, чем мощность электростанции).

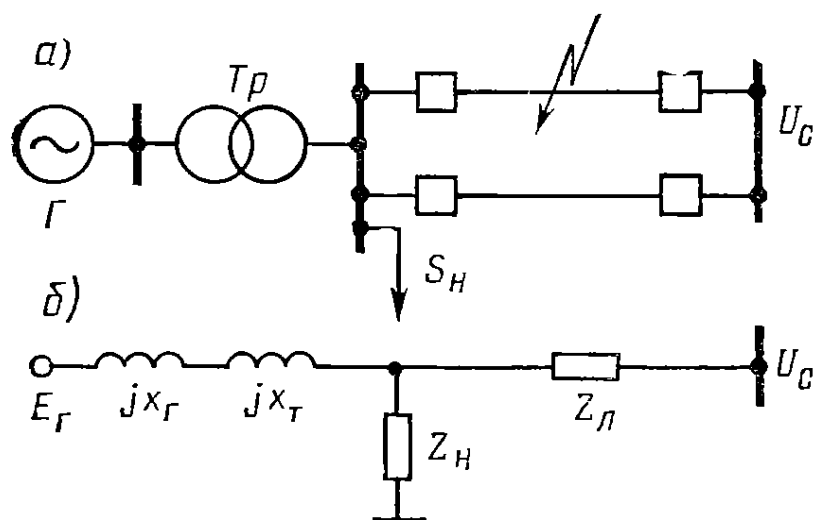


Рис. 2.1

При замещении генератора постоянной эдс E_G , а нагрузки – постоянным сопротивлением Z_H (рис. 2.1, б), выражение для электрической мощности эквивалентного генератора может быть записано следующим образом:

$$P = P_{11} + P_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}) = \frac{E_G^2 r_{11}}{z_{11}^2} + \frac{E_G U_C}{z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}), \quad (2.1)$$

где P_{11} и P_{12} – соответственно собственная и взаимная мощности генератора;

$z_{11} = r_{11} + jx_{11}$, $z_{12} = r_{12} + jx_{12}$ – соответственно собственное и взаимное сопротивления;

$$\alpha_{12} = \arctg(r_{12}/x_{12}).$$

Зависимость (1.2) графически изображена на рис. 2.2 (кривая 1).

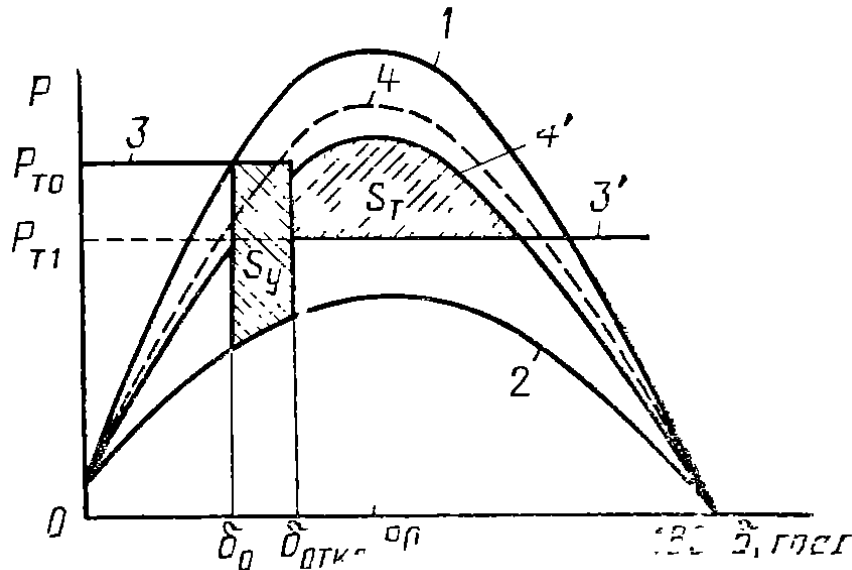


Рис. 2.2.

Предельная мощность, которую может выдать эквивалентный генератор в нормальном режиме, как следует из (1.2), составляет:

$$P_{np.} = P_{11} + P_{12} = \frac{E_G^2 r_{11}}{z_{11}^2} + \frac{E_G U_C}{z_{12}}, \quad (2.2)$$

Эта величина тем больше, чем больше местная нагрузка и активные сопротивления линий (т. е. чем больше P_{11}), выше напряжения по концам электропередачи и ниже ее полное сопротивление (т. е. чем больше P_{12}).

В исходном режиме значение угла δ между эдс эквивалентного генератора E_G и напряжением U_C ($\delta = \delta_0$) определяется из условия равенства механической мощности P_{T0} , развиваемой турбиной (прямая 3 на рис. 2.2), электрической мощности генератора P :

$$P_{T0} = P_{11} + P_{12} \sin(\delta_0 - \alpha_{12}). \quad (2.3)$$

При этом статическая устойчивость генератора обеспечивается, если $(\delta_0 - \alpha_{12}) < 90^\circ$.

Как видно из рис. 2.2, максимум угловой характеристики мощности в режиме короткого замыкания (кривая 2) существенно ниже, чем в исходном

режиме (кривая 1). После отключения поврежденной линии максимум этой характеристики возрастает до величины, несколько меньшей максимума в исходном режиме (кривая 4).

Под действием релейной защиты и противоаварийной автоматики одновременно отключаются поврежденная линия (при $\delta = \delta_{откл.}$) и часть генераторов электростанции. В результате этого значение P_T снизится от P_{T0} до P_{T1} (линия 3'). При этом снизится и максимум угловой характеристики мощности (кривая 4'), но на величину, меньшую разности ($P_{T0} - P_{T1}$). Это вызовет увеличение площадки торможения до значения S_T , которое превысит значение площадки ускорения S_V , сохраняя тем самым устойчивость параллельной работы.

Отключение генераторов с целью сохранения устойчивости параллельной работы обычно применяется на ГЭС, поскольку отключение и последующее включение гидрогенераторов в сеть не представляет больших трудностей, а следовательно, процесс этот может быть легко автоматизирован. На ТЭС целесообразно применять плавное изменение мощности турбоагрегатов. Следует отметить, что на ТЭС и АЭС, агрегаты которых не оснащены устройствами быстрого изменения мощности, применяется, так же как на ГЭС, отключение генераторов.

В приемной энергосистеме с дефицитом активной мощности применяются следующие мероприятия:

- автоматическая загрузка генераторов (АЗГ);
- отключение части потребителей (так называемой специальной автоматикой отключения нагрузки – САОН);
- уменьшение напряжения на подстанциях распределительной сети с целью снижения нагрузки.

Автоматическая загрузка генераторов осуществляется при наличии на электростанциях вращающегося резерва мощности. Скорость АЗГ принимается максимально возможной по условиям работы оборудования электростанций. На ГЭС наряду с АЗГ работающих генераторов используется быстрый пуск остановленных машин и включение их в сеть с последующей загрузкой, а также перевод в генераторный режим и быстрая загрузка гидроагрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов. Как на ГЭС, так и на ТЭС реализация полной мощности оперативного резерва занимает слишком большое время (десятки секунд – минуты) и не обеспечивает в переходном режиме сохранение устойчивости параллельной работы. Поэтому АЗГ целесообразно сочетать с

кратковременным отключением потребителей или с понижением напряжения на них.

После ввода резерва на электростанциях отключенным потребителям целесообразно вновь подать напряжение с помощью АПВ. Отключаемую часть нагрузки ($P_{откл.}$) стремятся минимизировать, при этом определяют ее следующим образом:

$$P_{откл.} = P - P_{MI}(1 - k_p), \quad (2.4)$$

где P – мощность, передаваемая в дефицитную энергосистему перед отключением одной из параллельных линий;

P_{MI} , k_p – максимум передаваемой мощности и коэффициент запаса устойчивости в послеаварийном режиме.

Если время отключения потребителей невелико (0,2–0,5 с), то в послеаварийном режиме допустимо принимать $k_p = 8 - 10\%$. При большем времени отключения величину k_p следует увеличивать.

При небольших запасах устойчивости в послеаварийных режимах (8–10%) автоматическая загрузка генераторов в приемной энергосистеме способствует быстрому повышению запаса устойчивости до нормативного значения 20%, соответствующего нормальному режиму.

В энергообъединениях сложной структуры к разгрузочной автоматике предъявляются дополнительные требования, которые состоят в том, что управляющие воздействия (изменение потребляемой и генерируемой мощности) не должны приводить к изменению частоты в энергообъединении более чем на 0,05–0,1 Гц. Соблюдение этих требований обеспечивает сохранение устойчивости по другим электропередачам энергообъединения. Эти требования выполняются автоматикой разгрузки, основанной на принципе сбалансированных управляющих воздействий.

Цель сбалансированного действия состоит в том, чтобы восстановить близкий к первоначальному баланс мощности в энергообъединении. В частности, если в передающей части энергообъединения производится отключение или разгрузка генераторов, то в приемной части осуществляется отключение нагрузки (ОН) необходимого объема. При этом допустимое значение результирующего небаланса в ОЭС $\Delta P_{нб.}$ должно быть таким, чтобы изменение частоты энергообъединения, вызванное этим небалансом, не могло привести к нарушению устойчивости по какой-либо межсистемной электропередаче.

В качестве примера рассмотрим дозировку управляющих воздействий разгрузочной автоматики в энергосистеме, представленной на рис. 2.3. Энергосистема имеет избыток генерирующей мощности, который выдается в объединенную энергосистему по четырем межсистемным линиям, одна из которых (ВЛ1 или ВЛ2) является наиболее мощной связью. Линии работают длительно с большой нагрузкой до значения, соответствующего минимальному запасу по статической устойчивости.

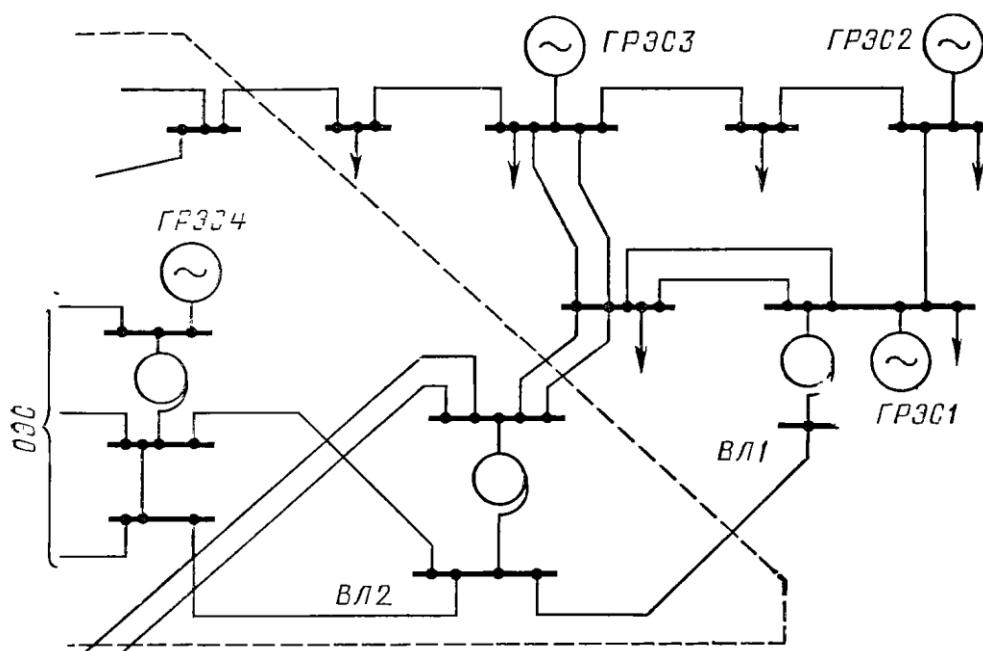


Рис. 2.3.

При внезапных отключениях на линии для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме осуществляется ограничение мощности энергоблоков ГРЭС1 и ГРЭС2 до значения, обеспечивающего запас по устойчивости послеаварийного режима 8–10%. Ограничение мощности осуществляется одновременным воздействием на регулятор скорости турбины и главный регулятор. Каждый энергоблок разгружается не более чем до технического минимума, равного 70% от номинальной мощности.

