

Глава 9

Расчеты электромеханических переходных процессов

§ 9.1. Общие рекомендации по созданию и настройке динамической модели энергосистемы

Динамическая модель энергосистемы должна адекватно воспроизводить общее, групповое и индивидуальное движение вращающихся машин в установившемся режиме при малых возмущениях, в электромеханическом переходном процессе при сильных возмущениях и по завершении переходного процесса.

Традиционно в программах расчета электромеханических переходных процессов предоставляется выбор моделей генераторов и двигателей из предопределенного набора моделей. Следует специально подчеркнуть, что правдоподобная имитация движения энергосистемы ее моделью возможна при условии, что при проведении расчетов для вращающихся машин выбраны адекватные динамические модели на основе уравнений Парка-Горева. Использование упрощенных моделей генераторов и нагрузок обычно оправдывается отсутствием исходной информации для полных моделей, утверждением, что погрешности моделей создают так называемый «расчетный запас» и другими факторами. Однако лучше использовать корректные модели со средними или типовыми значениями параметров, нежели применить упрощенные некорректные модели, заведомо искажающие движение энергосистемы, полагая априори, что эти искажения пренебрежимо малы или создают расчетный запас. Такие предположения часто оказываются ложными. При использовании корректных моделей не нужно анализировать, как те или иные дефекты упрощенных моделей повлияли на полученный результат. А для компенсации влияния неполной информации об элементах схемы и для создания расчетного запаса можно проварьировать в разумных пределах параметры корректных моделей и в качестве расчетного случая выбрать наиболее неблагоприятный переходный процесс.

Если программа позволяет выбрать модель генераторов из набора моделей, следует избегать моделирования даже небольшого числа «удаленных» генераторов переходной ЭДС за переходным сопротивлением, полагая, что они при возмущениях сохраняют устойчивость и практически не влияют на движение других генераторов. Модель $E' - x'$ уменьшает ток генератора при к.з., не реагирует на изменения напряжения и не воспроизводит асинхронный момент, поэтому иска-

жает движение вращающихся машин даже при небольших возмущениях. Эту модель допустимо использовать лишь для генератора в базисно-балансирующем узле с фиксированными значениями напряжения и частоты. Не рекомендуется также применение упрощенной модели генератора, не учитывающей демпферную систему машины (уравнения Лебедева-Жданова), если у реальной машины она есть. Эта модель тоже уменьшает ток генератора при к.з. и не воспроизводит асинхронный момент генератора, поэтому искажает естественное демпфирование качаний и взаимное движение генераторов при сильных возмущениях. Компенсация отсутствия асинхронного момента введением демпферного момента в уравнение движения является некорректной, так как искажает взаимное влияние генераторов. Это подтверждается, в частности, тем, что рекомендуемые значения коэффициента демпфирования зависят от ожидаемого характера переходного процесса [9].

В расчетах электромеханических переходных процессов универсальной моделью генератора является модель на основе упрощенных уравнений Парка-Горева, § 5.3. В задачах с резкими изменениями режима генераторов по реактивной мощности требуется также учет насыщения стали генераторов по пути магнитного потока взаимной индукции. Для турбогенераторов следует использовать многоконтурную схему замещения ротора, § 4.3, если имеется такая информация о машине.

Все генераторы должны быть включены в узлы генераторного напряжения за повышающими трансформаторами, чтобы учесть влияние падения напряжения на трансформаторе на режим и движение генератора. Если эквивалентный генератор включен в узел повышенного напряжения, а ветвь повышающего трансформатора исключена из расчетной схемы, что нередко встречается в схемах для расчетов установившихся режимов, то сопротивление этой ветви должно быть учтено в параметрах генератора. Если в модели генератора не предусмотрен учет внешнего сопротивления, в схему необходимо добавить ветвь повышающего трансформатора и перенести генератор в узел генераторного напряжения.

Регулирование возбуждения генераторов оказывает существенное влияние на движение энергосистемы при сильных возмущениях и управляющих воздействиях. Поэтому набор моделей систем возбуждения и АРВ генераторов в программе расчета электромеханических переходных процессов, § 6.6, должен обеспечить адекватное моделирование различных типов этих систем.

Набор моделей первичных двигателей генераторов должен учитывать особенности паровых, газовых, гидравлических турбин и их АРС, § 6.2÷6.5. Резерв мощности для первичного регулирования час-

тоты в энергосистеме и ее модели (разность между суммой номинальных мощностей агрегатов, реагирующих на отклонения частоты, и их действительной нагрузкой) должен быть одинаковым. Результирующий статизм первичного регулирования частоты, определяемый долей мощности агрегатов, участвующих в регулировании (реагирующих на отклонения частоты), и статизмом АРС этих агрегатов, у энергосистемы и ее модели должны быть примерно одинаковыми.

Нечувствительность первичного регулирования частоты в энергосистеме зависит от числа агрегатов, участвующих в первичном регулировании частоты [54]. С увеличением числа генерирующих агрегатов, реагирующих на отклонения частоты, результирующая нечувствительность уменьшается. Этот фактор в модели АРС не учитывается, поэтому в параметрах АРС агрегатов следует задавать именно результирующую нечувствительность. Если для всех генерирующих агрегатов в расчетной схеме с большим количеством генераторов задать индивидуальную нечувствительность АРС, определенную техническими условиями, это исказит реакцию модели энергосистемы на отклонения частоты, по сравнению с реакцией энергосистемы, и может дестабилизировать общее движение в установившемся режиме при малых возмущениях, вызывая нерегулярные колебания режима. При большом количестве генераторов в расчетной схеме нечувствительность АРС обычно не учитывается. Индивидуальную нечувствительность АРС целесообразно использовать лишь при анализе переходных процессов конкретного генерирующего агрегата.

Кинетическая энергия вращающихся масс энергосистемы и ее динамической модели в установившемся режиме и изменения кинетической энергии в переходном процессе должны быть по возможности одинаковыми. Саморегулирование энергосистемы (без учета воздействия автоматических регуляторов генерирующих агрегатов и других регулируемых элементов) и ее модели также должно быть по возможности одинаковым.

Саморегулирование энергосистемы определяется, прежде всего, регулирующим эффектом нагрузки, зависящим от ее состава. Поэтому при переходе от расчетов установившихся режимов к расчетам переходных процессов статическую нагрузку постоянной мощности или с учетом СХН во всех нагрузочных узлах схемы следует представить комплексной нагрузкой, § 7.1. Доли статической, асинхронной и синхронной составляющих нагрузки нужно задать по возможности точно, так как от их соотношения зависят кинетическая энергия двигательной нагрузки и регулирующий эффект нагрузки.

Статическую составляющую нагрузки следует моделировать, как правило, шунтом постоянной проводимости, для некоторых видов на-

грузки, например, нагрузки, включенной за стабилизаторами, управляемыми выпрямителями и инверторами, преобразователями частоты, можно применить СХН. Статическая нагрузка постоянной мощности создает положительную обратную связь по напряжению, способствуя лавинообразному изменению напряжений. Снижение напряжения вызывает увеличение тока нагрузки, что приводит к увеличению падений напряжения и дальнейшему снижению напряжения, и наоборот. Такое поведение модели прямо противоположно поведению реальной статической нагрузки, которая, как правило, создает отрицательную обратную связь по напряжению. Некорректная модель статической нагрузки искажает изменение напряжений в узлах схемы, усиливая малые возмущения режима. При сильных возмущениях может возникнуть лавина напряжения, приводящая к нарушению устойчивости.

Моделирование асинхронных и синхронных двигателей нужно выполнить по модифицированным уравнениям Парка-Горева, § 4.3, с учетом переходных процессов в роторе. Эта модель обеспечивает образование электромеханической системы вращающихся машин, в которой изменение кинетической энергии вращающихся масс двигателей влияет на общее движение энергосистемы. Для эквивалентных двигателей допустимо использовать среднестатистические значения каталожных параметров [9]. Среднее значение коэффициента загрузки двигателей (отношение мощности механизма при номинальной частоте вращения к номинальной мощности двигателя) следует принимать из диапазона $0,8 \div 0,9$.

Комплексную нагрузку следует включать за эквивалентными трансформаторными ветвями, параметры которых подбираются в соответствии с рекомендациями § 7.1, чтобы учесть влияние падения напряжения и регулирования напряжения в распределительной сети на движение двигателей.

В расчетных схемах энергосистем обычно есть эквивалентные агрегаты, которые объединяют группу однотипных или разнотипных генерирующих агрегатов электростанции. Поскольку отсутствует достоверная методика определения параметров эквивалентных генератора, системы возбуждения и АРВ, турбины и АРС по параметрам отдельных разнотипных агрегатов, то в эквивалентные генерирующие агрегаты в генераторных узлах рекомендуется объединять только однотипные агрегаты с одинаковыми настройками автоматических регуляторов. При выполнении этого условия параметры модели, выраженные в относительных единицах при номинальных условиях, каждого из агрегатов и эквивалентного агрегата будут равны, кроме того, появляется возможность коммутации генераторов в узле схемы, § 8.5. Не-

чувствительность АРС эквивалентных агрегатов обычно принимается равной нулю.

На разных уровнях иерархической системы управления режимами энергосистем используются расчетные схемы с различной степенью детализации реальных схем. Размер расчетных схем ограничивается возможностью управления этими схемами при проведении расчетов. На нижних уровнях иерархии расчетная схема энергосистемы является частью схемы более крупного энергообъединения. В расчетной схеме энергосистемы внешняя часть энергообъединения замещается эквивалентной схемой, а собственная схема является подробной. На верхнем уровне иерархии сети высоких классов напряжения с крупными электростанциями представлены в расчетной схеме подробно. Энергосистемы с сетями низких напряжений, входящие в энергообъединение, нередко замещаются эквивалентными схемами. И в том, и в другом случае эквивалентирование можно выполнить методом исключения узлов, используя корректную *PEq*-модель генератора (приложение 1). Общие рекомендации по эквивалентированию электрических схем приведены в [55]. Схемы на различных уровнях иерархии состыковываются по узлам примыкания, в которые могут быть включены эквивалентные генерирующие агрегаты и нагрузка.

При создании динамической модели генераторы эквивалентных генерирующих агрегатов в узлах примыкания моделируются по уравнениям Парка-Горева, как и обычные генераторы, а эквивалентная нагрузка замещается комплексной нагрузкой. Активную мощность эквивалентных генераторов в узлах примыкания можно оценить по соотношению активных мощностей генераторов в рассматриваемой и замещаемой эквивалентом частях схемы. Мощность комплексной нагрузки подбирается таким образом, чтобы в исходном установившемся режиме обеспечить заданные перетки активной мощности по связям с узлами примыкания. Состав нагрузки оценивается по ее составу в исключенных нагрузочных узлах.

При эквивалентировании схем возникает задача определения типа и параметров генераторов, турбин и АРС, систем возбуждения и АРВ эквивалентных генерирующих агрегатов. Формализованного решения этой задачи нет, поэтому можно привести только общие рекомендации.

Инерционная постоянная эквивалентных агрегатов в узлах примыкания определяется по формуле

$$T_J = \frac{\sum_{(i)} S_{\Gamma_{Hi}} T_{Ji}}{\sum_{(i)} S_{\Gamma_{Hi}}},$$

где $S_{Г_{ni}}$, T_{Ji} – полная номинальная мощность и инерционная постоянная агрегата в i -м исключаемом генераторном узле, суммирование производится по всем генераторным узлам, замещаемым эквивалентным агрегатом.

Для эквивалентных генераторов можно найти средневзвешенные параметры (по аналогии с расчетом эквивалентной инерционной постоянной), если есть необходимая для этого информация, в противном случае допустимо задать средние значения параметров [1, 24] по типу генераторов преобладающей мощности. Типы эквивалентных турбины и АРС, системы возбуждения и АРВ тоже выбираются по типу агрегатов преобладающей мощности. При незначительной разнице в суммарной мощности тепловых и гидроагрегатов в эквивалентируемой части схемы целесообразно оставить несколько узлов примыкания с генераторами разных типов. Методические указания [55] рекомендуют генерирующие агрегаты с сильным регулированием возбуждения в эквивалентной схеме учитывать индивидуально и не включать их в эквивалентные агрегаты. Для турбин и их АРС можно использовать типовые параметры, результирующая нечувствительность эквивалентного АРС принимается равной нулю. Настройка АРВ эквивалентных генераторов в узлах примыкания должна обеспечить отсутствие самораскачивания в установившемся режиме при отсутствии сильных возмущений.

После создания динамической модели энергосистемы, а также после изменения моделей элементов, настроек автоматических регуляторов возбуждения, конфигурации схемы следует проверить колебательную устойчивость движения модели в установившемся режиме. В энергосистеме возможно самораскачивание отдельных генераторов или их групп, вызванное, как правило, неудачной настройкой АРВ [9]. Возникновение и нарастание незатухающих колебаний режима может привести к нарушению устойчивости энергосистемы. Это явление присуще и модели энергосистемы, в которой элементы энергосистемы представлены адекватными моделями. Поэтому необходимо стремиться, чтобы демпфирующие свойства динамической модели, которые определяются свойствами моделей генераторов, АРВ, нагрузки, настройкой АРВ, были бы по возможности близкими к демпфирующим свойствам энергосистемы. Тогда динамическая модель энергосистемы позволяет судить о статической колебательной устойчивости самой энергосистемы при малых возмущениях режима.

