

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

О.В. Газизова
Ю.Н. Кондрашова

УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

*Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Магнитогорск
2015

Рецензенты:

Кандидат технических наук,
начальник цеха электрических сетей и подстанций,
ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат»
Н.А. Николаев

Доктор технических наук, доцент,
главный научный сотрудник НИС кафедры ЭиЭС,
ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»
В.Р. Храмшин

Газизова О.В., Кондрашова Ю.Н.

Устойчивость систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ольга Викторовна Газизова, Юлия Николаевна Кондрашова ; ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. текстовые дан. (1,25 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВПО «МГТУ», 2015. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Систем. требования : IBM PC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; Adobe Reader 8.0 и выше ; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

В учебном пособии представлены основные сведения об электромагнитном и электромеханическом переходных процессах, дана подробная характеристика статической и динамической устойчивости систем электроснабжения, описаны переходные процессы в машинах переменного тока с учетом действия автоматических регуляторов скорости. В издании излагаются практические методы расчета переходных процессов при коротких замыканиях, подробно описываются вопросы, связанные с режимом асинхронного хода и ресинхронизацией.

Пособие рассчитано на студентов всех форм обучения направления 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Электроснабжение при изучении дисциплины «Устойчивость систем электроснабжения».

УДК 621.311

© Газизова О.В., Кондрашова Ю.Н., 2015
© ФГБОУ ВПО «Магнитогорский
государственный технический
университет им. Г.И. Носова», 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1. ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	8
1.1. Краткий очерк истории возникновения и развития проблемы исследования устойчивости электроэнергетических систем. Этапы развития методов анализа устойчивости в России и за рубежом	8
1.2. Задачи анализа, синтеза и управления переходными процессами. Основные цели и задачи курса, его связь со смежными дисциплинами.....	10
1.3. Основные виды устойчивости, особенности их проявления и влияния на работу электрической системы. Принципы и методы физического и математического моделирования при исследовании устойчивости. Применение вычислительной техники. 12	
1.4. Контрольные вопросы к главе 1	15
2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ.....	16
2.1. Осуществимость, или условия существования установившегося режима. Общая характеристика методов анализа статической устойчивости	16
2.2. Составление систем уравнений установившихся режимов. Точные критерии оценки статической устойчивости. Метод малых колебаний в случае работы станции на шины бесконечной мощности и в многомашинной системе	18
2.3. Устойчивость системы с генераторами, снабженными АРВ.....	20
2.4. Вычисление относительного ускорения и синхронизирующей мощности. Практические критерии оценки статической устойчивости и область их применения.....	25
2.5. Исследование вопросов существования решения системы уравнений установившегося режима с целью анализа устойчивости	29
2.6. Самораскачивание и его приближенная оценка. Статическая аperiodическая и колебательная устойчивости	30
2.7. Контрольные вопросы к главе 2	32
3. УРАВНЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ.....	33
3.1. Подход к анализу динамической устойчивости. Качество переходного процесса. Понятие о критериях динамической устойчивости. Основные допущения.....	33
3.2. Уравнение движения ротора генератора и его решение	37
3.3. Уравнения потокосцеплений и индуктивности в синхронной машине.....	37
3.4. Замена переменных	41
3.5. Уравнения синхронной машины в координатах d, q	42
3.6. Применение уравнений Парка-Горева для электрической системы. Применение упрощенных уравнений Парка-Горева	44
3.7. Контрольные вопросы к главе 3	47

4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ	48
4.1. Общая характеристика методов анализа динамической устойчивости. Упрощенные методы анализа динамической устойчивости.	48
4.2. Метод последовательных интервалов. Правило площадей. Расчет динамической устойчивости.....	50
4.3. Изменение ЭДС за переходными и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями.....	52
4.4. Средства повышения устойчивости. Быстродействующее отключение коротких замыканий	54
4.5. Параметры синхронных генераторов и их влияние на устойчивость.....	55
4.6. Влияние режима нейтрали на динамическую устойчивость	56
4.7. Контрольные вопросы к главе 4	57
5. УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ.....	58
5.1. Статические и динамические характеристики нагрузок потребителей промышленных предприятий.....	58
5.2. Статическая устойчивость узлов нагрузки. Коэффициенты запаса. Вторичные признаки устойчивости нагрузки	63
5.3. Динамическая устойчивость синхронных и асинхронных двигателей. Критерии устойчивости асинхронного и синхронного двигателей.....	66
5.4. Влияние батарей статических конденсаторов и синхронных компенсаторов на устойчивость. Самозапуск двигателей.....	71
5.5. Контрольные вопросы к главе 5	78
6. ВЛИЯНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ГЕНЕРАТОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ	79
6.1. Характеристики первичных двигателей генераторов. Характеристики автоматических регуляторов скорости турбин. Сущность первичного и вторичного регулирования	79
6.2. Аварийное управление мощностью турбин электростанций	79
6.3. Системы возбуждения и АРВ синхронных генераторов.....	80
6.4. Влияние автоматических регуляторов тока возбуждения и скорости турбогенераторов на статическую и динамическую устойчивость	83
6.5. Регулирование частоты и напряжения в электроэнергетической системе и влияние регулирования на устойчивость.....	84
6.6. Контрольные вопросы к главе 6	86
7. АСИНХРОННЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА	87
7.1. Асинхронный режим работы синхронных генераторов и двигателей. Общие положения методики расчета асинхронных режимов. Ресинхронизация	87
7.2. Природа асинхронной мощности и ее влияние на результирующую устойчивость электроэнергетической системы.....	89
7.3. Синхронизация при нарушениях устойчивости. Ликвидация асинхронных режимов.....	92
7.4. Контрольные вопросы к главе 7	96

8. РАЗДЕЛЬНАЯ РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ	97
8.1. Условия выхода на раздельную работу. Собственные электростанции промышленных предприятий.....	97
8.2. Особенности автономной работы систем электроснабжения.....	98
8.3. Особенности расчета установившихся и переходных режимов в автономных системах электроснабжения. Особенности работы регуляторов при раздельной работе	100
8.4. Характеристика изменения параметров режима при выходе электростанции и нагрузки на раздельную с энергосистемой работу	102
8.5. Синхронная и асинхронная мощности при раздельной работе. Влияние асинхронной мощности на синхронизацию при выходе на раздельную работу	104
8.6. Контрольные вопросы к главе 8	106
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	107

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Устойчивость систем электроснабжения» преследует цель дать студентам основные сведения об электромагнитным и электромеханическим переходных процессах и устойчивости машин переменного тока. В связи с этим данная дисциплина дает первоначальное представление о ряде вопросов, связанных с режимами короткого замыкания, переходными процессами в машинах переменного тока с учетом действия автоматических регуляторов возбуждения и скорости. Кроме того, излагаются особенности режимов выхода электростанции с нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу, что может быть использовано при выполнении выпускных квалификационных работ.

подавляющая часть имеющейся в наличии научно-технической литературы ориентирована на глубокое изучение таких вопросов, как конструктивное исполнение и принцип действия машин переменного тока, статическая и динамическая устойчивость электроэнергетических систем.

Данное пособие представляет собой синтез основных вопросов, связанных с изучением переходных аварийных режимов и устойчивости электроэнергетических систем, при подготовке магистров направления 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Электроснабжение. Оно излагается доступным языком и позволяет получить общие сведения о переходных процессах и статической и динамической в электроэнергетических системах в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом.

Отличительной особенностью данного издания является возможность получить материал в компактном объеме, осуществить самопроверку по приведенным в пособии вопросам и заданиям.

При составлении пособия авторы использовали опыт, накопленный при чтении лекций по данной дисциплине.

ВВЕДЕНИЕ

Одной из задач эффективного управления режимами является обеспечение запаса по статической устойчивости. Это связано с тем, что в общем случае режимы энергосистем никогда не бывают полностью установившимися. Всегда происходят изменения конфигурации сети, включения или отключения генерируемых и потребляемых мощностей, то есть имеют место какие-либо незначительные колебания. При этом обеспечение достаточного запаса по статической устойчивости гарантирует надежное электроснабжение потребителей в нормальном режиме работы.

Вопросы исследования и расчета статической устойчивости исследуются довольно давно. Основные положения теории статической устойчивости изложены в работах отечественных ученых В.А. Веникова, А.А. Горева, П.С. Жданова, Ю.Е. Гуревича, Э. Кимбарка, В.А. Барина, А.М. Ляпунова, Е.И. Ушакова, В.А. Строева, К.А. Смирнова.

Расчеты статической устойчивости зависят от их целей и могут проводиться в различном объеме с различной точностью. Необходимый запас статической устойчивости должен быть обеспечен оперативно-диспетчерским персоналом энергосистемы, а, следовательно, при выходе системы электроснабжения на отдельную с энергосистемой работу, и оперативно-диспетчерским персоналом промышленного предприятия, имеющего в своем составе собственные электростанции. Все методы расчета статической устойчивости могут быть подразделены на практические методы и метод малых колебаний.

Неотъемлемой частью вопросов, решаемых при управлении энергообъединениями, являются вопросы анализа динамической устойчивости.

Задачи динамической устойчивости и методы их решения сформулированы в работах В.А. Барина, В.А. Веникова, П.С. Жданова, Э. Кимбарка, И.М. Марковича, а также в работах зарубежных ученых.

Отдельно изучались вопросы динамической устойчивости нагрузки, изложенные в работах Ю.Е. Гуревича и ряда других ученых.

Кроме того, вопросы динамических свойств электродвигателей, представляющих собой основную часть нагрузки промышленных предприятий, изложены в работах П. Андерсона, А.И. Важнова, И.Л. Осина, И.А. Сыромятникова и ряда других исследователей.

С целью анализа динамической устойчивости могут применяться как упрощенные, так и более точные расчеты.

В общем случае, основным критерием, позволяющим судить об устойчивой работе системы электроснабжения при больших колебаниях параметров режима, является характер изменения угла ротора синхронных машин во времени. Следовательно, как и при расчетах статической устойчивости, связанных с расчетами установившихся режимов, расчеты динамической устойчивости определяются расчетом переходных режимов.

При упрощенных расчетах пользуются методом численного интегрирования уравнений относительного движения ротора, изложенного, например, в работе В.А. Веникова.

1. ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1. Краткий очерк истории возникновения и развития проблемы исследования устойчивости электроэнергетических систем. Этапы развития методов анализа устойчивости в России и за рубежом

Аварии, связанные с нарушениями устойчивости работы в крупных электрических системах, влекут за собой расстройство электроснабжения больших районов и городов. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электрических систем представляют большие трудности и требуют много времени и внимания диспетчера и остального дежурного персонала. При сравнительно небольшом числе аварий, вызывающих нарушение устойчивости, наибольший аварийный недоотпуск энергии падает именно на этот вид аварий. Тяжелые последствия таких аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам повышения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации. Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электрических систем, необходимость применения быстродействующих выключателей, релейной защиты (использование систем автоматического регулирования возбуждения генераторов, систем противоаварийной автоматики), а также проведения других мероприятий, которые способствуют уменьшению аварийности в электрических системах России.

Исключительно велико значение проблемы устойчивости при передаче энергии на большие расстояния. Можно утверждать, что устойчивость систем является одним из основных факторов, ограничивающих пропускную способность электропередач переменного тока большой протяженности.

Разнообразие подходов к анализу устойчивости, трудности понимания факторов, влияющих на проблему устойчивости, заставили составить данное пособие.

Одной из задач эффективного управления режимами является обеспечение запаса по статической устойчивости. Это связано с тем, что в общем случае режимы энергосистем никогда не бывают полностью установившимися. Всегда происходят изменения конфигурации сети, включения или отключения генерируемых и потребляемых мощностей, то есть имеют место какие-либо незначительные колебания. При этом обеспечение достаточного запаса по статической устойчивости гарантирует надежное электроснабжение потребителей в нормальном режиме работы.

Вопросы исследования и расчета статической устойчивости исследуются довольно давно. Основные положения теории статической устойчивости изложены в работах отечественных ученых В.А. Веникова [1], [2], [3], А.А. Горева [4], П.С. Жданова [5], Ю.Е. Гуревича [6], Э. Кимбарка [7], А.М. Ляпунова [8] и ряде других.

Исследование статической и динамической устойчивости применительно к промышленным предприятиям проводилось в недостаточном объеме. Одной из немногих работ, посвященных этим вопросам, является работа [9], основанная на составлении характеристического уравнения.

Расчеты статической устойчивости зависят от их целей и могут проводиться в различном объеме с различной точностью. Значение коэффициентов запаса аperiodической устойчивости нормируется согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей [10], [11] и в нормальных режимах не должны быть ниже 20% по активной мощности для синхронных машин и 15% по напряжению для двигательной нагрузки и ряда других приемников электроэнергии. Необходимый запас статической устойчивости должен быть обеспечен оперативно-диспетчерским персоналом энергосистемы, а, следовательно,

при выходе системы электроснабжения на отдельную с энергосистемой работу, и оперативно-диспетчерским персоналом промышленного предприятия, имеющего в своем составе собственные электростанции [11].

Все методы расчета статической устойчивости могут быть подразделены на метод малых колебаний и практические методы [5].

При ориентировочных расчетах, необходимых при проектировании, допускается ряд упрощений при моделировании и допускается эквивалентирование. На последующих стадиях проектирования и эксплуатации, как правило, проводится полный анализ системы линеаризованных дифференциальных уравнений электромагнитных и электромеханических переходных процессов, основные способы составления которых приведены в работе В.А. Веникова [2]. Кроме того, разработан ряд практических критериев статической устойчивости, приведенный в ряде работ, в частности, в работе И.М. Марковича [12].

Разработке рационального математического описания в расчетах устойчивости посвящен ряд работ, в том числе Е.Д. Карасева [13], А.Б. Абдаллы [9]. В общем случае математическое моделирование в этих работах ориентировано на повышение точности расчетов и увеличение числа факторов, принимаемых во внимание.

Уравнения, описывающие состояние энергетической системы, носят нелинейный характер. Для упрощения расчетов производится линеаризация дифференциальных уравнений. Для анализа систем линеаризованных уравнений используется значительное число математических методов, изложенных в работе В.А. Веникова [3]. В их основу положено составление характеристического уравнения систем с последующей оценкой его корней. Используемые критерии могут быть разделены на алгебраические и частотные. К алгебраическим критериям относятся критерий Гурвица, критерий Рауса, критерий Лъенара-Шипара [9]. Они применяются для предварительной оценки устойчивости. К частотным критериям относятся критерий Михайлова, критерий Найквиста и методы D-разбиения. Недостатком указанных методов является необходимость составления характеристического уравнения, что затруднительно при достаточно разветвленной цепи.

Достоинством же практических методов, приведенных в работах П.С. Жданова [36], И.М. Марковича [12] является их простота. При исследовании статической устойчивости такими методами необходимо определить изменение знака выбранного критерия из заведомо устойчивой зоны. Недостатком такого подхода является то, что может быть оценена только апериодическая устойчивость, а не колебательная.

Принципиально иным является графоаналитический метод решения задач устойчивости, изложенный в работе О.М. Костюка [14], основанный на построении статических характеристик. Он может быть также использован при оценочных расчетах, проводящихся при значительных упрощениях.

Основным показателем, характеризующим статическую устойчивость, является коэффициент запаса. Различают коэффициенты запасов статической устойчивости по передаваемой мощности и напряжению.

Расчет коэффициентов запаса по передаваемой электромагнитной мощности является актуальным для определения устойчивости работы генераторов и синхронных двигателей, а по напряжению – двигательной нагрузки. Величины критических значений напряжения определяются физическими процессами, происходящими в двигателях. Результаты таких исследований изложены в работах М.В. Грейсуха [15], Ю.Е. Гуревича [16], [6].

Кроме того, существует ряд работ, посвященных устойчивости нагрузки. К таким работам относятся исследования Ю.Е. Гуревича [6], Л.М. Горбуновой [17], К.Е. Костенко [18].

Работа Л.М. Горбуновой [17] посвящена рассмотрению статических характеристик и устойчивости городской и промышленной асинхронной нагрузки, в основу которого

положены экспериментальные исследования. Однако, такой подход довольно затруднителен.

Особенностью расчетов режимов систем электроснабжения промышленных предприятий является необходимость определения коэффициентов запаса статической устойчивости не только по передаваемой генераторами мощности, но и отдельных двигателей, поскольку мощность последних соизмерима с мощностью источников питания. В этих условиях важно оценить влияние технических характеристик оборудования распределительной сети и электроприемников, а также режимов работы последних, на анализ показателей устойчивости нагрузки, определяющей устойчивость СЭПП в целом.

В ряде работ, таких как исследования В.А. Веникова [19], Р.Э. Мариносяна [20], предполагается единый подход к вопросам статической и динамической устойчивости, что дает возможность использования единых алгоритмов для их исследования.

Кроме теоретических расчетов, велись и экспериментальные исследования по определению пределов передаваемой мощности, методика и основы которых изложены в работах Л.М. Горбуновой, М.Г. Портного, Р.С. Рабиновича [21] и некоторых других. Однако в настоящее время в условиях рыночной экономики проведение такого рода экспериментов является затруднительным, поскольку такие режимы небезопасны с точки зрения надежности и, следовательно, могут потребовать значительных затрат. Таким образом, большинство методов расчета требует составления системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих систему электроснабжения, и последующего её решения, определяющего в некоторых случаях и запас статической устойчивости.

Очевидно, что для определения запаса по статической устойчивости и предельных по устойчивости режимов необходимо применение метода расчета устойчивости, учитывающего нелинейность характеристик элементов. При этом значительная часть работ посвящена исследованию вопросов устойчивости применительно к крупным энергосистемам. На этом фоне особый интерес представляет исследование вопросов статической устойчивости автономных электроэнергетических систем. Такие исследования изложены в работе А.Н. Мадонна.

1.2. Задачи анализа, синтеза и управления переходными процессами. Основные цели и задачи курса, его связь со смежными дисциплинами

Целью преподавания дисциплины «Устойчивость систем электроснабжения» является изучение методов анализа и причин нарушения статической и динамической устойчивости систем электроснабжения. Студенты должны иметь представление о методах анализа устойчивости, об условиях, необходимых для сохранения устойчивости электроэнергетических систем и причинах, приводящих к ее нарушению, знать основные положения курса и уметь решать профессиональные задачи, направленные на повышение устойчивости работы отдельных элементов и электрической системы в целом.

Задачи дисциплины – усвоение студентами:

- методов анализа статической устойчивости;
- методов анализа динамической устойчивости;
- физической сущности режимов, сопровождающихся нарушением устойчивости;
- способов обеспечения устойчивой работы систем электроснабжения.

Дисциплина М2.Б.3 «Устойчивость систем электроснабжения» является дисциплиной, входящей в профессиональный цикл ООП по направлению подготовки магистров 140400.68 Электроэнергетика и электротехника, профиль Электроснабжение.

Дисциплина изучается во 2 семестре, относится к дисциплинам профессионального цикла, базовая часть.

Дисциплина «Устойчивость систем электроснабжения» должна давать теоретическую подготовку в области методов анализа устойчивости, а также явлений, приводящих к нарушению статической и динамической устойчивости и сопровождающих их. Знание указанных методов и понимание физической сущности этих явлений позволяет предвидеть и заранее предотвратить опасные последствия нарушения устойчивости, которые могут иметь место при коротких замыканиях и качаниях роторов генераторов в электрических системах. В курсе должно даваться представление о технике расчетов, больше внимания уделяться пониманию задач и допущений, положенных в их основу, оценке полученных результатов.

Знания и умения студентов, полученные при изучении дисциплины «Устойчивость систем электроснабжения» будут необходимы при выполнении выпускной квалификационной работы.

В зависимости от задач расчетов и степени идеализации описания переходных электромеханических процессов различают:

- ориентировочные расчеты (на первых стадиях проектирования и на перспективу эксплуатации);
- уточняющие и настроенные расчеты при проектировании и в эксплуатации (выбор схем, режимов, уточнение параметров оборудования и т.д.);
- оперативно-эксплуатационные в зависимости от конкретных задач и исследовательские расчеты.

Анализ переходных электромеханических расчетов ведется применительно к задачам основных режимов (нормальной работы ЭС при наиболее напряженных длительных условиях, ремонтных и послеаварийных, а также кратковременных особо тяжелых режимов).

Точность результатов анализа электромеханических процессов определяется степенью идеализации их математической описания, точностью используемых исходных данных, техническими средствами анализа.

В практических расчетах устойчивости систем электроснабжения (СЭС) принимается ряд допущений, которые, упрощая анализ электромеханических переходных процессов, не приводят к существенным погрешностям их расчета. Полагают, что:

- электромеханические переходные процессы протекают при небольших изменениях частоты вращения синхронных машин (2 - 3 % синхронной частоты);
- напряжение и ток генератора, а также ток возбуждения изменяются мгновенно;
- изменения режима СЭС можно отразить в ее схеме, если ввести в нее новые значения э.д.с. генераторов, мощностей, собственных и взаимных сопротивлений;
- несимметричные режимы с помощью комплексной схемы замещения можно привести к симметричным режимам. При этом считают, что изменения движения ротора вызваны только моментами, создаваемыми токами прямой последовательности;
- изменения сопротивлений генераторов и трансформаторов, обусловленные насыщением стали, можно не учитывать или учитывать приближенно уменьшением сопротивления схемы замещения до $(0,6 - 0,8)x_d'$;
- результирующее потокосцепление обмотки возбуждения в продольной оси в течение всего переходного процесса постоянно, что соответствует постоянству э.д.с. на зажимах генератора.

Задачей поддержания требуемого режима СЭС является ограничение изменений параметров узловых точек системы в таких пределах, при которых сохраняется ее устойчивость, т.е. способность системы восстанавливать исходный или близкий к нему режим после его нарушения под воздействием различных возмущений.

Для предвидения характера переходного процесса и управления им необходимо овладеть способами изменения соответствующего режима СЭС в желательном направлении.

Устойчивость системы определяется на основании расчета и анализа электромеханических переходных процессов с учетом нормального и послеаварийного установившихся режимов.

Изменения в структуре управления системами электроснабжения, имеющие место в последние годы при переходе к рыночным отношениям, приводят к необходимости пересмотра вопросов управления энергосистемами в целом и системами электроснабжения отдельных объектов в частности. Это связано с тем, что энергетическая система представляет собой сложный комплекс, обеспечивающий непрерывное производство и потребление электроэнергии и, следовательно, перенос рыночных отношений на объекты энергетики в чистом виде, когда потребители и производители электроэнергии в общем случае могут действовать независимо друг от друга, недопустим.

До последнего времени методы оперативного управления режимами электрических сетей были ориентированы на крупные энергосистемы, связанные между собой протяженными линиями электропередачи, а не на отдельные системы электроснабжения крупных промышленных предприятий.

В общем виде управление энергосистемами сводится к управлению последними в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. При этом ставятся различные цели в зависимости от имеющей место ситуации. Так, в нормальном режиме основной задачей диспетчера является обеспечение экономически выгодного режима работы, в аварийном режиме работы – управление переходными электромеханическими и электромагнитными процессами с целью приведения значений их параметров до нормальных, а в послеаварийном режиме – обеспечение устойчивой работы сети, не допуская возвращения аварийной ситуации. В свою очередь, экономически выгодный нормальный режим работы энергосистемы включает в себя обеспечение высокого качества вырабатываемой электроэнергии при наилучшем использовании оборудования. Общие принципы управления крупными энергосистемами изложены в работах И.М. Марковича [12], В.А. Веникова [22], С.А. Совалова [23], П. Андерсона [24]. Наряду с основным комплексом устройств, обеспечивающим экономическое и противоаварийное управление, были разработаны нестандартные способы управления энергосистемами. Так, в работах В.М. Чебана предложено фазовое управление электромеханическими переходными процессами. Ряд задач анализа и синтеза свойств электроэнергетических систем ставится и решается в работе В.В. Бушуева [25], здесь же излагаются принципы адаптивного управления электроэнергетическими объектами с целью стабилизации динамических свойств этих объектов. Однако в большинстве своем цели управления энергосистемами являются противоречивыми, поскольку они сводятся к одновременному обеспечению экономичности и надежности, что обуславливает появление оптимизационных задач.

1.3. Основные виды устойчивости, особенности их проявления и влияния на работу электрической системы. Принципы и методы физического и математического моделирования при исследовании устойчивости. Применение вычислительной техники

Режим электрической системы устойчив, если после какого-либо возмущения параметры режима – токи, напряжения, углы между э.д.с. генераторов и т.д., самопроизвольно, без вмешательства обслуживающего персонала, возвращаются к значениям исходного режима или принимают значения нового установившегося режима. В зависимости от вида возмущения режима (и возникающего соответствующего электромеханического переходного процесса) различают статическую, динамическую и результирующую устойчивость системы. По сути дела анализ устойчивости системы сводится к анализу устойчивости генераторов.

Всякое внезапное нарушение рабочего режима электрической системы, состоящей из электростанций, линий электропередачи и нагрузок, вызывает качания синхронных машин

(генераторов, синхронных двигателей и компенсаторов). При неблагоприятных условиях размах колебаний может получиться настолько большим, что отдельные машины или целые электростанции выпадут из синхронизма.

Причина возникновения качаний заключается в следующем. Как правило, аварии в системах передачи сопровождаются внезапным изменением мощности, отдаваемой в сеть электростанциями. Регуляторы первичных двигателей обладают значительной инерцией и могут реагировать на изменение мощности или, вернее, на изменение частоты вращения машины с определенным запаздыванием. В результате равновесие между отдаваемой генераторами мощностью и мощностью, развиваемой первичными двигателями, нарушается и на валу машин возникают избыточные моменты, вызывающие изменение скорости и относительное перемещение роторов. Дальнейший характер возникших колебаний зависит от целого ряда факторов. Значения отдаваемой машинами мощности и избыточных моментов, ускоряющих или замедляющих роторы машин, в каждый момент времени определяются абсолютным значением и фазой э.д.с. всех машин системы, которые с течением времени изменяются, причем изменение фаз связано с относительным перемещением роторов и зависит, таким образом, от инерции вращающихся масс, т.е. от механических свойств системы, тогда как изменение абсолютных значений э.д.с. определяется преимущественно переходными электромагнитными процессами в машинах и зависит от действий АРВ и ряда других факторов.

Качания синхронных машин могут возникнуть также в следующих случаях: при внезапном скачке нагрузки, при отключении линии или трансформатора, при отключении генератора и при коротком замыкании (КЗ).

Из этих видов аварии наиболее опасным является КЗ, с которым и необходимо считаться в первую очередь. При заземленной нейтрали могут быть следующие виды КЗ: однофазное замыкание на землю; непосредственное замыкание между двумя фазами; двухфазное замыкание на землю; трехфазное к.з.

Наибольшие затруднения в отношении устойчивости возникают при трехфазном КЗ. Вследствие резкого снижения напряжения при трехфазном КЗ связь между генераторными станциями настолько ослабляется, что устойчивость системы часто нарушается.