Если в предаварийном режиме нагрузка энергоблоков лишь незначительно превосходит технический минимум и диапазон возможного ограничения мощности недостаточен для сохранения необходимого запаса по устойчивости в послеаварийном режиме, то противоаварийная автоматика отключает часть энергоблоков, обеспечивая тем самым устойчивую работу системы. В тех случаях, когда АПВ успешно включает линию под нагрузку, противоаварийная автоматика, воздействуя на регулирование энергоблоков, вновь увеличивает их мощность до предаварийного значения.

Короткие замыкания на ВЛ1 или ВЛ2 и отключение их являются также тяжелыми динамическими возмущениями, и при значительной нагрузке этой межсистемной электропередачи синхронная динамическая устойчивость может нарушиться.

Тяжесть доаварийного режима с точки зрения устойчивости можно оценивать по значению угла δ_U между векторами напряжений на передающем и приемном концах межсистемной электропередачи, а интенсивность возмущающего воздействия (вид и место короткого замыкания) характеризуется значением остаточного напряжения прямой последовательности $U_{ост.}$ на шинах ГРЭС1

Целесообразным средством повышения синхронной динамической устойчивости является быстродействующая разгрузка турбин энергоблоков ГРЭС1 и ГРЭС2. При расчете управляющих воздействий учитывается, что импульсы на разгрузку блоков ГРЭС2 подаются с запаздыванием в 0,1 с (на прохождение сигнала по высокочастотному каналу) по отношению к импульсам на разгрузку блоков ГРЭС1; амплитуда воздействий – 4 о.е.; в блоках ГРЭС1 и ГРЭС2 имеются регуляторы. Для исключения опасности нарушения устойчивости вследствие быстрого нарастания моментов турбин после съема управляющих импульсов, а также для повышения эффективности ограничения мощности блоков, осуществляемого со скоростью 25 МВт/с, съем импульсов выполняется ступенчато до 1 о.е., а затем экспоненциально с постоянной времени $T = 1,5$ с.

На рис. 2.4 показаны переходные процессы при двухфазном на землю коротком замыкании на ВЛ1 или ВЛ2 без импульсной разгрузки (штриховые линии) и при действии управляющих импульсов (сплошные линии).

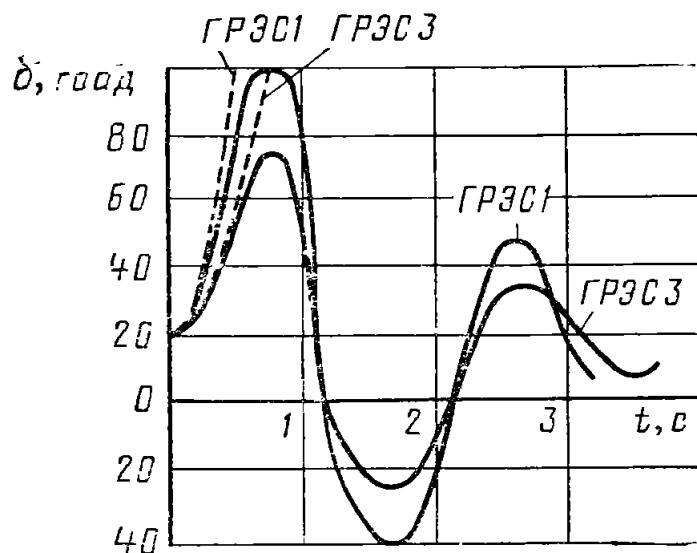


Рис. 2.4.

Как видно из рисунка, отсутствие разгрузки приводит к нарушению устойчивости.

При недостаточной интенсивности воздействия автоматики разгрузки могут возникнуть либо нарушения устойчивости, либо глубокие качания (сплошные линии, рис. 2.5) Завышенная длительность T_{II} управляющих импульсов опасна переторможением и нарушением устойчивости с отрицательным скольжением (штриховые линии, рис. 2.5). Синхронная динамическая устойчивость обеспечивается в данном случае лишь в довольно узкой области параметров управления, построенной с учетом возможности нарушения устойчивости как с положительным, так и с отрицательным скольжением.

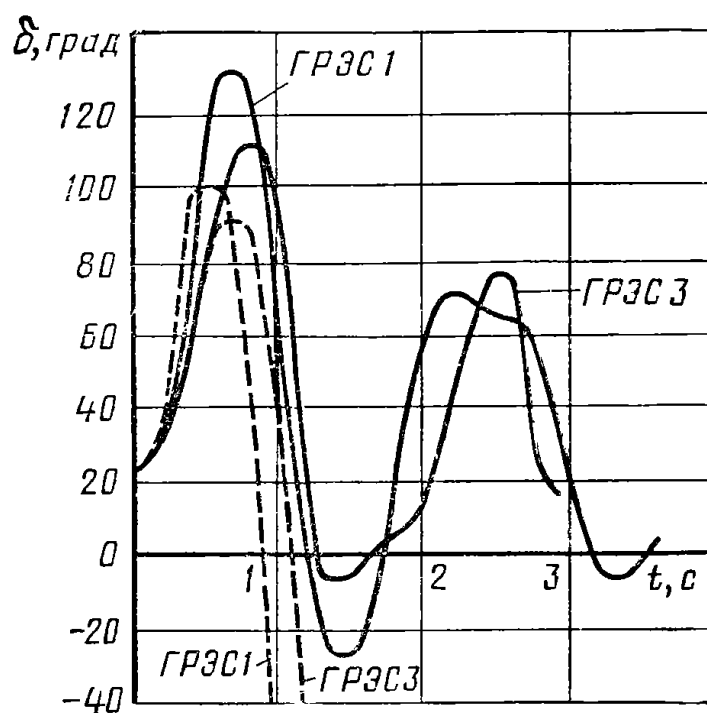


Рис. 2.5.

По результатам расчетов управляющих воздействий построены кривые равной длительности управляющих импульсов ($T_{IIГРЭС1} = const / T_{IIГРЭС2} = const$) – рис. 2.6), обеспечивающих устойчивость и быстрое затухание переходных процессов в системе.

Пользуясь этими кривыми, можно определить интенсивность воздействий на блоки ГРЭС1 и ГРЭС2 при любых сочетаниях параметров режима (δ_U) и возмущения (U_{locm}). Управляющие воздействия, соответствующие кривым, расположенным левее кривой *ab*, улучшают качество переходных процессов, однако не требуются для обеспечения устойчивости.

С использованием полученных кривых равной длительности управляющих импульсов построен алгоритм дозировки воздействий противоаварийной автоматики. Он реализован в управляющем вычислительном устройстве противоаварийной автоматики, которое формирует необходимую интенсивность воздействий на основе заданных кривых (рис. 2.6) и информации о доаварийном режиме (δ_U), виде и тяжести повреждения

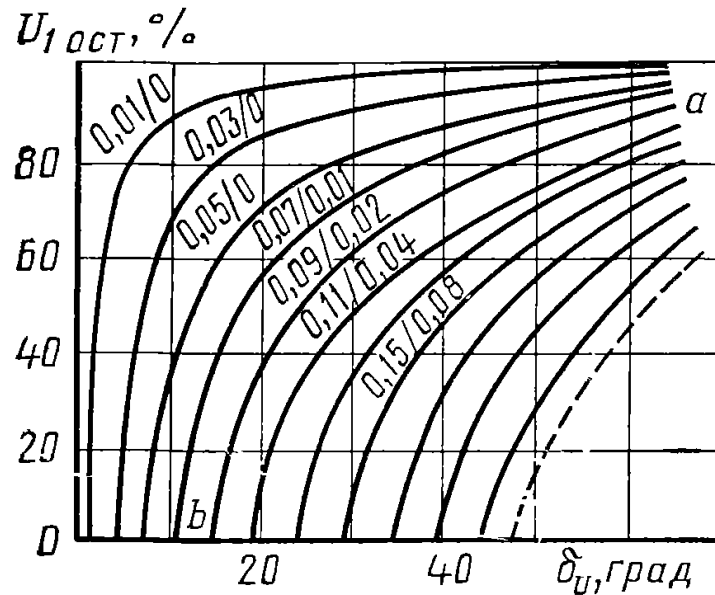


Рис. 2.6.

3. ЛИКВИДАЦИЯ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ [2]

Асинхронные режимы могут возникнуть при тяжелых и маловероятных аварийных ситуациях, при которых сохранение устойчивости параллельной работы нецелесообразно или невозможно вследствие каскадного развития аварии (многократных повреждений в первичной сети или отказов в системе управления). Ликвидировать асинхронный режим можно одним из двух способов:

– ресинхронизацией после уменьшения разности частот в несинхронно работающих частях энергосистемы (благодаря увеличению генерируемой мощности и отключению потребителей в части энергосистемы, работающей с пониженной частотой, и уменьшению генерируемой мощности в части энергосистемы, работающей с повышенной частотой);

– разделением с помощью автоматики несинхронно работающих частей энергосистемы с последующим восстановлением параллельной синхронной работы после мобилизации резервов и действия АЧР в отделившейся дефицитной энергосистеме.

Для того чтобы принять в подобных случаях наиболее целесообразное решение, требуется ответить на два вопроса: не произойдет ли во время асинхронного хода нарушения устойчивости по соседним ответственным электропередачам? Какая часть потребителей и на какое время будет отключена при том или ином решении?

Многие ЛЭП работают значительную часть времени с минимальными запасами устойчивости, поэтому при возникновении асинхронного хода по одной линии велика вероятность нарушения устойчивости по соседним линиям. По этой причине при возникновении асинхронного хода ресинхронизация применяется значительно реже, чем деление (особенно в энергосистемах сложной структуры).

На разделение несинхронно работающих частей энергосистемы целесообразно ориентироваться в следующих случаях:

– если вблизи центра качаний расположены ответственные потребители и при возникновении асинхронного режима возможно их отключение;

– если в асинхронном режиме возможно отключение нагрузки большей мощности, чем при делении энергосистемы;

– если асинхронный режим может привести к нарушению устойчивости по другим линиям.

Для ликвидации асинхронного режима в энергосистемах применяются устройства делительной автоматики, основанные на различных принципах и осуществляющие деление в первом цикле или спустя несколько циклов

асинхронного хода. Это очень ответственная автоматика, поэтому на линиях устанавливаются по два (а иногда и более) комплекта делительных устройств (обязательно по одному на каждом конце линии); на основных межсистемных связях предусматривается также дополнительный комплект автоматики для прекращения асинхронного хода, который может возникнуть в неполнофазном режиме работы ЛЭП. Автоматика реагирует обычно на периодические колебания тока нулевой последовательности.

В тех случаях, когда асинхронный режим или глубокие асинхронные качания приводят к существенному снижению напряжения на шинах потребителей и, как следствие этого, к серьезным нарушениям их электроснабжения, а отделение приемной энергосистемы при этом не вызывает такого понижения частоты, при котором работает АЧР (что характерно при слабых связях), целесообразно применять неселективную быстродействующую делительную автоматику. В остальных случаях действие автоматики должно быть обязательно селективным по отношению к синхронным качаниям и симметричным коротким замыканиям, так как ее срабатывание приводит к отделению приемной энергосистемы и действию АЧР. Для повышения селективности деление часто производится через два-три цикла асинхронного режима или с соответствующей выдержкой времени.

При допустимости кратковременных асинхронных режимов (например, после несинхронного АПВ или несинхронного включения, производимого персоналом) делительная автоматика должна действовать лишь в тех случаях, когда по каким-либо причинам ресинхронизация не произошла, т.е. осуществлять деление с запаздыванием по времени, необходимым для ресинхронизации (обычно через три – пять циклов асинхронного режима, но не позже чем через 15–30 с, причем большее время относится к электропередачам, связывающим ГЭС с энергосистемами).

Для выбора параметров настройки делительной автоматики и определения условий ресинхронизации необходим анализ асинхронных режимов. В результате анализа оценивается влияние различных факторов на области ресинхронизации, определяются доля нагрузки, которая должна быть отключена, и время, в течение которого может быть восстановлена синхронная работа.

Упрощенные расчеты асинхронных режимов, необходимые для выбора принципа и параметров настройки делительной автоматики, определения допустимой длительности таких режимов, оценки целесообразности ресинхронизации, выполняются при следующих допущениях:

– переходная эдс генераторов E' за реактивным сопротивлением x'_d постоянна;

– роторы генераторов в электрическом и магнитном отношении симметричны;

– нагрузки представляются постоянными сопротивлениями.

При этих допущениях расчеты для энергосистем простой структуры (которые сводятся к двухмашинной) могут быть выполнены вручную. Для более сложных структур расчеты выполняются на ЭВМ.

4. ВОССТАНОВЛЕНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ В ОТДЕЛИВШИХСЯ ЧАСТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ [2]

В отделившейся части энергосистемы может возникнуть небаланс активной мощности, сопровождающийся изменением частоты. При избытке активной мощности частота повышается, при дефиците – понижается. Для восстановления нормальной частоты необходимо ликвидировать небаланс мощности.

При повышенной частоте небаланс ликвидируется уменьшением генерирующей мощности под действием регуляторов скорости вращения турбин. Поскольку динамические характеристики систем регулирования скорости различны и зависят от типа электростанции, мощность агрегатов уменьшается неодинаково.

Основными показателями, определяющими динамические характеристики агрегатов при изменении скорости, являются:

– постоянная времени изменения впуска энергоносителя в турбину за счет действия основных каналов регулятора скорости – T_c ;

– постоянная времени изменения режима работы агрегата, учитывающая технологические регуляторы – T_p .

Для турбогенераторов на электростанциях с барабанными котлами $T_c = 0,5 \div 2$ с, а действие технологических регуляторов можно не учитывать, так как давление перед турбиной изменяется незначительно. Для современных ТЭС и АЭС блочного типа $T_c = 1 \div 2$ с и $T_p = 50 \div 200$ с, для гидроагрегатов $T_c = 2 \div 8$ с и $T_p = 50 \div 100$ с.

При повышении частоты возникают также сложности на блочных агрегатах ТЭС и АЭС, вызванные ограниченными диапазонами регулирования технологической автоматики. В частности, на турбинах установлены регуляторы давления пара перед турбиной, действующие на впуск энергоносителя (так называемые регуляторы «до себя»). Эти регуляторы изменяют впуск энергоносителя в турбину таким образом, чтобы давление пара перед турбиной сохранялось постоянным. Они предназначены для стабилизации работы энергоблока лишь в тех случаях, когда его основные технологические регуляторы отключены. Однако эти регуляторы весьма чувствительны к изменению качества топлива и поэтому регуляторы «до себя» часто бывают отключены. При повышении частоты регулятор скорости уменьшает впуск пара в турбину. Это вызывает повышение давления и приводит в действие регулятор «до себя», который вновь увеличивает впуск

пара и тем самым выводит из действия регулятор скорости. Для того чтобы действие регуляторов «до себя» не приводило к недопустимому повышению частоты, нарушению устойчивости внутри отделившейся части энергосистемы и отключению турбогенераторов автоматами безопасности для них (в избыточных частях энергосистемы) устанавливается такая зона нечувствительности по давлению, при которой осуществляется защита энергоблока от недопустимого режима.

При отделении части энергосистемы с дефицитом активной мощности под действием регуляторов скорости происходит полная загрузка находящихся в работе агрегатов. Если в результате этого возникший дефицит не ликвидируется и не принимаются другие меры к его ликвидации, то происходит дальнейшее аварийное снижение частоты, в результате чего в отделившемся районе энергосистемы снижается производительность механизмов собственных нужд ТЭС (в первую очередь питательных электронасосов), а следовательно, через некоторое время уменьшаются генерирующая мощность и частота. Поэтому если в процессе аварийного снижения частоты быстро не отключить часть потребителей, то может начаться лавинообразное снижение частоты («лавины частоты»), а также полное погашение всех ТЭС и потребителей отделившегося района энергосистемы.

Аварийные ситуации со снижением частоты после отделения района энергосистемы с дефицитом мощности и исчерпания имеющихся резервов генераторной мощности предотвращаются путем отключения части менее ответственных потребителей. Целью отключения потребителей является предотвращение возникновения «лавины частоты» и остановки ТЭС с потерей питания механизмов собственных нужд.

Особенностью современных энергообъединений является многообразие возможных аварийных ситуаций с дефицитом мощности. Аварийный дефицит может охватывать различные территории – район, энергосистему, группу энергосистем, энергообъединение, часть ЕЭС или ЕЭС в целом.

4.1. Автоматика ограничения опасных повышений напряжения (АОПН)

Наиболее частая причина действия автоматики от повышения напряжения – разрыв электропередачи или одностороннее отключение линии. Для выявления повышения напряжения в неполнофазных режимах автоматика выполняется в пофазном исполнении. В случае присоединения к шинам более чем одной линии правильный выбор подлежащей отключению линии обеспечивается пофазным контролем стока реактивной мощности. Уставки автоматики по

напряжению выбираются в пределах $(1,15-1,25)U_{НОМ}$ для электропередач 500 кВ. На подстанциях с шунтирующими реакторами автоматика действует с несколькими ступенями выдержки времени: с первой ступенью (1–2 с) производится включение отключенных шунтирующих реакторов; если это не привело к возврату реле максимального напряжения, то со второй ступенью выдержки (2–5 с) отключаются линии, по которым произошел наброс реактивной мощности; если напряжение не снизилось (например, из-за отказа выключателя линии), с третьей ступенью (4–6 с) отключаются трансформаторы и шунтирующие реакторы (при необходимости – с воздействием на устройство УРОВ).

Автоматика от повышения напряжения не должна действовать при повышениях напряжения, вызванных синхронными и асинхронными качаниями; выполнение этого требования облегчается наличием контроля стока реактивной мощности. Выдержки времени второй и третьей ступеней многоступенчатой автоматики должны быть отстроены от времени срабатывания резервных защит и пауз АПВ.

При выборе уставок по времени должны быть учтены требования селективности действия на последовательных участках электропередачи.

4.2. Автоматика ограничения опасных повышений частоты (АОПЧ)

Повышение частоты в отделившейся части энергосистемы с избыточной мощностью ГЭС может привести к тому, что скорость вращения роторов турбогенераторов станет больше синхронной. При этом серьезно возрастают механические нагрузки на бандажи и клинья, фиксирующие элементы ротора генератора, и на лопатки турбины. Работа автоматов безопасности паровых турбин практически безрезультатна, т.к. разгон обусловлен внешним фактором – наличием электрической связи турбогенераторов с ГЭС.

Поэтому в тех случаях, когда генерирующая мощность ГЭС не менее чем на 20% превышает суммарную нагрузку выделенной энергосистемы или ее части, следует применять надежно резервированную автоматику, предотвращающую опасное для паровых турбин повышение частоты. Автоматика от повышения частоты, *отключающая часть генераторов ГЭС*, во многих случаях способна предотвратить опасные для энергосистемы режимы. Для обеспечения эффективного действия АОПЧ в условиях многообразия возможных схем и режимов необходимо применять не менее двух ступеней разгрузки и выбирать для первой ступени относительно низкую уставку – 51,5 Гц.

С целью дополнительного резервирования установленных на ГЭС устройств предписывается там, где это возможно по схемным и режимным условиям устанавливать делительную автоматику по частоте, действующую на **выделение** тепловых электростанций или их частей с примерно сбалансированной нагрузкой. Эта автоматика должна быть отстроена по частоте от автоматики, действующей при повышении частоты на ГЭС. Допустимый диапазон уставок делительной автоматики от повышения частоты должен быть в пределах 51,0–53,5 Гц.

4.3. Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)

Как известно, напряжение поддерживается генерированием или потреблением реактивной мощности синхронными генераторами, синхронными компенсаторами с реверсивным возбуждением, реакторно-конденсаторными управляемыми источниками реактивной мощности, включением и отключением шунтирующих реакторов, устанавливаемых по концам ЛЭП СВН. Обычно автоматика, действующая при снижении или повышении напряжения, реализуется простыми ступенчатыми релейно-контактными устройствами. Характерным примером является устройство форсировки возбуждения.

Автоматика ограничения снижения напряжения, вызванного дефицитом мощности и угрожающего развитием лавины напряжения, выполняется многоступенчатой. Каждая ступень содержит по два минимальных реле напряжения с близким к единице коэффициентом возврата ($k_{\text{в}} = 1,03 \div 1,05$). Это обеспечивает малую величину ступени при настройке измерительной части АОСН. Например, напряжение срабатывания для трех ступеней:

$$U_{\text{ср.}} = (0,75; 0,8; 0,85) \frac{U_{\text{ном.}}}{k_{\text{в}}} .$$

Логическая часть содержит реле времени с минимальной выдержкой времени первой ступени, отстроенной от времени действия релейной защиты (в процессе возникновения и ликвидации КЗ работают устройства релейной защиты; а отключение нагрузки от АОСН не должно происходить).

Настройка автоматики ограничения снижения напряжения с малым шагом ступени обеспечивает некоторую адаптацию производимых АОСН отключений нагрузки (в первую очередь – электродвигателей) или питающих ее линий к степени снижения напряжения.

4.4. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)

4.4.1. Автоматика частотной разгрузки

Обязательная для всех подстанций автоматика частотной разгрузки наносит ущерб потребителям электроэнергии, поэтому должна обладать свойством адаптации к возникшему дефициту мощности. Поскольку АЧР производит дискретное отключение, возможно лишь приближенное соответствие отключаемой мощности и образовавшегося дефицита. Как уже упоминалось выше, АЧР реализуется автоматами трех категорий – АЧРІ, АЧРІІ и АЧРІІІ.

Наиболее распространена и эффективна первая из них, состоящая из 10-20 мгновенно действующих очередей с уставками, изменяющимися от $f_{cp.1} = 48,5$ до $f_{cp.N} = 46,5$ Гц с шагом $\Delta f = 0,1 \div 0,2$ Гц. Мощность нагрузки, отключаемая каждой очередью, тщательно рассчитывается с учетом того, что по мере отключения потребителей дефицит уменьшается.

Если в течение некоторого времени, начиная с $t_1 = 5$ с, частота не восстанавливается до значения, близкого к номинальному, т.е. утяжеленный режим ЭЭС продолжается, то приходят в действие устройства АЧРІІ (обычно не более пяти очередей), имеющие одну установленную частоту срабатывания $f_{cp.II} = 49,2$ Гц, но различающиеся по времени действия ($\Delta t = 0,5$ с). Эти устройства производят дополнительное отключение потребителей, обеспечивая подъем частоты.

Категория АЧРІІІ устанавливается на подстанциях сильно дефицитных частей ЭЭС, в которых возможно очень быстрое снижение частоты до опасного уровня (45 Гц). Устройства этой категории контролируют скорость изменения частоты: производная df/dt является показателем дефицита мощности и вероятной глубины снижения частоты [5].

4.4.2. Автоматика частотного пуска и загрузки гидрогенераторов

Обладающие способностью быстро разгоняться и набирать нагрузку гидрогенераторы используются как резервные источники мощности для покрытия ее дефицита, вызывающего снижение частоты в электроэнергетической системе. Автоматика частотного пуска и загрузка выдающих неполную мощность, или работающих в режиме синхронного компенсатора гидрогенераторов эффективно способствует прекращению

снижения и последующему восстановлению частоты. При ее действии обычно не происходит отключение потребителей устройствами АЧРП.

4.5. Примеры работы устройств противоаварийной автоматики

Рассмотрим действие различных видов противоаварийной автоматики на примерах качественного анализа влияния возмущений на режим работы энергосистемы, схема которой приведена на рис. 4.1.

Короткое замыкание в точке К1. После срабатывания устройств релейной защиты и отключения выключателей $Q34$ и $Q41$ поврежденной линии мощность P_{3-4} , ранее передававшаяся по двум линиям, будет передаваться по одной и может превысить некоторое предельное значение, следствием чего будет нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанций ЭС1–ЭС3 относительно генераторов электростанции ЭС4. Для предотвращения этого нарушения применяются устройства АПНУ, действующие на ограничение мощности генераторов передающей части энергосистемы (электростанции ЭС1–ЭС3). Для того чтобы это ограничение мощности не вызывало снижения частоты в приемной части системы, на электростанции ЭС4 применяются устройства, действующие на увеличение загрузки работающих генераторов или отключение части потребителей (САОН, АЧР).

Опасность нарушения устойчивости может возникнуть и при к. з. в точке К2 (отключение линии ЭС1–ЭС3 выключателями $Q12$ и $Q32$), поскольку мощность P_{1-3} , придется передавать по линии ЭС1–ЭС2, увеличивая ее нагрузку. В этих условиях возможно нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанции ЭС1 относительно остальной части энергосистемы. Для предотвращения нарушения устойчивости в рассматриваемом случае ограничение мощности следует применить на электростанции ЭС1, а увеличение загрузки работающих генераторов или отключение нагрузки потребителей – на электростанциях ЭС2–ЭС4.