Практически не требуется специально создавать малое локальное возмущение, как рекомендуется в [9], и выбирать место этого возмущения в схеме, поскольку малые возмущения режима в динамической модели энергосистемы, как и в реальной энергосистеме, присутствуют

всегда. При интегрировании системы дифференциальных уравнений, описывающих энергосистему, для исходного режима без возмущений динамическая модель в действительности имитирует маловозмущенное движение энергосистемы.

Сведение баланса активной и реактивной мощности в установившемся режиме в генераторных узлах выполняется с конечной точностью (практика расчетов показывает, что можно ограничиться точностью $0,05 \div 0,01$ МВ·А). Погрешности исходного баланса мощности вызывают погрешности в начальных условиях. При интегрировании системы дифференциальных уравнений для исходного режима без возмущений погрешности начальных условий дают малые значения производных интегрируемых переменных. Малые возмущения режима являются функцией произведения производных интегрируемых переменных на максимальный шаг интегрирования, который определяется устойчивостью используемого метода численного интегрирования. Эти малые возмущения режима не локализованы, а распределены по всей схеме. В современных компьютерах используются числа с плавающей точкой двойной точности, поэтому погрешности округления на малые возмущения режима практически не влияют.

Следовательно, если сбалансировать исходный режим и достаточно долго интегрировать систему дифференциальных уравнений без возмущений исходного режима, то склонность динамической модели к самораскачиванию проявится (предполагается, что максимальный шаг интегрирования обеспечивает устойчивость метода интегрирования). При интегрировании малые колебания режима генераторов, вызванные погрешностями исходного баланса мощности, могут затухать, могут быть незатухающими, но стабильными. Рост колебаний режима вплоть до недопустимых значений, потеря устойчивости или большие отклонения частоты свидетельствуют о серьезных дефектах динамической модели. Чем точнее сбалансирован исходный режим, тем дольше нужно интегрировать, поэтому при проверке колебательной устойчивости модели можно специально уменьшить точность сведения баланса активной и реактивной мощности в исходном установившемся режиме, чтобы увеличить малые колебания режима в начале процесса интегрирования. Как правило, для проверки колебательной устойчивости динамической модели энергосистемы достаточно проинтегрировать систему дифференциальных уравнений без возмущений в течение 100–120 с, если шаг интегрирования выбран значительно меньше максимального шага, при котором обеспечивается устойчивость метода интегрирования. При автоматическом выборе шага интегрирования по условию сохранения устойчивости метода интегрирования возникновение и нарастание качаний отдельных генераторов или их групп и

колебаний режима обычно проявляются раньше. При наличии самораскачивания необходимо выявить и устранить дефекты динамической модели.

Успешное завершение электромеханического переходного процесса после аварийных возмущений исходного режима и управляющих воздействий означает переход к новому послеаварийному установившемуся режиму. Адекватная динамическая модель энергосистемы позволяет оценить также статическую колебательную устойчивость послеаварийного режима. В отличие от исходного режима новый установившийся режим не обязательно будет обладать статической колебательной устойчивостью. Если управляющие воздействия изменяют конфигурацию схемы и вызывают значительные изменения режимов ее элементов, может возникнуть склонность к самораскачиванию, особенно если в схеме большое количество генераторов имеет сильное регулирование возбуждения.

В расчетах установившихся режимов назначается базисно-балансирующий узел, § 2.1, таким узлом является обычно один из узлов примыкания. Расчет электромеханических переходных процессов можно выполнить, полагая, что в базисно-балансирующем узле вектор напряжения с фиксированным модулем вращается с постоянной частотой. Следовательно, генератор в базисно-балансирующем узле задает постоянную частоту общего движения вращающихся машин и замыкает баланс активной и реактивной мощности схемы (является генератором «бесконечной мощности»). В переходном процессе остальные генераторы, связанные с базисно-балансирующим узлом, могут двигаться вместе с генератором этого узла, участвовать в групповом движении относительно генератора в этом узле и двигаться индивидуально. Базисно-балансирующий узел используется, например, в расчетах динамической устойчивости при коротких замыканиях. Однако в ряде задач динамики, например, в расчетах асинхронных режимов, аварийной частотной разгрузки, разделения энергосистемы на части и последующей синхронизации этих частей, частота общего движения вращающихся машин должна быть свободной и формироваться на основе баланса моментов на валах вращающихся машин. В изолированно работающей энергосистеме или в автономной системе частоту общего движения также нельзя зафиксировать.

Чтобы сделать частоту общего движения вращающихся машин свободным параметром переходного процесса, при расчете начальных условий и в динамике нужно рассматривать генерирующий агрегат в базисно-балансирующем узле как обычный агрегат и определить для его автоматических регуляторов скорости и возбуждения уставку активной мощности и напряжения. При отсутствии в схеме генератора

«бесконечной мощности» частота общего движения вращающихся машин определяется балансом моментов турбин и генераторов на валах генерирующих агрегатов. Это означает, что в расчетах электромеханических переходных процессов базисно-балансирующий узел в схеме отсутствует.

В расчетах динамической устойчивости большинство нормативных возмущений связано с отключениями элементов схемы при несимметричных коротких замыканиях [21]. Расчет электромеханического переходного процесса с корректным моделированием поперечной несимметрии требует значительного усложнения алгоритма и программы расчета электромеханических переходных процессов. Нужно или моделировать элементы энергосистемы в фазных координатах, или использовать метод симметричных составляющих. При использовании метода симметричных составляющих необходимо реализовать обработку (хранение, ввод данных, коммутации, топологический анализ) схем замещения обратной и нулевой последовательностей. Если для расчета мгновенного электрического режима на шаге интегрирования используется метод эквивалентных преобразований, то необходимо также реализовать свертку схем прямой, обратной и нулевой последовательностей относительно точки к.з. и расчет результирующих сопротивлений, определение на основе правила эквивалентности прямой последовательности тока прямой последовательности, определение напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей в точке к.з., развертку схем с определением токов и напряжений соответствующих последовательностей в ветвях и узлах схемы с учетом схемы соединения обмоток трансформаторных ветвей, определение фазных токов и напряжений элементов схемы и моментов вращающихся машин.

Учитывая, что электромагнитный момент вращающихся машин не зависит от тока и потокосцепления нулевой последовательности и определяется в основном током и потокосцеплением прямой последовательности, § 4.1, а также кратковременность несимметричного возмущения и значительную инерцию вращающихся масс энергосистемы, допустимо на стадии несимметричного к.з. при определении электромагнитного момента вращающихся машин ограничиться расчетом мгновенного электрического режима только в схеме прямой последовательности.

В точке к.з. включается индуктивный шунт, определяемый видом к.з. [56]. Необходимые для расчета шунта результирующие сопротивления схем обратной и нулевой последовательностей относительно точки к.з. определяют по программе расчета токов к.з. Если результирующие сопротивления неизвестны, их можно оценить с приемлемой

точностью, определив действующее значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в начальный момент $I_{п0}^{(3)}$ (сверхпереходный ток к.з.). Этот ток равен сумме токов ветвей, связанных с точкой трехфазного к.з., в момент возникновения к.з. Следует подчеркнуть, что при расчете несимметричных возмущений нельзя использовать упрощенные модели генераторов, не учитывающие демпферную систему машины, даже для некоторых генераторов схемы. Упрощенные модели уменьшают действующее значение периодической составляющей тока к.з. в начальный момент и искажают изменение периодической составляющей тока генераторов в процессе к.з.

Результирующее сопротивление обратной последовательности принимается равным сопротивлению прямой последовательности

$$x_{2\Sigma} \approx x_{1\Sigma} = \frac{(1,05 \dots 1,1)U_n}{\sqrt{3}I_{п0}^{(3)}},$$

где U_n – номинальное линейное напряжение сети в точке включения шунта к.з.

Соотношение между токами однофазного и трехфазного к.з. в различных точках расчетной схемы энергосистемы обычно известно, в противном случае считают, что эти токи равны. Сопротивление нулевой последовательности подбирают таким, чтобы ток прямой последовательности, протекающий через шунт однофазного к.з., был бы равен одной третьей тока $I_{п0}^{(1)}$ однофазного к.з. [56].

При однофазном АПВ линий после отключения поврежденной фазы во время бестоковой паузы возникает неполнофазный режим. Эту стадию переходного процесса также рассчитывают упрощенно, изменяя на время бестоковой паузы параметры П-схемы замещения линии в схеме прямой последовательности. Методика расчета удельных параметров линий в неполнофазном режиме предложена в [57].

§ 9.2. Динамическое балансирование установившихся режимов

Программа расчета электромеханических переходных процессов позволяет осуществить динамическое балансирование установившихся режимов. Установившийся режим определяется как результат электромеханического перехода от некоторого исходного режима к новому установившемуся режиму.

Достоверность динамически сбалансированного установившегося режима при ненулевой частоте выше, чем у решения системы узловых уравнений методом Ньютона без балансирующего узла по методике § 2.2. Поэтому в программе, предназначенной для расчета установившихся режимов и электромеханических переходных процессов, реализация этой методики не имеет смысла.

Действительно, в динамической модели энергосистемы регулирующий эффект нагрузки определяется ее составом. Можно собрать достоверную информацию о мощности статической, асинхронной и синхронной составляющих нагрузки в узлах электрической схемы в различных режимах энергосистемы, по этим данным найти корректные значения доли каждого вида нагрузки и тем самым задать достоверное значение регулирующего эффекта нагрузки индивидуально в каждом из нагрузочных узлов. При использовании метода Ньютона для статического итеративного балансирования режима при ненулевой частоте необходимо определить реальные СХН по нагрузочным узлам, что требует проведения специальных натуральных экспериментов в энергосистеме, § 1.3. Применение же типовых СХН дает весьма приближенный результат [10]. Поэтому в программе расчета электромеханических переходных процессов целесообразно использовать динамическое балансирование установившихся режимов при ненулевой частоте. Следует заметить, что по результатам таких расчетов на корректной динамической модели энергосистемы можно определить реальные СХН для использования в программах расчетов установившихся режимов.

Динамическое балансирование установившегося режима можно выполнить как при наличии в схеме базисно-балансирующего узла (генератора «бесконечной мощности»), так и при его отсутствии. Фиксированная частота вращения вектора напряжения в базисно-балансирующем узле может быть задана и номинальной, и ненулевой. Генератор в базисно-балансирующем узле неявно обеспечивает безынерционное вторичное регулирование по частоте, замыкая баланс активной мощности схемы, и по напряжению, замыкая баланс реактивной мощности схемы. У автоматических регуляторов скорости

и возбуждения остальных генерирующих агрегатов схемы должны быть заданы уставки по активной мощности и по напряжению.

При отсутствии в схеме базисно-балансирующего узла частота вращения генераторов и частота общего движения энергосистемы (при сохранении устойчивости) будут определяться балансом моментов турбин и генераторов на валах генерирующих агрегатов при заданных уставках АРС. Напряжения в узлах схемы будут определяться заданными уставками АРВ по напряжению и балансом реактивной мощности в схеме. Если максимально возможная генерация в схеме не покрывает нагрузку с потерями в сети, режим устанавливается при пониженной частоте за счет регулирующего эффекта нагрузки. Поскольку баланс активной мощности в схеме сводится на основе баланса моментов на валах вращающихся машин, можно рассчитать режимы не только при частоте, близкой к 50 Гц, но и при аварийных снижениях частоты. Если заданная генерация превышает нагрузку и потери в сети, режим устанавливается при повышенной частоте, определяемой статизмом первичного регулирования частоты.

При наличии автоматики вторичного регулирования частоты, можно динамически сбалансировать режим при заданной частоте и при отсутствии базисно-балансирующего узла. Необходимо задать уставку вторичного регулятора по частоте и назначить станции (генераторные узлы), задействованные во вторичном регулировании частоты. Если резерв активной мощности для вторичного регулирования частоты обеспечивает сведение баланса мощности, то режим будет сбалансирован при частоте, равной заданной уставке вторичного регулятора. Если располагаемой мощности генераторов, задействованных в первичном и вторичном регулировании частоты недостаточно, то режим будет сбалансирован при пониженной частоте.

Порядок проведения расчетов при динамическом балансировании установившихся режимов может быть различным. Управляющие воздействия (изменение уставок активной мощности и напряжения генераторов, нагрузки в узлах, коммутации элементов и др.) можно ввести после итеративного расчета исходного режима. Но затем вместо расчета установившегося режима запустить расчет переходного процесса. При этом внесенные в схему изменения не должны создавать возмущение исходного режима, приводящее к нарушению устойчивости. Или мощность генераторов, нагрузки можно изменить уже после запуска расчета динамики управляющими воздействиями автоматики. Тогда управляющие воздействия могут быть растянутыми во времени.