При однофазном и двухфазном КЗ (особенно в первом случае) снижение напряжения получается меньше и генераторы находятся в более благоприятных условиях, чем в случае трехфазного КЗ.

Поскольку вероятность однофазного КЗ достаточно велика, опасности выпадения машин из синхронизма в этих условиях необходимо избегать.

В ответственных системах следует добиваться сохранения устойчивости также и при трехфазном КЗ. Другие виды аварий, такие, как отключение линий, трансформаторов и генераторов, с точки зрения динамической устойчивости обычно менее опасны, чем КЗ. Поэтому расчеты динамической устойчивости проводятся применительно к нарушению установившегося режима, причиной которого являются КЗ.

Переходные электромеханические процессы в соответствии с целями анализа условно можно разделить на три основных вида:

- переходные процессы при больших кратковременных возмущениях и малых изменениях частоты вращения ротора (динамическая устойчивость системы, большие качания генераторов и др.);

- переходные процессы при больших возмущениях и больших изменениях частоты вращения ротора (работа синхронной машины при асинхронном режиме, процессы ресинхронизации после нарушения устойчивости, самосинхронизации генераторов, автоматическое повторное включение, асинхронный пуск двигателей и пр.);

- переходные процессы при малых возмущениях и малых изменениях частоты

вращения ротора (статическая устойчивость электрических систем, выбор способов автоматического регулирования возбуждения генераторов, обеспечивающих устойчивую работу системы).

Исследования переходных процессов первой группы дают возможность судить об устойчивости режима при больших возмущениях, возникающих вследствие резких и существенных изменений режима системы. Причинами таких изменений являются:

- КЗ в системе и последующие их отключения;
- изменения схемы соединения системы в результате отключений агрегатов или ЛЭП со значительными нагрузками;
- нормальные включения или отключения ЛЭП с большой зарядной мощностью;
- включения генераторов под действием самосинхронизации.

Во всех этих случаях возникают значительные отклонения параметров установившегося режима.

Восстановление исходного состояния системы после большого возмущения или состояния, допустимого для ее эксплуатации по параметрам режима, обеспечивает сохранение динамической устойчивости СЭС.

Исследования переходных процессов второй группы позволяют определить, будет ли восстановлена синхронная работа части или всей системы после выпадения из синхронизма. Способность системы восстанавливать исходное состояние после нарушения синхронной работы и некоторого, допустимого по условиям эксплуатации, асинхронного хода в результате большого возмущения позволяет обеспечить результирующую устойчивость СЭС.

Исследования переходных процессов третьей группы позволяют судить об устойчивости режима при малых возмущениях. К ним относятся нормальные переходные процессы, сопровождающие эксплуатационные режимы системы, которые связаны с изменениями нагрузки и с реакцией регулирующих устройств. Эти процессы возникают при включениях и отключениях генераторов, трансформаторов, линий, нагрузок и других элементов СЭС. Малые возмущения не должны приводить к прогрессивно возрастающему изменению параметров режима равновесия СЭС.

Восстановление исходного или весьма близкого к нему режима в условиях малых возмущений сохраняет статическую устойчивость СЭС.

При выполнении расчетов различают простейшие, простые и сложные позиционные консервативные системы и сложные диссипативные ЭС. Сложность систем может оцениваться в зависимости от степени идеализации математического описания процесса (консервативная позиционная система, диссипативная система), конфигурации (сложность сети, число учитываемых генераторов) и способа учета нагрузок (постоянные сопротивления, постоянные мощности, статические и динамические характеристики).

Консервативные позиционные системы — это такие системы, в которых мощность (момент) генераторов зависит только от взаимного положения их роторов. Идеализация здесь состоит в том, что любые возмущения приводят к незатухающим колебаниям в системе. Все регулирующие устройства в этих системах учитываются упрощенно. Рассмотрение **диссипативной системы** предполагает зависимость мощностей (моментов) генераторов как от взаимного положения, так и от скорости изменения их положения и других электрических и механических параметров, обусловленных динамикой регулирования.

Расчет и анализ параметров режима и устойчивости системы электроснабжения сложной конфигурации не возможен без использования программного обеспечения. В наши дни существует большое число программных комплексов, предназначенных для исследования статической и динамической устойчивости.

1.4. Контрольные вопросы к главе 1

1. Почему необходимо уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации?
2. В работах каких ученых изложены основные положения теории статической устойчивости?
3. Какие критерии анализа статической устойчивости вам известны?
4. Какие допущения принимаются в практических расчетах устойчивости СЭС при анализе электромеханических переходных процессов?
5. Что является задачей поддержания требуемого режима системы электроснабжения?
6. В каком случае режим электрической системы считается устойчивым?
7. Какова причина возникновения качаний роторов синхронных машин?
8. Какой вид аварии является наиболее опасным?
9. На какие три основных вида условно можно разделить переходные электромеханические процессы в соответствии с целями анализа?
10. Что такое «консервативные позиционные системы»?
11. Что предполагает рассмотрение диссипативной системы?

2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

2.1. Осуществимость, или условия существования установившегося режима. Общая характеристика методов анализа статической устойчивости

В общем случае, основным условием существования установившегося режима системы электроснабжения является баланс между выдаваемой генераторами активной и реактивной мощностью, мощностью нагрузки и потерями в сети.

Существуют различные методы анализа статической и динамической устойчивости систем. Среди них различают упрощенные и точные методы. Одним наиболее распространенным упрощенным методом исследования статической устойчивости является метод малых колебаний.

Суть этого метода заключается в том, что исследуется не система дифференциальных уравнений Парка – Горева, а их линейные приближения, или как их иначе называют, линеаризованные уравнения переходного процесса. Определителем этой системы уравнений является характеристическое уравнение, корни которого указывают на характер статической устойчивости. Следует отметить, что нахождение корней этого уравнения наталкивается на определенные трудности, поэтому прибегают к различным методикам, позволяющим не определяя корней характеристического уравнения, судить об их расположении на комплексной плоскости. Это критерии Гурвица, Рауса, Михайлова, метод D – разбиений и т.д.

Применение упрощенного подхода к оценке статической устойчивости в недавнем прошлом было единственным выходом, так как не было соответствующей вычислительной техники.

Под статической устойчивостью электропередачи понимается способность системы самопроизвольно восстанавливать исходный режим после малого возмущения, которое может возникнуть при малых изменениях нагрузки или при очень удаленном (электрически удаленном) коротком замыкании.

Малое возмущение приводит к малым отклонениям мощности на зажимах генератора и к небольшим изменениям скорости вращения ротора генератора. Очень важно понимать, что под изменением скорости вращения ротора вообще (при различных видах возмущения) в переходном режиме подразумевается перемещение ротора относительно синхронно вращающегося поля статора в пределах половины оборота т.е. появляется скольжение, происходит динамическое изменение угла нагрузки δ . При реальных нагрузках и больших возмущениях угол нагрузки может изменяться до 90 -150 эл. град. В дальнейшем генератор может выпасть из синхронизма и частота вращения становится несинхронной.

Рассмотрим электропередачу изображенную на рис. 2.1. Исследовать характер переходного процесса можно с помощью угловых характеристик.

Известно, что угловая характеристика активной электромагнитной мощности на зажимах синхронного генератора определяется выражением:

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q U_{\Gamma}}{X_d} \sin \delta, \quad (2.1)$$

где U_{Γ} - напряжение на зажимах генератора;

X_d - синхронная продольная реактивность генератора в установившемся режиме.

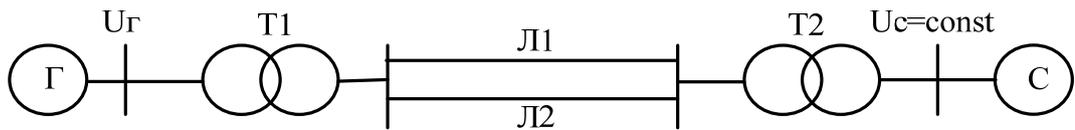


Рис. 2.1. Схема электропередачи

Угловая характеристика генератора в конце электропередачи или просто угловая характеристика электропередачи (на шинах системы) будет определяться из выражения:

$$P_{\Sigma} = \frac{E_q U_C}{X_{\Sigma}} \sin \delta, \quad (2.2)$$

где U_C - напряжение на шинах системы;

$X_{\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_{Л1} // X_{Л2} + X_{T2}$ - суммарное сопротивление электропередачи до шин системы.

Следовательно, угловые характеристики электропередачи в различных ее точках будут иметь разные амплитуды, и по мере удаления от генератора амплитуда будет уменьшаться.

На рис. 2.2 показана угловая характеристика электропередачи и механическая мощность турбины P_T (прямая линия).

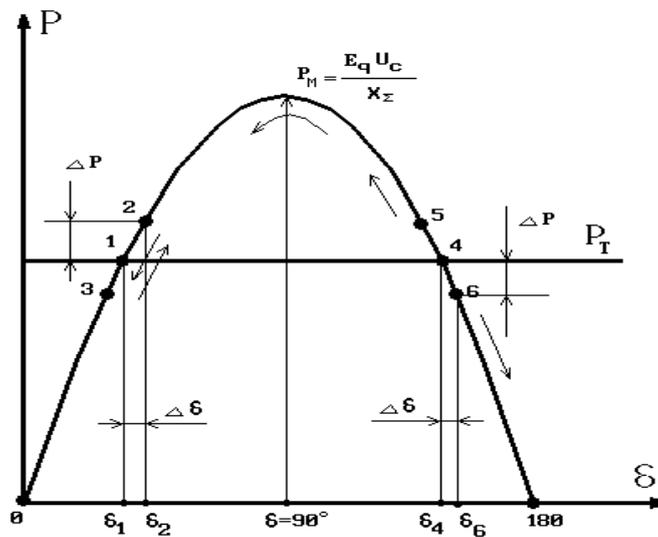


Рис. 2.2. Иллюстрация статической устойчивости электропередачи

В любом установившемся режиме должно иметь место равновесие между мощностью турбины и генератора. Такое равновесие возможно лишь при мощности турбины меньше максимальной P_m ($\delta=90$ эл. град.). При этом каждому значению мощности турбины P_t соответствуют две точки равновесия на угловой характеристике электропередачи и, следовательно, два значения угла нагрузки δ_1 и δ_4 (рис. 2.2). Однако устойчивый режим возможен лишь в точке 1. Режим в точке 2 неустойчив и длительно существовать не может. Показать это можно рассмотрев характер движения ротора генератора при небольшом отклонении от точек равновесия. Предположим, что вследствие небольшого возмущения

угол генератора δ_1 увеличился на $\Delta\delta$. Этому соответствует переход рабочей точки на угловой характеристике из 1 в 2 и увеличение мощности генератора на ΔP , т.е. положительному приращению угла соответствует положительное приращение мощности. Принимая постоянной мощность турбины, можно утверждать, что в результате изменения мощности генератора равновесие моментов турбины и генератора нарушено и на валу машины возникает избыточный тормозной момент, так как мощность генератора больше момента турбины.

Под влиянием тормозного момента ротор генератора начинает замедляться и возвращаться в точку 1, но из-за наличия инерции ротора (и турбины) последний проходит точку 1, например, до точки 3. Здесь появляется ускоряющий момент и ротор генератора опять стремится в точку 1. После нескольких качаний ротор генератора окончательно устанавливается в исходной точке 1. Следовательно, этот режим можно считать статически устойчивым.

Совершенно иной получается картина в точке 4. Здесь положительное приращение угла (точка б) сопровождается не положительным, а отрицательным изменением мощности генератора ΔP . Изменение мощности генератора вызывает появление ускоряющего момента, под влиянием которого угол δ не уменьшается, а возрастает. С ростом угла мощность генератора продолжает уменьшаться, что обуславливает дальнейшее увеличение угла и т.д. Процесс прогрессивно нарастает и генератор выпадает из синхронизма, т.е. режим работы в точке 4 статически неустойчив. Если по какой-то причине находясь в точке 4 угол нагрузки уменьшится (точка 5), то отрицательное приращение угла в этом случае будет, сопровождается положительным изменением мощности генератора ΔP , что вызовет появление тормозного момента и ротор генератора будет замедляться, что приведет к дальнейшему уменьшению угла нагрузки. В итоге из режима в точке 5 генератор возвращается в точку 1. В этом случае генератор не выпадает из синхронизма, но, тем не менее, режим в точке 5 является неустойчивым.

Сказанное о точке 1 справедливо для любой точки на возрастающей части угловой характеристики, т.е. режимы на этой части устойчивы. Наоборот, режимы во всех точках падающей части угловой характеристики неустойчивы. Отсюда вытекает следующий критерий статической устойчивости системы. Статическая устойчивость системы обеспечивается, если приращения угла и мощности имеют один знак, т.е.

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0$$

или, переходя к производной

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \tag{2.3}$$

2.2. Составление систем уравнений установившихся режимов. Точные критерии оценки статической устойчивости. Метод малых колебаний в случае работы станции на шины бесконечной мощности и в многомашинной системе

Если СЭС описывается уравнениями невысокого порядка, то для оценки статической устойчивости режима можно использовать метод малых колебаний. В отличие от оценки статической устойчивости по практическим критериям суть этого метода заключается в исследовании уравнений движения, записанных в виде уравнений малых отклонений.

Пусть состояние СЭС в любой момент времени описывается дифференциальным нелинейным уравнением возмущенного движения вида

$$Y(t, y_i, \frac{d^k y_i}{dt^k}) = F(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l}), i = \overline{1, I}, k = \overline{1, K}, l = \overline{1, L} \quad (2.4)$$

где y_i - совокупность показателей режима СЭС, которые являются функциями времени;
 f_i - внешние воздействия, изменение которых может быть произвольным.

В состоянии равновесия СЭС характеризуется установившимися значениями (y_{i0}) этих показателей:

$$Y_0(t, y_{i0}, 0) = F_0(f_{i0}, 0) \quad (2.5)$$

Левую часть уравнения (2.5) можно выразить через малые отклонения $x_i = y_i - y_{i0}$ показателей режима y_i от установившихся значений y_{i0} , записав

$$Y(t, y_{i0} + x_i, \frac{d^k (y_{i0} + x_i)}{dt^k}) = F(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l}) \quad (2.6)$$

Здесь составляющие, которые содержат x_i характеризуют переходный процесс $X(t)$, вызванный возмущениями.

Начальные условия для переходного процесса при $t=t_0$.

$$x_i(t_0) = x_{i0} = y_i(t_0) - y_{i0}(t_0) \quad (2.7)$$

В случае невозмущенного движения $x_i=0$.

Оценка устойчивости на основе систем уравнений вида (2.6) обоснована теоремами А.М. Ляпунова.

При решении инженерных задач можно руководствоваться физической трактовкой приведенных определений устойчивости в отношении характера переходного процесса $X(t)$ по его амплитуде.

При аperiodической устойчивости переходный процесс по амплитуде затухающий.

При колебательном процессе сохранение устойчивости будет при неизменной амплитуде колебаний

Нарушение устойчивости будет при увеличении амплитуды колебаний.

Характер переходного процесса можно установить также из анализа системы нелинейных дифференциальных уравнений (2.6). Она линеаризуется методом первого приближения А.М. Ляпунова, после чего анализируется вид корней характеристического уравнения системы линеаризованных уравнений. В основе линеаризации лежит предположение о таком изменении переменных в переходном процессе, при котором их отклонения от установившихся значений остаются все время достаточно малыми.

Линеаризацию системы уравнений (2.6) выполняют разложением левой части уравнений в степенной ряд (Тейлора или Маклорена) по степеням малых отклонений x_i (все производные от x_i рассматриваются как самостоятельные переменные).

$$Y_0(t, y_{i0}) + \left(\frac{\partial Y}{\partial y_i} \right)_{y_{i0}} x_i + \sum_{s=1}^n \left(\frac{\partial Y}{\partial (\frac{d^s y_i}{dt^s})} \right)_{y_{i0}} \frac{d^s x_i}{dt^s} + s_{xi} = F(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l}) \quad (2.8)$$

После некоторых преобразований получим линеаризованные уравнения возмущенного движения (уравнения первого приближения), приведенных к более компактной записи:

$$\sum_{s=0}^n a_{is} p^{n-s} x_i(t) = F \left(f_i, \frac{d^l f_i}{dt^l} \right) - F_0(f_{i0}, 0) \quad (2.9)$$

Об устойчивости нелинейной системы (2.8) судят по затуханию переходного процесса, наличие которого устанавливается по виду корней характеристического уравнения системы (2.9):

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0 \quad (2.10)$$

Для устойчивости необходимо и достаточно, чтобы корни характеристического уравнения имели отрицательные вещественные части.

Если не все коэффициенты характеристического уравнения имеют одинаковый знак, то невозмущенное движение неустойчиво и дополнительно устойчивость можно не исследовать.

Применяемые критерии устойчивости делятся на *алгебраические* (Гурвица, Лъенара - Шипара, Рауса) и *частотные* (Михайлова, Найквиста, логарифмический). Используется также метод D-разбиения.

Критерий Гурвица определяет условия устойчивости системы по характеристическому уравнению (2.10). Для этого составляют определитель из n строк и n столбцов:

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \dots & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix} \quad (2.11)$$

Критерий Лъенара — Шипара для устойчивости системы требует выполнения двух условий:

- 1) коэффициенты характеристического уравнения (2.10) должны быть положительными, т.е. $a_s > 0$, ($s=0,1,2,\dots,n$);
- 2) диагональные миноры (n-1) и (n-3) определителя (2.11) должны быть положительными, т.е.

$$\Delta_{n-1} > 0; \Delta_{n-3} > 0 \quad (2.12)$$

Критерий Рауса для устойчивости системы также требует выполнения двух условий:

- 1) коэффициенты характеристического уравнения (2.10) должны быть положительными;
- 2) коэффициенты первого столбца таблицы Рауса, содержащей n+1 строку, должны быть положительными.

Критерий Михайлова при анализе условий устойчивости системы позволяет получить их наглядную геометрическую интерпретацию для линейной системы уравнений n-го порядка:

если характеристический радиус-вектор в точке кривой Михайлова при последовательном изменении угловой скорости в пределах от 0 до $+\infty$ имеет результирующий угол поворота $+n\pi/2$, то решение системы уравнений устойчиво.

2.3. Устойчивость системы с генераторами, снабженными АРВ

При исследовании статической устойчивости часто предполагается, что э.д.с. генераторов при изменении их мощности остается постоянной.

В то же время, связанное с ростом передаваемой мощности увеличение угла δ обуславливает снижение напряжения генератора. Если возрастание нагрузки происходит достаточно медленно, то э.д.с. генераторов путем регулирования тока возбуждения может быть изменена для поддержания постоянства напряжения на шинах генераторного напряжения. Предел передаваемой мощности при этом резко возрастает.

Обратимся снова к схеме электропередачи (рис. 2.3) с индуктивным сопротивлением системы $x_c = x_G + x_{T1} + x_l + x_{T2}$. Значение напряжения на шинах генераторов U_G в этой схеме нетрудно получить на векторной диаграмме (рис. 2.4), прибавляя к вектору напряжения приемника U падение напряжения в суммарном индуктивном сопротивлении трансформаторов и линии, равном: $x_{TL} = x_{T1} + x_l + x_{T2}$. Прибавляя далее к вектору U_G падение напряжения в синхронном индуктивном сопротивлении генератора x_G , находим э.д.с. генератора в данном режиме E . Вектор напряжения на шинах генератора U_G делит вектор полного падения напряжения Ix_c на два отрезка: Ix_{ml} и Ix_G — в отношении значений индуктивных сопротивлений x_{ml} и x_G . При увеличении угла δ на $\Delta\delta$ вектор э.д.с. генератора E займет новое положение, показанное на диаграмме рис. 2.4 штриховой линией. Положение вектора напряжения генератора U_G в новом режиме можно найти, разделив в том же отношении значений индуктивных сопротивлений x_{ml} и x_G вектор полного падения напряжения, соединяющий концы векторов E и U .

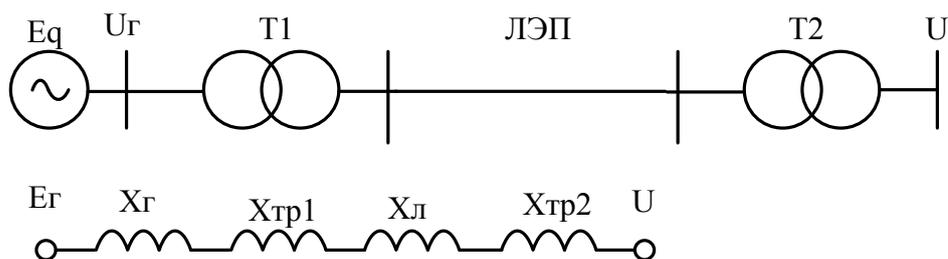


Рис. 2.3. Принципиальная схема и схема замещения электропередачи

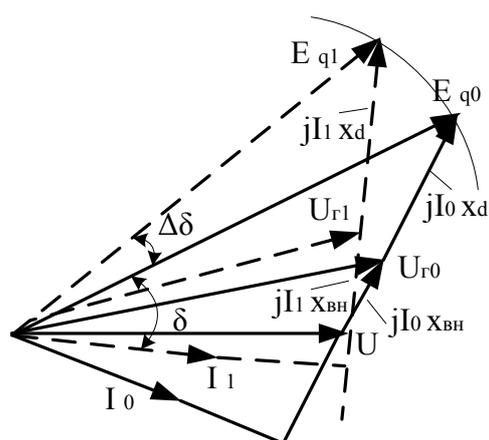


Рис. 2.4. Изменение напряжения при увеличении угла

Как вытекает из диаграммы, вектор напряжения U_G при увеличении угла δ поворачивается, следуя за вектором E , и, что особенно важно, U_G при этом уменьшается. Этот вывод, очевидно, справедлив для напряжения любой другой промежуточной точки

схемы электропередачи: на шинах подстанции, на линии и т.д.

При наличии у генераторов автоматических регуляторов возбуждения контролирующего напряжение U_G , регуляторы, реагируя на понижение напряжения при возрастании угла δ , будут увеличивать ток возбуждения генераторов, а с ними э.д.с. E до тех пор, пока не восстановят прежнего значения напряжения.

Таким образом, исследуя установившиеся режимы работы генераторов, имеющих автоматические регуляторы напряжения, при различных значениях угла δ следует исходить из постоянства напряжения на шинах генераторного напряжения U_G . Значение же э.д.с. генераторов E в этих условиях будет изменяться, возрастая с увеличением угла δ (рис. 2.5). Если при неизменной э.д.с. характеристика мощности генераторов в зависимости от угла δ представляет собой синусоиду, то при наличии регуляторов напряжения эта характеристика будет иметь более сложный характер, отражая непрерывное изменение э.д.с. генераторов в зависимости от угла δ . Построив для различных значений э.д.с. E семейство синусоид, амплитуды которых пропорциональны E (рис. 2.6), характеристику мощности с учетом изменения э.д.с. (которую мы назовем внешней характеристикой) можно получить, переходя с одной синусоиды на другую в соответствии с ростом э.д.с., вытекающим из векторной диаграммы, приведенной на рис. 2.5. Если увеличение мощности и угла происходит достаточно медленно, то такая же характеристика может быть получена и при ручном регулировании напряжения. Внешняя характеристика имеет возрастающий характер даже в области углов $\delta > 90^\circ$, что нетрудно объяснить увеличением э.д.с. E , которое преобладает над уменьшением $\sin \delta$ в выражении мощности при углах, несколько больших 90° . Максимум внешней характеристики достигается не при $\delta = 90^\circ$, а при $\delta_G = 90^\circ$, где δ_G — угол вектора напряжения на шинах генераторов U_G , Угол δ при этом уже значительно превышает 90° . Однако неустойчивость системы возникает ранее, и при регуляторах напряжения с зоной нечувствительности, а тем более при ручном регулировании, критическим с точки зрения устойчивости следует признать режим не при $\delta_G = 90^\circ$, а при $\delta = 90^\circ$. В области углов $\delta < 90^\circ$ несовершенство регулирования не приводит непосредственно к неустойчивости системы, так как даже синусоидальные характеристики при постоянстве э.д.с. имеют в этой области значений углов возрастающий характер.

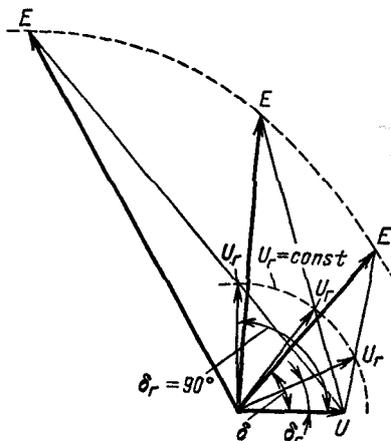


Рис. 2.5. Изменение э.д.с. с увеличением угла

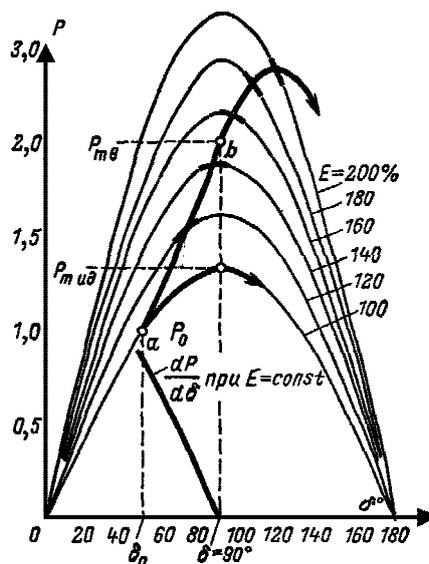


Рис. 2.6. Определение внутреннего предела мощности

При углах же $\delta > 90^\circ$ режим переходит на падающие ветви синусоидальных характеристик мощности; система становится внутренне неустойчивой и удержать машины в синхронизме здесь можно лишь при исключительно точном регулировании. Таким образом, при ручном регулировании возможность устойчивой работы в этой области практически совершенно исключена. Затруднена она и при автоматическом регулировании в случаях, когда регуляторы имеют зону нечувствительности. При изменении напряжения в пределах этой зоны регуляторы не работают и э.д.с. генераторов остается постоянной. Критерием статической устойчивости является знак синхронизирующей мощности $dP/d\delta$, т.е. предела отношения приращения мощности к приращению угла при бесконечно малом отклонении от исходного установившегося режима работы системы.

Рассматривая внешнюю характеристику мощности как совокупность возможных установившихся режимов работы при ручном регулировании и при автоматическом регулировании напряжения с зоной нечувствительности, устойчивость этих режимов в каждой точке внешней характеристики следует проверять по знаку синхронизирующей мощности при постоянстве э.д.с. генераторов, определяемой по касательной не к внешней характеристике, а к соответствующей внутренней характеристике мощности, как это показано на рис. 2.6. Предельное значение мощности в этих условиях, так называемый внутренний предел мощности P_{mv} , достигается в точке b на внешней характеристике при $\delta_{kp} = 90^\circ$ (или $\delta_{kp} = 90^\circ + \alpha_{12}$ при наличии в системе активных сопротивлений).