При отказах устройств АПНУ возможно нарушение устойчивости параллельной работы и, как следствие, возникновение асинхронного хода, являющегося наиболее опасным нарушением режима, поскольку он сопровождается глубокими колебаниями напряжения в узловых точках энергосистемы, что неблагоприятно для работы потребителей. Кроме того, в асинхронном режиме мощность, вырабатываемая генераторами передающей части энергосистемы, периодически изменяется таким образом, что среднее ее значение за период близко к нулю и электростанции, вышедшие из синхронизма

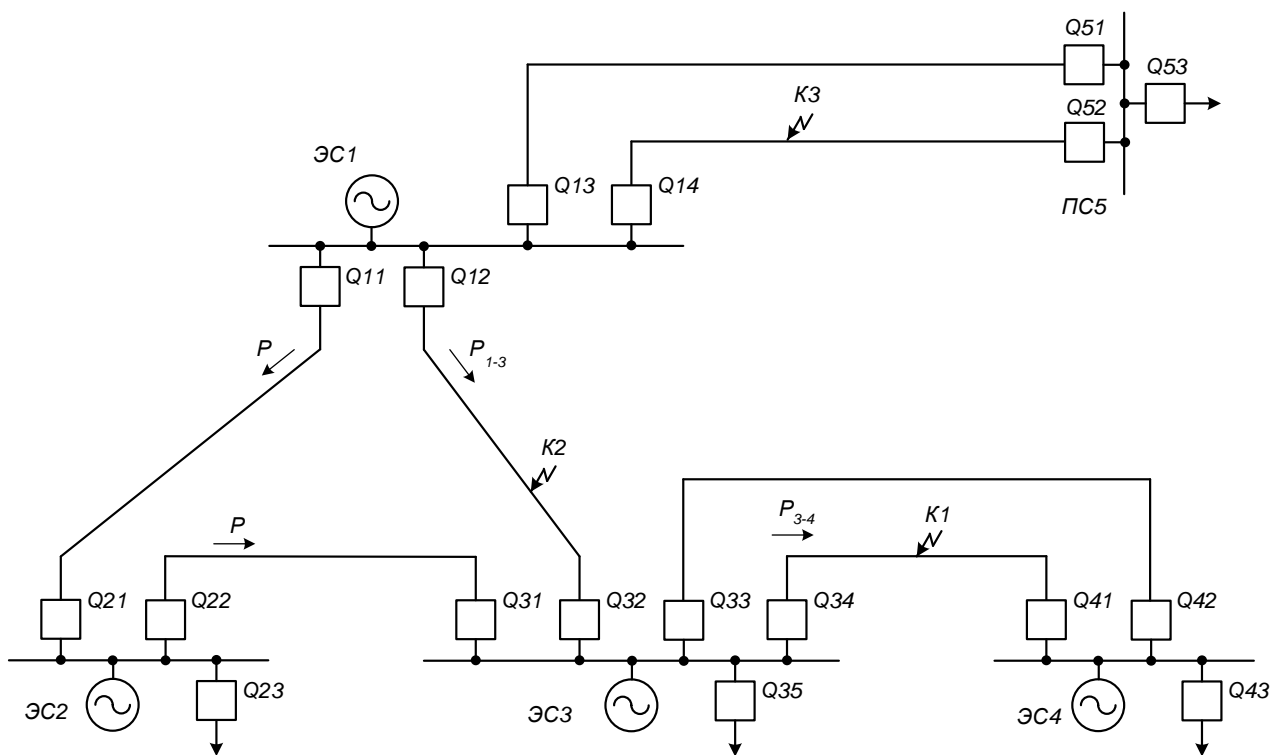


Рис. 4.1. Схема электроэнергетической системы

практически перестают выдавать мощность в приемную энергосистему. Последнее обстоятельство приводит к тому, что частота в передающей части энергосистемы – ЭС1, избыточной по мощности, увеличивается, а в приемной части (дефицитной по мощности) уменьшается.

Для прекращения асинхронного режима применяются устройства **АЛАР**, действующие на восстановление синхронизма (ресинхронизацию) или разделение энергосистемы на несинхронно работающие части (отключением выключателя $Q21$ или $Q31$). Для обеспечения ресинхронизации выполняются мероприятия, направленные на выравнивание частот: в ЭС1 применяется разгрузка турбин электростанций или отключение части генераторов (**ОГ**), в ЭС2–ЭС4 – загрузка работающих генераторов или отключение части нагрузки (**АЧР**).

Одним из тяжелых видов аварийного возмущения является разрыв электропередачи, связывающей две части энергосистемы. Так, при разрыве электропередачи ЭС3–ЭС4, возникающем при отключении одной из параллельных линий в условиях, когда параллельная линия выведена в ремонт, в одной части энергосистемы (на электростанциях ЭС1–ЭС3) возникает избыток мощности генераторов, в другой части, питающейся от ЭС4, – дефицит. Избыток мощности может привести к опасному повышению частоты. Для предотвращения указанного предусматриваются устройства **АОПЧ**, действующие на разгрузку турбин электростанций или

отключение части генераторов (в основном гидрогенераторов), или на отделеение тепловых электростанций с примерно сбалансированной нагрузкой от ГЭС.

Дефицит мощности, приводящий к опасному понижению частоты, ликвидируется действием устройств *АОСЧ*, которые действуют в *ЭС4* на автоматическую частотную разгрузку потребителей (*АЧР*), автоматический частотный ввод резерва или на выделение электростанций со сбалансированной нагрузкой для сохранения их собственных нужд.

В дефицитной части энергосистемы помимо снижения частоты возможно снижение напряжения, обусловленное дефицитом реактивной мощности. Опасность снижения напряжения связана с возможностью нарушения устойчивости потребителей и возникновения «лавины» напряжения. Для предотвращения опасного снижения напряжения предусматриваются устройства *АОСН*, действующие на форсировку возбуждения генераторов *ЭС4*, отключение шунтирующих реакторов (если они есть и были включены) и отключение части нагрузки.

Линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше могут быть источниками опасного для электрооборудования электростанций и подстанций повышения напряжения, вызванного резонансными явлениями между распределенной емкостью и индуктивностью линий при их одностороннем отключении. Для предотвращения длительного повышения напряжения применяют устройства *АОПН*, действующие на расфорсировку возбуждения генераторов, включение шунтирующих реакторов или отключение линии.

При отключении линий или трансформаторов, питающих нагрузку, может возникнуть перегрузка по току оставшегося в работе электрооборудования. Например, отключение одной из линий, питающих нагрузку подстанции *ПС5*, может вызвать перегрузку оставшейся в работе линии по условию ее термической стойкости. Ограничение мощности питающей электростанции *ЭС1*, как правило, неэффективно и отражается на работе остальной части системы. Необходимо отключать часть нагрузки подстанции *ПС5*.

5. УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНЫМИ РЕЖИМАМИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

5.1. Способы сохранения динамической устойчивости [7]

Сущность способов воздействия на электроэнергетическую систему для сохранения ее динамической устойчивости состоит в изменении баланса мощности в рассматриваемой системе и перераспределении небалансов моментов для ограничения амплитуд взаимных качаний, что способствует переходу к новому установившемуся режиму. Эти виды воздействий можно разделить на несколько категорий [7]:

1. Изменение параметров генерирующих элементов:
 - управление возбуждением синхронных генераторов;
 - применение импульсной разгрузки турбин;
 - электрическое торможение генераторов.
2. Изменение состава генерирующей подсистемы:
 - отключение генераторов.
3. Изменение структуры потребляющей подсистемы:
 - отключение части нагрузки.

Выбор способа воздействия в конкретных условиях зависит от типа станций и структуры электрической сети.

Управление возбуждением синхронных генераторов рассмотрено в [8] (см. порядок выполнения уточненного расчета, начиная со стр. 55 и примеры 8, 9, 10). Данный способ сохранения динамической устойчивости по эффективности уступает другим названным выше способам даже при современных быстродействующих системах АРВ. Это объясняется сложностью настройки АРВ синхронных генераторов: АРВ, настроенное на сохранение статической устойчивости и обеспечивающее интенсивное демпфирование малых колебаний, может действовать нерационально в плане обеспечения динамической устойчивости. При больших возмущениях существенно проявляется нелинейность характеристик системы, что придает ей новые свойства и требует иного управления возбуждением [7].

Отключение части нагрузки применяется в дефицитных ЭЭС. При возникновении дефицита генерирующей мощности (например, вследствие к.з. на передающем конце линии электропередачи) часть нагрузки отключается системной автоматикой отключения нагрузки (САОН). Малая эффективность САОН как средства повышения динамической устойчивости ЭЭС, обуславливает ее применение лишь в некоторых случаях для облегчения динамического перехода [7].

5.2. Импульсная разгрузка (ИР) паровых турбин

Применяется в избыточных ЭЭС и заключается в непосредственном изменении механической мощности турбины с последующим восстановлением мощности до какого-то сниженного значения, при котором обеспечивается необходимый запас статической устойчивости в послеаварийном режиме [7].

Дозировка интенсивности импульсного воздействия на систему регулирования турбины производится по результатам анализа переходных процессов с учетом экспериментально полученных импульсных диаграмм (зависимостей глубины разгрузки турбин от параметров импульса), с учетом предшествующего режима и тяжести аварии. Верхний предел интенсивности импульсного воздействия определяется условиями предотвращения переторможения.

Основным преимуществом применения ИР является сохранение энергоблоков в работе и по сравнению с отключением генераторов импульсная разгрузка паровых турбин экономически более целесообразна. Поэтому она часто называется аварийным управлением мощностью паровых турбин (АУМПТ) [7].

Расчет динамического перехода турбогенераторов, на турбинах которых реализуется импульсная разгрузка, проводится по известным формулам [8, формулы (29) – (35)]. Учет действия ИР обеспечивается корректировкой величины P_0 . Для этого в формулу, по которой вычисляется разность мощностей в начале соответствующего интервала, вводится поправочный коэффициент $bm_{(i)}$ (m – номер варианта ИР; число в скобках (i) – порядковый номер интервала). Например, для первого интервала:

$$\Delta P_{(1)} = bm_{(1)} \cdot P_0 - P_{mII-1} \sin(\delta_0) = P_0 - \frac{E' \cdot U_c}{x_{II-1}} \sin(\delta_0). \quad (5.1)$$

Обобщенные экспериментальные характеристики изменения мощности турбины при ИР представлены на рис. 5.1 [7]. Значения поправочных коэффициентов (в о.е.), соответствующие этим характеристикам, приведены в табл. 5.1.

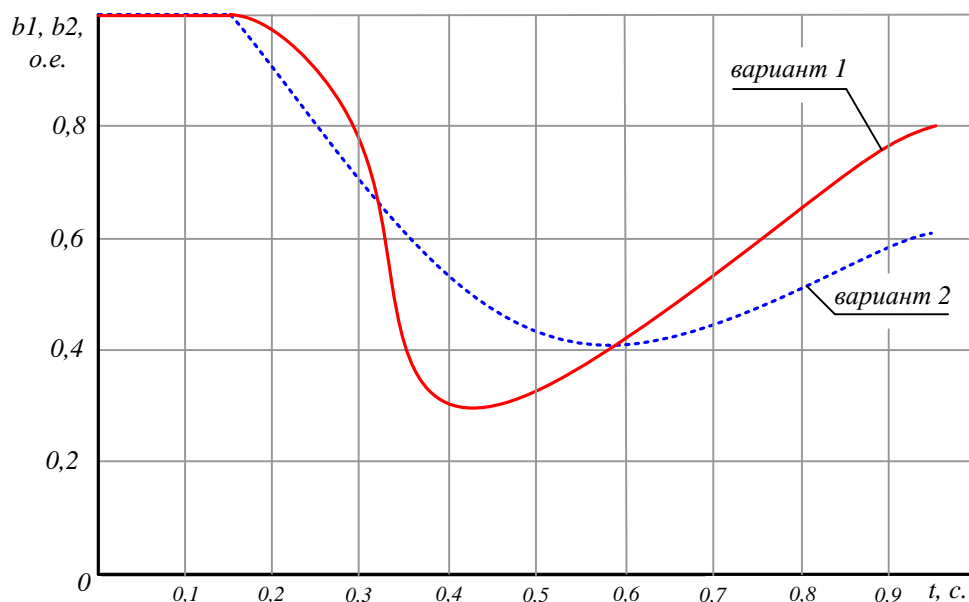


Рис. 5.1. Обобщенные экспериментальные характеристики изменения мощности паровой турбины при импульсной разгрузке.