Динамическое балансирование режима можно осуществить при естественных параметрах генерирующих агрегатов и их регуляторов, либо со специально увеличенными инерционными постоянными вра-

щающихся машин и с идеализированными малоинерционными системами возбуждения, АРВ и АРС (с небольшими постоянными времени элементов и нулевой нечувствительностью) для уменьшения угловых ускорений роторов вращающихся машин и качаний. Этим приемом можно воспользоваться, например, при попытках получить установившийся режим от исходного несбалансированного режима (плоский старт).

При плоском старте модули векторов напряжений в узлах принимаются равными номинальным напряжениям, сами векторы напряжений в узлах схемы ориентируются по направлению вектора напряжения в базисном узле, определяются генерация и нагрузка, но вместо расчета установившегося режима запускается расчет переходного процесса. При естественных параметрах элементов схемы динамическое балансирование режима с плоского старта может быть неудачным из-за нарушения динамической устойчивости, поскольку плоский старт является сильным возмущением.

Следует заметить, что при динамическом балансировании АРС и/или АРВ генераторов могут быть выведены из работы лишь на некоторых агрегатах. Большая доля нерегулируемых агрегатов, которые не реагируют на изменения напряжения и частоты, может быть причиной нарушения устойчивости электромеханического перехода к новому установившемуся режиму.

При сопоставлении результатов динамического и статического балансирования установившихся режимов необходимо учитывать, что нагрузка в статике и в динамике моделируется по-разному. В расчетах установившихся режимов нагрузка, как правило, имеет постоянную мощность и не зависит от напряжения и частоты [11], либо используются типовые СХН. А при динамическом балансировании регулирующий эффект комплексной нагрузки определяется ее составом. Кроме того, на результат динамического балансирования может значительно повлиять настройка ограничения перегрузки ротора у регуляторов возбуждения сильного действия, § 6.6. Поэтому режимы, сбалансированные статически и динамически, будут различаться.

Динамическое балансирование установившегося режима рассмотрим на примере схемы Тренэнерго, описание которой дано в § 3.2, а исходный баланс мощности, состояние сети и описание динамической модели Тренэнерго приведены в § 10.3, в примере расчета автоматической частотной разгрузки. Исходный режим, показанный на рис. 10.1, можно получить методом динамического балансирования.

Балансирование выполняется с плоского старта без использования специального приема для уменьшения угловых ускорений и качаний. Чтобы уменьшить начальную амплитуду качаний, отключение

линии 3103-4000 осуществляется автоматикой через 5 секунд после запуска расчета переходного процесса. Узел 4000 является базисно-балансирующим узлом с частотой 50 Гц. Уставки активной мощности АРС турбин и уставки напряжений АРВ остальных генераторов заданы по результатам расчета установившегося режима.

Электромеханический переход от исходного несбалансированного режима к установившемуся режиму характеризуют расчетные осциллограммы на рис. 9.1. При запуске расчета переходного процесса происходит быстрое изменение угла генераторов относительно синхронных осей и возникают затухающие качания генераторов относительно генератора в базисно-балансирующем узле, задающего постоянную частоту общего движения рис. 9.1, а.

Углы напряжений в генераторных узлах изменяются вслед за изменением углов ЭДС E_q , рис. 9.1, б, следовательно, мгновенная частота напряжения в генераторных узлах практически совпадает с мгновенной частотой вращения ротора генератора.

Отключение линии 3103-4000 на 5 секунде, рис. 9.1, в, является более слабым возмущением по сравнению с плоским стартом, амплитуда качаний генераторов после отключения линии меньше. При отключении линии происходит наброс мощности на линии 20-30. На 15 секунде от начала расчета переходный процесс фактически завершается.

Сопоставление режимов Тренэнерго, сбалансированных итеративно при постоянной мощности нагрузки, и динамически с учетом регулирующего эффекта показывает, что режимы различаются незначительно. Мощность нагрузки в крупных нагрузочных узлах различается не более, чем на 2 МВт, модули напряжений различаются максимум на 0,15 кВ, а углы напряжений – на 0,78°. Небольшое различие режимов объясняется тем, что напряжения в узлах схемы получаются близкими к номинальным значениям.

Динамическое балансирование установившихся режимов при номинальной частоте и отсутствии базисно-балансирующего узла целесообразно начинать от исходного сбалансированного режима. Изменение баланса генерации и потребления в схеме можно сделать или перед расчетом переходного процесса, или воздействиями автоматики в ходе расчета.

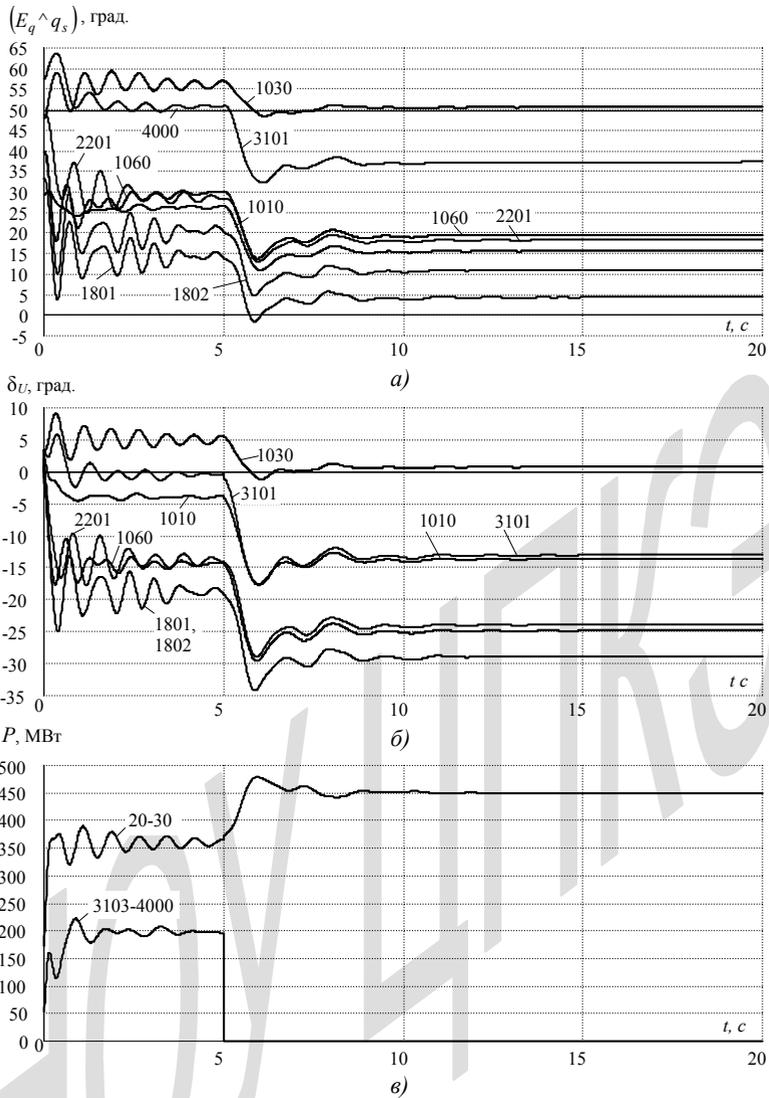


Рис. 9.1. Динамическое балансирование установившегося режима в схеме Гренэннерго:

- a* – угол, отсчитываемый от оси q_s к проекции вектора ЭДС на ось q
- б* – угол вектора напряжения генераторов, отсчитываемый от оси вещественных комплексной плоскости, совмещенной с осью q_s
- в* – переток активной мощности линий, измеренный у начального узла

Первый вариант практически подобен расчету с плоского старта. Во втором варианте создания небаланса мощности задача динамического балансирования при ненормальной частоте подобна задаче расчета автоматической частотной разгрузки, которая подробно рассмотрена в главе 10, при выводе автоматики частотной разгрузки из работы.

§ 9.3. Динамическое утяжеление режима

Если среди управляющих воздействий модели автоматики предусмотрено управление АРС и АРВ генерирующих агрегатов и нагрузкой в узлах по заданной программе, § 8.3, можно осуществить плавное динамическое утяжеление исходного сбалансированного режима до нарушения устойчивости. При этом легко и естественно контролируются ограничения режима при помощи устройств автоматики. Графики переходного процесса позволяют проанализировать изменение напряжений и других режимных параметров схемы в ходе утяжеления, оценить критическое напряжение в узлах, найти предельные перетоки по линиям и сечениям, определить характер нарушения устойчивости. При наличии в схеме базисно-балансирующего узла утяжеление происходит при постоянной частоте. При отсутствии базисно-балансирующего узла утяжеление вызовет изменения частоты, для ее поддержания необходима автоматика вторичного регулирования частоты.

Динамическое утяжеление режима рассмотрим на примере схемы Тренэнерго, для сравнения с результатами статического непрерывного утяжеления, полученными в § 3.2. Описание динамической модели Тренэнерго приведено в § 10.3.

В исходном режиме линия 3103-4000 ЭС1-ОЭС выведена в ремонт (отключена), баланс мощности представлен на рис. 3.2. Определим предельный по статической устойчивости переток в начале связи 20-30 (замеряется у начального узла 20) и в конце связи (замеряется у конечного узла 30 в сечении 1) при утяжелении режима по первой траектории, § 3.2. Узел 4000 является базисно-балансирующим узлом с частотой 50 Гц.

При утяжелении по первой траектории один генератор ГЭС в узле 1010 отключается, балансируется установившийся режим, а затем три генератора по программе разгружаются от номинальной мощности $3 \cdot 225 = 675$ МВт до мощности $3 \cdot 10 = 30$ МВт по линейному закону. Время изменения режима генераторов должно быть достаточно большим, чтобы АРС и турбина успевали обрабатывать управляющие воз-

действия, при этом предельный режим достигается без перерегулирования. Учитывая, что постоянная времени сервомотора АРС гидравлической турбины $T_c = 5$ с и инерционная постоянная агрегата $T_j = 6,87$ с, время изменения уставки АРС принято 120 с, при этом скорость разгрузки ГЭС составляет 5,375 МВт/с. Для уменьшения инерционности АРС канал ГОС отключен. Программа изменения уставки АРС гидрогенераторов запускается через 1 с от начала расчета переходного и заканчивается на 121 с.

При наличии в схеме генераторов с АРВ сильного действия на полученный результат может оказать значительное влияние настройка блока ограничения перегрузки ротора. У генераторов ГРЭС1, ГЭС, ЭС1 и ЭС2, имеющих АРВ СД, ограничение тока возбуждения генераторов настроено на уровне E_{qn} , чтобы получить предельный режим при условии, что возбуждение генераторов при утяжелении режима не превышает номинальное возбуждение, как и при статическом непрерывном утяжелении.

Расчетные осциллограммы режимных параметров при динамическом утяжелении режима представлены на рис. 9.2, обозначения перетока мощности в начале и конце связи 20-30 соответствуют рис. 3.4.

Графики на рис. 9.2 показывают, что происходит аperiодическое нарушение устойчивости. Предельный переток в сечении 1 равен 1440 МВт, рис. 9.2, б, при этом напряжение в узле 20 снижается до 303 кВ, рис. 9.2, в. Последующее завершение разгрузки ГЭС, рис. 9.2, а, вызывает не нарастание, а уменьшение перетока активной мощности. Затем возникают колебания перетока (и в целом режима Тренэнерго), вызванные срабатыванием и возвратом форсировки возбуждения генераторов. Колебания заканчиваются нарушением синхронной работы генераторов (на рис. 9.2 показано только начало этого процесса).

Сравнение результатов динамического утяжеления режима Тренэнерго со статическим утяжелением при моделировании нагрузки с учетом СХН, § 3.2, показывает, что оба метода дают близкие значения предельного перетока и напряжений по концам связи 20-30 ($P = 1422$ Мвт, $U_{20} = 304$ кВ в статике и $P = 1440$ Мвт, $U_{20} = 303$ кВ в динамике) хотя объемы разгрузки ГЭС различаются. Это объясняется тем, что регулирующие эффекты нагрузки, которые определяются типовыми СХН в статике и составом комплексной нагрузки в динамике, различаются.