Как было отмечено, система не может работать на пределе устойчивости. На случай непредвиденных изменений режима необходим определенный запас устойчивости. Несовершенство регулирования напряжения вручную заставляет при определении запаса устойчивости при таком регулировании ориентироваться на постоянство э.д.с. генераторов.

Для каждой точки внешней характеристики мощности существует свой запас устойчивости, определяемый по внутренней характеристике, проходящей через данную точку (рис. 2.7). По мере увеличения P_0 запас уменьшается и становится равным нулю при достижении внутреннего предела мощности. Ввиду того, что необходимо иметь определенное значение запаса устойчивости наибольшее допустимое значение передаваемой мощности P_0 при ручном регулировании напряжения далеко не достигает внутреннего предела.

При автоматических регуляторах напряжения имеющих зону нечувствительности могут быть допущены меньшие запасы по внутренней характеристике, а следовательно, и большие значения передаваемой мощности P_0 , поскольку при более или менее значительных изменениях режима можно не считаться с зоной нечувствительности регуляторов. Регуляторы обеспечивают дополнительный запас устойчивости вплоть до внутреннего предела мощности. Это обстоятельство позволяет рассматривать автоматические регуляторы напряжения как одно из наиболее эффективных средств увеличения статической устойчивости.

Регуляторы без зоны нечувствительности принципиально позволяют работать и за внутренним пределом мощности, еще более расширяя область устойчивой работы генераторов.

Положительный эффект автоматических регуляторов напряжения может быть ограничен характеристиками возбудителей. При срабатывании регулятора напряжение возбудителя растет не беспредельно. Оно ограничивается некоторым максимальным значением - так называемым потолком возбуждения. Потолку возбуждения соответствует и некоторое предельное значение э.д.с. генератора E_m . Если потолок возбуждения будет достигнут при угле, меньшем 90° (например, в точке b на рис. 2.8), то при дальнейшем росте угла процесс протекает уже при постоянстве э.д.с. $E = E_m$ и предел мощности получается равным амплитуде синусоиды мощности, построенной при $E = E_m$.

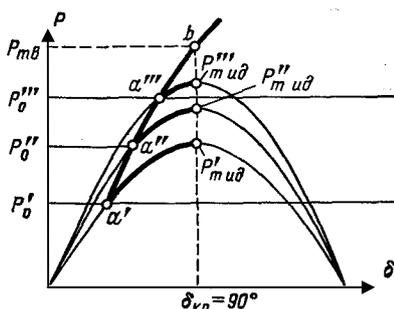


Рис. 2.7. Изменение запаса устойчивости, определяемого по внутренней характеристике

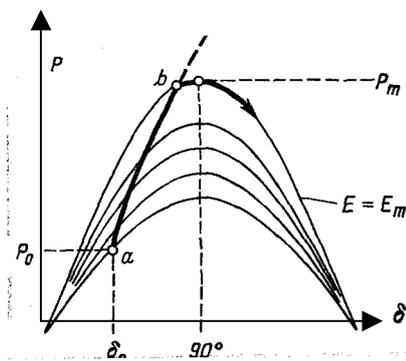


Рис. 2.8. Предел мощности при ограниченном изменении э.д.с.

2.4. Вычисление относительного ускорения и синхронизирующей мощности.

Практические критерии оценки статической устойчивости и область их применения

Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы, но отнюдь не предопределяет способности системы продолжать работу при резких нарушениях режима, например при коротких замыканиях.

Итак, точка a и, любая другая точка на возрастающей части синусоидальной характеристики мощности отвечают статически устойчивым режимам и, наоборот, все точки падающей части характеристики — статически неустойчивым. Отсюда вытекает следующий формальный признак статической устойчивости рассмотренной простейшей системы: приращения угла δ и мощности генератора P должны иметь один и тот же знак, т.е. $\Delta P/\Delta\delta > 0$ или, переходя к пределу:

$$dP/d\delta > 0$$

Производная $dP/d\delta$, как известно, носит название синхронизирующей мощности, и, следовательно, критерием статической устойчивости системы в рассмотренных условиях является положительный знак синхронизирующей мощности. Производная мощности по углу равна:

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{x_c} \cos \delta$$

Она положительна при $\delta < 90^\circ$. В этой области и возможны устойчивые установившиеся режимы работы системы. Критическим с точки зрения устойчивости в рассматриваемых условиях (при чисто индуктивной связи генератора с шинами приемной системы) является значение угла $\delta = 90^\circ$, когда достигается максимум характеристики мощности.

Следует отметить, что причиной нарушения статической устойчивости может быть работа автоматики при ошибке в установке регулировочных коэффициентов или выходе режима за пределы зоны устойчивости.

Анализ статической устойчивости по его возрастающей сложности можно разбить на несколько этапов:

следует установить факт наличия устойчивости или неустойчивости установившегося режима;

по виду кривой или другим признакам различить характер переходного процесса (апериодический или колебательный).

Физически апериодическая неустойчивость возникает при нарушении баланса моментов на валу генератора, когда механический момент турбины превышает максимально возможный при данных условиях электромагнитный момент генератора.

Анализ устойчивости заключается в определении предельных по устойчивости режимов на основе сползания или текучести параметров нормального режима с использованием уравнений установившегося режима.

Для установленной области устойчивых режимов выявляются условия колебательной неустойчивости, которая может появиться по следующим причинам:

из-за наличия параметрического самораскачивания или обратной связи в виде АРВ;

при возникновении самовозбуждения, когда синхронный генератор нагружен емкостью или линией с распределенными параметрами;

из-за неустойчивости нагрузки.

Анализ колебательной устойчивости предполагает учет динамики элементов системы посредством ее модели, описываемой дифференциальными уравнениями. При этом ставится и решается задача определения структуры и параметров элементов регулирующих устройств для обеспечения статической устойчивости режимов системы.

Наличие устойчивости или неустойчивости установившегося режима при относительно малых текущих изменениях его параметров («сползании» показателей установившегося режима) можно определить с помощью практических критериев, основанных на физических представлениях о механизме нарушения устойчивости. Они применяются в тех случаях, когда отсутствуют условия самораскачивания и нет необходимости в исследованиях характера переходного процесса и в выявлении формы нарушения устойчивости (апериодическая или колебательная). Оценка устойчивости по практическим критериям является грубой, завышенной по запасу устойчивости и устанавливает лишь сам факт устойчивости данного режима.

Физическая оценка механизма нарушения устойчивости выполняется на основе энергетического или силового подхода.

При энергетическом подходе условия устойчивости определяются согласно теореме Дирихле:

система будет устойчивой, если потенциальная энергия консервативной системы в положении равновесия имеет минимум.

При силовом подходе устойчивость системы определяется условием, согласно которому в положении равновесия сумма приложенных к телу сил должна быть равной нулю.

Оценка статической устойчивости по практическим критериям позволяет установить предельный режим и границу устойчивости при выбранном способе воздействия на СЭС. Последний называют способом утяжеления режима. Он может быть выбран только при условии, если заданы схема электроснабжения и состав электроприемников.

Расчетные схемы электроснабжения могут приводиться к различным видам:

эквивалентный генератор - ЛЭП - шины неизменного напряжения;

двустороннее питание нагрузки с постоянным сопротивлением;

эквивалентный источник питания - узловая точка сети;

питание асинхронной нагрузки от мощной ЭЭС;

эквивалентный источник, питающий комплексную нагрузку соизмеримой мощности.

Рассмотрим некоторые примеры использования практических критериев для анализа статической устойчивости этих схем.

Для схемы электроснабжения «эквивалентный генератор - ЛЭП - шины неизменного напряжения» практический критерий имеет вид:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0$$

Для схемы с двусторонним питанием нагрузки от генераторов соизмеримой мощности:

$$\frac{dP}{d\delta_{12}} > 0$$

где δ_{12} – взаимный угол роторов генераторов.

Коэффициент запаса статической устойчивости при этом определяется выражением

$$K_3 = \frac{(P_{\max} - P_n)}{P_n} \quad (2.13)$$

Рассмотрим схему замещения электрической системы, содержащую узловую точку с нагрузкой. Анализ этой схемы упрощается. Объясняется это тем, что нагрузки, подключенные к узловым точкам сложных СЭС, могут замещать части системы и задаваться статическими или динамическими характеристиками. Узлы характеризуются векторами напряжения, которые играют роль эквивалентных э.д.с. неявных источников и нагрузок и отличаются от явных тем, что они не обладают инерционностью генераторов и нагрузок двигателей.

Практический критерий статической устойчивости режима рассматриваемой системы можно сформулировать при неизменной частоте, сохранении баланса активной мощности в узле и постоянстве активной мощности, передаваемой из генераторных ветвей ($E, P = const$). Из анализа множества изменяющихся параметров режима $\{E, P, Q, U_k, \delta\}$ следует, что существенной независимой переменной, определяющей состояние всех элементов системы, является напряжение в узловой точке $U_k = var$ (переменная δ в данном случае не существенна, так как она не определяет состояние нагрузки).

Избыточная энергия системы, возникающая из-за возмущающих воздействий, проявляется как изменение баланса реактивной мощности узла:

$$\Delta Q = Q_{r\Sigma} - Q_n \quad (2.14)$$

где $Q_{r\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{r\Sigma}$ - суммарная генерируемая реактивная мощность в узле.

Практический критерий устойчивости такой системы можно записать в виде

$$\frac{(Q_{r\Sigma} - Q_n)}{dU_k} < 0 \quad (2.15)$$

Он характеризует реакцию системы на изменение напряжения в узле. Появление небаланса реактивной мощности в узле рассматривается как малое возмущение, под воздействием которого изменяется напряжение.

Коэффициент запаса статической устойчивости определяют через показатели установившегося и предельного режимов:

$$K_3 = \frac{(U_k - U_{к.кр}) \cdot 100}{U_k} \quad (2.16)$$

При питании асинхронной нагрузки от мощной ЭЭС предполагается, что последняя обладает бесконечной мощностью, имеет узловую точку неизменного напряжения или точку, питающуюся от эквивалентного источника с неизменной э.д.с.

При изменении активной мощности, потребляемой нагрузкой, состояние равновесия установившегося режима для данной схемы описывается уравнениями

$$P - P_{mx} = 0 \quad (2.17)$$

$$\frac{U_c r s}{r^2 + (x_{эк} + x_s)^2 s^2} - \omega M_{mx} = 0 \quad (2.18)$$

где первое слагаемое - потребляемая асинхронным двигателем активная мощность, а второе слагаемое определяется моментом сопротивления рабочего механизма.

Уравнение (2.18) содержит только одну существенную переменную - скольжение s , а

другие параметры и показатели в установившемся режиме постоянны. Действие возмущений влияет только на баланс активной мощности в точке включения нагрузки, нарушение которого можно оценить по критерию

$$\frac{d(P_{\text{мх}} - P)}{ds} < 0 \quad (2.19)$$

откуда при $P_{\text{мх}}(s) = \text{const}$ получаем

$$\frac{dP}{ds} > 0 \quad (2.20)$$

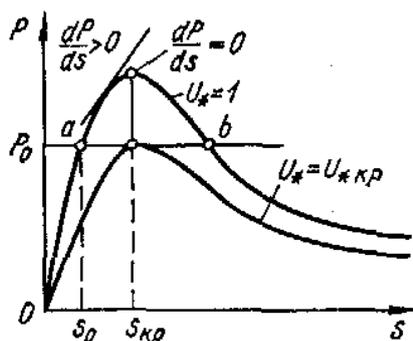


Рис. 2.9. Характеристики эквивалентного асинхронного двигателя

При положительном значении критерия (2.20) работа асинхронной нагрузки устойчива. Предел сохранения устойчивости имеет место при $dP/ds = 0$ (рис. 2.9). Физически производная dP/ds характеризует реакцию СЭС на увеличение скольжения s асинхронной нагрузки. При положительном знаке производной случайному повышению скольжения соответствует электромагнитная мощность, которая отбирается из электрической сети и которая возрастает быстрее, чем тормозящая статическая мощность рабочего механизма. Избыток мощности при этом приводит к ускорению двигателей, в результате чего рабочая точка режима возвращается к скольжению, которое соответствует исходному состоянию.

Из уравнения установившегося равновесия (1.18) и утяжеления режима по переменной s можно определить по критерию (2.20) критические значения изменяющихся параметров P, s для предельного по устойчивости состояния (см. рис. 2.9). При $dP/ds = 0$ имеем

$$s_{\text{кр}} = r_2 / (x_s + x_{\text{эк}}) \quad (2.21)$$

Подставив $s_{\text{кр}}$ получим наибольшее значение активной мощности, потребляемой нагрузкой,

$$P_{\text{мак}} = U_c^2 / (2(x_s + x_{\text{эк}})) \quad (2.22)$$

которое соответствует опрокидывающему моменту эквивалентного асинхронного двигателя.

Поскольку опрокидывающий момент пропорционален квадрату напряжения на зажимах двигателя, со снижением напряжения он уменьшается. Напряжение, при котором опрокидывающий момент становится равным нагрузке двигателя, называется *критическим* (см. рис. 2.9). Определяется оно выражением

$$U_{\text{с.кр}} = \sqrt{2mP_{\text{ном}}(x_s + x_{\text{эк}})} \quad (2.23)$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность эквивалентного двигателя; m - коэффициент его загрузки.

При напряжении, меньшем чем критическое, двигатели узла нагрузки затормаживаются. Значение критического напряжения совместно с $S_{кр}$ и $P_{кр}$ для предельного режима характеризует степень устойчивости асинхронной нагрузки, причем чем выше критическое напряжение, тем ниже устойчивость двигателей.

Согласно (2.23) запас устойчивости зависит от загрузки двигателей m , их электрической удаленности $x_{вн}$ от шин неизменного напряжения и компенсации реактивной мощности в точке включения нагрузки. Эквивалентное сопротивление $x_{эк}$ определяется условиями связи рассматриваемой точки системы с шинами неизменного напряжения; $x_{эк} = x_{вн}$ при $x_{вн} \leq (0,1 \div 0,15)x_s$.

Для схемы электроснабжения с эквивалентным источником, питающим комплексную нагрузку соизмеримой мощности практический критерий статической устойчивости имеет вид $dE_{эк} / dU > 0$.

Впервые был предложен проф. П.С. Ждановым и называется *критерием устойчивости Жданова*.

Таким образом, статическая устойчивость СЭС может быть найдена по практическим критериям только для конкретной схемы и при принятых допущениях. При этом анализ устойчивости проводят в несколько этапов:

составляют схему замещения СЭС, устанавливают массив изменяющихся параметров режима и принимают основные допущения;

в массиве переменных выделяют существенную независимую переменную, которая определяет состояние всех элементов СЭС;

устанавливают существенные переменные, по которым косвенно можно оценить избыточную энергию системы при ее возмущении;

определяют взаимосвязь существенных переменных для установившегося режима;

по практическим критериям находят координаты предельного режима сохранения устойчивости; выбор существенных переменных определяет путь утяжеления режима;

рассматривают запас статической устойчивости, который сравнивают с нормируемым.

2.5. Исследование вопросов существования решения системы уравнений установившегося режима с целью анализа устойчивости

Кроме вышеизложенных методов с целью оценки статической устойчивости возможно применение итерационных методов расчета установившихся режимов. При соответствии якобиана уравнений установившихся режимов свободному члену характеристического уравнения переходных процессов исследуемых электроэнергетических систем, анализ статической аperiodической устойчивости рассчитываемых режимов можно провести по сходимости итерационных процессов с помощью методов, приведенных в работе В.И. Тарасова [26]. Аналогичный подход к вопросам устойчивости изложен в работе С.А. Савалова [23]. При таком подходе анализ статической аperiodической устойчивости может быть произведен при расчете установившихся режимов методом Ньютона, методами минимизации ньютоновского типа, двухпараметрическими методами минимизации, методами криволинейного спуска.

Кроме того, может быть применен метод последовательного утяжеления, используемый для определения предельных по статической устойчивости режимов. Этот метод позволяет оценить влияние изменяемых параметров на коэффициент запаса по статической устойчивости.

2.6. Самораскачивание и его приближенная оценка. Статическая аperiodическая и колебательная устойчивости

Как правило, самораскачивание связано с неправильной работой автоматических регуляторов возбуждения и скорости.

Если бы регулятор обладал идеальной чувствительностью и ток возбуждения генератора изменялся без всякого запаздывания, то работа генератора протекала бы при любых изменениях угла δ — конечных или бесконечно малых — на внешней характеристике $P = f(\delta)$ при постоянстве напряжения на выводах генераторов. В этих условиях предельный, с точки зрения статической устойчивости, режим определяется амплитудой внешней характеристики мощности, достигаемой при углах δ , значительно больших 90° . Однако неизбежное запаздывание в изменении тока возбуждения возбудителя, особенно генератора, а также запаздывание в изменении токов в цепях самого регулятора усложняют условия сохранения устойчивости. Зона устойчивой работы при этом может быть расширена вплоть до значения мощности, равного амплитуде внешней характеристики, только при специальном выборе закона регулирования, который может быть реализован так называемыми регуляторами сильного действия.

Если же регулирование возбуждения осуществляется под действием регулятора, который, как рассматривалось ранее, изменяет ток возбуждения только в зависимости от изменения напряжения (регулятор пропорционального действия), то при наличии запаздывания генератор сможет работать при углах δ , в той или иной степени превышающих 90° , но не достигающих значения, при котором характеристика мощности имеет максимальное значение. На рис. 2.10 показаны условия работы генератора с регулятором напряжения пропорционального действия при $\delta > 90^\circ$, где характеристики мощности при неизменных значениях э.д.с. холостого хода генератора $E = \text{const}$ имеют уже падающий характер, но внешняя характеристика мощности при $U_{\Gamma} = \text{const}$ еще заметно возрастает. При небольшом возмущении исходного режима работы генератора, отвечающего точке a , увеличение угла обуславливает уменьшение напряжения на шинах генератора. Регулятор напряжения повышает напряжение на обмотке возбуждения возбудителя, но ток возбуждения возбудителя, а с ним и напряжение якоря возбудителя возрастают не сразу, а постепенно в связи с существованием самоиндукции у обмотки возбуждения. Нарастание тока возбуждения генератора еще более замедлено, поскольку индуктивность обмотки возбуждения генератора весьма велика. Поэтому изменение мощности генератора на рис. 2.10 в первый момент времени следует характеристике мощности при постоянстве э.д.с. генератора, соответствующей точке a . Мощность генератора падает, и под влиянием избытка мощности турбины угол δ продолжает возрастать. Однако ток возбуждения и э.д.с. генератора также начинают изменяться и режим работы генератора переходит с одной характеристики мощности на другую, что не только замедляет снижение мощности генератора, но в дальнейшем приводит к увеличению мощности генератора с ростом угла. В точке b избыток мощности исчезает, но инерция ротора обуславливает дальнейшее увеличение угла, сопровождаемое ростом мощности генератора. Избыток мощности генератора затормаживает ротор, и в точке c достигается максимальное значение угла, после чего угол начинает уменьшаться. После того как будет пройдена точка d , лежащая на внешней характеристике мощности, регулятор напряжения начинает уменьшать напряжение возбудителя и кривая изменения мощности генератора пересекает семейство внутренних характеристик мощности в обратном направлении в соответствии с уменьшением э.д.с. E . После нескольких циклов колебания затухают и устанавливается первоначальный режим работы в точке a .

Несколько иначе обстоит дело, если у регулятора существует зона нечувствительности, неизбежная у всех регуляторов электромеханического типа. Такие регуляторы начинают работать только после того, как отклонение напряжения в ту или иную сторону достигнет определенного значения, необходимого для того, чтобы преодолеть сопротивление подвижных частей регулятора. При меньших отклонениях, лежащих в пределах зоны нечувствительности, регулятор не работает. В подобных условиях для генератора можно построить две внешние характеристики мощности, соответствующие границам зоны нечувствительности (рис. 2.11). Если исходному режиму работы генератора при $\delta > 90^\circ$ соответствует точка a , то вследствие существования у регулятора зоны нечувствительности этот режим длительно существовать не может. Из-за того что внутренняя характеристика мощности падает, угол δ начинает нарастать (или уменьшаться). После того как будут пройдены границы зоны нечувствительности, регулятор начинает работать и, изменяя э.д.с. генератора, может затормозить его и ограничить нарастание угла, так же как и в случае, рассмотренном на рис. 2.10. Однако если в результате затухания колебаний процесс и возвратился бы к исходным параметрам, характеризуемым точкой a , то в силу внутренней неустойчивости режима в этой точке колебания немедленно возникли бы снова.

Таким образом, характерной особенностью работы генератора в области значений угла $\delta > 90^\circ$ при регуляторах, имеющих зону нечувствительности, являются непрерывные незатухающие конечные колебания угла δ , а следовательно, мощности, напряжения и тока генератора. Эти колебания затрудняют контроль за работой генератора и заставляют отрицательно характеризовать возможность работы генераторов в области $\delta > 90^\circ$ при регуляторах напряжения электромеханического типа.

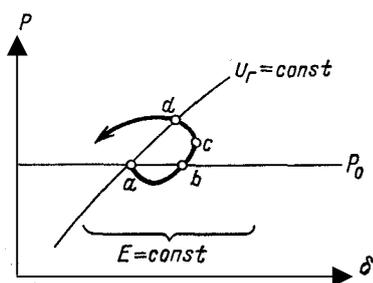


Рис. 2.10. К оценке условия работы генератора при $\delta > 90^\circ$ при регуляторе без зоны нечувствительности

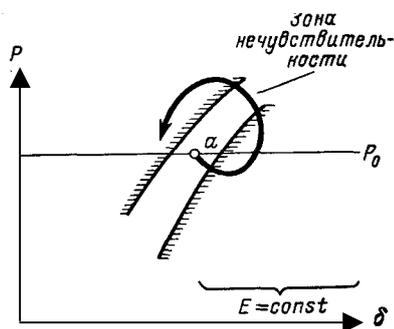


Рис. 2.11. Характеристики мощности при наличии зоны нечувствительности регуляторов

При регуляторах, не имеющих зоны нечувствительности, как было показано на рис. 2.10, режим работы генератора при $\delta > 90^\circ$ также характеризуется колебаниями угла, которые определяются запаздыванием изменения тока в цепях генератора, возбuditеля и системы АРВ. Однако эти колебания при правильной настройке регуляторов затухают и

поэтому не могут рассматриваться в качестве безусловной причины нереализуемости режима в области, где $\delta > 90^\circ$, как это было для генераторов, снабженных регуляторами с зоной нечувствительности.

Качественный анализ процесса, выполненный с помощью зависимостей, приведенных на рис. 2.10 показал, что характер процесса изменения угла зависит как от того, в какой мере влияет запаздывание токов на изменение мощности генератора, так и от скорости изменения тока возбуждения под влиянием регулятора, определяющей на рис. 2.10 переход рабочей точки с одной внутренней характеристики на другую. Поэтому выбором коэффициента усиления регулятора, который характеризует степень изменения э.д.с. генератора при изменении контролируемого регулятором напряжения, можно влиять на процесс изменения колебаний угла δ . Математический анализ этого процесса показывает, что при регуляторах пропорционального действия, не имеющих зоны нечувствительности, предельный угол, при котором малые колебания угла δ не имеют нарастающего характера, оказывается всегда меньше угла, отвечающего амплитуде внешней характеристики мощности. Следовательно, такие регуляторы обеспечивают расширение зоны устойчивой работы за предел 90° , но не позволяют повышать передаваемую мощность до теоретически максимально возможного значения.

Обеспечить затухающий характер колебания угла δ во всей зоне, где внешняя характеристика мощности возрастает, оказывается возможным при усложнении системы регулирования возбуждения генераторов, которая при этом должна реагировать не только на изменение напряжения (или тока), но также и изменять ток возбуждения пропорционально производным (скорости изменения) напряжения, тока или других параметров, характеризующих режим системы. Такие регуляторы называются регуляторами сильного действия.

2.7. Контрольные вопросы к главе 2

1. Изложите суть метода малых колебаний.
2. Дайте определение статической устойчивости электропередачи.
3. Что называется угловой характеристикой электропередачи?
4. Что такое точки устойчивого и неустойчивого равновесия на угловой характеристике?
5. Каким образом из анализа системы нелинейных дифференциальных уравнений можно определить характер переходного процесса?
6. Дайте характеристику алгебраическим и частотным критериям устойчивости.
7. Покажите на векторной диаграмме, как изменяется угол ротора синхронного генератора и напряжение на его выводах при повышении активной нагрузки.
8. Приведите угловую характеристику синхронного генератора при работе АРВ.
9. Почему положительный эффект автоматических регуляторов напряжения ограничен характеристиками возбудителей?
10. Какая мощность называется синхронизирующей?
11. Когда физически возникает аperiodическая неустойчивость?
12. Когда может появиться колебательная неустойчивость?
13. К каким видам могут приводиться расчетные схемы электроснабжения?
14. Как определяется коэффициент запаса статической устойчивости?
15. Когда возникает самораскачивание синхронных машин?

3. УРАВНЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ

3.1. Подход к анализу динамической устойчивости. Качество переходного процесса. Понятие о критериях динамической устойчивости. Основные допущения

Электропередача динамически устойчива, если при каком-либо большом возмущении сохраняется синхронная работа генераторов. Большое возмущение приводит к большим отклонениям мощности на зажимах генератора и к значительным динамическим ускорениям вращения ротора генератора.

Наиболее часто встречающимся и в то же время тяжелым видом такого возмущения является неудаленное короткое замыкание в электропередаче с отключением поврежденных элементов. Рассмотрим переходный процесс, вызванный коротким замыканием одной из цепей в начале линии электропередачи (рис. 3.1) и последующим ее отключением.

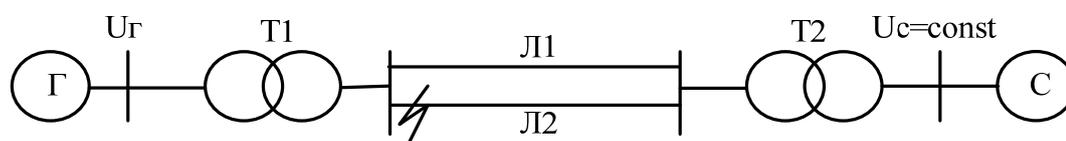


Рис. 3.1. Схема электропередачи при КЗ

Рассмотрение удобно произвести с помощью угловых характеристик мощности для нормального, аварийного (короткое замыкание) и послеаварийного (отключение цепи) режимов. Мощность, отдаваемая генератором во время переходного процесса, приближенно можно определить исходя из постоянства в начальный момент сверхпереходной (переходной) э.д.с. E_q'' . Фактически сверхпереходная э.д.с. в последующие моменты времени уменьшается с эквивалентной постоянной времени обмотки возбуждения и демпферной обмотки T_d'' при короткозамкнутом статоре (см. внезапное нарушение режима синхронного генератора). Эта постоянная времени обычно составляет 2-3 с. При малой длительности КЗ (0.1 - 0.3 с.) изменением потокосцепления и сверхпереходной э.д.с. можно пренебречь и считать ее величину неизменной. В послеаварийном режиме генератор следует характеризовать переходной э.д.с. E_q' и переходным сопротивлением X_d' , так как демпферная обмотка к этому времени уже не участвует в вытеснении потока реакции якоря (небольшая постоянная времени по сравнению с обмоткой возбуждения)

На рис. 3.2 показана схема замещения электропередачи для нормального режима работы и соответствующая угловая характеристика определяется по (3.1). На рис. 3.3, а, б приведены схемы замещения для аварийного режима и на рис. 3.4 – для послеаварийного режима.