Таблица 5.1

Поправочные коэффициенты, характеризующие процесс импульсной разгрузки паровой турбины

Интервал, (<i>i</i>)	1	2	3	4	5	6	7	8
Время $t_{(i)}$, (левая граница интервала), с	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35
Коэффициент $b1_{(i)}$, о.е., (вариант 1)	1	1	1	1	0,97	0,89	0,77	0,39
Коэффициент $b2_{(i)}$, о.е., (вариант 2)	1	1	1	1	0,9	0,8	0,7	0,6

продолжение таблицы 5.1

Интервал, (<i>i</i>)	9	10	11	12	13	14	15	16
Время $t_{(i)}$, (левая граница интервала), с	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75
Коэффициент $b1_{(i)}$, о.е., (вариант 1)	0,3	0,3	0,32	0,36	0,42	0,48	0,54	0,6
Коэффициент $b2_{(i)}$, о.е., (вариант 2)	0,53	0,47	0,43	0,41	0,41	0,42	0,45	0,48

Пример 5.1. Взяв в качестве исходных данных развитие переходного процесса и результаты расчета из примера 7 [8], выполнить приближенную оценку устойчивости

динамического перехода при $E'_q = const$ для случая успешного АПВ на линии. Расчеты провести для обоих вариантов импульсной разгрузки, приведенных на рис. 5.1.

Решение. Результаты расчетов сведены в табл. 5.2 (импульсная разгрузка по варианту 1) и табл. 5.3 (импульсная разгрузка по варианту 2). По сравнению с табл. 6 [8] (см. пример 7) добавлен столбец, в котором отражено изменение мощности турбины при импульсной разгрузке (поправочные коэффициенты – из табл. 5.1). Влияние ИР начинает проявляться с пятого расчетного интервала. В табл. 5.2 и 5.3 заливкой выделены параметры, величины которых изменились по сравнению с данными табл. 6 [8]. Изменение угла $\delta_1 = f(t)$ для динамического перехода без импульсной разгрузки и при проведении ИР по первому и второму вариантам, показано на рис. 5.2.

Таблица 5.2

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.1;
импульсная разгрузка по первому варианту**

Номер интервала (i)	$bl_{(i)} \cdot P_0$, о.е.	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0					0,337	Исходный режим
1	1·2	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1·2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1·2	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	1·2	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,97·2	-0,052	-0,549	0,074	0,619	
6	0,89·2	-0,450 -0,685	-4,773 -7,267	0,059	0,679	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	0,77·2	-1,125	-11,937	0,029	0,708	
8	0,39·2	-1,981	-21,016	-0,028	0,685	
9	0,3·2	-2,086	-22,124	-0,078	0,606	
10	0,3·2	-1,819	-19,300	-0,127	0,480	
11	0,32·2	-1,319	-13,991	-0,162	0,318	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	0,36·2	-0,607	-6,437	-0,178	0,140	
13	0,42·2	0,248	2,626	-0,171	-0,013	
14	0,48·2	1,093	11,592	-0,142	-0,174	
15	0,54·2	1,813 2,123	19,234 22,522	-0,090	-0,264	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,6·2	2,774	29,428	-0,017	-0,280	

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.1;
импульсная разгрузка по второму варианту**

Номер интервала – (<i>i</i>)	$b^2_{(i)} \cdot P_0$, о.е.	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0					0,337	Исходный режим
1	1·2	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1·2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1·2	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	1·2	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,9·2	-0,192	2,034	0,071	0,616	
6	0,8·2	-0,618 -0,852	-6,559 -9,040	0,051	0,667	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	0,7·2	-1,226	-13,003	0,019	0,685	
8	0,6·2	-1,487	-15,776	-0,021	0,664	
9	0,53·2	-1,558	-16,525	-0,062	0,602	
10	0,47·2	-1,465	-15,539	-0,101	0,501	
11	0,43·2	-1,178	-12,512	-0,132	0,369	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	0,41·2	-0,710	-7,533	-0,151	0,217	
13	0,41·2	-0,096	-1,020	-0,154	0,064	
14	0,42·2	0,570	6,042	-0,139	-0,075	
15	0,45·2	1,218 1,352	12,918 14,342	-0,105	-0,179	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,48·2	2,038	21,622	-0,051	-0,230	

В первом цикле динамического перехода наглядно проявляется затормаживание роторов турбогенераторов при применении ИР. Ответ на вопрос – не приведет ли какой-либо из вариантов ИР к переторможению роторов, можно получить, выполнив расчет второго и последующих циклов переходного процесса.

5.3. Электрическое торможение генераторов (ЭТ)

Выполняется путем гашения части избыточной кинетической энергии вращающихся роторов турбины и генератора за счет подключения в цепь статора специальных нагрузочных резисторов $R_{\text{торм}}$ – рис. 5.3. При этом

особые требования предъявляются к коммутационной аппаратуре: необходимы высокие показатели надежности и быстродействия выключателей $Q_{\text{торм}}$ в цепях тормозных резисторов.

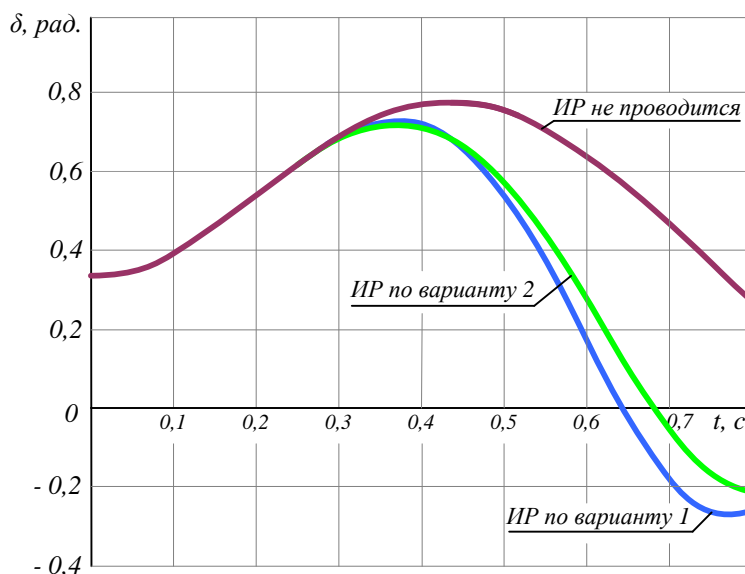


Рис. 5.2. Изменение угла $\delta_I = f(t)$ для динамического перехода без импульсной разгрузки и при проведении ИР по первому и второму вариантам.

Эффект от применения ЭТ, как будет показано ниже в примере 5.2, достигается за счет частичного уменьшения площадки ускорения и увеличения площадки торможения. В зависимости от момента включения тормозных резисторов и длительности тормозного импульса воздействие возможно как на обе площадки, так и на какую-то одну.

Различают однократное ЭТ – для повышения только динамической устойчивости в переходном режиме, и многократное ЭТ (несколько циклов включения и отключения тормозных резисторов), позволяющее обеспечить переход к послеаварийному режиму. В энергосистеме России ЭТ по схеме, изображенной на рис. 5.3, установлено на генераторах Зейской ГЭС [9]. Суммарная электрическая мощность нагрузочных резисторов Зейской ГЭС – 324 МВт (6x54 МВт), что составляет 24% от установленной мощности гидрогенераторов.

При построении угловой характеристики мощности простейшей системы, на генераторах которой включены тормозные резисторы, сопротивления рассчитываются в комплексной форме. Покажем это на примере схемы послеаварийного режима – рис. 5.4.

Преобразуем схему – рис. 5.5, и определим собственные и взаимные сопротивления.

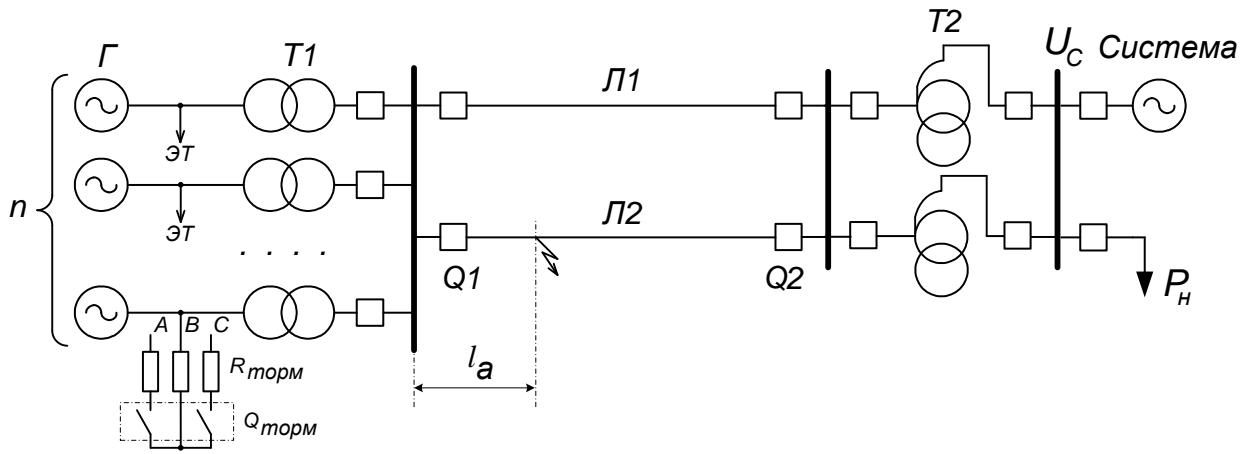


Рис. 5.3. Схема включения тормозных нагрузочных резисторов.

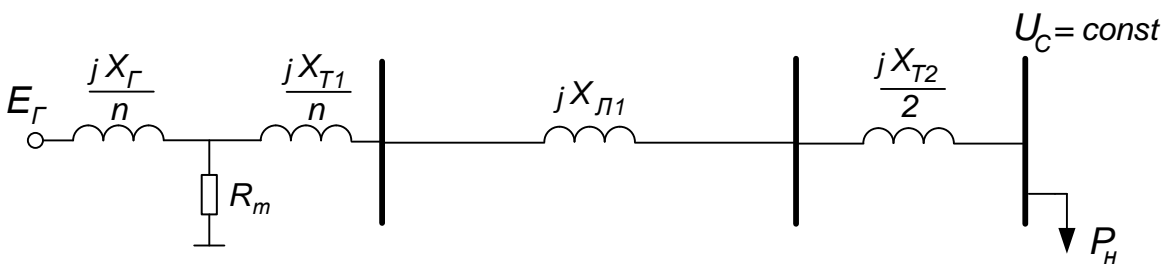


Рис. 5.4. Схема замещения простейшей системы для послеаварийного режима (линия Л2 отключена) при включенных тормозных резисторах.

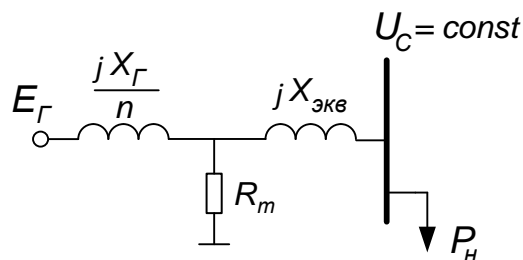


Рис. 5.5. Преобразованная схема замещения послеаварийного режима системы при наличии ЭТ.