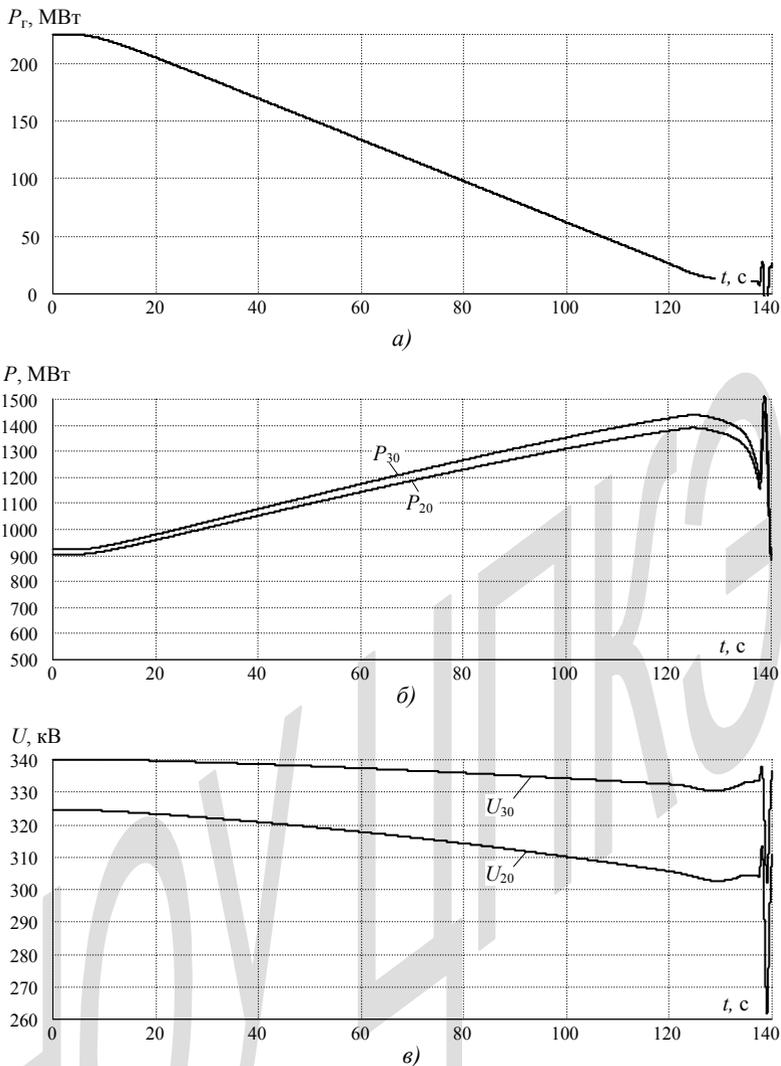


Рис. 9.2. Изменение активной мощности гидрогенераторов (а), перетока активной мощности по связи 20-30 (б) и напряжений в узлах 20 и 30 (в) при динамическом утяжелении режима Тренэнгеро по траектории 1

Расчеты показывают, что при уменьшении скорости разгрузки ГЭС (при увеличении времени разгрузки) в два раза аperiодический характер процесса нарушения устойчивости и амплитуда перетока не изменяются. Увеличение скорости разгрузки ГЭС до 32 МВт/с (изме-

нение уставки АРС гидроагрегатов за 20 с) делает характер изменения мощности генераторов нелинейным, предельный переток увеличивается до 1449 МВт. Значительного перерегулирования и колебаний при быстрой разгрузке ГЭС не возникает, поскольку требуемый объем разгрузки подобран так, что нарушение устойчивости происходит в конце процесса разгрузки. Быстрая разгрузка с перерегулированием может заметно исказить предельный режим.

Результаты динамического утяжеления существенно зависят от модели нагрузки. Графики переходных процессов на рис. 9.2 получены при моделировании статической составляющей комплексной нагрузки узлов шунтом постоянной проводимости. Если задать постоянную мощность статической составляющей нагрузки, предельный переток в сечении 1 уменьшается на 180 МВт до значения 1260 МВт, вследствие того, что статическая нагрузка постоянной мощности ускоряет снижение напряжений при утяжелении режима, § 9.1. Кроме того, предельный переток весьма существенно зависит от ограничения возбуждения генераторов. При ограничении тока возбуждения генераторов с АРВ СД на уровне $1,05E_{qH}$ (на 5% больше номинального тока) предельный переток в сечении 1 увеличивается до 1600 МВт, для его определения потребовалась разгрузить не только ГЭС, но и генераторы в ЭС1 и ЭС2.

Результаты исследования динамического утяжеления режима Тренэнерго позволяют заключить, что при анализе предельных режимов методом динамического утяжеления для получения достоверных результатов требуется применение адекватной модели нагрузки с уточненным составом статической, асинхронной и синхронной составляющих нагрузки по узлам и соответствующая настройка динамической модели генерирующих агрегатов.

§ 9.4. Расчеты динамической устойчивости при постоянной частоте

В качестве примера проведем расчеты динамической устойчивости электростанции в простой схеме на рис. 9.3 для одного из нормативных возмущений [21] с подробным анализом переходных процессов.

На тепловой электростанции установлены пять однотипных блоков по 100 МВт, которые объединены в два эквивалентных блока. Мощность станции выдается в сеть 110 и 220 кВ. К распределительному устройству (РУ) 110 кВ подключено два блока и к РУ 220 кВ подключено три блока. В узлах 61 и 62 включена нагрузка собственных

нужд станции. С системой (С) станция связана двумя линиями 220 кВ длиной 110 км (провод марки АС-300/39). Узел 5 является базисно-балансирующим узлом, в котором включен эквивалентный генерирующий агрегат. Напряжение и частоту вращения эквивалентного генератора в этом узле при возникновении к.з. на линиях 220 кВ допустимо считать постоянными. В узлах 63 и 64 включена эквивалентная комплексная нагрузка. Эквивалентные трансформаторные ветви 111-63 и 22-64 замещают сеть питания нагрузки, § 7.1. Параметры элементов схемы взяты по справочнику [19].

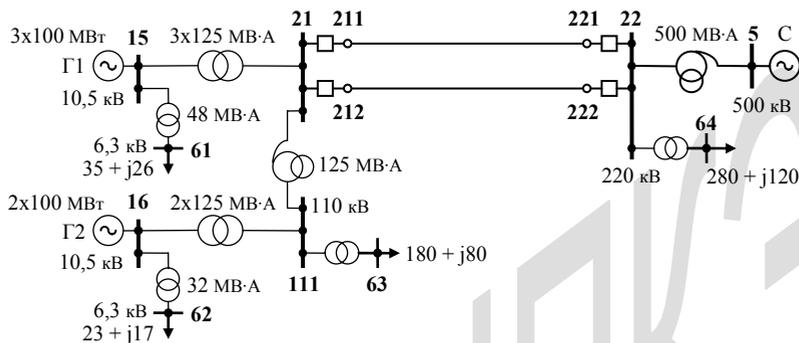


Рис.9.3. Схема для расчета динамической устойчивости

Динамическая модель рассматриваемой электрической схемы сформирована с учетом рекомендаций § 9.1. В базовом варианте модели турбогенераторы моделируются по уравнениям Парка-Горева без использования многоконтурной схемы замещения ротора, имеют тиристорную независимую систему возбуждения с кратностью форсировки по напряжению 2,0, с автоматическим регулятором типа АРВ-М (§ 6.6) с отключенным системным стабилизатором. Эквивалентный АРС паровой турбины имеет нулевую зону нечувствительности. В узлах 61 и 62 собственных нужд энергоблоков доля мощности асинхронной составляющей нагрузки равна 80%, доля мощности статической составляющей – 20%, синхронная нагрузка отсутствует. Комплексная нагрузка в узлах 63 и 64 имеет статическую (45%), асинхронную (50%) и синхронную (5%) составляющие. У синхронных двигателей АРВ выведен из работы, поэтому в переходном процессе возбуждение двигателей постоянное. Коэффициент загрузки эквивалентных асинхронных и синхронных двигателей равен $0,82 \div 0,88$.

Выключатели линий 220 кВ со стороны системы имеют АПВ с контролем отсутствия напряжения на линии, а со стороны электро-

станции – АПВ с улавливанием синхронизма. Автоматы АПВ и их настройка рассмотрены в § 8.6.

Расчет динамической устойчивости производится в максимальном режиме рассматриваемой схемы. В этом режиме станция работает на номинальной мощности, потребление в узлах нагрузки показано на рис. 9.3. Нормативным возмущением является трехфазное короткое замыкание в начале линии 211-221 (на расстоянии 0,05 о.е. от узла 211). Автомат, создающий расчетное возмущение, рассмотрен в § 8.6.

Определим максимальное время отключения линии 211-221 в нормальной схеме (обе линии 220 кВ включены), при котором сохраняется устойчивость станции, работающей на номинальной мощности, при близком трехфазном к.з. в начале линии, бестоковой паузе 0,3 с и последующем неуспешном АПВ выключателя 22-221. Расчеты показали, что максимальное время отключения к.з. при неуспешном АПВ равно 0,22 с. Осциллограммы переходного процесса, который дает базовая динамическая модель, представлены на рис. 9.4.

Короткое замыкание возникает через 1 с от начала расчета, ток конца линии при к.з. увеличивается до 2000 А, рис. 9.4, а. Через 0,220 с линия 211-221 отключается с двух сторон (отключаются ветви 21-211 и 22-221), ток линии становится равным нулю. Бестоковая пауза длится 0,3 с, затем АПВ включает выключатель 22-221. При подаче напряжения на линию 211-221, в начале которой остается к.з., от конца к началу линии снова протекает ток короткого замыкания. Благодаря ускорению после АПВ, через 0,05 с выключатель 22-221 вновь отключает линию, поэтому повторное возникновение к.з. не успевает оказать заметного влияния на движение генераторов станции.

Генератор Г1 находится «ближе» к точке к.з. (за блочным трансформатором), поэтому при к.з. напряжение на выводах генератора оказывается значительно ниже, чем на выводах генератора Г2, рис. 9.4, б, который находится «дальше» от точки к.з. (за блочным трансформатором и автотрансформатором). Срабатывает форсировка возбуждения генераторов, рис. 9.4, в.

После отключения линии напряжения на выводах генераторов примерно одинаковы, равны $0,7U_n$. В дальнейшем напряжение генератора Г1 после небольшого снижения начинает возрастать вследствие форсировки возбуждения, при достижении напряжения $0,9U_n$ форсировка снимается.

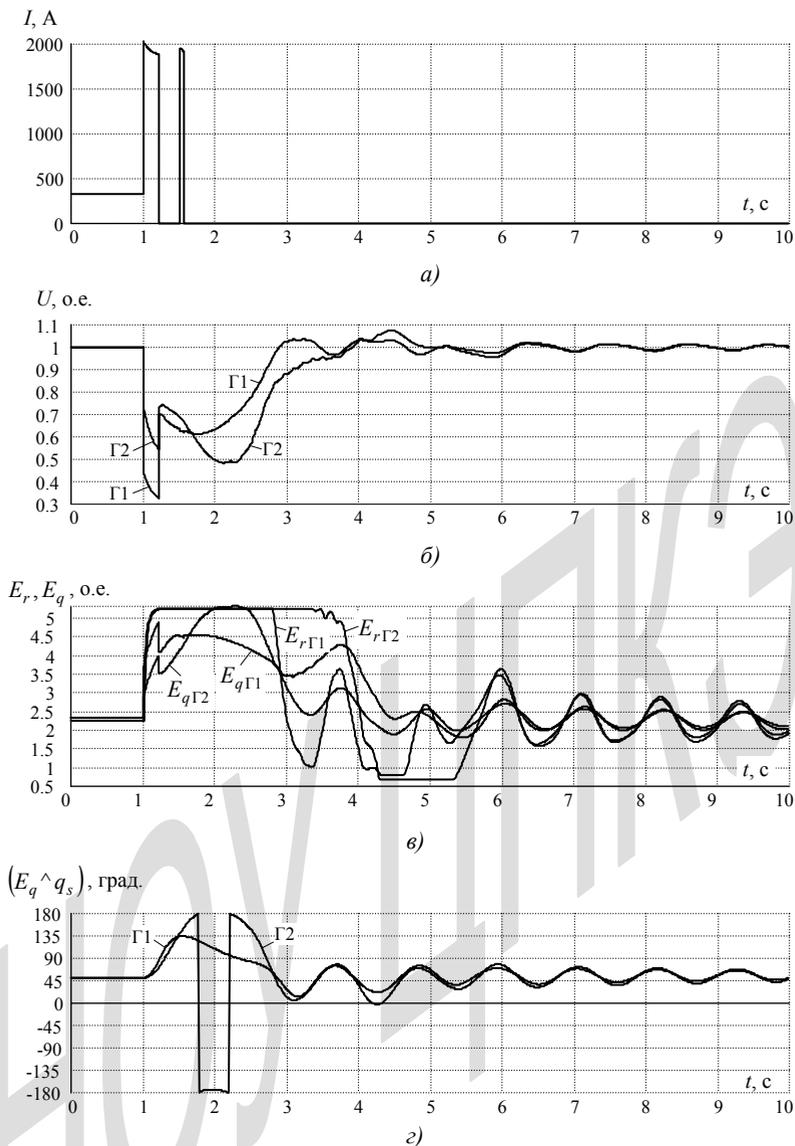


Рис. 9.4. Изменение тока в конце линии 211-212 (а), напряжения статора (б), напряжения возбуждения E_r , ЭДС E_q (в) генераторов и угла от синхронной оси q_s до проекции вектора ЭДС на ось q (г) при трехфазном к.з. и неуспешном АПВ на линии 211-212

Напряжение генератора Г2 успевае́т снизиться до $0,48U_n$ и только после этого благодаря форсировке возбуждения начинает расти. Напряжение генераторов снижают потерявшие устойчивость двигатели в узлах собственных нужд 61 и 62 и в узле нагрузки 63.

Рис. 9.4, z показывает изменение угла между синхронной осью q_s и проекцией вектора ЭДС генератора на ось q (угол периодизируется в диапазоне от -180° до $+180^\circ$). Динамическую устойчивость станции в режиме номинальной нагрузки определяет генератор Г2. Несмотря на большее угловое ускорение генератора Г1 первый вылет угла $134,2^\circ$ у него меньше, чем вылет угла $186,7^\circ$ у генератора Г2, что связано с характером изменения напряжений генераторов.