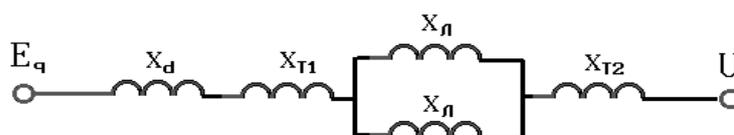


Рис. 3.2. Схема замещения для нормального режима

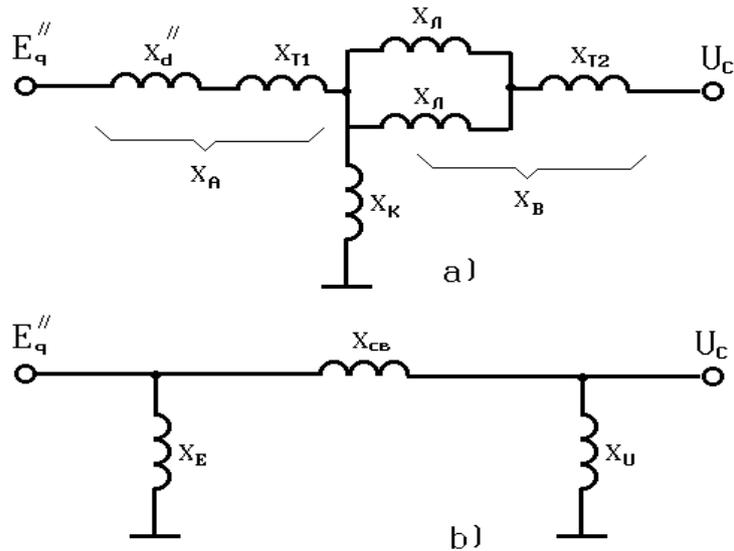


Рис. 3.3. Схемы замещения в аварийном режиме: *а* – полная схема замещения, *б* – преобразованная схема замещения

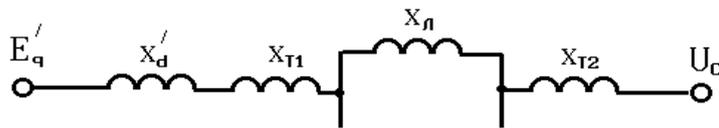


Рис. 3.4. Схема замещения в послеаварийном режиме

Схему замещения для режима короткого замыкания (рис. 3.3, *а*) получим, включая в точку КЗ шунт, величина сопротивления которого зависит от вида КЗ и равна:

$X_K = X_0 + X_2$ - для однофазного короткого замыкания на землю;

$X_K = X_2$ - для двухфазного короткого замыкания;

$X_K = X_0 // X_2$ - для двухфазного короткого замыкания на землю;

$X_K = 0$ - для трехфазного короткого замыкания.

Здесь X_2 и X_0 суммарные сопротивления соответственно обратной и нулевой последовательностей относительно точки короткого замыкания. Схема замещения для аварийного режима из звезды может быть преобразована в треугольник (рис. 3.3, *б*), стороны которого будут представлены сопротивлениями:

$$X_E = X_A + X_K + \frac{X_A X_K}{X_B};$$

$$X_U = X_B + X_K + \frac{X_B X_K}{X_A};$$

$$X_{CB} = X_A + X_B + \frac{X_A X_B}{X_K};$$

Сопротивления X_E и X_U , подключенные непосредственно к э.д.с. E_q'' и напряжению системы U_C не влияют на величину передаваемой генератором активной мощности в аварийном режиме и могут быть исключены.

Весь поток активной мощности генератора направляется через сопротивление связи X_{CB} , связывающее э.д.с. генератора с напряжением приемной системы. В этих условиях угловая характеристика электропередачи будет определяться выражением:

$$P_{\text{э}} = \frac{E'_q U_C}{X_{CB}} \sin \delta, \quad (3.1)$$

Как следует из (3.1) амплитуда угловой характеристики в сильной степени зависит от сопротивления связи X_{CB} , которое в свою очередь определяется в основном сопротивлением короткого замыкания X_K . В соответствии с выше приведенными выражениями для X_K наиболее тяжелый режим наблюдается при трехфазном КЗ. Сопротивление $X_{CB} \rightarrow \infty$, а это означает сброс активной нагрузки генератора до нуля. Здесь необходимо очень четко понимать, что при коротком замыкании резко возрастает ток короткого замыкания в худшем случае в десятки раз превосходящий номинальный ток. Но поскольку короткозамкнутая цепь содержит в основном реактивные сопротивления, то ток к. з является чисто реактивным, а активная нагрузка системы, отсеченная коротким замыканием, резко снижается, а, следовательно, снижается и тормозной электромагнитный момент (амплитуда угловой характеристики уменьшается практически до нуля).

Очевидно, что превосходящий момент турбины приводит к резкому динамическому увеличению угла нагрузки, т.е. ротор генератора начинает ускоряться.

После отключения поврежденного элемента сопротивление связи в общем случае отличается от предшествующего установившегося режима, а, следовательно, отличается и угловая характеристика. В нашем примере эти параметры послеаварийного режима будут определяться выражениями:

$$P_{\text{э}} = \frac{E'_q U_C}{X_{\Sigma}} \sin \delta, \quad (3.2)$$

где $X_{\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_{Л1} + X_{T2}$ - суммарное сопротивление от генератора до шин системы после отключения линии Л2.

Угловые характеристики мощности в нормальном P_1 , аварийном P_2 и послеаварийном P_3 режимах показаны на рис. 3.5.

Нормальный режим характеризуется точкой "а" и углом δ_0 . В момент, соответствующий началу короткого замыкания, в связи с изменением параметров схемы происходит переход из точки "а" характеристики нормального режима в точку "б" характеристики аварийного режима, так как вследствие инерции ротора генератора угол нагрузки мгновенно измениться не может.

В результате на валу генератора возникает избыточный ускоряющий момент, обусловленный разностью мощностей турбины P_T и электромагнитной мощностью генератора в точке "б" ($\Delta P = P_T - P_2$). Ротор генератора начинает ускоряться, т.е. перемещаться относительно синхронно вращающегося поля статора. Этому перемещению соответствует движение рабочей точки по характеристике P_2 из точки "б" по направлению к точке "с". Происходит увеличение угла нагрузки от δ_0 до $\delta_{\text{отк}}$.

Допустим, при достижении угла $\delta_{\text{отк}}$ происходит отключение короткого замыкания, тогда в этот момент произойдет переход из точки "с" характеристики аварийного режима в точку "е" характеристики послеаварийного режима.

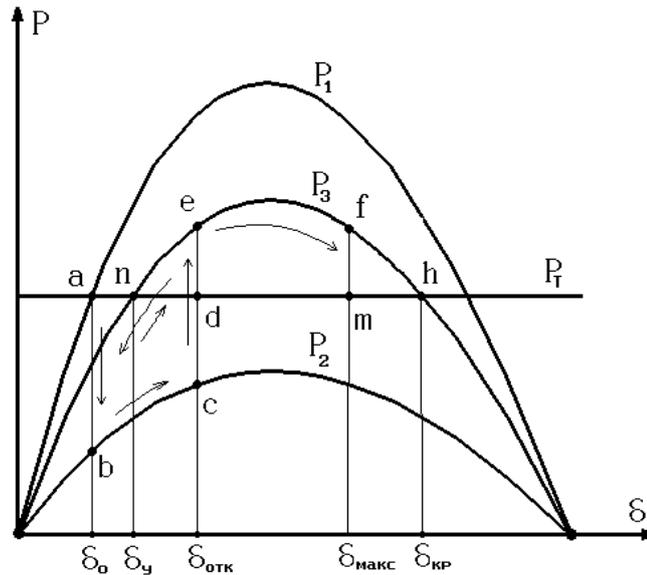


Рис. 3.5. Иллюстрация динамической устойчивости

Мощность турбины во время переходного процесса вследствие инерционности системы регулирования скорости турбины остается неизменной и равной P_T . После отключения КЗ электромагнитная мощность генератора будет больше механической мощности турбины и на его валу возникает тормозной момент. Несмотря на это, ротор генератора будет еще некоторое время двигаться в сторону увеличения угла нагрузки по характеристике P_3 , пока не израсходуется вся запасенная кинетическая энергия за период ускорения.

Допустим, вся кинетическая энергия израсходуется при достижении точки "f" (угол нагрузки достигает максимального значения $\delta_{\text{макс}}$). Тогда под действием избыточного тормозного момента $\Delta P = P_3 - P_T$ ротор начнет перемещаться в обратном направлении к точке "n" по характеристике послеаварийного режима, и после нескольких колебаний перейдет в новый установившийся режим при угле δ_y .

Угол нагрузки $\delta_{\text{кр}}$ является критическим, так как если при достижении этого угла (точка "h") кинетическая энергия, полученная при ускорении, не будет израсходована, то избыточный момент $\Delta P = P_T - P_3$ вновь станет ускоряющим и генератор выйдет из синхронизма.

Таким образом, в первом случае электропередачу следует признать динамически устойчивой, а во втором случае неустойчивой.

Таким образом, основным критерием динамической устойчивости является возвращение угла ротора к нормальному постоянному значению. Основные допущения при исследовании таких режимов аналогичны в целом допущениям при исследовании переходных процессов, в частности, используются допущения о симметрии трех фаз обмотки статора, пренебрежение емкостными составляющими проводимостей элементов, неучет токов холостого хода трансформаторов и др.

3.2. Уравнение движения ротора генератора и его решение

Изменение угла δ , определяющего сохранение или нарушение динамической устойчивости, определяется численным интегрированием дифференциального уравнения движения ротора:

$$J \frac{d\omega_i}{dt} = \Delta M_{ri}, \quad (3.3)$$

или, переходя к относительным единицам и считая, что $P^* = M^*$ (предполагая скорость неизменной) с учетом равенства $\omega = \frac{d\delta}{dt}$:

$$T_J \frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \Delta P_{ri}. \quad (3.4)$$

Здесь T_J – постоянная времени инерции агрегата генератор-турбина – определяется как

$$T_J = \frac{2,74 GD^2 n_{ном}^2 \cdot 10^{-6}}{S_{ном}}, \quad (3.5)$$

где GD^2 – суммарный маховой момент турбины и генератора, $кг \cdot м^2$;

$S_{ном}$ – номинальная полная мощность, кВА;

$n_{ном}$ – номинальная скорость, $об/мин$.

Небаланс активной мощности в переходном процессе:

$$\Delta P_{ri} = P_{ti} - P_{zi} - P_{aci}, \quad (3.6)$$

где P_{ti} – мощность на валу турбины;

P_{aci} – асинхронная мощность при скольжении s_i :

$$P_{aci} = \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) s_i T'_{di} \sin^2 \delta, \quad (3.7)$$

или

$$P_{aci} = \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) \frac{-\Delta \delta}{314 \Delta t} T'_{di} \sin^2 \delta. \quad (3.8)$$

Величина синхронной мощности определяется из расчета установившегося режима на текущем интервале времени.

3.3. Уравнения потокосцеплений и индуктивности в синхронной машине

Принципиальная схема явнополюсной синхронной машины представлена на рис. 3.6. На рисунке также показаны положительные направления магнитных осей фазных обмоток статора (А,В,С) и осей (d,q) ротора.

Дифференциальные уравнения напряжений в фазных обмотках будут иметь вид

$$\left\{ \begin{array}{l} u_A = r i_A + \frac{d\Psi_A}{dt}; \\ u_B = r i_B + \frac{d\Psi_B}{dt}; \\ u_C = r i_C + \frac{d\Psi_C}{dt}; \\ u_f = r_f i_f + \frac{d\Psi_f}{dt}, \end{array} \right. \quad (3.9)$$

где r, r_f - активные сопротивления соответственно статорной и роторной обмоток;

Ψ_A, Ψ_B, Ψ_C и Ψ_f - результирующие потокоцепления соответствующих обмоток.

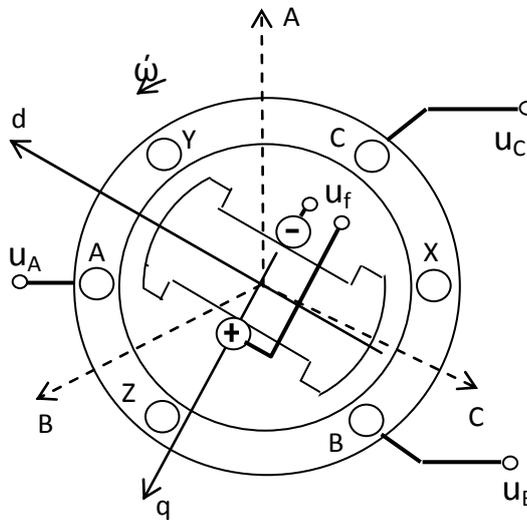


Рис. 3.6.

Раскроем выражения для потокоцеплений, которые представляют собой зависимости от токов, собственных индуктивностей (индуктивностей самоиндукции) L и взаимных индуктивностей (индуктивностей взаимоиндукции) M . Введя соответствующие индексы обмоток, будем иметь

$$\left\{ \begin{array}{l} \Psi_A = i_A L_A + i_B M_{AB} + i_C M_{AC} + i_f M_{Af}; \\ \Psi_B = i_B L_B + i_A M_{BA} + i_C M_{BC} + i_f M_{Bf}; \\ \Psi_C = i_C L_C + i_A M_{CB} + i_B M_{CB} + i_f M_{Cf}; \\ \Psi_f = i_f L_f + i_A M_{fA} + i_B M_{fB} + i_C M_{fC}. \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Взамообратные взаимные индуктивности равны между собой, т.е. $M_{AB} = M_{BA}, M_{Af} = M_{fA}$ и т.д.

При вращении ротора непрерывно изменяются пути прохождения для магнитных потоков фазных статорных обмоток, а, следовательно, изменяются соответствующие индуктивности. Единственная индуктивность, которая не зависит от положения ротора в

пространстве это собственная индуктивность обмотки ротора L_f . Все остальные L и M зависят от положения ротора и являются функциями времени.

Например, взаимные индуктивности фазных обмоток и обмотки возбуждения $M_{Af}(M_{fA})$, $M_{Bf}(M_{fB})$ и $M_{Cf}(M_{fC})$ изменяются с периодом 2π эл. рад. (один электрический оборот ротора, см. рис. 3.4).

Собственные индуктивности L_A, L_B, L_C и взаимные индуктивности $M_{AB}(M_{BA})$, $M_{AC}(M_{CA})$, $M_{BC}(M_{CB})$ фазных обмоток изменяются с периодом π эл. рад.

Дифференциальные уравнения (3.1) напряжений обмоток машины содержат э.д.с., определяемые производными от потокосцеплений по времени. Поскольку потокосцепления зависят от времени не только вследствие изменения токов обмоток, но и за счет индуктивностей, являющихся функциями времени, дифференциальные уравнения напряжений становятся уравнениями с переменными коэффициентами.

Решение таких уравнений весьма затруднительно, соответственно усложняется и анализ переходных процессов. Поэтому, возникает необходимость в таком преобразовании дифференциальных уравнений напряжений при котором достигается их значительное упрощение, т.е. уравнения должны содержать постоянные коэффициенты. Эта задача решается с помощью линейных преобразований систем координат с последующим переходом к координатам вращающимся синхронно вместе с ротором. Такое преобразование означает замену реальной трехфазной синхронной машины (координаты a, b, c) двухфазной синхронной машиной с обмотками статора вращающимися вместе с ротором (координаты d, q).

Указанную процедуру целесообразно осуществить в три этапа:

1. Ввести понятие обобщенного (изображающего) вектора трехфазной системы.
2. Осуществить замену переменных.
3. Осуществить переход к координатам d, q .

Известно, что мгновенные значения любых фазных величин можно получить, проецируя соответствующие вращающиеся векторы на неподвижную ось времени t (рис. 3.5, а).

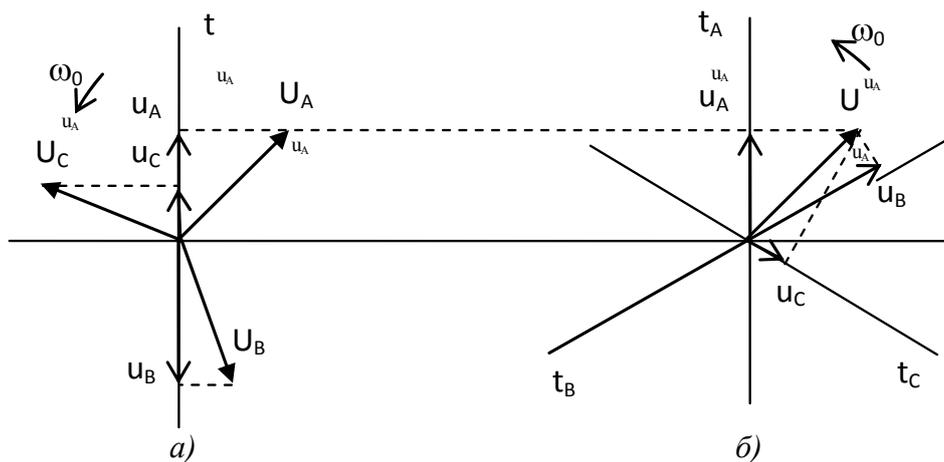


Рис. 3.5.

Эти же мгновенные значения можно получить, проецируя один единственный вращающийся вектор на три неподвижные оси времени, направления которых совпадают с направлениями соответствующих магнитных осей фазных обмоток (рис. 3.5, б).

Такой вектор называется обобщенным (изображающим) вектором трехфазной системы.

При его вращении в ту же сторону, что и си системы трех векторов, чередование осей времени фаз нужно изменить на противоположное. При симметричном установившемся режиме конец обобщенного вектора описывает с постоянной скоростью окружность, а его значение равно амплитуде рассматриваемой величины.

Таким вектором можно характеризовать любые фазные переменные величины f_A, f_B, f_C (рис. 3.6), изменяющиеся в общем случае по произвольному закону, лишь бы соблюдалось единственное условие, а, именно

$$f_A + f_B + f_C = 0 \quad (3.11)$$

Значения фазных величин могут быть определены из выражений

$$\begin{cases} f_A = f \cos \alpha; \\ f_B = f \cos(\alpha - \frac{2}{3}\pi); \\ f_C = f \cos(\alpha + \frac{2}{3}\pi). \end{cases} \quad (3.12)$$

Модуль обобщенного вектора будет равен

$$f_A^2 + f_B^2 + f_C^2 = \frac{3}{2} f^2$$

или

$$f = \frac{2}{3} \sqrt{f_A^2 + f_B^2 + f_C^2} \quad (3.13)$$

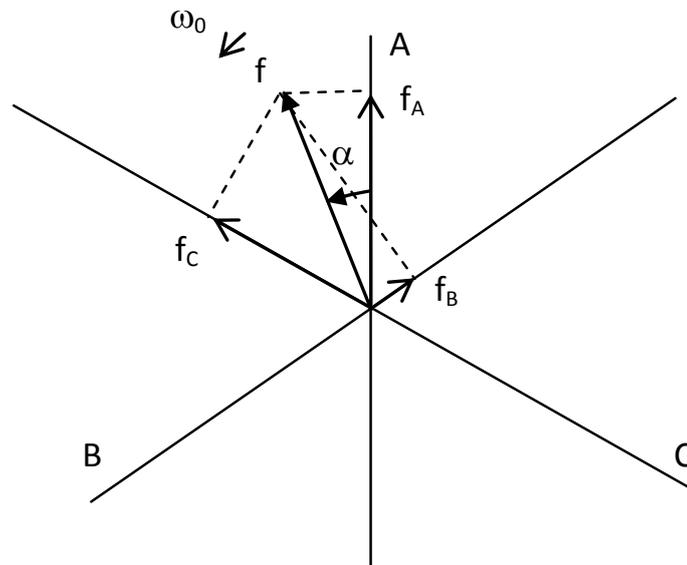


Рис. 3.6. Обобщенный вектор трехфазной системы

Конец такого вектора в общем случае описывает сложную кривую и при возникновении качаний ротора синхронной машины частота вращения вектора переменна (ω

$\neq \omega_0$). Представление трехфазной системы обобщенным вектором существенно упрощает выражения связи между статором и ротором, что в свою очередь позволяет в дифференциальных уравнениях переходного процесса освободиться от переменных коэффициентов.

3.4. Замена переменных

Замену переменных осуществим путем перехода от трехфазных координат a, b, c к неподвижным декартовым координатам x, y (рис. 3.7) Новые переменные, т.е. проекции на оси x, y будут равны

$$\begin{cases} f_x = f \cos(\alpha - \beta); \\ f_y = f \sin(\alpha - \beta), \end{cases} \quad (3.14)$$

а их связь с фазными переменными определится равенствами:

$$\begin{cases} f_A = f_x \cos \beta - f_y \sin \beta; \\ f_B = f_x \cos(\beta - \frac{2}{3}\pi) - f_y \sin(\beta - \frac{2}{3}\pi); \\ f_C = f_x \cos(\beta + \frac{2}{3}\pi) - f_y \sin(\beta + \frac{2}{3}\pi). \end{cases} \quad (3.15)$$

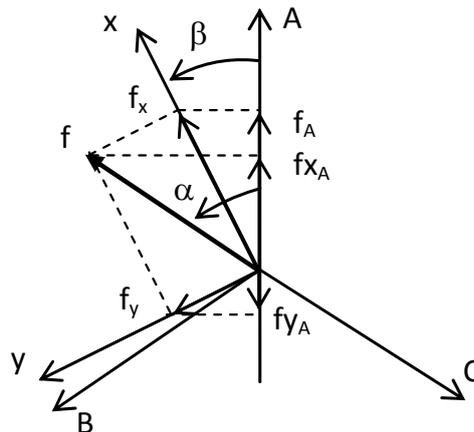


Рис. 3.7. Переход от трехфазных к декартовым координатам

Обратное преобразование позволяет получить

$$\begin{cases} f_x = \frac{2}{3} [f_A \cos \beta + f_B \cos(\beta - \frac{2}{3}\pi) + f_C \cos(\beta + \frac{2}{3}\pi)]; \\ f_y = \frac{2}{3} [f_A \sin \beta + f_B \sin(\beta - \frac{2}{3}\pi) + f_C \sin(\beta + \frac{2}{3}\pi)]. \end{cases} \quad (3.16)$$

Переход к координатам x, y по существу означает преобразование трехфазной синхронной машины в двухфазную. Угол β определяет пространственное положение магнитных осей обеих обмоток такой машины. В частности при $\beta = 0^0$ получается система координат α, β широко используемая при анализе переходных процессов синхронных и асинхронных машин.

Применение новой системы координат позволило сократить число переменных в уравнениях системы (3.1). Тем не менее эта система координат остается неподвижной в пространстве и главные трудности при решении системы остаются, так как уравнения по-прежнему содержат переменные коэффициенты.

Указанные трудности можно преодолеть, используя преобразование, впервые предложенное Блонделем для установившегося режима явнополюсной синхронной машины и в последствии развитое Р.Х. Парком и А.А. Горевым для условий переходного процесса, т.е. преобразование координат x, y в координаты d, q

3.5. Уравнения синхронной машины в координатах d, q

Для перехода к координатам d, q оси x, y жестко привязываем к ротору, причем ось x совмещаем с осью d , а ось y совмещаем с осью q (рис. 3.8).

Таким образом, координаты d, q вращаются синхронно вместе с ротором и в установившемся режиме синхронно вместе с обобщенным вектором, например тока I (рис. 3.8).

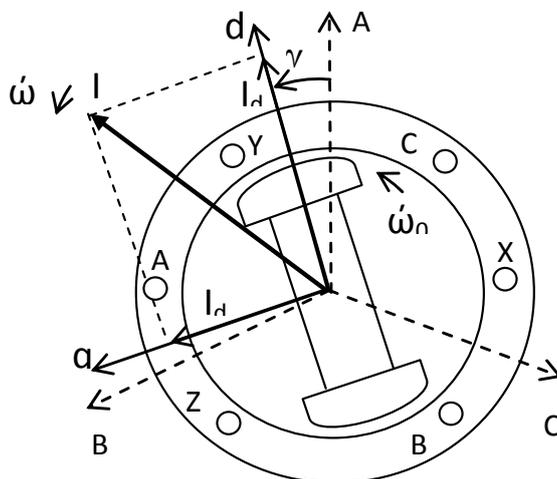


Рис. 3.8. Переход к координатам d, q

В установившемся режиме проекции этого вектора I_d и I_q неизменны. При возникновении переходного процесса (в общем случае электромеханического) модуль обобщенного вектора (и его проекции) изменяется и относительное движение ротора по отношению к обобщенному вектору может быть несинхронным.

Положение ротора и координат d, q фиксируется абсолютным углом между магнитной осью фазы А и осью d , т.е. углом $\gamma = \gamma_0 + \omega_0 t$.

Связь фазных переменных тока, напряжения и потокосцепления, например фазы А и значений этих величин в координатах d, q будет определяться из выражений

$$\begin{cases} i_A = i_d \cos \gamma - i_q \sin \gamma; \\ u_A = u_d \cos \gamma - u_q \sin \gamma; \\ \Psi_A = \Psi_d \cos \gamma - \Psi_q \sin \gamma. \end{cases} \quad (3.17)$$

Подставляя параметры системы (3.17) в первое уравнение системы (3.1) будем иметь

$$\begin{aligned} u_d \cos \gamma - u_q \sin \gamma &= r_c \cdot (i_d \cos \gamma - i_q \sin \gamma) + \frac{d}{dt} (\Psi_d \cos \gamma - \Psi_q \sin \gamma) = \\ &= r_c \cdot i_d \cos \gamma - r_c \cdot i_q \sin \gamma + \frac{d\Psi_d}{dt} \cos \gamma - \Psi_d \sin \gamma \frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\Psi_q}{dt} \sin \gamma - \Psi_q \cos \gamma \frac{d\gamma}{dt}. \end{aligned}$$

Объединим члены полученного выражения стоящие под функциями $\cos \gamma$ и $\sin \gamma$

$$\cos \gamma (u_d - r_c \cdot i_d - \frac{d\Psi_d}{dt} + \Psi_q \frac{d\gamma}{dt}) - \sin \gamma (-u_q + r_c \cdot i_q + \Psi_d \frac{d\gamma}{dt} + \frac{d\Psi_q}{dt}) = 0$$

Последнее равенство должно выполняться при любом значении γ , а это возможно, если выражения стоящие в круглых скобках равны нулю. Следовательно, будем иметь следующую систему уравнений дополненную дифференциальным уравнением обмотки ротора

$$\left\{ \begin{aligned} u_d &= r_c \cdot i_d + \frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \frac{d\gamma}{dt}; \\ u_q &= r_c \cdot i_q + \frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \frac{d\gamma}{dt}; \\ u_f &= r_f \cdot i_f + \frac{d\Psi_f}{dt}. \end{aligned} \right. \quad (3.18)$$

Полученная система уравнений называется системой Парка – Горева, которая описывает любой электромагнитный переходный процесс в синхронной машине. Если эту систему дополнить уравнением движения ротора, тогда она позволит проанализировать любой электромеханический переходный процесс.