Собственное сопротивление схемы замещения (рис. 5.5):

$$\dot{Z}_{11} = j \frac{x_{\Sigma}}{n} + \frac{jx_{\text{экв}} \cdot R_m}{jx_{\text{экв}} + R_m} = z_{11} \cdot e^{j\psi_{11}}; \quad (5.2)$$

Дополнительный угол α_{11} :

$$\alpha_{11} = (\pi/2) - \psi_{11}; \quad (5.3)$$

Взаимное сопротивление схемы замещения (рис. 5.5):

$$\dot{Z}_{12} = j \frac{x_2}{n} + jx_{\text{экв}} + \frac{j \frac{x_2}{n} \cdot jx_{\text{экв}}}{R_m} = z_{12} \cdot e^{j\psi_{12}}; \quad (5.4)$$

Дополнительный угол α_{12} :

$$\alpha_{12} = (\pi/2) - \psi_{12}; \quad (5.5)$$

Угловая характеристика мощности послеаварийного режима при наличии электрического торможения:

$$P_2 = \frac{(E_2')^2}{z_{11}} \cdot \sin(\alpha_{11}) + \frac{E_2' \cdot U}{z_{12}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}). \quad (5.6)$$

Сопротивление тормозных нагрузочных резисторов $R_{\text{торм}}$ при известной их мощности $P_{\text{торм}}$ определяется по следующим формулам:

– в именованных единицах:

$$R_{\text{торм}} = R_m = \frac{(U_{\text{ном.ген.}})^2}{3 \cdot P_{\text{торм}}}, \quad (5.7)$$

– в относительных единицах:

$$R_{*m} = \frac{(U_{\text{ном.ген.}})^2}{3 \cdot P_{\text{торм}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{(U_{\text{баз.}})^2}. \quad (5.8)$$

Пример 5.2. Взяв в качестве исходных данных развитие переходного процесса и результаты расчета из примера 7 [8], выполнить приближенную оценку устойчивости динамического перехода гидроагрегатов при $E_q' = const$ для случая успешного АПВ на линии при использовании на ГЭС устройств электрического торможения. Расчеты провести для следующих случаев использования ЭТ:

– однократное включение тормозных резисторов длительностью 0,15 с.; мощность тормозных резисторов – 6% от установленной мощности станции;

– однократное включение тормозных резисторов длительностью 0,15 с.; мощность тормозных резисторов – 12,5% от установленной мощности станции;

– многократное включение тормозных резисторов (три импульса по 0,05 с. с интервалом между импульсами 0,05с.); мощность тормозных резисторов – 6% от установленной мощности станции;

– многократное включение тормозных резисторов (три импульса по 0,05 с. с интервалом между импульсами 0,05с.); мощность тормозных резисторов – 12,5% от установленной мощности станции.

Решение. 1. Однократное включение тормозных резисторов при установленной их мощности 6% от суммарной мощности генераторов.

В примере 7 [8] на электрической станции установлено 4 генератора мощностью 75 МВт. Тогда $P_{\text{торм.1}} = 0,06 \cdot 4 \cdot 75 = 18$ МВт. Сопротивление тормозных резисторов в относительных единицах (номинальное напряжение генератора и $U_{\text{баз.}}$ ступени генераторного напряжения совпадают; $S_{\text{баз.}} = P_{\text{г.}} = 75$ МВт):

$$R_{*m.1} = \frac{(U_{\text{ном.ген.}})^2}{3 \cdot P_{\text{торм.1}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{(U_{\text{баз.}})^2} = \frac{S_{\text{баз.}}}{3 \cdot P_{\text{торм.1}}} = \frac{75}{3 \cdot 18} = 1,39;$$

$$x_{\text{экв}} = \frac{x_{T1}}{n} + x_{ЛП} + \frac{x_{T2}}{2} = \frac{0,098}{4} + 0,186 + \frac{0,066}{2} = 0,2435.$$

Собственное и взаимное сопротивления схемы замещения:

$$\dot{Z}_{11} = j \frac{x_{\text{г.}}}{n} + \frac{jx_{\text{экв}} \cdot R_{m.1}}{jx_{\text{экв}} + R_{m.1}} = j \frac{0,28}{4} + \frac{j0,2435 \cdot 1,39}{j0,2435 + 1,39} = 0,041 + j0,306 = 0,309e^{j1,438};$$

$$z_{11} = 0,309; \quad \alpha_{11} = (\pi/2) - \psi_{11} = (\pi/2) - 1,438 = 0,133;$$

$$\dot{Z}_{12} = j \frac{x_{\text{г.}}}{n} + jx_{\text{экв}} + \frac{j \frac{x_{\text{г.}}}{n} \cdot jx_{\text{экв}}}{R_{m.1}} = j \frac{0,28}{4} + j0,2435 + \frac{j \frac{0,28}{4} \cdot j0,2435}{1,39} = -0,012 + j0,314;$$

$$\dot{Z}_{12} = -0,012 + j0,314 = 0,314e^{j1,609};$$

$$z_{12} = 0,314; \quad \alpha_{12} = (\pi/2) - \psi_{12} = (\pi/2) - 1,609 = -0,038;$$

Характеристика мощности при включенных тормозных резисторах:

$$P_{E'_q(\text{торм.1})} = \frac{(E'_q)^2}{z_{11}} \cdot \sin(\alpha_{11}) + \frac{E'_q \cdot U_c}{z_{12}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}) = \frac{(1,329)^2}{0,309} \cdot \sin(0,133) + \frac{1,329 \cdot 1}{0,314} \cdot \sin(\delta + 0,038) = 0,758 + 4,232 \cdot \sin(\delta + 0,038).$$

При выполнении расчетов сделано допущение, что однократное электрическое торможение длительностью 0,15 с. включается в начале седьмого интервала, т.е. в момент

времени 0,3 с. после начала переходного процесса. Происходит переход с послеаварийной характеристики P_{III} , рассчитанной в примерах 5 и 7 [8], на характеристику $P_{E'_q} (торм).I$:

$$\Delta P_{(7.1)} = P_o - P_{mIII} \sin(\delta_{(6)}) = 2,0 - 4,246 \cdot \sin(0,687) = -0,694;$$

$$\Delta P_{(7.2)} = P_o - (0,758 + 4,232 \cdot \sin(\delta_{(6)} + 0,038)) = -1,566.$$

Отключение тормозных резисторов происходит в начале десятого интервала, процесс возвращается на характеристику P_{III} . Результаты расчетов сведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.2:
первый случай – однократное включение тормозных резисторов длительностью 0,15 с.,
мощность резисторов 18 МВт**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694 -1,566	-7,367 -16,611	0,037	0,724	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
8	-1,680	-17,817	-0,008	0,716	
9	-1,655	-17,555	-0,052	0,664	
10	-1,491 -0,617	-15,815 -6,543	-0,080	0,584	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
11	-0,324	-3,624	-0,089	0,495	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	-0,018	-0,189	-0,089	0,406	
13	0,324	3,435	-0,081	0,325	
14	0,644	6,834	-0,064	0,261	
15	0,903 0,440	9,582 4,663	-0,046	0,215	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,709	7,523	-0,027	0,188	

2. Однократное включение тормозных резисторов при установленной их мощности 12,5% от суммарной мощности генераторов.

Для второго случая все расчеты аналогичны, отличие лишь в мощности и соответственно, сопротивлении тормозных резисторов: $P_{\text{торм.2}} = 0,125 \cdot 4 \cdot 75 = 37,5$ МВт,

$R_{*m.2} = 0,667$. Характеристика мощности при включенных тормозных резисторах:

$$P_{E'_q(\text{торм}).2} = 1,523 + 4,232 \cdot \sin(\delta + 0,079).$$

Результаты расчетов сведены в табл. 5.5. Изменение угла $\delta_1 = f(t)$ для динамического перехода без электрического торможения и при однократном ЭТ (для первого и второго случаев) показано на рис. 5.6.

Таблица 5.5

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.2:
второй случай – однократное включение тормозных резисторов длительностью 0,15 с.,
мощность резисторов 37,5 МВт**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694 -2,458	-7,367 -26,078	0,025	0,712	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
8	-2,533	-26,867	-0,042	0,670	
9	-2,404	-25,497	-0,106	0,563	
10	-2,059 -0,268	-21,837 -9,840	-0,137	0,426	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
11	0,244	2,589	-0,131	0,296	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	0,763	8,089	-0,110	0,185	
13	1,218	12,915	-0,078	0,107	
14	1,545	16,395	-0,037	0,070	

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
15	1,702 1,577	18,059 16,725	0,007	0,077	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	1,538	16,318	0,047	0,124	

3. Троекратное включение тормозных резисторов при установленной их мощности 6% от суммарной мощности генераторов.

Первый этап расчетов аналогичен случаю 1: в начале седьмого интервала – первый импульс торможения. Но затем каждый следующий интервал происходит изменение режима: в начале восьмого интервала – возврат на P_{III} ; в начале девятого – переход на $P'_{E'_q}(\text{торм}).1$ (второй импульс торможения). В начале десятого интервала – возврат на P_{III} ; в начале одиннадцатого – переход на $P'_{E'_q}(\text{торм}).1$ (третий импульс торможения) и, наконец, в начале двенадцатого интервала – последний в цикле многократного ЭТ возврат на P_{III} .

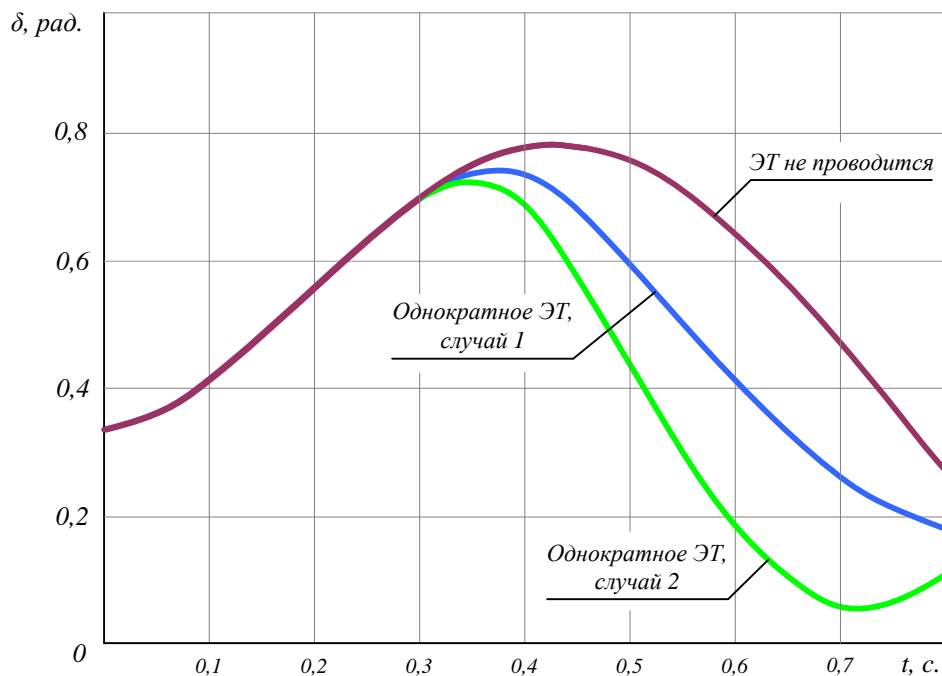


Рис. 5.6. Изменение угла $\delta_I = f(t)$ для динамического перехода без электрического торможения и при однократном ЭТ (для первого и второго случаев).

Результаты расчетов сведены в табл. 5.6.

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.2:
третий случай – троекратное включение тормозных резисторов
общей длительностью 0,15 с., мощность резисторов 18 МВт**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta\delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694 -1,566	-7,367 -16,611	0,037	0,724	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
8	-1,680 -0,812	-17,817 -8,618	0,003	0,727	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
9	-0,823 -1,690	-8,753 -17,930	-0,030	0,698	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
10	-1,598 -0,797	-16,949 -7,717	-0,061	0,637	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
11	-0,525 -1,402	-5,570 -14,874	-0,086	0,551	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
12	-1,108 -0,222	-11,750 -2,351	-0,104	0,447	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
13	0,166	1,757	-0,099	0,347	
14	0,555	5,888	-0,085	0,262	
15	0,898 0,433	9,529 4,588	-0,067	0,195	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,827	8,777	-0,045	0,150	

4. Троекратное включение тормозных резисторов при установленной их мощности 12,5% от суммарной мощности генераторов.

Все расчеты аналогичны случаю 3, отличие лишь в мощности и соответственно, сопротивлении тормозных резисторов: $P_{\text{торм.2}} = 0,125 \cdot 4 \cdot 75 = 37,5$ МВт, $R_{*m.2} = 0,667$.