При увеличении времени отключения к.з. до 0,221 с нарушается динамическая устойчивость станции. Генератор Г2 «проворачивается», на втором «провороте» увлекает за собой генератор Г1 и они вместе идут асинхронно относительно генератора в узле 5.

При отключенных системных стабилизаторах АРВ качания генераторов относительно генератора в базисно-балансирующем узле затухают сравнительно медленно. Естественное демпфирование качаний обусловлено асинхронным моментом генераторов, возникающим при качаниях, и нагрузкой в узлах 61, 62, 63, которая следует за генераторами. Сильное регулирование возбуждения при правильной настройке позволяет усилить демпфирование качаний.

На рис. 9.5 показан переходный процесс при включенных системных стабилизаторах АРВ генераторов. Коэффициенты передачи каналов регулирования равны:

$$K_{1U} = 3 \text{ е.в.н./е.н.с./с}, \quad K_{0f} = 5 \text{ е.в.н./Гц}, \quad K_{1f} = 3 \text{ е.в.н./Гц/с},$$

$$K_{1Ir} = 1 \text{ е.в.н./е.в.н./с}.$$

Сопоставление осциллограмм на рис. 9.5 и 9.4 показывает, что на стадии форсировки возбуждения генераторов характер переходного процесса не изменился, форсировка нейтрализует воздействие системного стабилизатора. Поэтому сильное регулирование возбуждения не повлияло на первый вылет угла генераторов Г1 и Г2.

После повышения напряжения форсировка возбуждения прекращается, но под воздействием системного стабилизатора напряжение возбуждения при качаниях периодически возрастает и спадает. Диапазон изменения напряжения возбуждения увеличился, фронты спада и нарастания напряжения возбуждения стали крутыми.

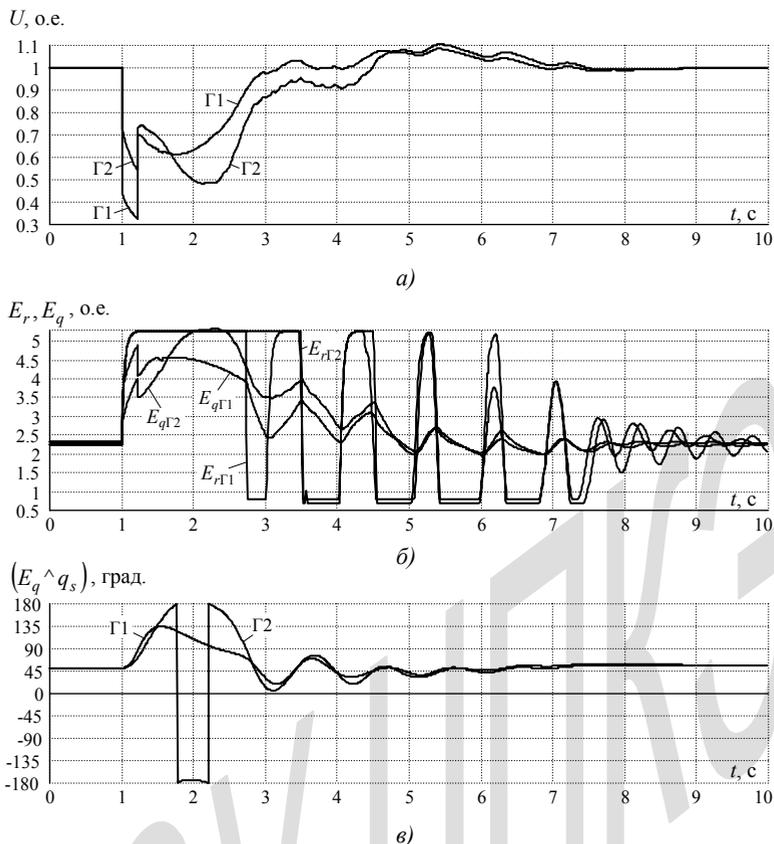


Рис. 9.5. Изменение напряжения статора генераторов (а), напряжения возбуждения E_r и ЭДС E_q генераторов (б) и угла от синхронной оси q_s до оси q генераторов (в) при сильном регулировании возбуждения

Быстрое нарастание напряжения возбуждения начинается, когда скорость уменьшения угла ($E_q \wedge q_s$) близка к максимальной, а быстрое снижение напряжения возбуждения начинается, когда скорость увеличения угла начинает уменьшаться, рис. 9.5, б и в. Такое воздействие на возбуждение генератора обеспечивает быстрое затухание качаний группового движения генераторов станции относительно системы. Напряжение генераторов в процессе демпфирования превышает номинальное, но не более чем на 10%. На 8 секунде переходного процесса качания практически исчезают. Сравнение изменений угла генерато-

ров на рис. 9.4, *г* и 9.5, *в* показывает существенное улучшение демпфирования качаний генераторов за счет сильного регулирования возбуждения.

Поведение асинхронных двигателей собственных нужд в узлах 61 и 62, асинхронных и синхронных двигателей в узлах 63, 64 для условий, при которых получены графики рис. 9.4, показано на рис. 9.6.

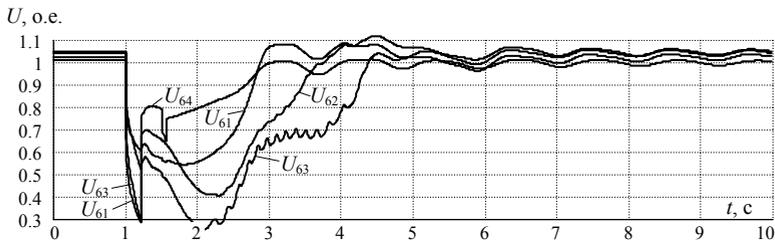
При резком снижении напряжения при к.з., рис. 9.6, *а*, двигатели начинают тормозиться. Быстрее всех тормозятся двигатели в узлах 61 и 63, рис. 9.6, *б*, в которых в конце к.з. напряжение составляет $0,3U_n$.

Во время бестоковой паузы напряжение в узле 64 возрастает до $0,8U_n$, повторное включение на к.з. снижает напряжение до $0,76U_n$. При таком уровне напряжения двигательная нагрузка узла 64 сохраняет устойчивость. В системе собственных нужд энергоблоков и в узле 63 после повторного отключения линии напряжение равно $0,7U_n$ и ниже, при таком уровне напряжения двигатели теряют устойчивость.

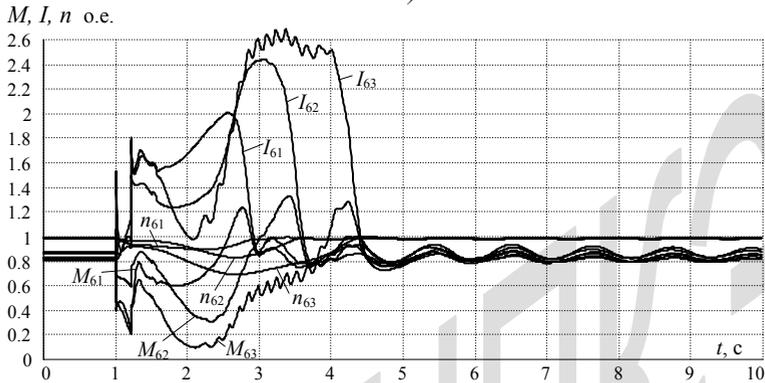
Асинхронные двигатели «опрокидываются», рис. 9.6, *б*, то есть при торможении скольжение ротора ($s = n - 1$) становится меньше критического, при котором двигатель развивает максимальный момент.

На нерабочей части моментной характеристики асинхронных двигателей с уменьшением частоты вращения момент не возрастает, а убывает, поэтому торможение продолжается. Токи двигателей возрастают, рис. 9.6, *б*, за счет увеличения реактивной составляющей. Момент, активная мощность и активная составляющая тока двигателя, наоборот, уменьшаются. Реактивный ток размагничивает генераторы, противодействуя форсировке возбуждения и способствуя снижению их напряжения, рис. 9.4, *б*, создает значительные падения напряжения на элементах сети, что в совокупности приводит к прогрессирующему снижению напряжения в узлах нагрузки и дальнейшему торможению двигателей. Частота вращения двигателей в узле 63 в конце торможения составляет $0,7n_n$.

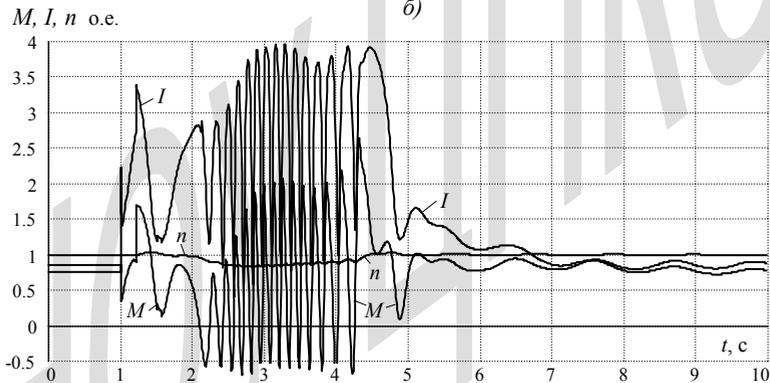
Эквивалентный синхронный двигатель с постоянным возбуждением выпадает из синхронизма. При асинхронном ходе возбужденного двигателя относительно генераторов станции возникают большие колебания его тока и момента, рис. 9.6, *в*. Колебания тока вызывают колебания падения напряжения на элементах сети и, соответственно, колебания напряжения в узле 63, которые, в свою очередь, вызывают колебания тока и момента асинхронной нагрузки в этом узле. Асинхронный ход возбужденной синхронной нагрузки оказывает влияние и на напряжение генератора Г2, рис. 9.4, *б*.



а)



б)



в)

Рис. 9.6. Изменение напряжения в нагрузочных узлах (а), момента (M), тока (I), и частоты вращения (n) асинхронных двигателей (б) и синхронных двигателей (в) при трехфазном к.з. и неуспешном АПВ на линии 211-212

Поскольку доля синхронной нагрузки мала (5%), то ее влияние на напряжения и на движение генераторов сравнительно небольшое. Ко-

нечно, в действительности синхронные двигатели, выпавшие из синхронизма, будут либо отключены, либо переведены в асинхронный режим для последующей автоматической ресинхронизации после успешного самозапуска.

В дальнейшем благодаря росту напряжения генераторов за счет форсировки возбуждения напряжения в нагрузочных узлах также начинают расти, происходит успешный самозапуск двигательной нагрузки. При прохождении критического скольжения происходит быстрое увеличение моментов двигателей и резкий спад пускового тока. Характер изменения токов двигателей при самозапуске определяется с одной стороны изменением их частоты вращения, а с другой – характером изменения напряжения. Быстрый рост напряжения приводит к росту тока двигателей в ходе самозапуска, несмотря на увеличение их частоты вращения. Кратность максимального момента двигателей при прохождении критического скольжения равна $1,25 \div 1,35$, рис. 9.6, б, что значительно меньше каталожного значения кратности максимального момента. Это объясняется тем, что модель двигателей на основе уравнений Парка-Горева воспроизводит не статические, а реальные динамические пусковые характеристики. Динамический момент тем меньше статического момента (момент двигателя при постоянном скольжении ротора), чем больше угловое ускорение ротора при разгоне двигателя. Кроме того, при прохождении критического скольжения напряжения в узлах меньше номинального напряжения двигателей, рис. 9.6, а и рис. 9.6, б, а момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения.

После восстановления напряжения в узле 63 до $0,8U_n$ начинается и успешно завершается самосинхронизация возбужденного синхронного двигателя, рис. 9.6, в. Дополнительные расчеты показали, что при вводе в работу АРВ синхронных двигателей, форсировка возбуждения двигателей при к.з. обеспечивает сохранение их устойчивости, при этом самозапуск асинхронной нагрузки облегчается. Асинхронные двигатели в узле 63 тормозятся до частоты вращения $0,76n_n$, разгон двигателей завершается на третьей секунде, а не на четвертой, как на рис. 9.6, б. На допустимом времени отключения к.з. и максимальном вылете угла генераторов форсировка возбуждения синхронных двигателей практически не отражается вследствие малой доли синхронной нагрузки.

Максимально допустимое время отключения к.з. существенно зависит от типа системы возбуждения и АРВ генераторов. Так, при установке на генераторах Г1 и Г2 системы самовозбуждения без серийных трансформаторов и с регулятором типа АРВ-М допустимое время отключения к.з. уменьшается до 0,171 с, при этом первый вылет угла

генератора Г2 составляет $137,9^\circ$. При увеличении времени отключения до $0,172$ с генератор Г1 сохраняет устойчивость, а генератор Г2 теряет устойчивость на четвертом колебании из-за того, что снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе системы самовозбуждения приводит к уменьшению потолочного возбуждения при форсировке. При использовании более инерционных систем возбуждения, в частности, бесщеточной диодной, максимальное время отключения к.з. получается $0,195$ с, первый вылет угла генератора Г2 $167,6^\circ$, при увеличении времени отключения до $0,196$ с генератор Г2 на втором качании теряет устойчивость.