Сущность проведенных преобразований можно пояснить с помощью рис. 3.9.

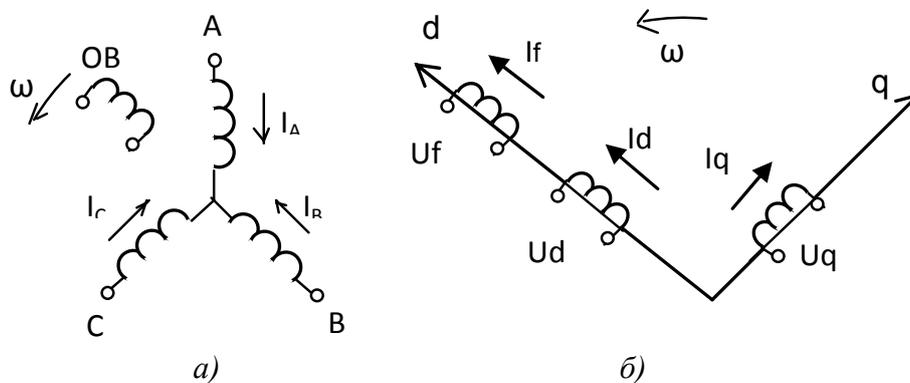


Рис. 3.9. Обмотки синхронной машины

На рис. 3.9, а представлен схематический рисунок обычной трехфазной синхронной машины с неподвижной статорной обмоткой (ABC) и вращающейся обмоткой ротора (обмоткой возбуждения OB). И, как было указано ранее, в этом случае мы имеем переменные индуктивности.

На рис. 3.9, б показана преобразованная двухфазная синхронная машина с обмотками статора (U_d, U_q) вращающимся вместе с ротором (U_f). Очевидно, что в этом случае все взаимные и собственные индуктивности остаются неизменными. Реально такая машина не существует, но позволяет достаточно просто решить исходную систему дифференциальных уравнений.

Тем более, что модули (действующие значения) фазных значений токов, напряжений и потокосцеплений элементарно определяются из следующих выражений

$$\begin{aligned}
 I &= \sqrt{I_d^2 + I_q^2}; \\
 U &= \sqrt{U_d^2 + U_q^2}; \\
 \Psi &= \sqrt{\Psi_d^2 + \Psi_q^2}.
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

Проанализируем систему уравнений Парка - Горева. Первые члены представляют падения напряжений в активных сопротивлениях соответствующих обмоток. Члены типа $d\Psi/dt$ представляют собой э.д.с. трансформации, которые возникают только при изменении потокосцеплений в роторе или в статоре (электромагнитный или электромеханический переходный процесс). Члены типа $\Psi \frac{d\gamma}{dt}$ называются э.д.с. вращения и возникают только при взаимном перемещении обмоток ротора и статора (электромеханический переходный процесс).

Потокасцепления входящие в систему (3.18) определяются из соотношений

$$\begin{cases}
 \Psi_d = (i_d x_d + i_f x_{ad}) \frac{1}{\omega_o}; \\
 \Psi_q = (i_q x_q) \frac{1}{\omega_o}; \\
 \Psi_f = (i_f x_f + i_d x_{ad}) \frac{1}{\omega_o}.
 \end{cases}
 \tag{3.20}$$

На основании уравнений Парка – Горева могут получены уравнения установившегося режима синхронной машины. Для установившегося режима следует положить $d\Psi/dt = 0$ и $d\gamma/dt = d(\gamma_o + \omega_o t)/dt = \omega_o$. Следовательно, с учетом (3.20) будем иметь

$$\begin{cases}
 u_d = r_c \cdot i_d - i_q x_q; \\
 u_q = r_c \cdot i_q + i_d x_d + i_f x_{ad}; \\
 u_f = r_f \cdot i_f.
 \end{cases}
 \tag{3.21}$$

Данные уравнения представлены в алгебраической форме и справедливы как в именованных, так и в относительных единицах.

Учитывая, что $E_q = i_f \cdot X_{ad}$, систему (1.3) можно записать как

$$\begin{cases}
 U_d = \dot{I}_d \cdot r - \dot{I}_q X_q \\
 U_q = \dot{I}_q \cdot r + \dot{I}_d X_d + E_q.
 \end{cases}
 \tag{3.22}$$

Выражение для поперечной составляющей напряжения обмотки статора справедливо для недозвужденного генератора. Для перевозбужденного генератора величины U_q и E_q целесообразно переставить местами.

$$\begin{aligned}
 U_d &= \dot{I}_d \cdot r - \dot{I}_q X_q; \\
 E_q &= \dot{I}_q \cdot r + \dot{I}_d X_d + U_q
 \end{aligned}
 \tag{3.23}$$

3.6. Применение уравнений Парка-Горева для электрической системы. Применение упрощенных уравнений Парка-Горева

Система уравнений Парка – Горева, описывающая электромагнитный переходный процесс в именованных единицах, с учетом активных сопротивлений выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_d = i_d * r + \frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \frac{d\gamma}{dt}; \\ u_q = i_q * r + \frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \frac{d\gamma}{dt}; \\ u_f = i_f * r_f + \frac{d\Psi_f}{dt}, \end{array} \right. \quad (3.24)$$

где u_d, i_d и Ψ_d - соответственно напряжение, ток и потокосцепление обмотки статора по продольной оси (В, Вб);

u_q, i_q и Ψ_q - соответственно напряжение, ток и потокосцепление обмотки статора по поперечной оси;

r – активное сопротивление обмотки статора (Ом);

u_f, i_f, Ψ_f и r_f - приведенные к обмотке статора соответственно значения напряжения, тока, потокосцепления и активного сопротивления обмотки возбуждения;

$\gamma = \omega_p t + \gamma_0$ - угол поворота ротора относительно неподвижного статора (эл. град.);

ω_p - угловая частота вращения ротора (в общем случае в переходном режиме - несинхронная).

Потокосцепления по осям обмотки статора и для обмотки возбуждения определяются из выражений

$$\left\{ \begin{array}{l} \Psi_d = \frac{1}{\omega_0} (i_d * X_d + i_f * X_{ad}); \\ \Psi_q = \frac{1}{\omega_0} (i_q * X_q); \\ \Psi_f = \frac{1}{\omega_0} (i_f * X_f + i_d * X_{ad}), \end{array} \right. \quad (3.25)$$

где $\omega_0 = 314$ 1/с – синхронная частота вращения.

Если добавить уравнение движения ротора, то получим общую систему уравнений, описывающую любой электромеханический процесс в синхронном генераторе.

Уравнение движения ротора в именованных единицах имеет вид

$$\frac{J}{p_r} \frac{d^2\gamma}{dt^2} = M_T - 3 (\Psi_d * i_q - \Psi_q * i_d), \quad (3.26)$$

где J – момент инерции ротора генератора и турбины, кгм²;

p_r - число пар полюсов ротора генератора;

M_T – момент турбины (Н.м);

$M_\Delta = 3 (\Psi_d * i_q - \Psi_q * i_d)$ - электромагнитный момент генератора (Н.м).

Вторая производная угла поворота ротора

$$\frac{d\gamma}{dt} = \omega_p = (\omega_0 - \Delta\omega) = \omega_0 \left(\frac{\omega_0 - \Delta\omega}{\omega_0} \right) = \omega_0 (1 - S);$$

$$\frac{d^2\gamma}{dt^2} = -\omega_0 \frac{dS}{dt}$$

Скольжение S является мерой относительного движения ротора по отношению к синхронно вращающемуся полю статора и определяется первой производной угла нагрузки δ , следовательно, уравнение движения ротора будет выглядеть следующим образом

$$\frac{J}{p_{\Gamma}} \omega_0 \frac{dS}{dt} = M_{\Gamma} - 3 (\Psi_d * \dot{i}_q - \Psi_q * \dot{i}_d) \quad (3.27)$$

$$\frac{J}{p_{\Gamma}} \omega_0 \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_{\Gamma} - 3 (\Psi_d * \dot{i}_q - \Psi_q * \dot{i}_d) \quad (3.28)$$

Поскольку различные генераторы значительно отличаются своими параметрами в именованных единицах, то исследование дифференциальных уравнений целесообразно осуществлять в относительных номинальных единицах.

Принимая за базисные величины номинальные значения мощности, напряжения и тока генератора (S_H , U_H , I_H) и определяя остальные номинальные параметры: $Z_H = U_H / \sqrt{3} I_H$ – номинальное входное сопротивление (Ом); $\Psi_H = U_H / \omega_0$ -- номинальное потокосцепление (Вб); $M_H = S_H * p_{\Gamma} / \omega_0$ - номинальный момент (Н.м), запишем систему дифференциальных уравнений в относительных единицах

$$\left\{ \begin{array}{l} u_d = \dot{i}_d * r + \frac{1}{\omega_0} p \Psi_d - \Psi_q (1 - S); \\ u_q = \dot{i}_q * r + \frac{1}{\omega_0} p \Psi_q + \Psi_d (1 - S); \\ u_f = \dot{i}_f * r_f + \frac{1}{\omega_0} p \Psi_f; \\ \frac{T_j}{\omega_0} p S = M_{\Gamma} - (\Psi_d * \dot{i}_q - \Psi_q * \dot{i}_d); \\ S = \frac{d\delta}{dt}, \end{array} \right. \quad (3.29)$$

где T_j – постоянная инерции ротора, сек;

$p = \frac{d}{dt}$ - оператор дифференцирования по времени, причем время в уравнениях измеряется в секундах, а угол нагрузки δ в радианах.

Выражения для потокосцеплений будут иметь следующий вид

$$\left\{ \begin{array}{l} \Psi_d = \dot{i}_d * X_d + \dot{i}_f * X_{ad}; \\ \Psi_q = \dot{i}_q * X_q; \\ \Psi_f = \dot{i}_f * X_f + \dot{i}_d * X_{ad}. \end{array} \right. \quad (3.30)$$

Поскольку система (3.29) является системой нелинейных дифференциальных уравнений, то ее аналитическое решение связано с большими математическими затруднениями. В таких случаях прибегают к численным методам интегрирования. В данной лабораторной работе используется общеизвестный метод Рунге – Кутта с автоматическим выбором шага интегрирования.

Для применения этого метода систему (3.29) необходимо преобразовать к машинному виду, т.е. разрешить ее относительно производных:

$$\left\{ \begin{array}{l} p\Psi_d = \omega_0[-\dot{i}_d * \Gamma - U_d - \Psi_q (1 - S)] ; \\ p\Psi_q = \omega_0[-\dot{i}_q * \Gamma - U_q + \Psi_d (1 - S)]; \\ p\Psi_f = \omega_0(-\dot{i}_f * \Gamma_f - U_f); \\ pS = \frac{\omega_0}{T_j} [M_T - (\Psi_d * \dot{i}_q - \Psi_q * \dot{i}_d)]; \\ p\delta = S. \end{array} \right. \quad (3.31)$$

Учитывая, что токи статора и ротора сами являются функциями потокоцеплений необходимо получить их выражения из системы (3.29). Решение этой системы приводит к следующим выражениям:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{i}_d = \Psi_d \frac{X_f}{\Delta X} - \Psi_f \frac{X_{ad}}{\Delta X}; \\ \dot{i}_q = \Psi_q \frac{1}{X_q}; \\ \dot{i}_f = -\Psi_d \frac{X_{ad}}{\Delta X} + \Psi_f \frac{X_d}{\Delta X}, \end{array} \right. \quad (3.24)$$

где $\Delta X = X_f * X_d - X_{ad}^2$.

Системы уравнений (3.31) и (3.32) являются законченными для использования метода Рунге – Кутты.

3.7. Контрольные вопросы к главе 3

1. Дайте определение динамической устойчивости.
2. Приведите схемы замещения электропередачи в нормальном режиме, КЗ и его последующем отключении.
3. От чего зависит сопротивление в точке КЗ?
4. Как определить электромагнитную мощность, выдаваемую генератором, в режиме трехфазного КЗ?
5. Поясните переходный процесс при трехфазном КЗ и его последующем отключении с помощью угловых характеристик.
6. Что является основным критерием динамической устойчивости?
7. Приведите уравнение движения ротора генератора.
8. Приведите дифференциальные уравнения напряжений в фазных обмотках синхронного генератора.
9. Что такое обобщенный вектор трехфазной системы?
10. Уравнения синхронной машины в координатах d, q.
11. Что представляет собой система уравнений Парка – Горева?
12. Приведите упрощенные уравнения Парка-Горева.

4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

4.1. Общая характеристика методов анализа динамической устойчивости. Упрощенные методы анализа динамической устойчивости

Неотъемлемой частью вопросов, решаемых при управлении энергообъединениями, являются вопросы анализа динамической устойчивости.

Задачи динамической устойчивости и методы их решения сформулированы в работах В.А. Барина [27], В.А. Веникова [1], [28], [2], П.С. Жданова [5], Э. Кимбарка [7], И.М. Марковича [12], а также в работах зарубежных ученых.

Отдельно изучались вопросы динамической устойчивости нагрузки, изложенные в работах Ю.Е. Гуревича [6], [16] и ряда других ученых.

Кроме того, вопросы динамических свойств электродвигателей, представляющих собой основную часть нагрузки промышленных предприятий, изложены в работах П. Андерсона [24], А.И. Важнова [29], И.А. Сыромятникова [30] и ряда других исследователей.

С целью анализа динамической устойчивости могут применяться как упрощенные, так и более точные расчеты.

В общем случае, основным критерием, позволяющем судить об устойчивой работе системы электроснабжения при больших колебаниях параметров режима, является характер изменения угла ротора синхронных машин во времени. Следовательно, как и при расчетах статической устойчивости, связанных с расчетами установившихся режимов, расчеты динамической устойчивости определяются расчетом переходных режимов.

При упрощенных расчетах пользуются методом численного интегрирования уравнений относительного движения ротора, изложенного, например, в работе В.А. Веникова [2]. При этом принимают в учет наличие только двух моментов – механического момента вращения турбины и электромагнитного момента генератора.

Другим упрощенным методом оценки динамической устойчивости является правило площадей, применимое однако большей частью к простым схемам, имеющим балансирующий узел.

Уточненный расчет тем же методом требует учета знакопеременного асинхронного момента и аperiodических моментов, обусловленных потерями мощности в активных сопротивлениях статора и ротора. Более подробно вопросы расчета динамической устойчивости уточненным методом изложены в работе Р.А. Лютера [31].

Одним из важных требований при расчете переходных процессов с целью анализа динамической устойчивости является учет действия автоматических регулирующих устройств. Вопросы учета автоматических регуляторов возбуждения и скорости изложены в работах В.А. Веникова [1], [59], Э. Кимбарка [7], Ю.Е. Гуревича [16], Л.А. Жукова [28].

Таким образом, оценка динамической устойчивости напрямую связана с расчетом переходного процесса, протекающего при значительных возмущениях в сети. О запасе динамической устойчивости принято судить по степени отклонения угла отключения короткого замыкания от предельного угла отключения.

Особенностью вышеперечисленных методов является наличие в расчетной схеме балансирующего узла, что не всегда справедливо для реальных систем электроснабжения, тем более не имеющих связи с энергосистемой.

Сильные возмущения в СЭС приводят к резким изменениям режима ее работы. Они возникают в результате изменения состава элементов электрической сети при их включениях и отключениях, КЗ, нарушений баланса генерируемой и потребляемой мощностей в узловых точках СЭС. Наиболее опасны возмущения при КЗ.

Задачами анализа динамической устойчивости СЭС являются оценка характера переходного процесса при сильных возмущениях, установление критических параметров при изменении режима, а также расчет значений существенных параметров режима при переходе из одного состояния в другое. Для решения этих задач используются приближенные методы, поскольку точная оценка динамической устойчивости при учете всех переходных процессов и изменений в СЭС, связанных с сильными возмущениями, весьма сложна.

Приближенные методы анализа динамической устойчивости СЭС основываются на ряде допущений:

разделении электромагнитных и электромеханических переходных процессов по скорости их протекания с мгновенным изменением электрической мощности при смене режимов;

малости отклонений частоты вращения роторов генераторов от синхронной;

неизменности вращающего момента первичных двигателей генераторов и постоянных инерции в течение переходного процесса;

замене совокупности генераторов одним эквивалентным;

рассмотрении переходных процессов на ограниченном интервале времени;

сохранении симметрии трехфазной системы источников при ее нарушении в электрической сети;

учете только основных нелинейных характеристик элементов и др.

Приближенные методы анализа можно разделить на *упрощенные* и *уточненные*, отличающиеся уровнем принимаемых допущений и назначением решаемой задачи.

Упрощенные методы позволяют просто и быстро предварительно оценить динамическую устойчивость простейших электрических систем, однако они приемлемы лишь для грубой оценки.

Уточненные методы направлены на конкретизацию расчетов при учете ряда факторов (не принимаемых во внимание в упрощенных методах, но оказывающих существенное влияние на переходный процесс):

автоматического регулирования возбуждения, изменяющего э.д.с. генераторов и, следовательно, их электромагнитный момент;

автоматического регулирования частоты вращения первичных двигателей и их вращающего момента;

учета дополнительных тормозных моментов, возникающих в процессе КЗ от периодической составляющей тока статора и токов, наводимых в успокоительных обмотках ротора;

учета динамических характеристик узлов нагрузки.

Основными упрощенными методами анализа динамической устойчивости СЭС являются:

метод площадей, используемый для определения предельных значений угла и времени отключения КЗ;

метод последовательных интервалов, применяемый для качественной оценки характера переходного процесса по изменению угла δ во времени.

Предельный угол отключения КЗ можно найти, не устанавливая характер переходного процесса смены режимов. Для этого используется метод площадей, позволяющий оценить соотношение изменения энергии в различных фазах процесса смены режимов работы СЭС.

4.2. Метод последовательных интервалов. Правило площадей. Расчет динамической устойчивости

Суть метода последовательных интервалов заключается в следующем. Значение избыточной мощности в первый момент изменения режима определяется следующим образом (индекс i здесь и далее опущен):

$$\Delta P_{(0)} = P_{(0)} - P_0, \quad (4.1)$$

где $P_{(0)}$ – мощность в первый момент нарушения режима,

P_0 – мощность в исходном режиме.

Вследствие инерции ротора его скорость и угол между ЭДС и напряжением в момент нарушения режима считаются неизменными. Приращение угла в конце первого интервала составляет:

$$\Delta \delta_{(1)} = K_\delta \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (4.2)$$

где

$$K_\delta = 18000 \frac{\Delta t^2}{T_J}. \quad (4.3)$$

Для последующих интервалов приращение равно

$$\Delta \delta_{(n)} = \Delta \delta_{(n-1)} + K_\delta \frac{\Delta P_{(n-1)}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{314 \Delta t}}, \quad (4.4)$$

угол к началу следующего интервала

$$\delta_{(n)} = \delta_{(n-1)} + \Delta \delta_{(n)}. \quad (4.5)$$

Аналогичным образом определяются значения угловой скорости на интервалах [43]. Приращение скорости в конце первого интервала:

$$\Delta \omega_{(1)} = K_\omega \Delta P_{(0)}, \quad (4.6)$$

где

$$K_\omega = 18000 \frac{\Delta t}{T_J}, \quad (4.7)$$

на следующих интервалах

$$\Delta \omega_{(n)} = K_\omega \Delta P_{(n-1)}, \quad (4.8)$$

$$\omega_{(n)} = \omega_{(n-1)} + \Delta \omega_{(n)}. \quad (4.9)$$

Величина скорости вращения на каждом интервале необходима для анализа внезапного выхода на отдельную работу. В таком режиме возникают переходные процессы, характеризующиеся большой длительностью, когда необходим учет действия регуляторов скорости турбин [18].

Мощность, развиваемая турбиной, в этом случае определяется как

$$P_{T(n)} = P_{T0} \frac{\omega_{(n)}}{\omega_{(0)}} - P_{per(n)}, \quad (4.10)$$

где P_{T0} – мощность турбины в начальный момент времени,

ω_0 – скорость в начальный момент времени,

$\omega_{(n)}$ – скорость на n -м интервале,

$P_{\text{рег}(n)}$ – снижение мощности, обусловленное действием регулятора,

$$P_{\text{рег}(n)} = P_{\text{рег}(n-1)} + \Delta P_{\text{рег}(n)}, \quad (4.11)$$

$\Delta P_{\text{рег}}$ – приращение мощности на интервале,

$$\Delta P_{\text{рег}(n)} = \frac{P_{\text{Тном}}}{\sigma T_s} \frac{\Delta \delta_{(n)}}{18000} \left(1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t} \right) - \frac{\Delta t}{T_s} P_{\text{рег}(n-1)} \left(\frac{1 + \frac{\Delta \delta_{(n)}}{314 \Delta t}}{1 + \frac{\Delta \delta_{(n-1)}}{314 \Delta t}} \right), \quad (4.12)$$

где σ – степень неравномерности регулятора скорости,

T_s – постоянная времени сервомотора.

Поскольку регуляторы скорости имеют степень нечувствительности, то $\Delta P_{\text{рег}}$ учитывается только в случае превышения скорости вращения ротора выше заданной величины.

Данный метод предназначен для оценки динамической устойчивости во времени.

Для упрощенной оценки динамической устойчивости используется широко распространенный “метод площадей”. Метод площадей является хорошей иллюстрацией к пониманию сущности динамической устойчивости синхронного генератора (электропередачи). На рис. 4.1 приведен рисунок, поясняющий указанный метод.

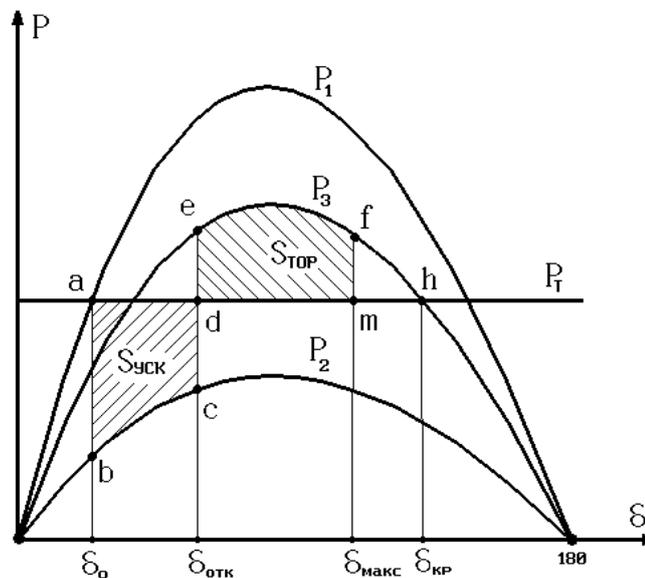


Рис. 4.1. Метод площадей

На рис. 4.1. показаны заштрихованные площади ускорения $S_{\text{уск}}$ и торможения $S_{\text{тор}}$. Кинетическая энергия, запасенная ротором генератора в аварийном режиме за период ускорения при перемещении ротора от δ_0 до $\delta_{\text{отк}}$, пропорциональна площади ускорения

$$S_{\text{уск}} = S_{\text{abcd}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{отк}}} (P_T - P_{3M} \sin \delta) d\delta, \quad (4.13)$$

где $P_{3M} = \frac{E'_q U_c}{X_{CB}}$ - амплитуда угловой характеристики в аварийном режиме.

Кинетическая энергия, которая расходуется в послеаварийном режиме за период торможения, пропорциональна площади торможения

$$S_{TOP} = S_{defm} = \int_{\delta_{OTK}}^{\delta_{MAKC}} (P_{2M} \sin \delta - P_T) d\delta, \quad (4.14)$$

где $P_{2M} = \frac{E'_q U_c}{X_\Sigma}$ - амплитуда угловой характеристики в послеаварийном режиме.

Устойчивость сохранится, если вся энергия в послеаварийном режиме будет израсходована до достижения ротором критического угла δ_{KP} . Очевидно, что наибольшая возможная площадь торможения определяется критическим углом и это будет площадь S_{dch} (рис. 4.1). Отсюда и вытекает правило площадей: система (электропередача) динамически устойчива, если возможная площадь торможения больше или равна площади ускорения.

Основным недостатком данного метода является невозможность исследования переходного процесса во времени.

Современная вычислительная техника позволяет произвести точное исследование любого электромеханического переходного процесса путем непосредственного анализа системы нелинейных дифференциальных уравнений Парка – Горева. Для этого используются различные методы численного интегрирования, например метод Рунге – Кутты.

Численное интегрирование позволяет буквально “на лету”, в реальном времени отслеживать переходный процесс, наблюдать изменение угла нагрузки, электромагнитного момента и т.д.

4.3. Изменение ЭДС за переходными и сверхпереходными индуктивными сопротивлениями

Как было сказано выше, синхронный генератор, как и любой элемент схемы, в цикл свертывания-развертывания задается двумя параметрами – ЭДС и проводимостью или сопротивлением. В общем случае в течение всего переходного процесса в качестве сопротивления предлагается использовать X'_d , в качестве ЭДС – величину $E' = E'_d + jE'_q$ (в осях d и q), приведенную к мнимой и вещественной осям.

Чтобы определить изменение переходной или сверхпереходной ЭДС сначала выполняют предварительные расчеты. В исходном режиме токи в продольной и поперечной осях:

$$I_{d0} = I_0 \sin(\delta_0 + \varphi_0), \quad (4.15)$$

$$I_{q0} = I_0 \cos(\delta_0 + \varphi_0), \quad (4.16)$$

где I_0 – модуль комплекса тока, полученного из расчета исходного установившегося режима; δ_0 и φ_0 также соответствуют исходному режиму.