Характеристика мощности при включенных тормозных резисторах:

$$P_{E'_q(\text{торм}).2} = 1,523 + 4,232 \cdot \sin(\delta + 0,079).$$

Результаты расчетов сведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7

**Результаты расчетов по интервалам для примера 15:
четвертый случай – троекратное включение тормозных резисторов
общей длительностью 0,15 с., мощность резисторов 37,5 МВт**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta \delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694 -2,458	-7,367 -26,078	0,025	0,712	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
8	-2,533 -0,775	-26,867 -8,217	-0,019	0,693	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
9	-0,712 -2,475	-7,558 -26,255	-0,061	0,632	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
10	-2,283 -0,507	-24,221 -5,375	-0,098	0,533	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta\delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
11	-0,158 -1,955	-1,674 -20,734	-0,126	0,407	Включение тормозных резисторов, переход на характеристику послеаварийного режима с учетом ЭТ
12	-1,498 0,321	-15,895 3,401	-0,142	0,265	Отключение тормозных резисторов, возврат на характеристику P_{III}
13	0,890	9,438	-0,118	0,146	
14	1,382	14,660	-0,082	0,064	
15	1,727 1,612	18,324 17,101	-0,038	0,027	Включение $Q2$, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	1,839	19,504	0,011	0,038	

Изменение угла $\delta_I = f(t)$ для динамического перехода без электрического торможения и при трехкратном ЭТ (для третьего и четвертого случаев) показано на рис. 5.7.

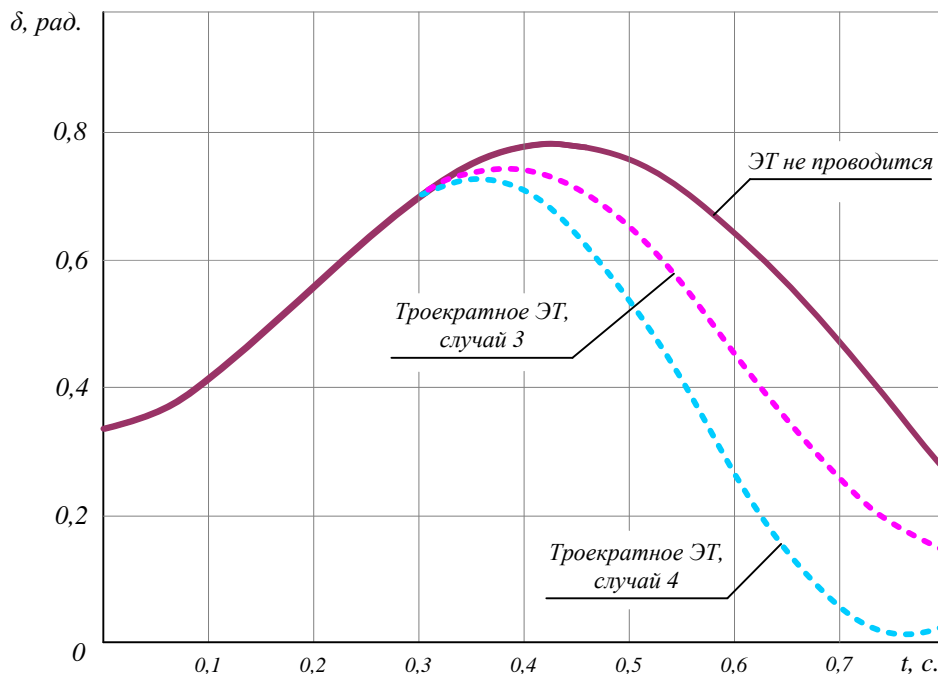


Рис. 5.7. Изменение угла $\delta_I = f(t)$ для динамического перехода без электрического торможения и при трехкратном ЭТ (для третьего и четвертого случаев).

Сравним зависимости $\delta_I = f(t)$ для всех рассмотренных выше случаев – рис. 5.8.

Поскольку при многократном ЭТ тормозящие импульсы чередуются с возвратом на характеристику без торможения, изменение угла на седьмом – двенадцатом интервалах (от

0,3с. до 0,65 с.) происходит медленнее, чем при однократном длительном импульсе торможения. Эффект от многократного торможения проявляется позднее 0,7с. – изменение угла происходит в бóльшем диапазоне.

На угловых характеристиках мощности ЭТ проявляется в изменении конфигурации площадок торможения и (или) ускорения. В данном примере, для сокращения объема расчетов, весь цикл электрического торможения рассмотрен для послеаварийного режима простейшей системы. На рис. 5.9 показан переход с характеристики P_{III} на характеристику $P_{III-ЭТ}$, рассчитанную в режиме электрического торможения (случай 3), и возврат переходного процесса на характеристику P_{III} . Второй и третий тормозные импульсы не показаны (изменение угла для этих импульсов идет уже во второй фазе переходного процесса – в режиме обратного ускорения).

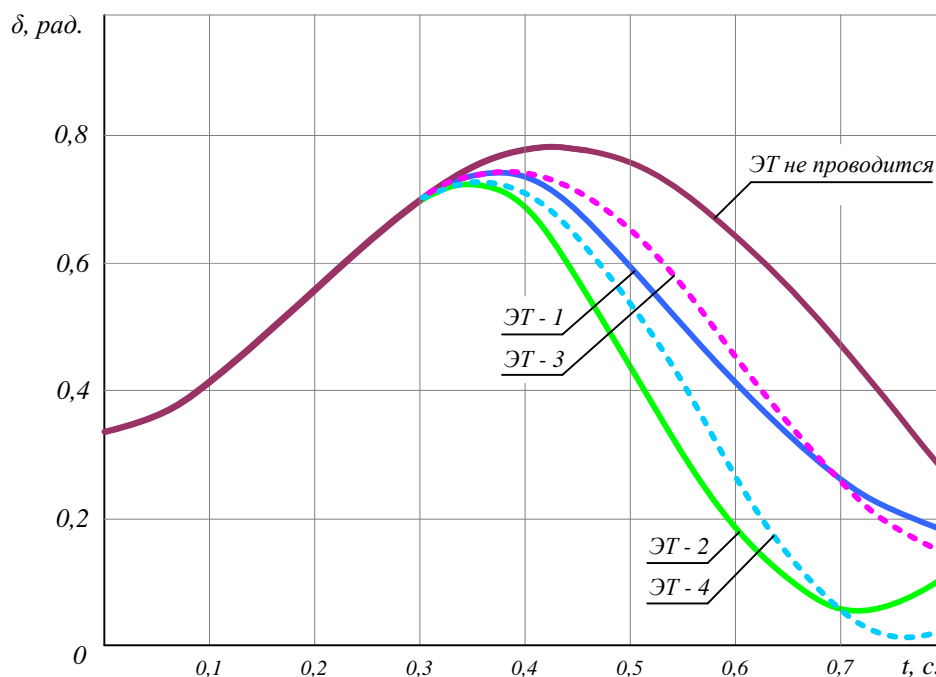


Рис. 5.8. Изменение угла $\delta_1 = f(t)$ для динамического перехода без электрического торможения и для разных случаев ЭТ.

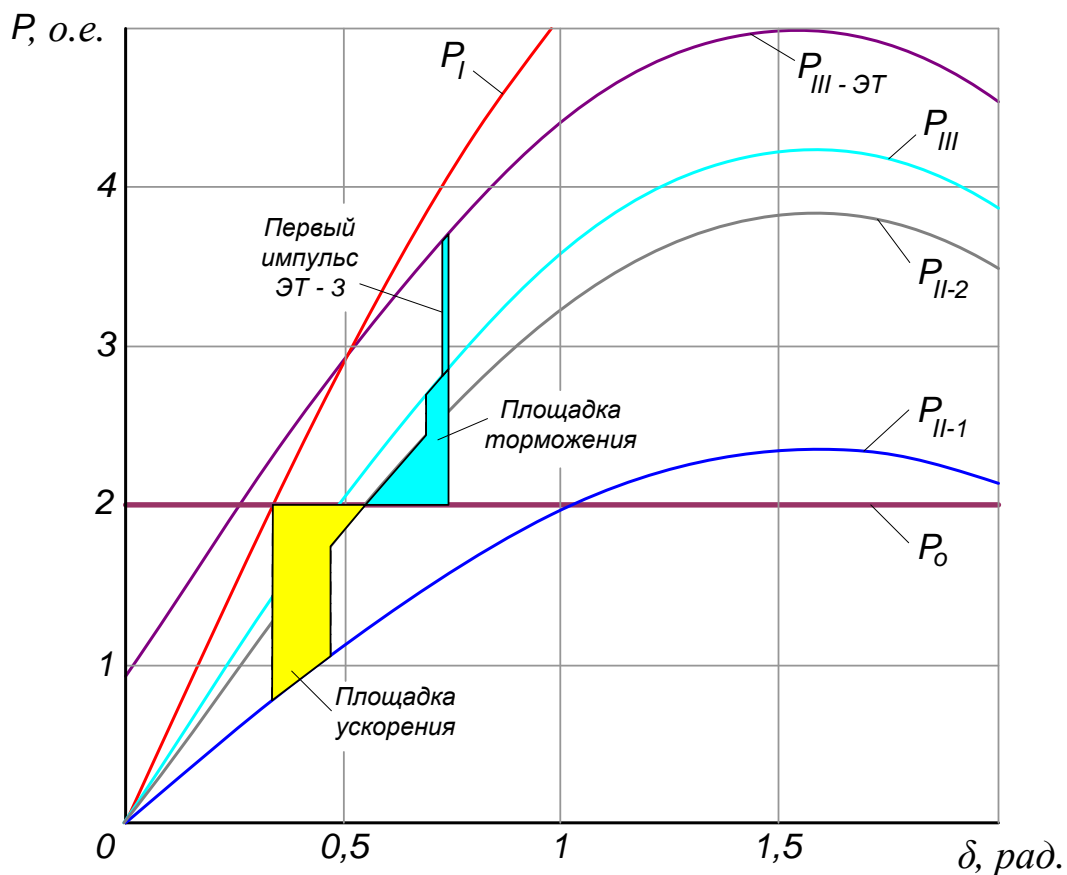


Рис. 5.9. Площадки ускорения и торможения в первой фазе переходного процесса и влияние на конфигурацию площадок тормозного импульса ЭТ.

5.4. Отключение части генераторов (ОГ)

Отключение части генераторов является одним из основных способов обеспечения устойчивости передающих станций, у которых в результате аварии происходит сброс нагрузки. ОГ характеризуется высоким быстродействием (в пределах $0,15 \div 0,3$ с) и эффективно применяется на ГЭС.

На тепловых станциях ОГ, обеспечивая устойчивость оставшихся в работе генераторов, приводит к непроизводительному перерасходу топлива, поэтому в целом эффективность данного способа на ТЭС заметно ниже, чем на гидроэлектростанциях. Еще одним недостатком ОГ является необходимость отключения соответствующей мощности нагрузки в приемной энергосистеме для сохранения баланса мощности и поддержания в ЭЭС требуемой частоты. Управляющее воздействие имеет большую дискретность, восстановление первоначальной схемы ЭЭС занимает достаточный промежуток времени.

При расчетах переходного процесса в системе с применением ОГ для всех возможных режимов необходим пересчет эквивалентных сопротивлений и,

соответственно, угловых характеристик мощности. Например, для исходного (нормального) режима:

$$x_{н.р.(ОГ)} = x_{I(ОГ)} = \frac{x_{Г}}{n_2 - 1} + \frac{x_{Т1}}{n_2 - 1} + \frac{x_{Л1}}{2} + \frac{x_{Т2}}{2}.$$

Пересчитываются также эквивалентная мощность турбины:

$$P_{0(ОГ)} = \frac{P_0 \cdot (n_2 - 1)}{n_2}$$

и эквивалентная постоянная инерции:

$$T_{J\Sigma(ОГ)} = T_{J(ном)} \cdot \frac{(n_{ген} - 1) \cdot \frac{P_{э.ном}}{\cos(\varphi_{ген.ном})}}{S_{\delta}}.$$

Пример 5.3. Взяв в качестве исходных данных развитие переходного процесса и результаты расчета из примера 7 [8], выполнить приближенную оценку устойчивости динамического перехода гидроагрегатов при $E'_q = const$ для случая успешного АПВ на линии при отключении во время переходного процесса одного из генераторов. Расчеты провести для следующих случаев:

- ОГ в момент времени 0,5 с. от начала динамического перехода;
- ОГ в момент времени 0,3 с. от начала динамического перехода;
- ОГ в момент времени 0,15 с. от начала динамического перехода.

Решение. Дополним табл. 5 (см. пример 7 [8]) расчетными величинами, соответствующими режиму простейшей системы при отключении одного из генераторов – табл. 5.8. Для оговоренных выше расчетных случаев нам потребуются только параметры нормального, второго аварийного и послеаварийного режимов. Поскольку рассматривается только вариант успешного АПВ, параметры третьего аварийного режима не приводим.