Состав комплексной нагрузки узлов также оказывает влияние на устойчивость станции. Например, при уменьшении доли асинхронной нагрузки в узле 63 до 40% максимальное время отключения к.з. увеличивается до $0,235$ с.

Основные релейные защиты и выключатели линий 220 кВ должны обеспечивать отключение поврежденных линий за время не более $0,16$ с [21]. Поскольку полученное расчетом предельное время отключения линии при трехфазном к.з. и неуспешном АПВ $0,22$ с больше $0,16$ с, можно считать, что динамическая устойчивость станции в нормальной схеме обеспечена.

При успешном АПВ линии 211-221 автомат АПВУС, рис. 8.4, включит выключатель 21-211. Очевидно, что в рассматриваемой схеме контроль разности частот при включении линии не имеет смысла, поэтому нужно задать минимальное время действия устройства АПВ.

Переходный процесс при успешном АПВ мало отличается от процесса, показанного на рис. 9.4. Поскольку короткое замыкание во время бестоковой паузы исчезает, при подаче напряжения на линию включением выключателя 22-221 повторного к.з. не происходит, поэтому второй всплеск тока линии на рис. 9.4, а отсутствует. Максимальный вылет угла генератора Г2 уменьшается до $179,9^\circ$, время самозапуска асинхронной нагрузки в узле 63 сокращается на $0,5$ с. Это свидетельствует о том, что повторное включение к.з. при подаче напряжения на линию 211-221 в рассматриваемой схемно-режимной ситуации оказывает незначительное влияние на движение генераторов и двигателей.

При выводе в ремонт линии 212-222 можно обеспечить только результирующую устойчивость станции в случае успешного АПВ (втягивание в синхронизм после одного или нескольких асинхронных «проворотов»), так как при полном разрыве связи с системой нарушение устойчивости станции происходит на стадии бестоковой паузы, которую уменьшить нельзя. Рассмотрим переходные процессы при успешном АПВ линии 211-221, варьируя время к.з. в пределах

0,1÷0,18 с. Бестоковая пауза равна 0,3 с. На рис. 9.7 показаны осциллограммы изменения напряжения скольжения $U_s = \text{abs}(\dot{U}_{21} - \dot{U}_{211})$ на выключателе 21-211 и отмечены события в процессе успешного АПВ линии 211-212 при длительности к.з. 0,18 с.

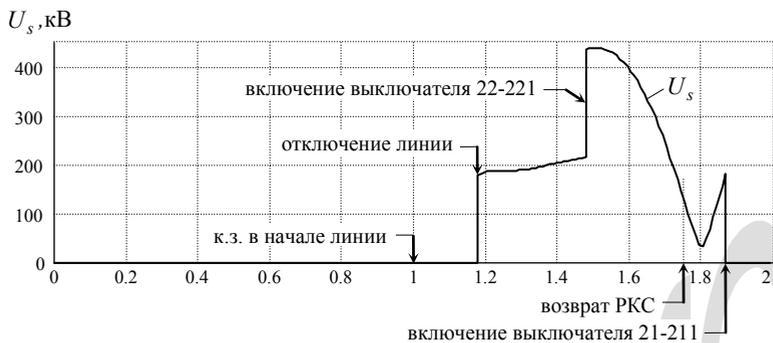


Рис. 9.7. АПВ линии 211-221

В исходном режиме и в течение трехфазного к.з. в начале линии напряжение на выключателе равно нулю. После отключения линии РКС устройства АПВ срабатывает, т.к. напряжение скольжения на выключателе превышает напряжение срабатывания РКС, равное 150,49 кВ, рис. 8.4. При подаче напряжения на линию со стороны системы напряжение скольжения на выключателе скачком возрастает до амплитудного значения 440 кВ, следовательно, векторы напряжений станции и системы в этот момент находятся в противофазе. В момент времени 1,75 с происходит возврат РКС и, поскольку разность частот при включении не контролируется, через 0,01 с выдается команда на включение выключателя. Задержка при включении определяется собственным временем включения выключателя.

На рис. 9.8 показан процесс синхронизации станции, работающей на номинальной мощности, с системой при к.з. на линии 211-221 и ее успешном повторном включении с улавливанием синхронизма.

Втягивание в синхронизм начинается после четырех асинхронных проворотов, рис. 9.8, а. Первыми удерживаются в синхронизме с системой генераторы, подключенные к распределительному устройству 220 кВ (Г1). После этого происходит один асинхронный проворот генераторов, включенных в сеть 110 кВ (Г2), на следующем цикле генератор Г1 на предельном угле 180° «удерживает» Г2 от проворота, и станция втягивается в синхронизм с системой. Мгновенная частота вращения генераторов Г1 и Г2 в процессе самосинхронизации быстро изменяется, не превышая 53 Гц, рис. 9.8, б.

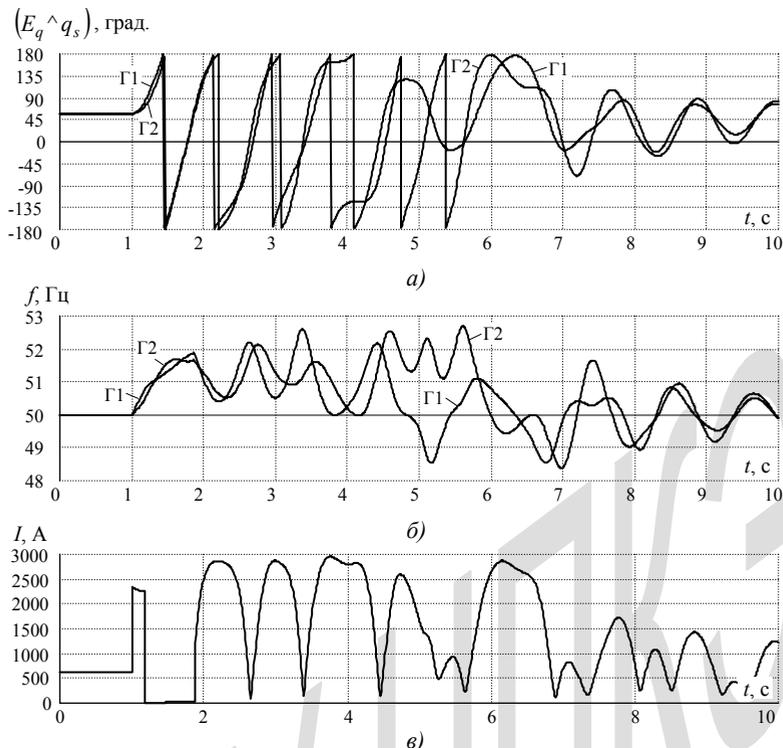


Рис. 9.8. Изменение угла (а), мгновенной частоты вращения (б) генераторов и тока линии 211-221 (в) в процессе самосинхронизации станции

Изменения электромагнитного момента генераторов Г1 и Г2 при асинхронном ходе относительно системы и друг относительно друга имеют характер нерегулярных колебаний, наибольший размах колебаний от $-0,9$ о.е. до $2,1$ о.е. у генератора Г1 (осциллограммы не приводятся), что отражается на характере изменения мгновенной частоты вращения генераторов, рис. 9.8, б. При этом ток генераторов тоже быстро меняется, амплитуда всплесков тока генераторов при самосинхронизации достигают $3,6$ о.е., что меньше тока трехфазного к.з. на выводах генератора.

Амплитуда всплесков тока линии 220 кВ, рис. 9.8, в, (измерен в конце линии у узла 221) при асинхронном ходе станции относительно системы достигает 3000 А и превышает ток трехфазного короткого замыкания.

Напряжение в узлах нагрузки при самосинхронизации станции резко изменяется от номинального значения до $0,5 U_n$, однако нагрузка собственных нужд станции и в узле 63 сохраняет устойчивость. Лишь при возникновении асинхронного хода генераторов станции друг относительно друга на 5 с переходного процесса, рис. 9.8, *a*, происходят глубокие до $0,05 U_n$ провалы напряжения, которые приводят к нарушению устойчивости нагрузки в узле 63, асинхронная нагрузка тормозится, а синхронная выпадает из синхронизма. Но после восстановления синхронизма генераторов станции происходит успешный самозапуск, который завершается на 9 с переходного процесса.

Уменьшение времени отключения поврежденной линии с 0,18 с до 0,1 с не улучшает качество переходного процесса. Нарушение устойчивости происходит и при малой длительности к.з. вследствие большого начального значения углового ускорения генераторов станции, последующий процесс втягивания в синхронизм от времени возмущения практически не зависит.

Длительный асинхронный ход станции при АПВ является недопустимым. Чтобы обеспечить втягивание станции в синхронизм сразу после первого проворота, который происходит еще во время бестоковой паузы, необходима разгрузка станции. Такую разгрузку можно сделать предварительно, перед выводом одной из линий 220 кВ в ремонт (ограничить мощность станции в ремонтной схеме), либо автоматически по факту потери связи с системой. Расчеты показывают, что достаточно разгрузить станцию на 20 МВт, чтобы обеспечить втягивание станции в синхронизм после первого проворота, причем предпочтительнее разгружать блоки, включенные в сеть 110 кВ. В этих условиях, чтобы не ограничивать мощность станции, для сохранения динамической устойчивости можно применить импульсную разгрузку паровой турбины генератора Г2, переходный процесс показан на рис. 9.9.

По факту отключения линии через дополнительный вход АРС, см. § 6.5, подается прямоугольный импульс на разгрузку турбины генератора Г2 с амплитудой -4 нв и длительностью 0,4 с [51]. Происходит кратковременный сброс момента турбины, рис. 9.9, *a* (момент турбины и электромагнитный момент генератора отнесены к номинальному моменту генератора, см. § 6.1). Снижение момента турбины до значения, равного 55 % номинального момента, происходит за время 0,55 с, после чего изменение момента определяется заданной уставкой и реакцией АРС на отклонения частоты вращения генератора.

Благодаря импульсной разгрузке турбины обеспечивается результирующая устойчивость параллельной работы станции с системой,

максимальный вылет угла генератора Г2 при первом качании равен 161° , рис. 9.9, б.

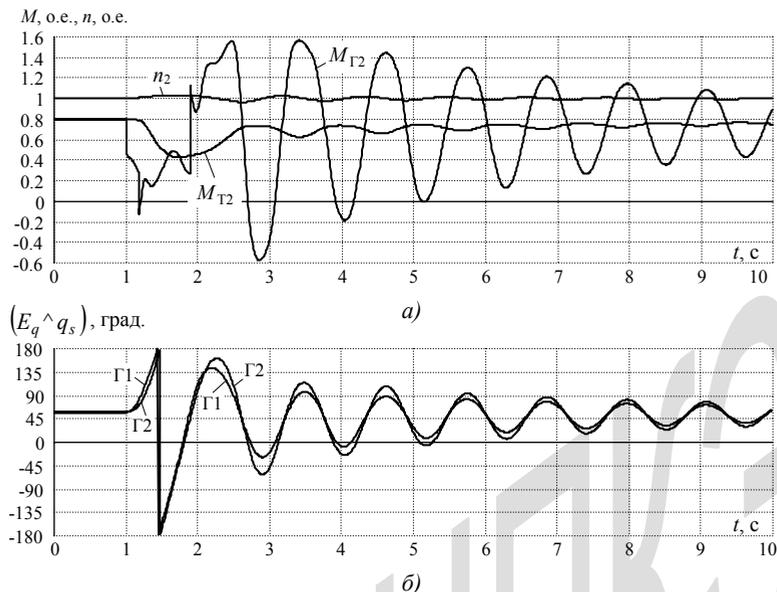


Рис. 9.9. Изменение момента турбины, электромагнитного момента, частоты вращения (а) и угла генератора (б) при импульсной разгрузке турбины

Колебания электромагнитного момента генератора при качаниях имеют большой размах, что приводит к изменениям мгновенной частоты вращения примерно на 3% (1,5 Гц), рис. 9.9, а. Благодаря быстрой реакции ЦВД паровой турбины на изменение расхода пара, § 6.2, она успевает обрабатывать воздействие АРС. При увеличении частоты вращения выше номинальной момент турбины уменьшается, а при снижении частоты вращения момент турбины возрастает. По мере естественного затухания качаний генератора колебания мгновенной частоты вращения уменьшаются.

Максимальная амплитуда тока линии 211-221 при качаниях равна 2600 А и превышает ток трехфазного к.з. Устойчивость двигательной нагрузки сохраняется.

Подробный анализ электромеханических переходных процессов при к.з. и работе АПВ в схеме на рис. 9.3 показывает, что на движение генераторов станции в различных схемно-режимных ситуациях оказывает влияние большое количество факторов. Следовательно, при проведении расчетов следует избегать применения упрощенных моделей

генераторов и нагрузок, искажающих их свойства и взаимодействие при сильных возмущениях.