Тогда переходная ЭДС и ЭДС возбуждения в начале первого интервала:

$$E'_{q(0)} = U_{(0)} \cos \delta_0 + I_{d0} X'_d, \quad (4.17)$$

$$\mathbf{E}'_{d(0)} = \mathbf{I}_{q0}(\mathbf{x}_d - \mathbf{x}'_d), \quad (4.18)$$

$$\mathbf{E}_{q(0)} = \mathbf{E}'_{q(0)} + \mathbf{I}_{d0}(\mathbf{x}_d - \mathbf{x}'_d). \quad (4.19)$$

Величину \mathbf{E}'_d в течение переходного процесса считаем неизменной.

ЭДС от действия возбудителя в первый момент короткого замыкания равна ЭДС в поперечной оси:

$$\mathbf{E}_{qe(0)} = \mathbf{E}_{q(0)}. \quad (4.20)$$

Электромагнитный переходный процесс в синхронной машине описывается уравнением:

$$\frac{d\mathbf{E}'_q}{dt} = \frac{\left(\frac{\mathbf{E}'_q}{\mathbf{E}_q}\right)\mathbf{E}_{qe} - \mathbf{E}'_q}{\left(\frac{\mathbf{E}'_q}{\mathbf{E}_q}\right)\mathbf{T}_{d0}}, \quad (4.21)$$

где \mathbf{T}_{d0} – постоянная времени обмотки возбуждения.

Такая форма записи с коррекцией постоянной времени позволяет анализировать переходные процессы как при каком-либо изменении режима при параллельной работе с энергосистемой, так и при выходе на отдельную работу.

При численном решении этого уравнения затухание \mathbf{E}'_q вводится следующим приращением [7]:

$$\Delta \mathbf{E}'_{q(n)} = \Delta t \frac{\mathbf{E}_{qe(n)} - \mathbf{E}_{q(n-1)}}{\mathbf{T}_{d0} + \frac{\mathbf{E}_{q(n-1)} \Delta t}{\mathbf{E}'_{q(n-1)} 2}}, \quad (4.22)$$

при этом

$$\mathbf{E}'_{q(n)} = \mathbf{E}'_{q(n-1)} + \Delta \mathbf{E}'_{q(n)}. \quad (4.23)$$

При отсутствии форсировки возбуждения ЭДС \mathbf{E}_{qe} считаем неизменной, при работе форсировки с заданной кратностью \mathbf{k}_Φ необходимо определить приращение

$$\Delta \mathbf{E}_{qe(n)} = \left[\mathbf{k}_\Phi \mathbf{E}_{qe(0)} - \mathbf{E}_{qe(n)} \right] e^{t/T'_d}, \quad (4.24)$$

и новую величину ЭДС

$$\mathbf{E}_{qe(n)} = \mathbf{E}_{qe(n-1)} + \Delta \mathbf{E}_{qe(n)}. \quad (4.25)$$

Форсировка включается, если напряжение на зажимах генератора становится менее $0,85U_{ном}$, и расчет приращений на интервалах продолжается до тех пор, пока напряжение на зажимах машины не станет равным напряжению отключения форсировки, либо ЭДС не достигнет потолочного значения $\mathbf{k}_\Phi \mathbf{E}_{qe(0)}$ при напряжении, меньшем напряжения отключения форсировки, с учетом максимальной продолжительности ее работы. В первом случае форсировка отключается и приращения ЭДС определяются с противоположным знаком, во втором случае ЭДС на последующих интервалах остается неизменной и равной потолочному значению в течение предельного времени форсировки.

Работа автоматического регулирования возбуждения учитывается изменением \mathbf{E}_{qe} в соответствии с изменением напряжения при учете инерционности регулятора тока возбуждения.

Для расчета переходной ЭДС на следующем интервале необходимо определить E_q аналогично первому интервалу:

$$I_{d(n-1)} = \frac{E'_{q(n-1)} - U_{(n-1)} \cos \delta_{(n-1)}}{x'_d}, \quad (4.26)$$

$$E_{q(n)} = E'_{q(n)} + I_{d(n-1)} (x_d - x'_d). \quad (4.27)$$

В расчет установившегося режима перед следующим интервалом задается ЭДС

$$E'_{(n)} = \sqrt{(E'_{d(n)})^2 + (E'_{q(n)})^2}, \quad (4.28)$$

в комплексном виде будем иметь:

$$\dot{E}_{(n)} = E'_{(n)} \cos \delta''_{(n)} + j E'_{(n)} \sin \delta''_{(n)}, \quad (4.29)$$

где

$$\delta''_{(n)} = \delta_{(n)} - \arccos \frac{E'_{q(n)}}{E'_{(n)}}. \quad (4.30)$$

4.4. Средства повышения устойчивости. Быстродействующее отключение коротких замыканий

Регулирование возбуждения позволяет при прочих равных условиях уменьшить величину первого вылета угла δ_{max} и ускорить затухание колебаний ротора, возникающих в результате динамических возмущений, т.е. увеличить запас динамической устойчивости машины.

Ограничение угла ротора δ в первом колебании после динамического нарушения режима по методу площадей будет тем значительнее, чем сильнее удастся сократить площадь ускорения и увеличить возможную площадь торможения на диаграмме угловых характеристик.

Графическое изображение правила площадей для машины с регулируемым возбуждением приведено на рис. 4.2.

Без учета действия АРВ площадь ускорения равна 1-2-3-4, а торможения 4-5-7-6. Их равенство определяет угол δ_{max} .

С учетом действия АРВ угловые характеристики смещаются (изображены пунктиром). Площадь ускорения в этом случае соответствует 1-2-3'-4, а торможения 4-5'-7'-6'. При этом максимальный угол при переходном процессе снижается до δ'_{max} .

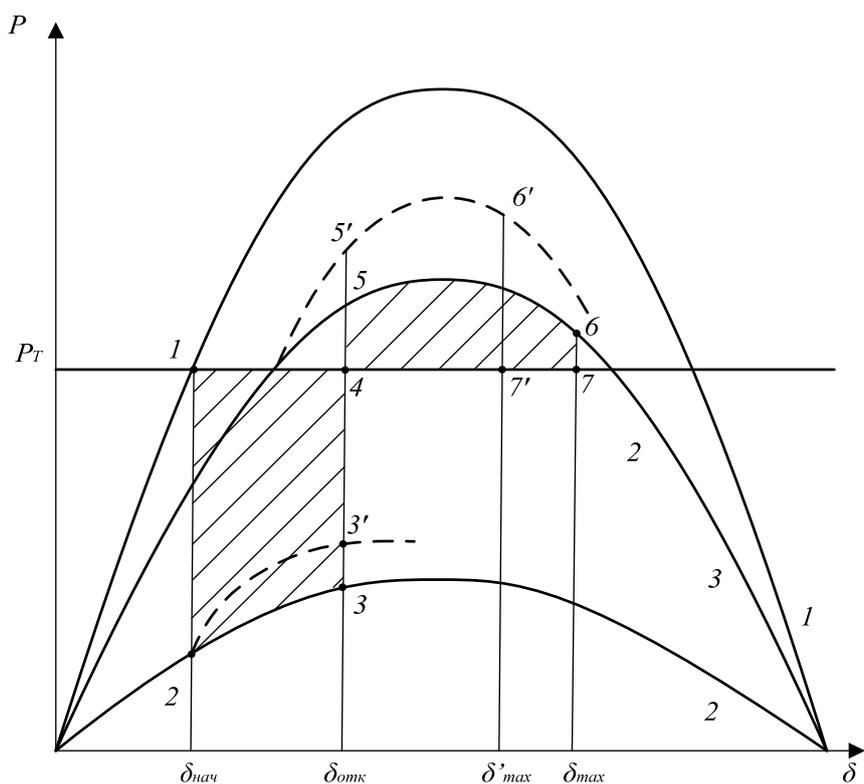


Рис. 4.2. Правило площадей для машины с регулируемым возбуждением:
 1 - исходный режим; 2 - кз (без АРВ); 3 - отключение (без АРВ);
 2-3'- кз (с учетом АРВ); 5'-6'- отключение кз с учетом АРВ

4.5. Параметры синхронных генераторов и их влияние на устойчивость

Устойчивость СЭС в значительной мере определяется параметрами и характеристиками синхронных машин. При расчетах установившихся режимов синхронной машины используется схема ее замещения с синхронной э.д.с. E_q , приложенной за сопротивлением x_d . Эта э.д.с. пропорциональна установившемуся току возбуждения I_f . Поскольку E_q и I_f больше всего влияют на создание синхронного электромагнитного момента машины, они совместно с сопротивлением x_d , за которым приложена э.д.с, получили название синхронных величин. Из векторной диаграммы и схемы замещения синхронной машины (рис. 4.3) следует, что э.д.с. E_q и напряжение U на зажимах синхронной машины связаны соотношением:

$$\dot{E}_q = \dot{U} + \dot{I}x_d \quad (4.31)$$

где I — ток статора (ток нагрузки синхронной машины).

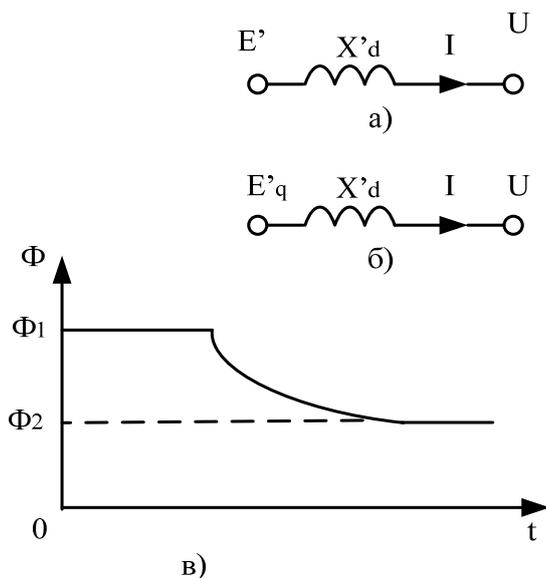


Рис. 4.3. Схемы замещения синхронной машины переходными сопротивлениями и э.д.с. (а, б) и характер изменения ее результирующего магнитного потока (в)

При заданной нагрузке синхронной машины ($I = \text{const}$) напряжение на ее зажимах пропорционально э.д.с., значение которой зависит от тока возбуждения I_f . Следовательно, напряжение синхронных машин можно регулировать изменением тока возбуждения. На этом принципе основаны устройства АРВ, предназначенные для регулирования напряжения на зажимах синхронной машины.

При расчетах электромеханических переходных процессов, используется схема замещения синхронной машины с переходной э.д.с. E' , приложенной за сопротивлением $x'd$ (рис. 4.3, а). Эта э.д.с. пропорциональна суммарному магнитному потоку, сцепленному с ротором. При всяком изменении режима результирующий магнитный поток генератора сначала остается неизменным, а затем плавно переходит к новому постоянному значению (рис. 4.3, в). Индуцируемая этим потоком э.д.с. E' так же, как и поток, в первый момент времени остается неизменной и сохраняет то же значение, которое было до изменения режима. Поэтому э.д.с. E' является связующей величиной при переходе от одного режима синхронной машины к другому, отчего E' и $x'd$ получили название *переходных величин*.

Поскольку э.д.с. E' мало отличается от проекции E'_q этой э.д.с. на вектор E_q , при расчетах полагают их равными и используют схему замещения, показанную на (рис. 4.3, д).

4.6. Влияние режима нейтрали на динамическую устойчивость

Если нейтрали трансформаторов заземлить через небольшие сопротивления, не повышающие существенно напряжение нейтрали, то условия работы изоляции не изменятся, но устойчивость СЭС при несимметричных КЗ заметно увеличится. В качестве примера рассмотрим однофазное КЗ в СЭС, где обмотки трансформаторов соединены в звезду, а их нейтрали заземлены через активные сопротивления.

Схема замещения нулевой последовательности изображена на рис. 4.4, б, а комплексная схема замещения СЭС при однофазном КЗ имеет вид, показанный на рис. 4.4, в.

Увеличение сопротивления аварийного шунта Z_k , состоящего из суммарного сопротивления обратной последовательности $X_{2\text{рез}}$ и суммарного сопротивления нулевой последовательности $Z_{0\text{рез}}$ (см. рис. 4.4, б), приводит к увеличению амплитуды угловой

характеристики мощности в аварийном режиме, а значит, к повышению динамической устойчивости СЭС.

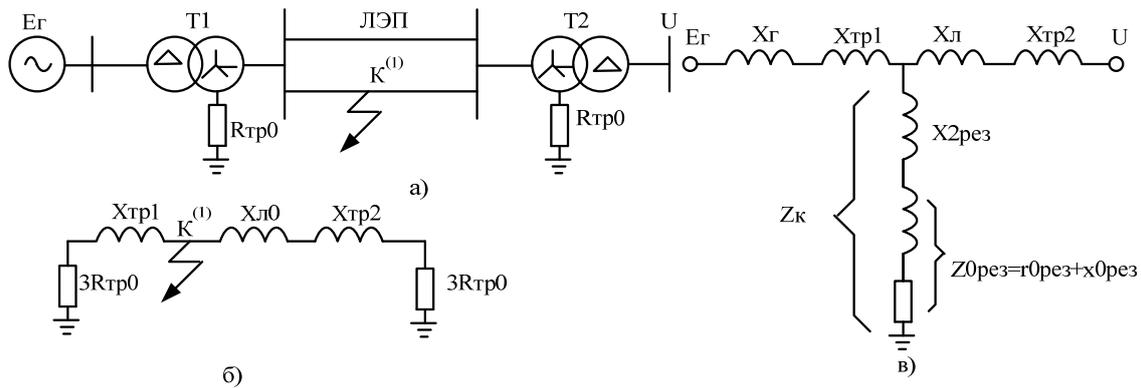


Рис. 4.4. Схема СЭС с заземленными нейтральными трансформаторов (а), схема замещения нулевой последовательности (б) и комплексная схема замещения (в)

4.7. Контрольные вопросы к главе 4

1. Какой основной критерий позволяет судить об устойчивой работе системы электроснабжения при больших колебаниях параметров режима?
2. Перечислите допущения, на которых основываются приближенные методы анализа динамической устойчивости систем электроснабжения?
3. Перечислите основные упрощенные методы анализа динамической устойчивости систем электроснабжения.
4. Изложите суть метода последовательных интервалов.
5. Дайте характеристику метода площадей.
6. Каков основной недостаток метода площадей?
7. С учетом каких параметров определяют изменение переходных и сверхпереходных ЭДС во времени?
8. Как влияет регулирование возбуждения синхронного генератора на динамическую устойчивость энергосистемы?
9. Поясните с помощью угловых характеристик переходный процесс при КЗ и его последующем отключении с учетом регулирования возбуждения.
10. Каким образом параметры синхронного генератора влияют на устойчивость?
11. Поясните влияние режима нейтрали на динамическую устойчивость.

5. УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ

5.1. Статические и динамические характеристики нагрузок потребителей промышленных предприятий

При исследовании устойчивости нагрузки СЭС необходимо располагать статическими и динамическими характеристиками основных потребителей электрической энергии. Вид характеристик нагрузки определяется параметрами электроприемников, а также влиянием потерь мощности и напряжения в элементах распределительной сети.

Статические характеристики нагрузки представляют собой зависимости между параметрами режима при медленных изменениях процессов, например зависимости $P = f(\delta)$ для синхронных и $P = f(s)$ для асинхронных двигателей. Узлы нагрузки характеризуются обычно статическими характеристиками в виде зависимостей потребляемых активной P и реактивной Q мощностей от медленно изменяющегося напряжения U . Графическое изображение этих характеристик показано на рис. 5.1. Форма их зависит от вида нагрузки (лампы накаливания, асинхронные и синхронные двигатели, электрические печи и др.). Для сравнения статические характеристики некоторых потребителей изображены на рис. 5.2.

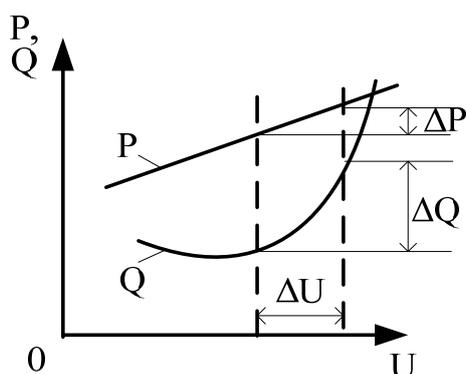


Рис. 5.1. Статические характеристики узла нагрузки

В аналитических расчетах статические характеристики часто аппроксимируются полиномами вида

$$P = 1 - a_p - b_p + a_p U + b_p U^2; \quad Q = 1 - a_Q - b_Q + a_Q U + b_Q U^2 \quad (5.1)$$

где a_p, b_p, a_Q, b_Q - постоянные коэффициенты.

Аналитические зависимости и графические представления нагрузок достаточно точно отражают их изменения только при установившихся режимах, наступающих через десятки секунд после изменения напряжения.

Последнее условие важно иметь в виду при выполнении расчетов с последовательным изменением параметров режима или свойств СЭС. Если период времени между рассматриваемыми режимами измеряется минутами, то существенными могут оказаться дополнительные изменения нагрузки, вызываемые как случайными факторами, так и действиями обслуживающего персонала на подстанциях в результате переключения ответвлений трансформаторов, изменения тока возбуждения синхронных двигателей и компенсаторов.

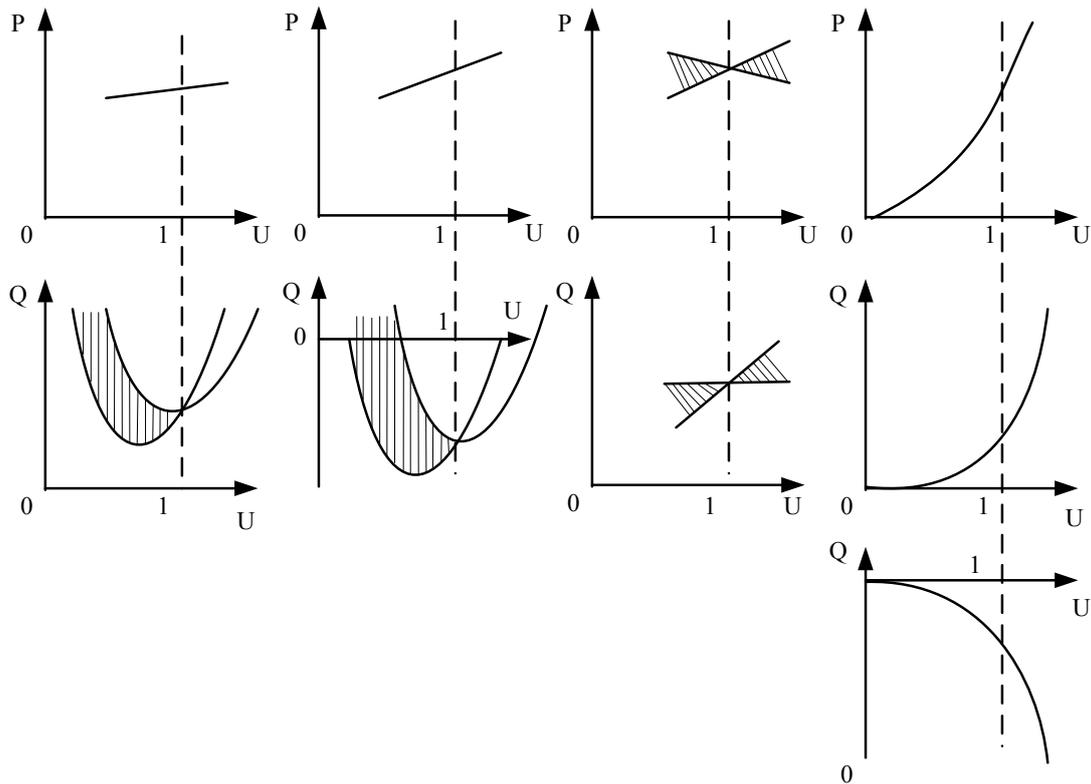


Рис. 5.2. Статические характеристики различных электроприемников:
a - асинхронный двигатель; *б* - синхронный двигатель;
v - потери в последовательных сопротивлениях; *z* - лампы накаливания;
д - потерн на намагничивание трансформаторов; *e* - конденсаторные батареи

При анализе переходных процессов в узлах нагрузки необходимо учитывать влияние регулирующих устройств. Если зоной нечувствительности и дискретностью регулирования трансформаторов с РПН пренебречь, то напряжение на шинах электроприемников можно считать неизменным, а активную нагрузку в этом диапазоне практически постоянной. Реактивная мощность узла нагрузки представляет собой сумму реактивной нагрузки потребителей и потерь в трансформаторах с РПН, зависящих от напряжения в узле. Если потери невелики, то в рассматриваемом диапазоне реактивная мощность также почти постоянна.

При расчетах статической устойчивости СЭС обычно пользуются типовыми статическими характеристиками комплексной нагрузки, составляемыми проектными организациями для определенных групп потребителей СЭС,

$$P_n = F_1(U; \omega); Q_n = F_2(U; \omega) \quad (5.2)$$

определяют вариации P_n , Q_n при медленных изменениях напряжения и угловой скорости. Задание нагрузок в виде постоянных сопротивлений $z_n = \text{const}$ следует рассматривать как частный случай статических характеристик.

Динамические характеристики нагрузки - это зависимости от тех же аргументов и, дополнительно, от скоростей их изменения:

$$\left. \begin{aligned} P &= F_3\left(U, \omega, \frac{dU}{dt}, \frac{d\omega}{dt}\right) \\ Q &= F_4\left(U, \omega, \frac{dU}{dt}, \frac{d\omega}{dt}\right) \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

Эти характеристики позволяют отразить быстрые изменения режима нагрузки.

Выбор вида характеристики нагрузки предопределяется необходимой точностью решения задачи устойчивости. В приближенных расчетах устойчивости СЭС наиболее часто используется модель нагрузки в виде комплексного сопротивления.

С точки зрения выполняемых упрощений математические модели системы можно подразделить на *консервативные позиционные* и *диссипативные*.

Консервативная позиционная модель:

в системе отсутствуют потери энергии, зависящие от частоты вращения машин (значит, любые возмущения режима приводят к незатухающим колебаниям)

все действующие моменты не зависят от изменения частоты вращения машин, за исключением тех, которые связаны с инерционностью роторов.

Поэтому при позиционной идеализации в уравнениях движения моменты в относительных единицах можно заменить мощностями. Мощности турбин, э.д.с. машин, частота и сопротивления пассивных элементов электрической сети принимаются постоянными, а электромагнитная мощность зависит только от положения роторов синхронных машин.

В **диссипативной модели** системы учитывается, что моменты машин зависят от положения роторов и скорости их изменения, а также от показателей, определяемых различными системами регулирования, электромагнитными и электромеханическими переходными процессами в элементах.

Упрощенный подход к расчету электромеханических переходных процессов на основе позиционной модели приемлем для анализа устойчивости СЭС предприятий. При централизованном электроснабжении в СЭС всегда есть шины бесконечной мощности (условие неизменности напряжения и частоты). Кроме того, задача устойчивости решается на малом интервале времени (до 0,2-0,5 с) от начала действия возмущения. При этом определяющими в отношении устойчивости являются синхронизирующие моменты, а инерционные моменты, зависящие от частоты вращения, проявляются незначительно.

На устойчивость нагрузки существенное влияние оказывает изменение частоты вращения. Потребляемая электродвигателями активная (тормозная) мощность при номинальных значениях скольжения, коэффициента загрузки и без учета потерь зависит от частоты:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{f_1}{f_2} \tag{5.4}$$

Физически это означает, что при отклонениях частоты вращения двигателей с измененной угловой скоростью ($\omega = var$) нужно изменять активную мощность.

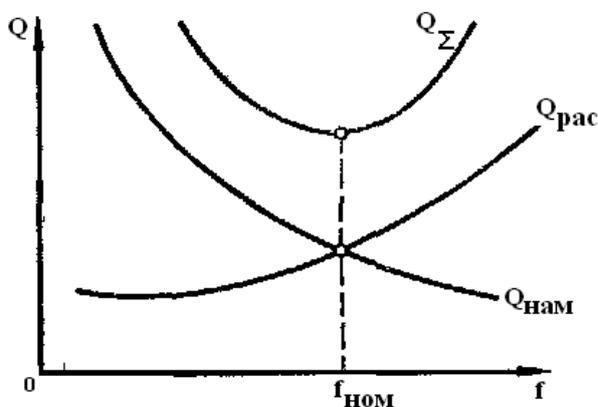


Рис. 5.3. Зависимость реактивной мощности электродвигателей от частоты

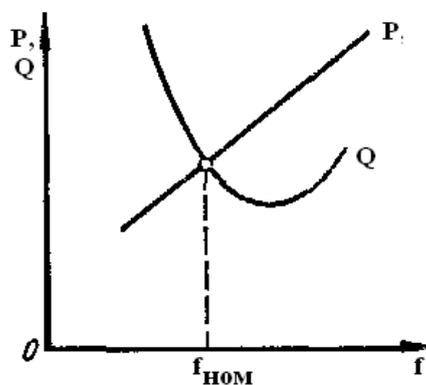


Рис. 5.4. Статические характеристики нагрузки энергетической системы

Зависимость реактивной мощности двигателей от частоты вращения определяется выражением

$$Q_1 / Q_2 = (f_1 / f_2)^n \quad n = 1 \div 2 \quad (5.5)$$

С повышением частоты намагничивающая мощность $Q_{\text{нам}}$ падает, так как уменьшается насыщение, а мощность рассеяния $Q_{\text{рас}}$ увеличивается.

При расчетах динамической устойчивости СЭС нагрузку также можно описывать статическими характеристиками. Однако это приводит к заметным погрешностям, поскольку зависимости мощности от напряжения в переходном и установившемся режимах разные. Так, при возникновении КЗ напряжение снижается практически мгновенно. По мере изменения питающего напряжения и скольжения двигателей в режиме КЗ изменяется также мощность, а при отключении КЗ возникает новый скачок активной и реактивной мощностей. Такие процессы можно представить в координатах P, U и Q, U динамическими характеристиками, описывающими изменение указанных параметров во времени.

Динамические характеристики нагрузки определяются не только параметрами нагрузки, но и параметрами СЭС и режимами всей ЭЭС. Разница между статическими и динамическими характеристиками дает ту погрешность, которая возникает при использовании статических характеристик в расчетах динамической устойчивости СЭС.

Изменение скольжения асинхронного двигателя приводит к резкому изменению его эквивалентного сопротивления, что вызывает изменение токов статора и ротора, а также перераспределение той части электромагнитной энергии, которая при установившемся скольжении преобразовывалась в механическую. При этом часть ее тратится на изменение запаса энергии в индуктивностях электродвигателя. Появляется запаздывание в изменении динамических моментных характеристик по отношению к характеристикам при медленных изменениях режима (статическим характеристикам). Динамика наброса и сброса нагрузки показана на рис. 5.5, где цифрой 1 обозначена статическая характеристика асинхронного двигателя в нормальном режиме, цифрой 2 - динамическая характеристика при набросе нагрузки, а цифрой 3 - динамическая характеристика при сбросе нагрузки.