Таблица 5.8

Режим	Эквивалентное сопротивление схемы замещения, о.е.	Выражение для построения угловой характеристики
1	2	3
1. Схема – исходная, в работе четыре генератора		
Нормальный	$x_{н.р.} = x_I = 0,22$	$P_I = \frac{E'_q \cdot U}{x_I} \cdot \sin\delta = \frac{1,329 \cdot 1}{0,22} \cdot \sin\delta = 6,041 \cdot \sin\delta$
Первый аварийный	$x_{II-1} = 0,565$	$P_{II-1} = \frac{E'_q \cdot U}{x_{II-1}} \cdot \sin\delta = 2,352 \cdot \sin\delta$

Режим	Эквивалентное сопротивление схемы замещения, о.е.	Выражение для построения угловой характеристики
1	2	3
Второй аварийный	$x_{II-2} = 0,346$	$P_{II-2} = \frac{E' \cdot U}{x_{II-2}} \cdot \sin \delta = 3,841 \cdot \sin \delta$
После-аварийный	$x_{III} = 0,313$	$P_{III} = \frac{E' \cdot U}{x_{III}} \cdot \sin \delta = 4,246 \cdot \sin \delta$
2. В схеме – ОГ, в работе три генератора		
Нормальный, ОГ	$x_{I(ОГ)} = 0,252$	$P_{I(ОГ)} = \frac{E' \cdot U}{x_{I(ОГ)}} \cdot \sin \delta = \frac{1,329 \cdot 1}{0,252} \cdot \sin \delta = 5,274 \cdot \sin \delta$
Второй аварийный, ОГ	$x_{II-2(ОГ)} = 0,382$	$P_{II-2(ОГ)} = \frac{E' \cdot U}{x_{II-2(ОГ)}} \cdot \sin \delta = 3,479 \cdot \sin \delta$
После-аварийный, ОГ	$x_{III(ОГ)} = 0,345$	$P_{III(ОГ)} = \frac{E' \cdot U}{x_{III(ОГ)}} \cdot \sin \delta = 3,852 \cdot \sin \delta$

$$P_{0(ОГ)} = \frac{P_0 \cdot (n_2 - 1)}{n_2} = \frac{2 \cdot (4 - 1)}{4} = 1,5;$$

$$T_{J\Sigma(ОГ)} = T_{J(ном)} \cdot \frac{(n_{ген} - 1) \cdot \frac{P_{г.ном}}{\cos(\varphi_{ген.ном})}}{S_{\delta}} = 7,4 \cdot \frac{(4 - 1) \cdot 75}{75} = 22,2 [с.].$$

1. ОГ в момент времени 0,5 с. от начала динамического перехода.

До десятого интервала включительно расчетные параметры динамического перехода те же, что и в табл. 6 [8] (см. пример 7 [8]). В начале одиннадцатого интервала происходит ОГ. В переходном интервале имеем:

$$\Delta P_{(11.1)} = P_o - P_{mII-1} \sin(\delta_{(10)}) = 2,0 - 4,246 \cdot \sin(0,738) = -0,857;$$

$$\Delta P_{(11.2)} = P_{o(ОГ)} - P_{mII-2(ОГ)} \sin(\delta_{(10)}) = 1,5 - 3,852 \cdot \sin(0,738) = -1,092;$$

$$\alpha_{(11.1)} = \frac{\Delta P_{(11.1)}}{T_{J\Sigma}} \cdot \omega_o = \frac{-0,857}{29,6} \cdot 314 = -9,096;$$

$$\alpha_{(11.2)} = \frac{\Delta P_{(11.2)}}{T_{J\Sigma(ОГ)}} \cdot \omega_o = \frac{-1,092}{22,2} \cdot 314 = -15,45;$$

$$\alpha_{(11)} = \left(\alpha_{(11.1)} + \alpha_{(11.2)} \right) / 2 = (-9,096 + (-15,45)) / 2 = -12,273;$$

$$\Delta\delta_{(11)} = \Delta\delta_{(10)} + \alpha_{(11)} \cdot (\Delta t)^2 = -0,024 + (-12,273) \cdot (0,05)^2 = -0,054 \text{ [рад.]};$$

$$\delta_{(11)} = \delta_{(10)} + \Delta\delta_{(11)} = 0,738 - 0,054 = 0,684 \text{ [рад.]}.$$

Все дальнейшие расчеты ведутся с использованием параметров, в индексах которых сделана добавка «(ОГ)». Результаты расчетов сведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.3:
ОГ в момент времени 0,5 с. от начала переходного процесса**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta\delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694	-7,367	0,048	0,736	
8	-0,849	-9,006	0,025	0,761	
9	-0,929	-9,850	0,0009	0,762	
10	-0,931	-9,880	-0,024	0,738	
11	-0,857 -1,092	-9,096 -15,450	-0,054	0,684	Одновременно с включением Q1 (к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу), произошло ОГ
12	-0,933	-13,202	-0,087	0,596	
13	-0,663	-9,381	-0,111	0,485	
14	-0,297	-4,203	-0,121	0,364	
15	0,129 -0,377	1,821 -5,339	-0,126	0,238	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,256	3,619	-0,117	0,121	

2. ОГ в момент времени 0,3 с. от начала динамического перехода.

До шестого интервала включительно расчетные параметры динамического перехода те же, что и в табл. 6 [8] (см. пример 7 [8]). В начале седьмого интервала происходит ОГ. Результаты расчетов сведены в табл. 5.10.

Таблица 5.10

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.3:
ОГ в момент времени 0,3 с. от начала переходного процесса**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta\delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262	2,779	0,076	0,545	
5	0,0082	0,087	0,076	0,621	
6	-0,235 -0,471	-2,492 -4,991	0,066	0,687	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,694 -0,944	-7,367 -13,358	0,041	0,728	В начале интервала произошло ОГ
8	-1,063	-15,038	0,003	0,731	
9	-1,072	-15,159	-0,035	0,696	
10	-0,970	-13,721	-0,069	0,627	
11	-0,760	-10,745	-0,096	0,531	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	-0,450	-6,365	-0,112	0,419	
13	-0,067	-0,941	-0,114	0,304	
14	0,345	4,883	-0,102	0,202	
15	0,756 0,440	10,268 6,226	-0,082	0,121	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,864	12,226	-0,051	0,070	

3. ОГ в момент времени 0,15 с. от начала динамического перехода.

До третьего интервала включительно расчетные параметры динамического перехода те же, что и в табл. 6 [8] (см. пример 7 [8]). В начале четвертого интервала происходит ОГ. Результаты расчетов сведены в табл. 5.11.

**Результаты расчетов по интервалам для примера 5.3:
ОГ в момент времени 0,15 с. от начала переходного процесса**

Номер интервала – (i)	$\Delta P_{(i)}$, о.е.	$\alpha_{(i)}$, о.е.	$\Delta\delta_{(i)}$, рад.	$\delta_{(i)}$, рад.	Примечание
0				0,337	Исходный режим
1	1,222	12,966	0,016	0,353	К.з. на линии Л2, первый аварийный режим
2	1,186	12,586	0,048	0,401	
3	1,082 0,501	11,480 5,376	0,069	0,470	Отключение Q1, переход от первого ко второму аварийному режиму
4	0,262 -0,074	2,779 -1,049	0,071	0,540	В начале интервала произошло ОГ
5	-0,290	-4,099	0,061	0,601	
6	-0,467 -0,678	-6,607 -9,590	0,040	0,641	Отключение Q2, переход от второго аварийного режима к послеаварийному
7	-0,804	-11,377	0,012	0,653	
8	-0,841	-11,894	-0,018	0,635	
9	-0,786	-11,117	-0,046	0,590	
10	-0,642	-9,083	-0,068	0,521	
11	-0,419	-5,920	-0,083	0,438	Включение Q1, к.з. устранилось, Л2 – на холостом ходу, режим не изменился
12	-0,135	-1,902	-0,088	0,350	
13	0,178	2,518	-0,082	0,269	
14	0,477	6,751	-0,065	0,204	
15	0,720 0,432	10,179 6,105	-0,044	0,160	Включение Q2, переход режима от послеаварийного к нормальному
16	0,662	9,360	-0,021	0,139	

Изменение угла $\delta_1 = f(t)$ для динамического перехода без отключения генераторов и для рассчитанных выше случаев ОГ показано на рис. 5.10.

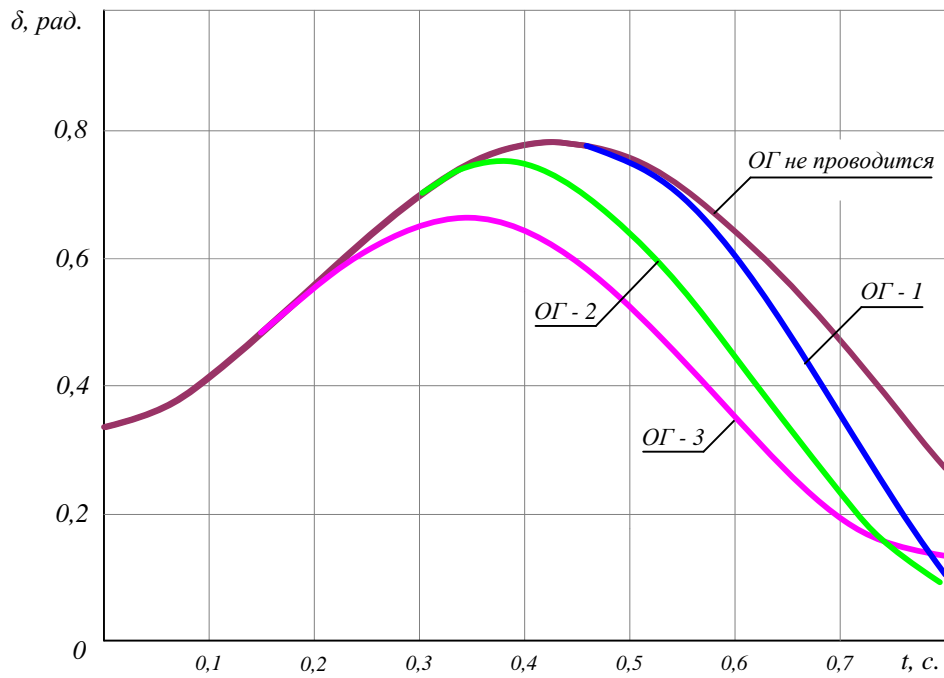


Рис. 5.10. Изменение угла $\delta_1 = f(t)$ для динамического перехода без отключения генераторов и для разных случаев ОГ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барзам А.Б. Системная автоматика. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
2. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем. Учебник / В.А. Веников, Э.Н. Зуев, М.Г. Портной и др. / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1982. – 247 с.
3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
4. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 2000. – 504 с.
6. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981.
7. Чемборисова Н.Ш., Гаврилов В.А., Пешков А.В. Управление переходными режимами в ЭЭС / Методические указания к курсовой работе. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 1998. – 50 с.
8. Козлов А.Н., Козлов В.А., Степанов А.С. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. – 112 с.
9. Управление электрическим торможением генераторов для повышения устойчивости межсистемных связей [Электронный ресурс]. URL: <http://www.dissercat.com/content/upravlenie-elektricheskim-tormozheniem-generatorov-dlya-povysheniya-ustoichivosti-mezhsistem> (дата обращения 03.11.2014).

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Характер развития аварийных нарушений режима в энергосистемах	6
1.1. Автоматические регуляторы частоты и активной мощности	10
1.2. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ)	11
1.3. Релейная защита	12
1.4. Устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР)	12
1.5. Противоаварийная автоматика	13
2. Управление активной мощностью для предотвращения нарушения устойчивости	19
3. Ликвидация асинхронных режимов	27
4. Восстановление баланса мощности в отделившихся частях энергосистемы	30
4.1. Автоматика ограничения опасных повышений напряжения (АОПН)	31
4.2. Автоматика ограничения опасных повышений частоты (АОПЧ)	32
4.3. Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)	33
4.4. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)	34
4.5. Примеры работы устройств противоаварийной автоматики	35
5. Управление переходными режимами в электроэнергетической системе	38
5.1. Способы сохранения динамической устойчивости	38
5.2. Импульсная разгрузка (ИР) паровых турбин	39
5.3. Электрическое торможение генераторов (ЭТ)	42
5.4. Отключение части генераторов (ОГ)	54
Библиографический список	61

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Учебное издание

Александр Николаевич Козлов,
доц. кафедры энергетики, канд. техн. наук, АмГУ

Автоматика управления режимами электроэнергетических систем:
Учебное пособие

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 3,72.