Очевидно, что приведение рассматриваемой схемы к эквивалентной двухмашинной схеме (станция-электропередача-система) для анализа устойчивости по «правилу площадей», является некорректным. Такая модель искажает реальное поведение генераторов и не учитывает влияние нагрузки на протекание переходного процесса. Поэтому анализ устойчивости в эквивалентной двухмашинной схеме является весьма приближенным не только количественно, но и качественно.

§ 9.5. Расчеты динамической устойчивости при свободной частоте

Рассмотрим задачу расчета динамической устойчивости в электрической схеме с УШРТ, представленной на рис. 3.9. Описание схемы приведено в § 3.4. Особенностью схемы является то, что задачу расчета динамической устойчивости энергосистемы при коротких замыканиях на линиях электропередачи 220 кВ нельзя решать в классической постановке. В схеме нет узла, в котором в динамике частота изменяется незначительно и ее допустимо считать постоянной. Очевидно, что при сильных возмущениях частота в энергосистеме, определяемая частотой вращения гидрогенераторов, может изменяться в широких пределах, вследствие того, что скорость изменения мощности гидроагрегатов ограничивается, см. § 6.3, 6.5. В этих условиях динамическая устойчивость энергосистемы будет определяться сохранением устойчивости нагрузки при возмущении, а характер переходного процесса будет зависеть от ее состава.

Наличие в схеме УШРТ влияет на характер электромеханических переходных процессов. Воздействие УШРТ на переходный процесс зависит от режима энергосистемы.

В максимальном режиме не требуется компенсировать избыточную мощность конденсаторных батарей, в этом режиме мощность УШРТ близка к нулю. Поэтому при возникновении коротких замыканий на линиях 220 кВ наличие УШРТ практически не влияет на условия динамической устойчивости энергосистемы.

В минимальном режиме энергосистемы УШРТ работают на номинальной мощности и при снижении напряжения на шинах 220 кВ подстанций Виана и Казенга вследствие короткого замыкания на электропередаче 220 кВ УШРТ будут стремиться вернуть напряжение к заданной уставке, уменьшая свою мощность. УШРТ обладают большим регулировочным диапазоном (максимальное индуктивное сопротивление реактора больше номинального примерно в 200 раз) и высоким быстро-

действием (время изменения сопротивления реакторов пределах регулировочного диапазона не превышает 0,1 с) [8]. Высвобождение мощности конденсаторных батарей после отключения к.з. повышает напряжение на шинах подстанций, от которых питается большой район нагрузки, и способствует сохранению устойчивости энергосистемы.

Рассмотрим переходный процесс при возникновении трехфазного к.з. длительностью 0,18 с на линии Камбамбе–Казенга с последующим отключением линии (АПВ линий 220 кВ отсутствует) в минимальном режиме энергосистемы. В узлах 1510, 1520 и 6020 доля асинхронной нагрузки составляет 40%, в остальных нагрузочных узлах доля асинхронной нагрузки не превышает 20%, синхронная нагрузка отсутствует.

Расчеты показывают, что при перемещении точки к.з. от шин станции Камбамбе к шинам подстанции Казенга первоначальный заброс частоты гидрогенераторов при к.з. уменьшается с 51,58 Гц до 51,27 Гц. Ток в точке к.з. (действующее значение периодической составляющей в начальный момент), от генераторов и двигателей уменьшается с 3305 А до 2560 А. Устойчивость энергосистемы при отключении поврежденной линии сохраняется.

В качестве примера на рис. 9.10 показано изменение частоты вращения гидрогенераторов ГЭС Капанда и Камбамбе (частоты в энергосистеме), если короткое замыкание возникает в конце линии 22020-22040 у шин подстанции Казенга.

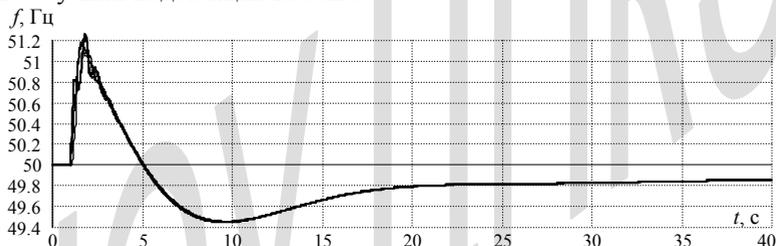


Рис. 9.10. Изменение частоты вращения гидрогенераторов при к.з. длительностью 0,18 с на линии Камбамбе-Казенга с последующим отключением линии

Заброс частоты гидрогенераторов составляет 51,27 Гц, последующий процесс восстановления частоты под действием АРС носит малоколебательный характер (частота 50 Гц регулируется вручную).

На рис. 9.11 показано поведение УШРТ и асинхронной нагрузки на начальной стадии переходного процесса. При возникновении трехфазного к.з. у шин подстанции Казенга мощность обоих УШРТ мгновенно уменьшается до нуля, рис. 9.11, а, поскольку мощность реакторов пропорциональна квадрату напряжения. Напряжение на шинах

подстанций Казенга и Виана также снижается почти до нуля, рис. 9.11, б).

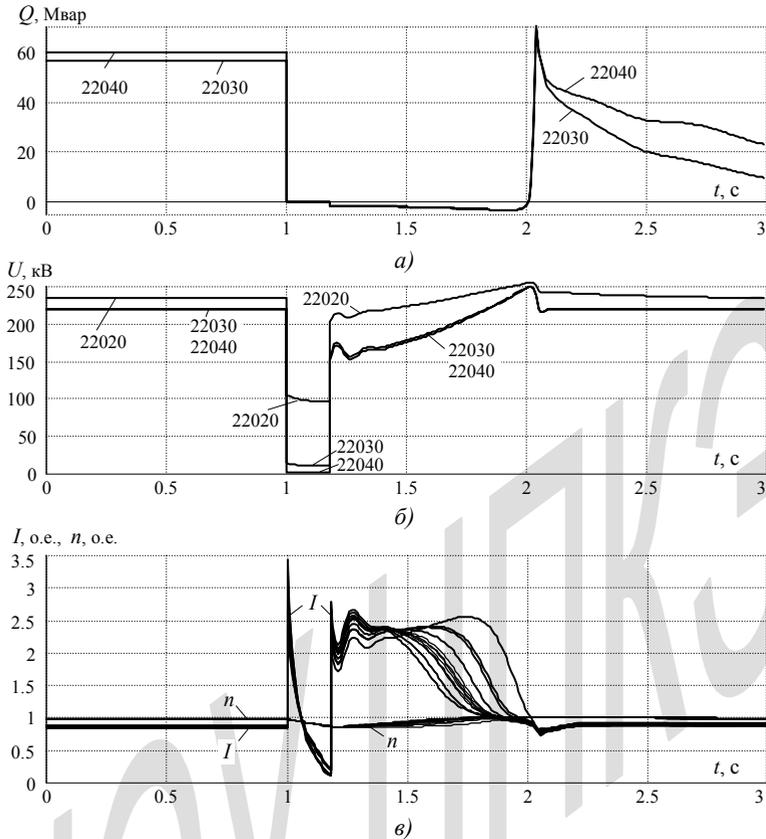


Рис. 9.11. Изменение мощности УШРТ (а), напряжения в узлах сети 220 кВ (б), тока и частоты вращения асинхронных двигателей (в)

После отключения к.з. УШРТ работает в емкостном режиме за счет емкостей фильтров 5 и 7 гармоник компенсирующей обмотки [8]. По мере роста напряжения при самозапуске асинхронной нагрузки емкостная мощность реакторов возрастает, но не превышает 5 Мвар.

В момент к.з. ток подпитки точки к.з. от батарей конденсаторов и от асинхронных двигателей достигает значения $3,45I_n$, но к моменту отключения поврежденной линии затухает почти до нуля, рис. 9.11, в).

Двигатели тормозятся, а генераторы ускоряются, поэтому за 0,18 с нагрузка теряет устойчивость, и после отключения к.з. возникает само-

запуск двигателей. Ток самозапуска создает большое падение напряжения на линии 220 кВ, поэтому начальное напряжение на шинах подстанций Виана и Казенга и на шинах нагрузки составляет примерно $0,7U_n$. Самозапуск успешно завершается через 1,8 с от момента ликвидации к.з., еще на стадии заброса частоты гидрогенераторов, рис. 9.10.

Быстрый рост напряжения и малое время самозапуска при весьма низком начальном напряжении $0,7U_n$ объясняются большой емкостью конденсаторных батарей в распределительной сети 60/15 кВ, эта емкость не скомпенсирована УШРТ. Реактивная мощность конденсаторов пропорциональна квадрату напряжения, поэтому рост напряжения при разгоне двигателей вызывает прогрессирующий рост мощности конденсаторных батарей и, соответственно, компенсацию реактивной составляющей тока нагрузки. Это, в свою очередь, обеспечивает быстрое уменьшение падения напряжения на линии и, соответственно, рост напряжений в сети. Поэтому у двигателей, которые разгоняются последними, ток при самозапуске растет и лишь при прохождении критического скольжения спадает, рис. 9.10, в.

После самозапуска напряжение на шинах подстанций Виана и Казенга не успевает превысить максимальное рабочее напряжение благодаря высокому быстродействию УШРТ, которые примерно за 0,1 с обеспечивают компенсацию избыточной мощности конденсаторных батарей, возвращая напряжение на шинах 220 кВ к заданной уставке. В дальнейшем переходном процессе при изменении напряжения гидрогенераторов УШРТ жестко поддерживают заданное напряжение на шинах подстанций Виана и Казенга.

Следует заметить, что применение УШР с подмагничиванием в рассматриваемой схеме нецелесообразно. Из-за сравнительно малого регулировочного диапазона такие УШР будут снижать начальное напряжение при самозапуске, ухудшая условия динамической устойчивости. Самозапуск может оказаться неуспешным или после успешного самозапуска из-за сравнительно невысокого быстродействия возможно превышение максимального рабочего напряжения.

§ 9.6. Расчет асинхронного режима

Рассмотрим возникновение и протекание асинхронного режима в схеме Тренэнерго, описание которой приведено в § 3.2. Динамическая модель Тренэнерго соответствует рекомендациям § 9.1, описание модели приведено в § 10.3, в примере расчета автоматической частотной разгрузки.

Подстанция Узловая связана с подстанциями Восточная и Районная линиями 330, 220 и 110 кВ, рис. 3.1. При выводе в ремонт линии 220 кВ 81-111 и отключении линии 330 кВ 72-101 (или наоборот) по линии 110 кВ 90-190 возможно возникновение асинхронного хода правой части Тренэнерго и ЭС2 относительно левой части Тренэнерго, ЭС1 и ОЭС.

К возникновению асинхронного режима может привести, например, следующая цепочка событий. Линию 220 кВ 81-111 выводят в ремонт. В ремонтной схеме энергосистемы в начале линии 330 кВ 72-101 возникает однофазное или двухфазное на землю к.з. длительностью 0,14 с. Поврежденную линию отключают выключатели 71-72 и 72-74, 101-102 и 101-103, рис. 3.1. Происходит отказ выключателя 72-74 и действием УРОВ через 0,4 с, считая от момента возникновения к.з., отключается выключатель 73-74 и автотрансформатор 74-81. Такие возмущения входят в третью группу нормативных возмущений для сети 330 кВ [21].

Расчет задачи можно выполнить с фиксированной частотой в базисно-балансирующем узле 4000, если ОЭС связана с ЕЭС, или со свободной частотой, если ОЭС работает изолированно от ЕЭС.

Рассмотрим возникновение асинхронного хода в Тренэнерго при изолированной работе ОЭС. Исходный баланс мощности слева и справа от контролируемого сечения, в которое входят линии 72-101, 81-111 и 90-190, показан на рис. 9.12. Суммарные потери активной мощности в сети составляют 99 МВт. В ЭС2 имеется резерв генерации 100 МВт.

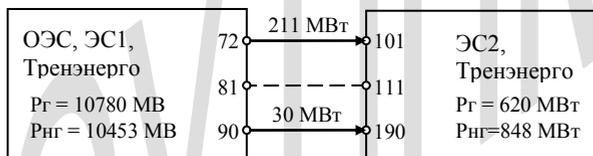


Рис. 9.12. Баланс активной мощности энергосистемы

Характер переходного процесса зависит от исходного перетока в рассматриваемом сечении, рис. 9.12, и силы возмущения. При балансе мощности, показанном на рис. 9.12, и двухфазном к.з. на землю сразу возникает трехчастотный асинхронный режим, рис. 9.13 (к.з. в начале линии 72-101 происходит через 1 секунду от начала расчета переходного процесса). В группу 1 генераторов входят генераторы ТЭЦ1, ГЭС и ЭС1, в группу 2 – генераторы ГРЭС1 и ОЭС, в третью группу – генераторы ТЭЦ РМЗ и ЭС2.