Из рис. 5.5 следует, что электромагнитный момент двигателя по динамической характеристике изменяется с некоторым запаздыванием по отношению к статической характеристике.

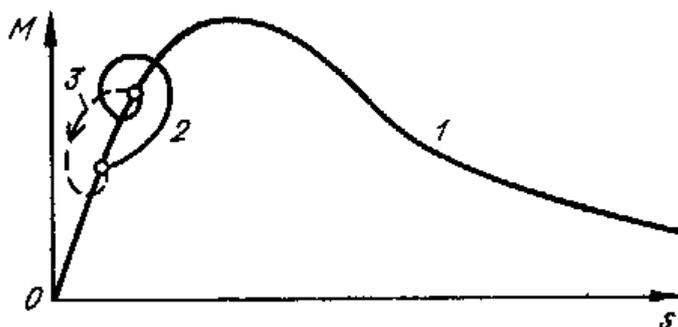


Рис. 5.5. Характеристики асинхронного двигателя

Значения величин, характеризующих скольжение асинхронного двигателя, а также условия устойчивости и изменение его тока, отличаются от значений этих же величин, определенных применительно к статической характеристике двигателя. Приближенно считают, что погрешность в оценке изменения скольжения обратно пропорциональна механической постоянной инерции электродвигателя T_j и прямо пропорциональна квадрату сброса или наброса нагрузки. Так, погрешность в определении скольжения маломощных электродвигателей ($T_j = 0,5-1$ с) достигает 10-30 % через 0,1 - 0,3 с после наброса нагрузки, а

для мощных электродвигателей ($T_j = 8-10$ с) она находится в пределах точности расчетов.

При учете динамических характеристик синхронных двигателей (рис. 5.6, 5.7) следует учитывать ту особенность, что резкие изменения режима их работы вызывают появление свободных токов, поддерживающих результирующее потокосцепление обмотки возбуждения неизменным.

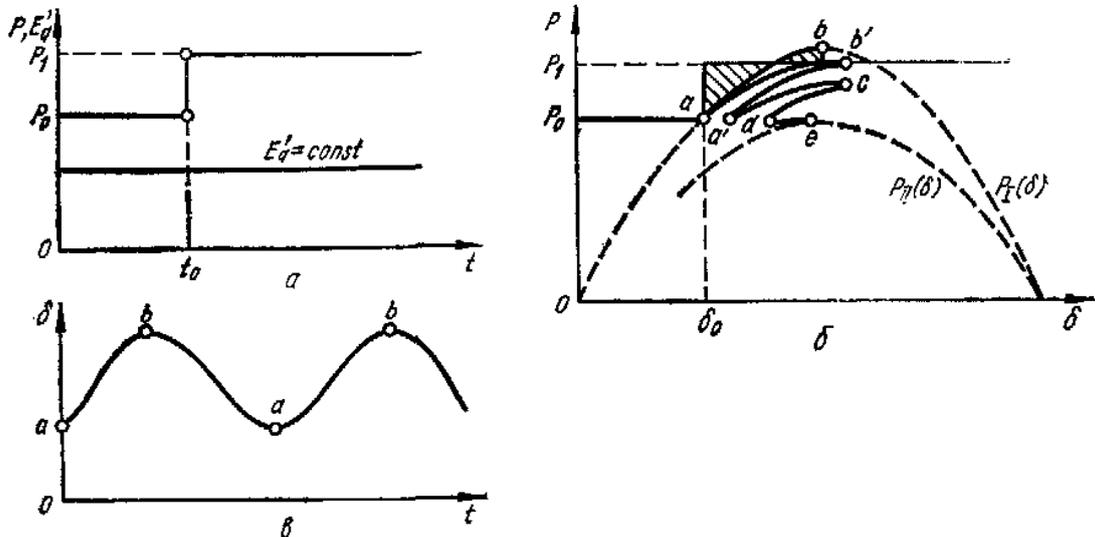


Рис. 5.6. Набор нагрузки на синхронный двигатель при постоянстве э.д.с. E'_q (а), его угловые характеристики мощности при наборе нагрузки (б) и характер изменения угла δ (в)

Развиваемая синхронным двигателем максимальная мощность определяется при $t = 0$ по его угловой характеристике $P = f(\delta)$, построенной для $E'_q = const$. Пусть при $t = t_0$ и $\delta = \delta_0$ происходит мгновенный набор мощности от P_0 до P_1 (рис. 5.6, а). В этом случае переходный процесс описывается характеристикой $P_1(\delta)$, изображенной на рис. 5.6, б.

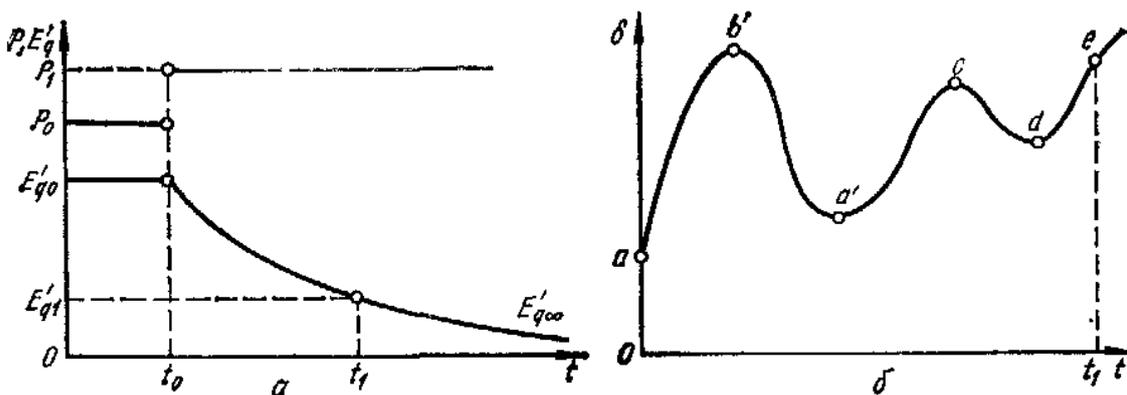


Рис. 5.7. Набор нагрузки на синхронный двигатель при затухании

э.д.с. E'_q (а) и характер изменения угла δ (б)

Качения двигателя определяются участком угловой характеристики мощности и соответствующими площадями ускорения и торможения на нем. Изменение угла δ во времени изображается кривой, показанной на рис. 5.6, в.

Если имеет место затухание э.д.с. E'_q (рис. 5.7, а), то процесс изменения угла δ определяется не характеристикой ab , а характеристикой ab' (см. рис. 5.6, б и 5.7, б),

Таким образом, при расчете устойчивости синхронных двигателей следует иметь в виду, что допущение $E'_q = const$ справедливо только в течение малого интервала времени $\Delta t < T_j$ и может привести к ошибкам в оценке характера переходного процесса.

Если э.д.с. E'_q в процессе своего затухания уменьшится так, что при E'_{q1} максимальное значение $P_{II\max}(\delta)$ (точка e на характеристике $P_{II}(\delta)$, см. рис. 5.6, б) будет меньше P_I то устойчивость электродвигателя через время нарушится.

5.2. Статическая устойчивость узлов нагрузки. Коэффициенты запаса. Вторичные признаки устойчивости нагрузки

В промышленности и сельском хозяйстве основными потребителями электроэнергии являются асинхронные двигатели (60-70%), синхронные двигатели составляют 10%, осветительная нагрузка 20-30%. В связи с этим, представляет интерес исследование статической устойчивости асинхронных двигателей в нормальном режиме работы энергосистемы при малых возмущениях, т.к. если группа асинхронных двигателей имеет мощность, соизмеримую с мощностью источника питания, то в этом случае их режим работы может оказать существенное влияние на устойчивость энергосистемы в целом.

Снижение напряжения в питающей сети влечет за собой увеличение токов статора и ротора асинхронных двигателей (при неизменной нагрузке на валу двигателя), что обуславливает дальнейшее снижение напряжения и возникновение резкого снижения напряжения в сети, т.е. “лавины напряжения”. При рассмотрении статической механической характеристики, у асинхронного двигателя имеется только одна область устойчивой работы - это область, расположенная на восходящей части характеристики $P = f(s)$. Область между критическим скольжением и скольжением, равным 1, является неустойчивой (рис. 5.8).

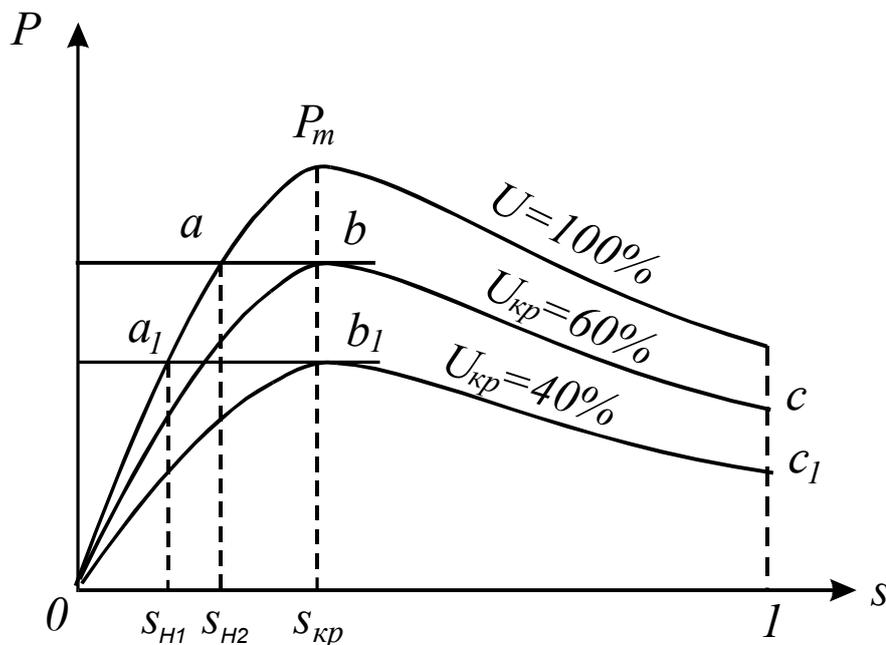


Рис. 5.8. Характеристика асинхронного двигателя при различных значениях питающего напряжения

В нормальных условиях двигатель работает на устойчивой части своей характеристики при скольжении меньше критического. Однако при снижении напряжения или увеличении механического вращающего момента двигатель может оказаться в критическом режиме (точки b , b_1 на рис. 5.8). При дальнейшем снижении напряжения точка, характеризующая режим, перейдет на спадающую часть характеристики, двигатель будет тормозиться, ток и реактивная мощность будут резко расти, а затем двигатель остановится - “опрокинется” (точки c , c_1 на рис. 5.8).

Статическая устойчивость асинхронных двигателей

Под статической устойчивостью электрической машины понимается ее способность возвращаться к установившемуся режиму после малых возмущений. Причинами, вызывающими нарушение статической устойчивости, могут быть: значительное увеличение внешнего сопротивления (отключение части питающих линий) или мощности приводного механизма, а также снижение напряжения в узле нагрузки. Обычно запас по статической устойчивости нагрузки оценивается величиной допустимого снижения напряжения в точке питания.

Значения напряжения на зажимах двигателей и независимой от режима работы двигателей э.д.с. источника питания называются критическими, если они соответствуют пределу статической устойчивости. Значения U_{KP} и E_{KP} обычно определяются при номинальной частоте.

$$E_{жст} = \sqrt{2x_{K0\Sigma} \cos\varphi_H}, \quad (5.6)$$

$$U_{KP} = \sqrt{2 K_3 x_{K0\Sigma} P_H}, \quad (5.7)$$

где $\cos\varphi_H$ - номинальный коэффициент мощности двигателя,

$$x_{K0\Sigma} = x_{K0} + x_{BH}, \quad (5.8)$$

x_{BH} - внешнее сопротивление двигателя, при номинальном скольжении

$$x_{K0} = \frac{1}{2 b_H \cos\varphi_H}, \quad (5.9)$$

где $b_H = M_m/M_H$ - кратность максимального момента двигателя,

b_H , $\cos\varphi_H$ - определяются по паспортным данным двигателя.

В формулах (5.6) - (5.9) и во всех последующих все входящие величины подставляются в относительных единицах (о.е.).

Нарушение статической устойчивости двигателя можно пояснить, рассматривая механические характеристики приводного механизма (кривая 1 на рис. 5.9) и двигателя, определенные при различных значениях напряжения. Механические характеристики асинхронного двигателя $P = f(s)$ при номинальном и критическом напряжениях представлены кривыми 2 и 3 на рис. 5.9. Кривая 1 характеризует приводной механизм.

При напряжении $U = U_H$ рабочей точкой двигателя является точка А, скольжение при этом равно номинальному. При напряжении $U = U_{KP}$ наступает критический режим (точка В) и двигатель работает со скольжением, равным критическому.

При напряжении $U < U_H$ происходит нарушение устойчивости при скольжении несколько большем, чем критическое (точка С, кривая 4). Критический режим характеризуется критериями $\frac{dE}{dU} = 0$ и $\frac{dP}{ds} = 0$.

Статическая устойчивость асинхронного двигателя обычно определяется по следующим критериям:

$$\frac{dE}{dU} > 0$$

$$\frac{dP}{ds} > 0$$

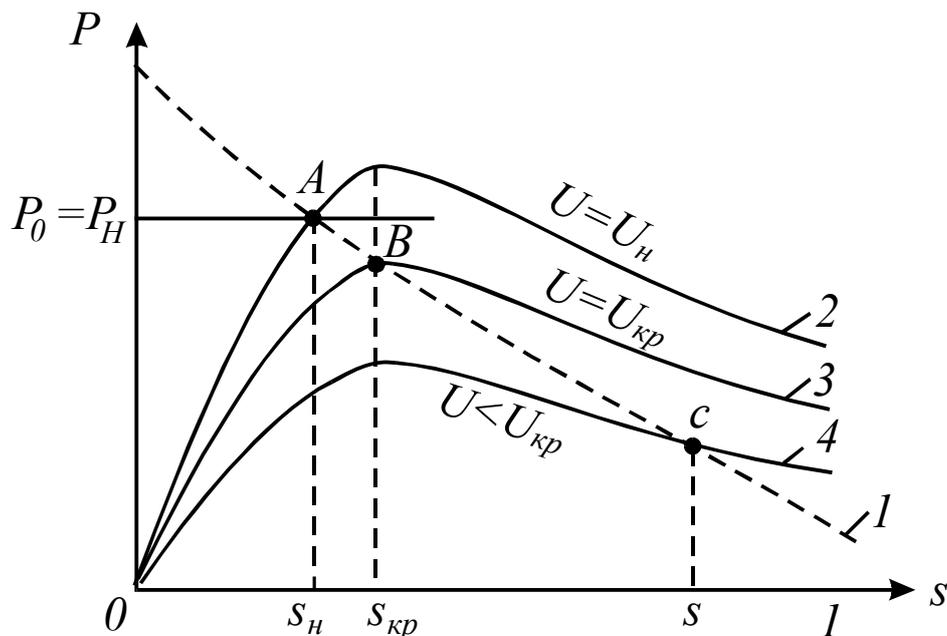


Рис. 5.9. Механические характеристики асинхронного двигателя и приводного механизма

При этом коэффициент запаса статической устойчивости может быть определен по выражениям:

$$K_{3U} = \frac{U_H - U_{KP}}{U_H} 100\% \quad (5.10)$$

$$K_{3P} = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} 100\% \quad (5.11)$$

$$K_{3S} = \frac{s_{KP} - s_H}{s_H} 100\% \quad (5.12)$$

В выражении (5.10) максимальная мощность берется по асинхронной характеристике согласно выражениям:

$$P = \frac{U^2 r_2' \cdot s}{r_2'^2 + x_K'^2 s^2} \quad \text{либо} \quad P_m = \frac{E_{KP}^2}{2x_{K0}}$$

где P_0 - определяется как номинальная мощность двигателя.

5.3. Динамическая устойчивость синхронных и асинхронных двигателей. Критерии устойчивости асинхронного и синхронного двигателей

К резким изменениям режима работы СЭС, которые могут нарушить ее устойчивость, приводят разные причины:

1) аварии и перегрузки в распределительных или питающих сетях, когда в начальный момент времени t_0 напряжение резко уменьшается со значения U_0 до U_1 а затем через время t_1 вновь восстанавливается до значения U_0 (рис. 5.10, а);

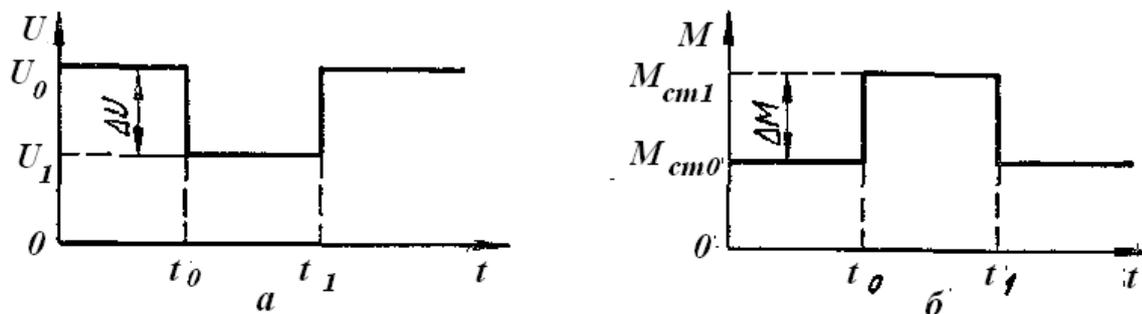


Рис. 5.10. Изменения режима работы СЭС при снижении напряжения на ΔU (а) и увеличении момента сопротивления на ΔM (б)

2) отключение узла нагрузки с последующим включением его через время t_1 когда в течение времени от t_0 до t_1 наступает перерыв в электроснабжении потребителей ($U_1 = 0$);

3) изменение момента сопротивления при увеличении нагрузки на приводимом двигателем механизме ($M_{cm1} > M_{cm0}$) или при уменьшении ее ($M_{cm1} < M_{cm0}$) с последующим восстановлением прежнего момента M_{cm0} через время t_1 (рис. 5.10, б).

Резкие изменения параметров режима могут быть вызваны толчкообразными электрическими нагрузками при появлении резкопеременных моментов сопротивления на валах синхронных и асинхронных двигателей прокатных станов и подъемных кранов, а также толчками нагрузки при работе дуговых плавильных печей, трубопрокатных и трубосварочных станов, которые приводят к отклонениям и колебаниям напряжения, изменениям его фазы по отношению к источнику питания и т.д.

В тех случаях, когда изменения параметров режима, характеризующие качество электрической энергии у потребителей, выходят за допустимые пределы, необходимы специальные меры, направленные на устранение отрицательного влияния толчкообразной нагрузки на работу СЭС. Это особенно важно при питании электродвигателей от источников соизмеримой с ними мощности.

Исследование переходных процессов в СЭС, содержащей двигателя с переменной нагрузкой, сводится к решению системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих движение роторов двигателей и генераторов, изменения токов и напряжений в системе.

Методика расчета переходного процесса в СЭС основывается на следующих дополнительных упрощающих предположениях:

1) нагрузка на валу электродвигателя изменяется строго периодически (рис. 5.11, а), циклически (рис. 5.11, б) или случайным образом (рис. 5.11, в);

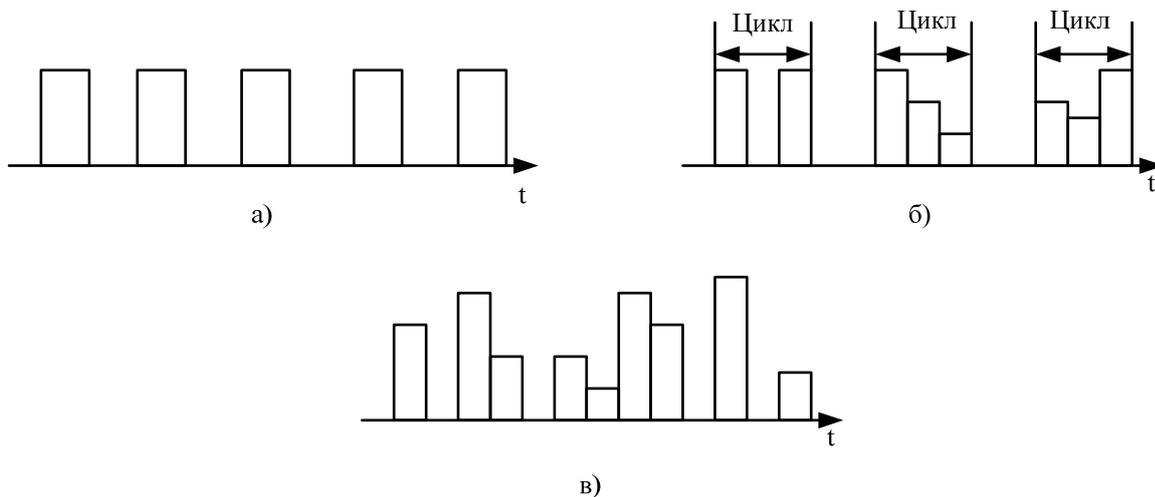


Рис. 5.11. Графики периодического (а), циклического (б) и случайного (в) изменений нагрузки

2) переходный процесс рассматривается при постоянстве э.д.с. генераторов $E'_q \approx E' = const$ за переходным сопротивлением;

3) сопротивление асинхронных двигателей и другой нагрузки в момент коммутации постоянно;

4) действие демпферного момента синхронного двигателя и регуляторов частоты вращения первичных двигателей (турбин электростанций) не учитывается.

Характерным переходным процессом, который оказывает существенное влияние на режим работы узла нагрузки, является процесс, возникающий при АПВ и переходящих КЗ. Если на какой-либо подстанции выходит из строя один из ее трансформаторов, то питающиеся от него узлы двигательной нагрузки могут быть переключены на другой трансформатор подстанции, что резко повышает его нагрузку, вызывает снижение напряжения в СЭС и, как следствие, уменьшение вращающих моментов тех электродвигателей, которые работали до переключения. Часто встречающимися переходными процессами в узлах нагрузки являются процессы, связанные с пуском электродвигателей.

Наброс нагрузки на электродвигатели

Рассмотрим вначале наброс нагрузки на синхронный двигатель, что характерно для двух режимов его работы: снижения питающего напряжения и увеличения момента сопротивления.

Предположим, что произошло резкое снижение напряжения от U_0 до U_1 и соответственно изменилась угловая характеристика мощности двигателя (рис. 5.12, а). При этом новый установившийся режим (точка с) наступает после цикла качаний ротора двигателя.

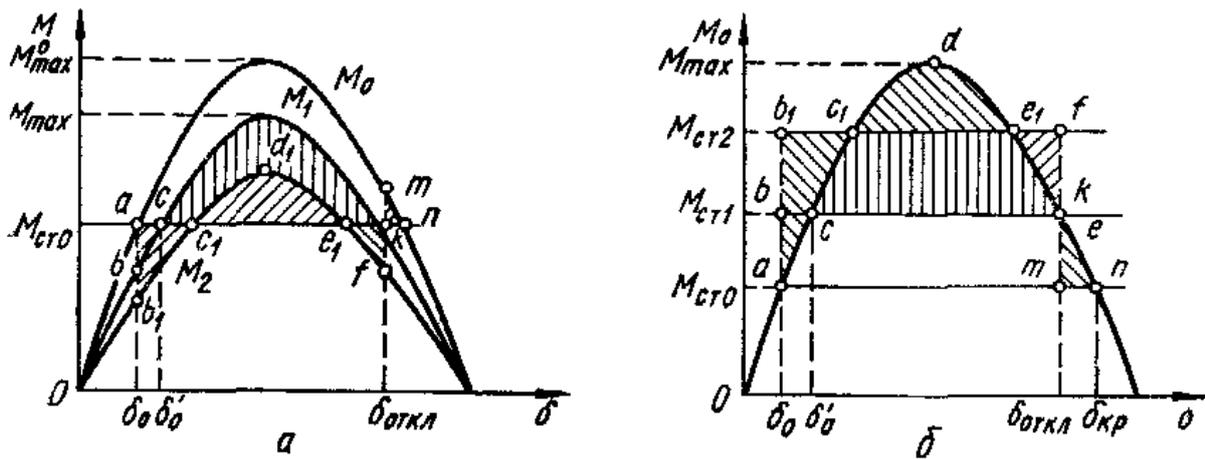


Рис. 5.12. Угловые характеристики мощности синхронного двигателя при уменьшении напряжения (а) и увеличении момента сопротивления (б)

В данном случае площадь ускорения меньше площади торможения, в результате чего система остается устойчивой.

При снижении напряжения до U_2 система переходит на характеристику $M_2(\delta)$ и оказывается неустойчивой. Чтобы сохранить устойчивость, необходимо повысить напряжение до U_0 . Для этого, используя метод площадей, надо так подобрать угол δ , чтобы сумма площадей ускорения была меньше суммы площадей торможения:

$$\left| F_{ab_1c_1} + F_{e_1fk} \right| < \left| F_{c_1e_1d_1} + F_{knm} \right| \quad (5.13)$$

В общем случае снижения напряжения от U_0 до U_1 (моментов от M_0 до M_1) предельный угол, при котором нужно восстановить напряжение, определяется правилом площадей:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл}} (M_{cm0} - M_{\max}^{(1)} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{откл}}^{\delta_{кр}} (M_{\max}^{(0)} \sin \delta - M_{cm0}) d\delta = 0 \quad (5.14)$$

После интегрирования (5.2) получим

$$M_{cm0}(\delta_{откл} - \delta_0) + M_{\max}^{(1)} \cos \delta_{откл} - M_{\max}^{(1)} \cos \delta_0 + M_{\max}^{(0)} \cos \delta_{кр} - M_{\max}^{(0)} \cos \delta_{откл} + M_{cm0}(\delta_{кр} - \delta_{откл}) = 0$$

или

$$(M_{\max}^{(0)} - M_{\max}^{(1)}) \cos \delta_{откл} = M_{cm0}(\delta_{кр} - \delta_0) + M_{\max}^{(0)} \cos \delta_{кр} - M_{\max}^{(1)} \cos \delta_0$$

откуда

$$\delta_{откл} = \arccos [M_{cm0}(\delta_{кр} - \delta_0) + M_{\max}^{(0)} \cos \delta_{кр} - M_{\max}^{(1)} \cos \delta_0] / (M_{\max}^{(0)} - M_{\max}^{(1)}) \quad (5.15)$$

При увеличении нагрузки на валу двигателя процесс протекает следующим образом. Если наброс момента сопротивления происходит от значения M_{cm0} до M_{cm1} то система будет устойчива, так как площадь ускорения меньше площади торможения (рис. 5.12, б).