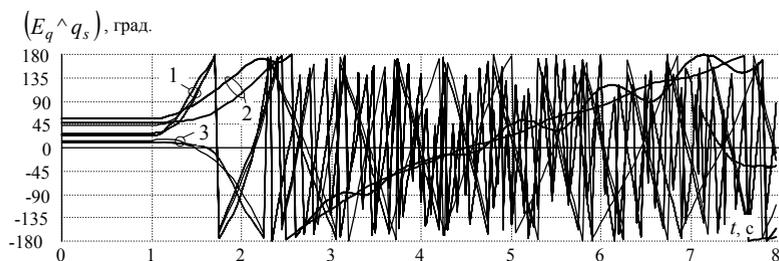


Рис. 9.13. Нарушение устойчивости Тренэнгеро при двухфазным коротком замыкании на землю на линии 330 кВ 72-101, отказе выключателя 72-74 и действии УРОВ

Далее нарушается устойчивость группового движения в первой группе генераторов, и трехчастотный асинхронный режим переходит в многочастотный. Происходит заброс частоты вращения гидрогенераторов ГЭС (узел 1010) вследствие невысокой скорости регулирования мощности гидротурбин. Частота вращения турбогенераторов ТЭЦ1 (узел 1060) повышается на 10 %, поэтому возможно срабатывание автомата безопасности турбин.

При однофазном к.з. в начале линии 72-101 возникает двухчастотный асинхронный режим, рис. 9.14. Начальное угловое ускорение генераторов разных групп при однофазном к.з. меньше, чем при двухфазном (сравни рис. 9.13 и 9.14, а), поэтому образуются две группы генераторов слева и справа от рассматриваемого сечения, рис. 9.12.

Первоначально возникшие качания между наметившимися группами генераторов слева от сечения (ОЭС-ГРЭС1 и ЭС1-ТЭЦ1-ГЭС) затухают. Далее эти генераторы образуют одну группу. В правой части Тренэнгеро и в ЭС2 происходит снижение частоты. Это вызывает мобилизацию первичного резерва мощности в ЭС2 под действием АРС турбин, а также работу автоматической частотной разгрузки (см. описание в гл.10), которая отключает 47 МВт нагрузки. После снижения частоты до уровня примерно 48,2 Гц частотная разгрузка обеспечивает подъем частоты (эта стадия асинхронного режима на рис. 9.14 не показана). В асинхронном режиме происходит нарастание и затухание качаний отдельных генераторов в каждой из групп (при качаниях изменяются и угол, и мгновенная частота вращения генераторов), рис. 9.14, б, но устойчивость внутригруппового движения сохраняется, перехода двухчастотного асинхронного режима в многочастотный не происходит.

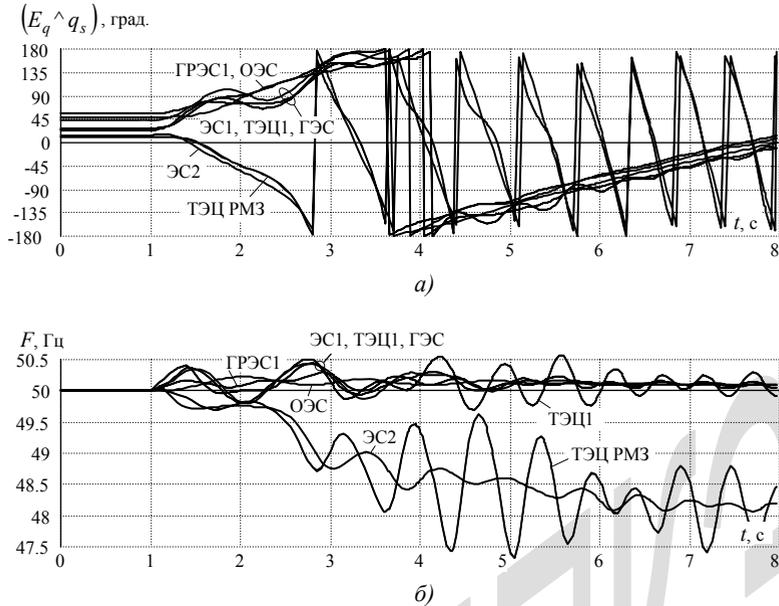


Рис. 9.14. Изменение угла от синхронной оси q_s до оси q генераторов (а) и мгновенной частоты вращения генераторов (б) при однофазным коротком замыкании на линии 330 кВ 72-101, отказе выключателя 72-74 и действии УРОВ

На рис. 9.15 показаны изменения напряжения в узлах и тока линии 90-190 в двухчастотном асинхронном режиме. Следует заметить, что в течение несимметричного к.з., которое длится 0,4 с, осциллограммы на рис. 9.15, б и в показывают изменение напряжения и тока прямой последовательности, см. § 9.1.

При вращении двух групп генераторов с разной угловой скоростью их ЭДС расходятся на угол 180° . При этом первая противофаза напряжений на линии 90-190 возникает примерно через 1,5 с от момента возмущения, когда углы напряжений на комплексной плоскости составляют 43° и -137° , рис. 9.15, а. В этот момент модули напряжения в узлах 90 и 190 равны 38 и 57 кВ, рис. 9.15, б, а ток линии возрастает до 2500 А. Зная напряжения по концам линии, ее ток и параметры, легко определить точку электрического центра качаний аналитически или графоаналитически (0,4 о.е. от начального узла 90).

Расчетная осциллограмма изменения тока линии, рис. 9.15, в, позволяет выбрать уставку срабатывания токовых реле быстродействующей неселективной делительной автоматики или автоматики с отсчетом числа циклов с токовым реле вместо реле сопротивления [52].

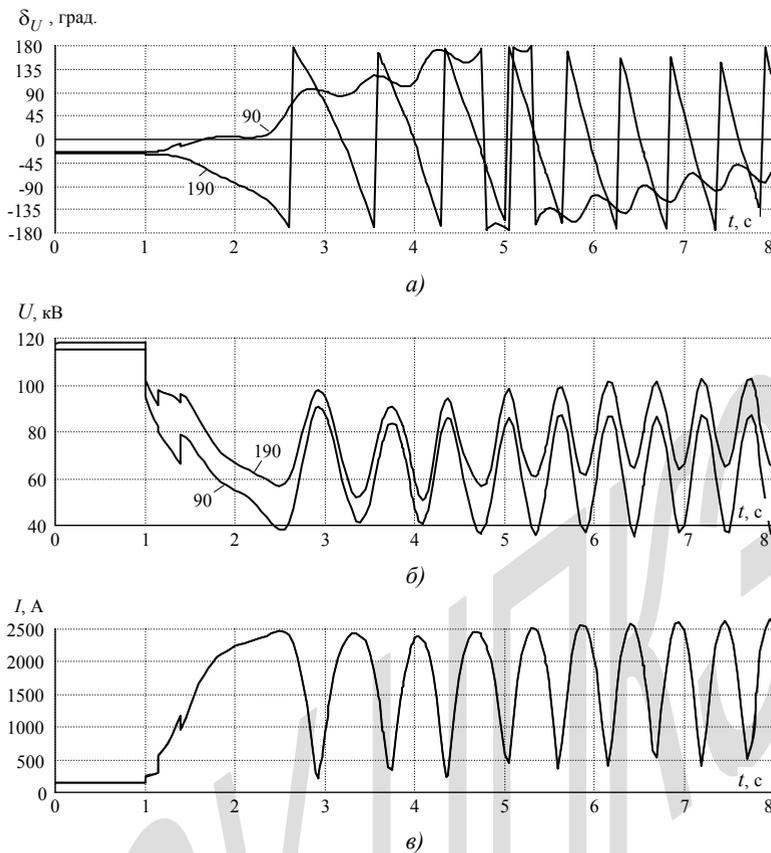


Рис. 9.15. Изменение угла (а) и модуля (б) напряжений в узлах 90, 190 и модуля тока линии 110 кВ 90-190 (в) в двухчастотном асинхронном режиме

На рис. 9.16 показано изменение сопротивления $Z = R + jX$ и мощности $\dot{S} = P + jQ$ линии 90-190, измеренные у конечного узла 190 во время асинхронного хода (во время к.з. измеряется сопротивление прямой последовательности, § 9.1).

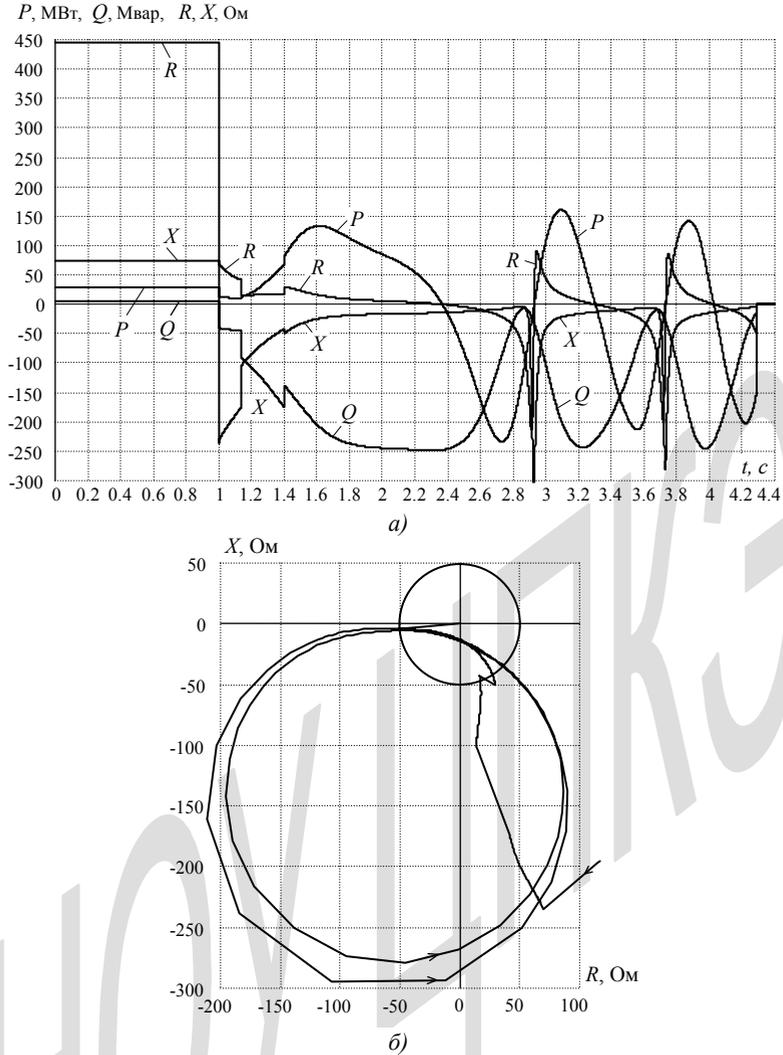


Рис. 9.16. Изменение сопротивления и мощности в конце линии 110 кВ 90-190 (а) и годограф сопротивления (б) в двухчастотном асинхронном режиме

Минимальное значение модуля полного сопротивления линии 13,3 Ом получается в момент противофазы напряжений в узлах 90 и 190. Изменение знака активного сопротивления и активной мощности

происходит одновременно. Знаки реактивного сопротивления и реактивной мощности на первых трех циклах не изменяются.

Осциллограммы позволяют сделать предварительную оценку уставок АЛАР с контролем сопротивления, мощности и числа циклов асинхронного хода [51]. Полное сопротивление линии становится менее 50 Ом в начале цикла и резко растет выше 50 Ом в конце цикла, рис. 9.16, а. Уставку реле сопротивления можно принять равной 50 Ом. Характеристику срабатывания реле сопротивления в виде окружности следует сместить в начало координат. При этом годограф полного сопротивления линии проходит через область срабатывания реле сопротивления из правой полуплоскости комплексной плоскости в левую ниже оси вещественных, рис. 9.16, б.

Смена знака активной мощности и активного сопротивления происходит в момент времени, близкий к моменту возникновения противофазы напряжений на линии (ср. рис. 9.15, а и 9.16, а), поэтому целесообразно выбрать минимальное значение уставки реле мощности 1 МВ·А с углом максимальной чувствительности, равным нулю.

Последовательность работы реле сопротивления и мощности АЛАР при отсчете циклов асинхронного хода показана во фрагменте протокола расчета переходного процесса на рис. 9.17.

t=1.37 : срабатывание реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=1.40 : отключение ветвей : 73-74 : начало-откл., конец-откл.
t=1.40 : возврат реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=1.44 : срабатывание реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=2.37 : срабатывание (переориентация) реле мощности KS ветви 90-190
t=2.83 : возврат реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=2.93 : возврат (переориентация) реле мощности KS ветви 90-190
t=3.02 : срабатывание реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=3.30 : срабатывание (переориентация) реле мощности KS ветви 90-190
t=3.65 : возврат реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=3.74 : возврат (переориентация) реле мощности KS ветви 90-190
t=3.81 : срабатывание реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=4.03 : срабатывание (переориентация) реле мощности KS ветви 90-190
t=4.29 : возврат реле сопротивления KZ ветви 90-190
t=4.29 : отключение ветвей : ветвь 90-190 : начало-откл., конец-откл.
Расчет завершен : t=4.40.
АЧР1 отключено 47.57 МВт нагрузки.

Рис. 9.17. Протокол работы АЛАР

При отсчете циклов сначала срабатывает реле сопротивления. Пока годограф полного сопротивления находится в зоне срабатывания реле сопротивления, происходит переориентация реле мощности. Затем следуют возврат реле сопротивления и переориентация реле мощности.