При увеличении момента до M_{cm2} система оказывается неустойчивой, поскольку площадь ускорения ab_1c_1 больше площади торможения c_1de_1 . Для сохранения устойчивости нужно снизить момент от M_{cm2} до M_{cm0} при значении угла δ , не превышающем предельного значения по условию устойчивости.

В случае наброса момента сопротивления от M_{cm0} до некоторого значения M_{cm} , приводящего к нарушению устойчивости при неизменном питающем напряжении, предельный угол отключения двигателя можно найти из уравнения, составленного по методу площадей:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл}} (M_{cm} - M_{\max}^{(0)} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{откл}}^{\delta_{кр}} (M_{\max}^{(0)} \sin \delta - M_{cm0}) d\delta = 0 \quad (5.16)$$

После интегрирования (5.4) и преобразований получим

$$\delta_{откл} = [M_{cm} \delta_0 - M_{cm0} \delta_{кр} + M_{\max}^{(0)} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_0)] / (M_{cm} - M_{cm0}) \quad (5.17)$$

При исследовании устойчивости синхронного двигателя практическое значение имеет предельное время наброса нагрузки на двигатель, работавший в предшествующий момент времени в номинальном или любом другом режиме, т.е. время, в течение которого допустимо понижение питающего напряжения или увеличение момента сопротивления. Это время можно определить, пользуясь методом последовательных интервалов либо упрощенным методом, при котором синусоида аппроксимируется прямой, проходящей через точки угловой характеристики мощности с углами δ'_0 и $\delta'_{откл}$.

Рассмотрим теперь влияние сильных возмущений на работу асинхронной нагрузки (рис. 5.13). При КЗ скольжение асинхронных двигателей увеличивается, в результате чего после отключения КЗ напряжение в системе может не восстановиться до нормального значения. Это обусловлено тем, что с повышением скольжения возрастает потребление реактивной мощности асинхронным двигателем, а при этом снижается напряжение.

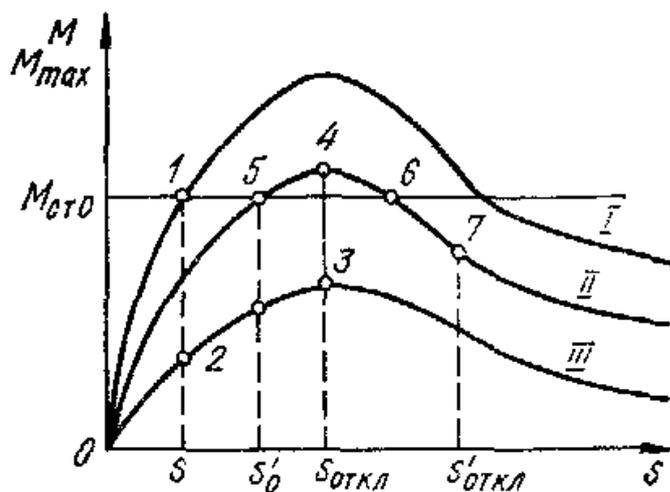


Рис. 5.13. Изменение режима работы асинхронного двигателя при сильных возмущениях

Зависимость электромагнитного момента асинхронного двигателя от скольжения показана на рис. 5.13. При КЗ вращающий момент двигателя резко уменьшается (точка 2 на характеристике III), он начинает тормозиться, а его скольжение возрастает. Если КЗ отключается при скольжении $s'_{откл}$ (точка 3 на той же характеристике), то вращающий момент двигателя снова увеличивается. В момент отключения КЗ процесс отражается точкой 4 на характеристике II, где вращающий момент больше тормозного. Двигатель ускоряется, его скольжение падает, и возникает новый установившийся режим (точка 5 на характеристике I),

Если длительность КЗ велика и оно отключается при скольжении $s_{откл}$ (за точкой b на характеристике II), то увеличение вращающего момента двигателя после отключения повреждения может оказаться недостаточным. Избыточный момент при этом становится тормозящим. Скольжение двигателя возрастает, и он останавливается.

При набросах нагрузки на асинхронный двигатель, вызывающих уменьшение питающего напряжения или увеличение момента на валу, скольжение двигателя повышается.

Если при этом момент сопротивления окажется большим, чем максимальный $M_{ст} > M_{max}$, то скольжение двигателя возрастает до значения $s = 1$, и он остановится. Чтобы этого не произошло, нужно своевременно восстановить напряжение или уменьшить момент на валу двигателя.

В нормальном режиме асинхронный двигатель работает при скольжении s_0 и моменте $M_{ст}$ (точка a на рис. 5.14, a). Предположим, что напряжение на зажимах двигателя снизилось с U_0 до U_1 . При этом электромагнитный момент двигателя уменьшится в U_0/U_1 раз:

$$M_1 = M_0 (U_1 / U_0)^2 = 2M_{max} (U_1 / U_0)^2 / (s / s_{кр} + s_{кр} / s) \quad (5.18)$$

При снижении электромагнитного момента с M_0 до M_1 двигатель будет тормозиться и остановится. Время, по истечении которого двигатель остановится, и изменение скольжения за это время можно найти, если проинтегрировать уравнение движения двигателя

$$T_j (ds / dt) = M_{ст0} - M_1 \quad (5.19)$$

При этом возникает задача определения предельного времени, в течение которого может снижаться напряжение с U_0 до U_1 без останова двигателя с продолжением его работы после восстановления напряжения. Для этого скольжение не должно превышать значения, большего чем s_1 (точка b на рис. 5.14, a), поскольку при $s_3 > s_1$ двигатель переходит на неустойчивую часть характеристики, и восстановление питающего напряжения уже не сможет прекратить его торможения и останова.

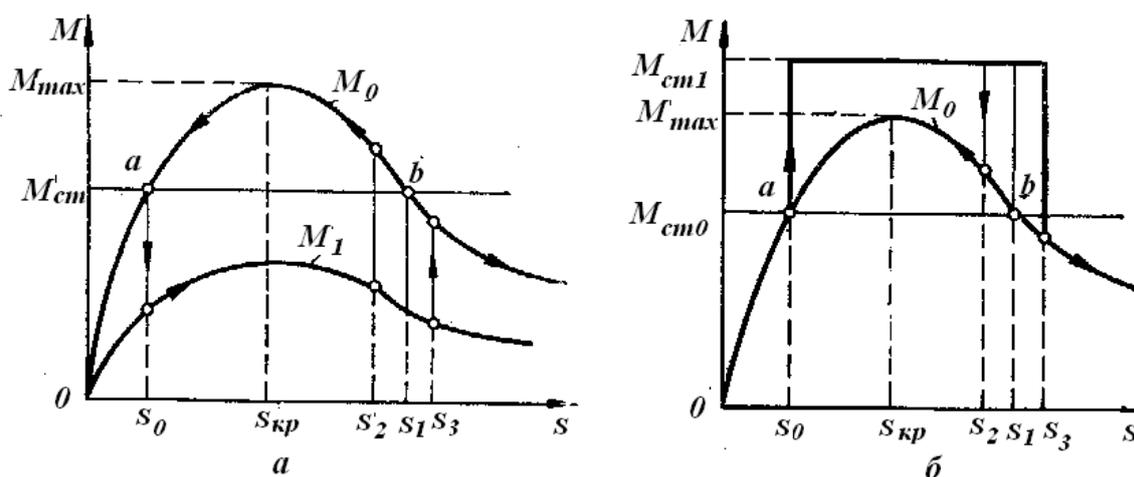


Рис. 5.14. Механические характеристики асинхронного двигателя при снижении питающего напряжения (a) и повышении момента сопротивления (b)

С учетом преобразований последнее можно записать в виде

$$T_j (ds / dt) = M_{ст0} - 2M_{max} (U_1 / U_0)^2 / (s / s_{кр} + s_{кр} / s)$$

откуда

$$dt = T_j ds / [M_{ст0} - 2M_{max} (U_1 / U_0)^2 / (s / s_{кр} + s_{кр} / s)] \quad (5.20)$$

После интегрирования левой части этого уравнения от $t = 0$ до $t = t_{np}$ а правой от $s_0 / s_{кр} = s_{*0}$ до $s_1 / s_{кр} = s_{*1}$ определим время, при котором двигатель достигает скольжения s_{*1} :

$$t_{np} = s_{кр} T_j / M_{ст0} - (s_* + k(s_*^2 - 2ks_* + 1) + (2k^2 / \sqrt{1-k^2}) \arctg[(s_* - k) / \sqrt{1-k^2}]) \Big|_{s_{*0}}^{s_{*1}} \quad (5.21)$$

где

$$k = (M_{max} / M_{ст0})(U_1 / U_0)^2; \quad s_* = s / s_{кр}$$

Значения s_{*0} и s_{*1} найдем из выражения

$$M_{ст0} = 2M_{max} / (s_* + 1/s_*) \quad \text{или} \quad s_*^2 - 2M_{max}s_* / M_{ст0} + 1 = 0$$

откуда

$$s_* = M_{max} / M_{ст0} \pm \sqrt{(M_{max} / M_{ст0})^2 - 1} \quad (5.22)$$

Знак «+» здесь соответствует s_{*1} , а знак «—» - s_{*0} .

Поведение двигателя при повышении момента сопротивления на валу (рис. 5.14, б) полностью соответствует его поведению при снижении питающего напряжения, но при расчете t_{np} по формуле (5.21) $M_{ст0}$ нужно заменить на $M_{ст1}$.

5.4. Влияние батарей статических конденсаторов и синхронных компенсаторов на устойчивость. Самозапуск двигателей

В узел нагрузки реактивная мощность поступает из ЭЭС, может вырабатываться и местным ИРМ - конденсаторной батареей, синхронным компенсатором, статическим вентильным ИРМ, а также синхронным двигателем (см. рис. 15, з).

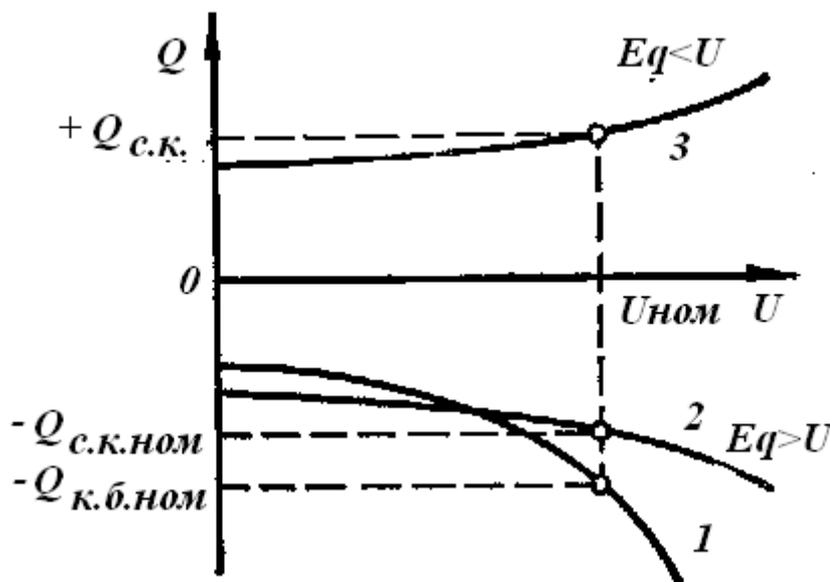


Рис. 5.15. Зависимость реактивной мощности от напряжения в узле для конденсаторной батареи (кривая) и синхронного компенсатора (кривые 2, 3)

Реактивная мощность конденсаторной батареи существенно зависит от напряжения в узле (рис. 5.15, кривая 1):

$$Q_{к.б} = Q_{к.б.ном} (U / U_{ном})^2 = Q_{к.б.ном} U^2 \quad (5.23)$$

где $Q_{к.б.ном} = \omega C U_{ном}^2$ - номинальная мощность конденсаторной батареи;

C - результирующая емкость батареи.

Синхронный компенсатор (синхронный двигатель) может генерировать и потреблять реактивную мощность, определяемую выражением

$$Q_{с.к} = Q_{с.к.ном} (U_* / E_{*q} - U_*^2) / x_{*d} \quad (5.24)$$

где $Q_{с.к}$ - номинальная мощность синхронного компенсатора; E_{*q} - его синхронная э.д.с.

Режим работы синхронного компенсатора задается системой его возбуждения в соответствии с V-образной характеристикой (рис. 5.16): восходящая ветвь отвечает возбуждению $E_q > U$ и генерированию реактивной мощности (рис. 5.15, кривая 2); нисходящая ветвь - возбуждению $E_q < U$ и потреблению реактивной мощности из сети (рис. 5.15, кривая 3).

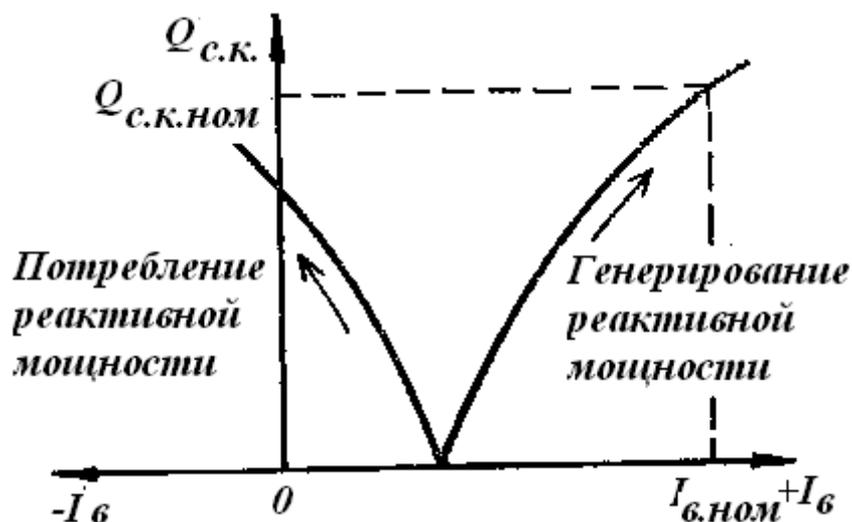


Рис. 5.16. V-образная характеристика синхронного компенсатора

Статический вентильный ИРМ состоит из нерегулируемой конденсаторной батареи, регулируемого реактора и устройства управлений или конденсаторной батареи, регулируемой тиристорам» (включение батареи через тиристорный выключатель).

Реактивная мощность ИРМ с регулируемым реактором при параллельном соединении силовых элементов (рис. 5.17, а, б) определяется выражением

$$Q_{LC} = Q_L - Q_C = Q(x_C / x_L - 1) \quad \text{при} \quad Q_{LC} \in [0; Q_C] \quad (5.25)$$

где $Q_L = U^2 / x_L = \text{var}$, $Q_C = U^2 / x_C = \text{const}$, а при последовательном (рис. 50, в, г) - выражением

$$Q_{LC} = U^2 / (x_C - x_L) = Q_C / (1 - x_L / x_C) \quad (5.26)$$

и может изменяться в пределах от номинальной Q_C до $Q_{LC\max} = U^2 / ((1 - x_L / x_C)^2 x_C)$. Верхний предел зависит от наибольшего допустимого напряжения на конденсаторной батарее (генерируемая реактивная мощность возрастает с увеличением напряжения, повышение которого обеспечивается созданием условий, близких к резонансу напряжений: $x_C \approx x_L$).

Реактивная мощность ИРМ с тиристорным выключателем может плавно регулироваться в зависимости от тока $I_{к.б}$, протекающего через конденсаторную батарею:

$$Q = I_{к.б}^2 / (\omega C) \quad (5.27)$$

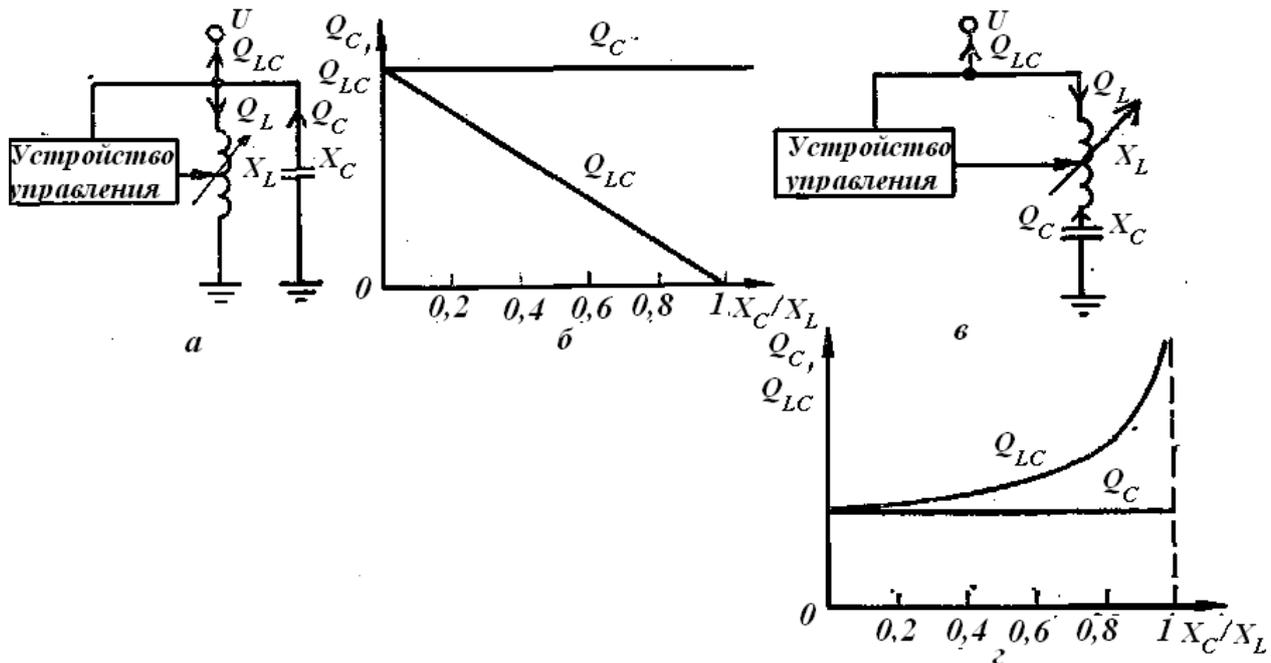


Рис. 5.17. Схемы и характеристики статического вентильного ИРМ при параллельном (а, б) и последовательном (в, г) соединениях его силовых элементов

Основное назначение местного ИРМ - разгрузка питающей и распределительной сетей промышленного предприятия от потоков реактивной энергии. Батарея конденсаторов может устанавливаться в любой точке электрической сети. Синхронный компенсатор размещают в крупном узле нагрузки с напряжением 6-10 кВ, что обычно соответствует районной подстанции ЭЭС. Статический вентильный ИРМ с параллельным соединением силовых элементов включают в схему электроснабжения мощных электроприемников с резко переменной нагрузкой, где он используется в качестве симметрирующего, фильтрокомпенсирующего и филтросимметрирующего устройства.

Благодаря местному ИРМ снижаются потери энергии в электрической сети, повышаются уровень и качество напряжения у электроприемников и изменяются условия устойчивости узла нагрузки.

В оценке устойчивости узлов нагрузки с компенсацией реактивной мощности существенными факторами являются размещение компенсирующих устройств в узле асинхронной нагрузки и использование местного ИРМ в узле комплексной нагрузки. При размещении ИРМ в узле асинхронной нагрузки изменяются условия внешнего электроснабжения, в результате чего напряжение у электроприемников из-за уменьшения

падения напряжения в питающей сети повышается. Падение напряжения определяется выражением

$$\Delta U = \{Pr_{вн} + (Q_c - Q_{ИРМ})x_{вн} + j[Px_{вн} + (Q_c - Q_{ИРМ})r_{вн}]\} / U \quad (5.28)$$

Изменение эквивалентных параметров внешней сети при включении синхронных компенсаторов или двигателей, генерирующих реактивную мощность (рис. 5.18, а, в), можно определить по формулам

$$\left. \begin{aligned} U_{c.эк} &= (U_c / x_{вн} + E_{q0} / x_d) / (1/x_{вн} + 1/x_d) = U_c [1 + (E_{q0} / U_c) / (x_{вн} / x_d)] / (1 + x_{вн} / x_d) \\ x_{эк} &= 1 / (1/x_{вн} + 1/x_d) = x_{вн} (1 + x_{вн} / x_d) \end{aligned} \right\} \quad (5.29)$$

Из (5.29) следует, что при $E_q > U_c$ условиях устойчивости узла нагрузки благодаря повышению значений критических параметров, улучшаются, так как $U_{c.эк} > U_c$, $x_{эк} < x_{вн}$.

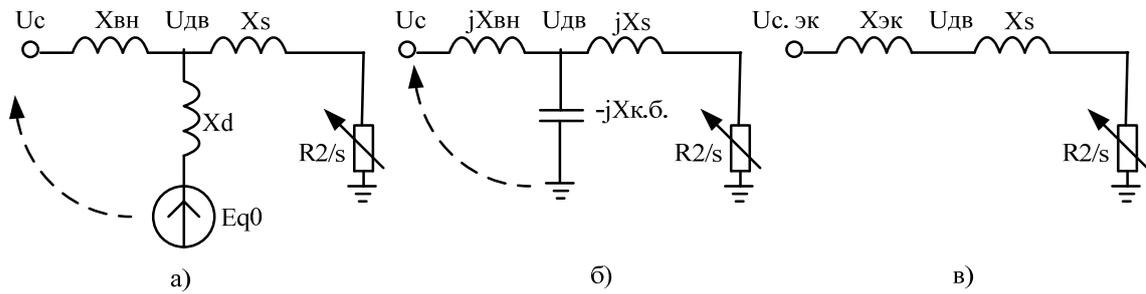


Рис. 5.18. Схемы замещения узла асинхронной нагрузки при включении синхронного компенсатора или двигателя (а), конденсаторной батареи (б) и эквивалентная (в)

При включении конденсаторной батареи (рис. 18, б) эквивалентные параметры внешней сети определяются выражениями

$$\left. \begin{aligned} U_{c.эк} &= (U_c / [jx_{вн} (1/(jx_{вн}) - 1/(jx_{к.б}))]) = U_c / (1 - x_{вн} / x_{к.б}) \\ x_{эк} &= 1 / (1/(jx_{вн}) - 1/(-jx_{к.б})) = x_{вн} (1 - x_{вн} / x_{к.б}) \end{aligned} \right\} \quad (5.30)$$

т.е. происходит увеличение напряжения у электроприемников узла нагрузки $U_{c.эк} > U_c$ и сопротивления связи узла с шинами бесконечной мощности $x_{эк} < x_{вн}$, что приводит к соответствующим изменениям критических параметров: критическое скольжение уменьшается до значения

$$s_{эк.кр} = s_{кр} / (1 + x_{вн} / (x_s (1 - x_{вн} / x_{к.б}))) \quad (5.31)$$

а критическое напряжение возрастает до значения

$$U_{c.эк.кр} = U_{c.кр} \sqrt{1 + x_{вн} / (x_s (1 - x_{вн} / x_{к.б}))} \quad (5.32)$$

Запас статической устойчивости узла нагрузки при этом уменьшается.

Наибольшие значения активной мощности можно рассчитать по формуле

$$\begin{aligned} P_{эк.макс} / P_{макс} &= (U_{c.эк}^2 / (2(x_s + x_{эк}))) / (U_c^2 / (2(x_s + x_{вн}))) = \\ &= (1 + x_{вн} / x_s) / ((1 + (x_{вн} / x_s)(1 - x_s / x_{к.б}))(1 - x_{вн} / x_{к.б})) \end{aligned} \quad (5.33)$$

из которой следует, что условия устойчивости узла нагрузки по этой переменной зависят от конкретного соотношения сопротивлений $x_{вн}, x_c, x_{к.б}$.

Увеличение мощности конденсаторной батареи отрицательно сказывается на

устойчивости узла асинхронной нагрузки, так как при этом $x_{к.б}$ падает.

Если узел комплексной нагрузки удален от источника неизменного напряжения и содержит местный ИРМ, то в этом случае уравнение небаланса реактивной мощности в узле имеет вид

$$\Delta Q = Q_c + Q_{ИРМ} - Q_n \quad (5.34)$$

Исследование (5.34) на экстремум выполняется графически. При включении конденсаторной батареи или синхронного компенсатора (синхронного двигателя) с $E_q > U_c$ суммарная характеристика реактивной мощности нагрузки и ИРМ становится более пологой (рис. 5.19).

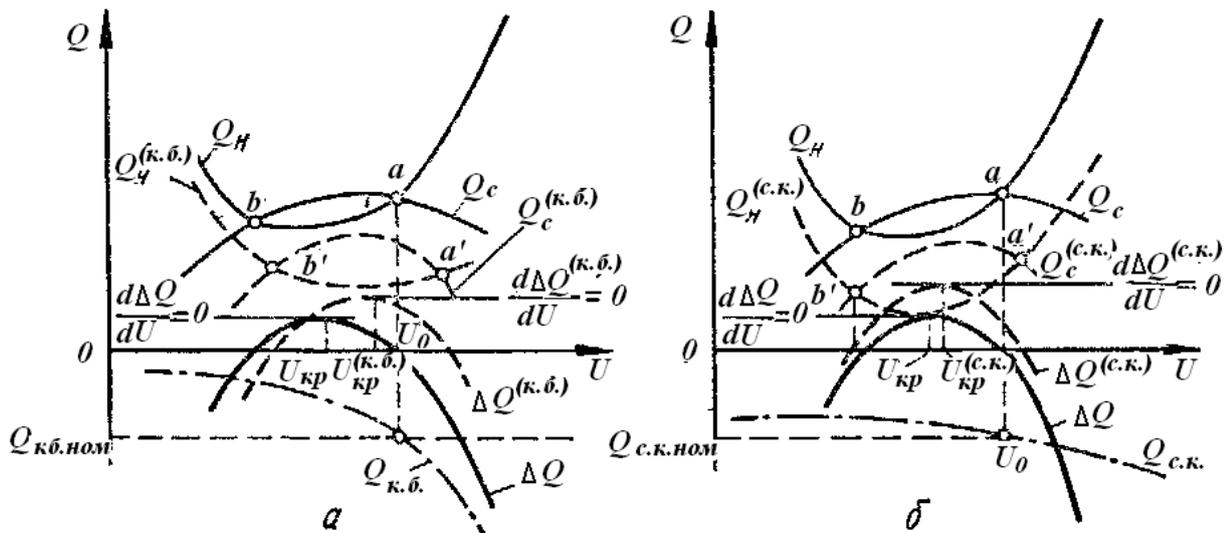


Рис. 5.19. Изменение характеристик составляющих баланса реактивной мощности в узле комплексной нагрузки при включении одинаковых по мощности конденсаторной батареи (а) и синхронного компенсатора (б)

Устойчивость нагрузки обеспечивается в режимах с точками суммарной характеристики реактивной мощности, в которых $\Delta Q = 0$ и выполняется условие $d\Delta Q/dU > 0$ (например, точки а и а'), Из сравнения изменения интервала между значениями напряжения $U_{кр} - U_{кр}^{(к.б.)}$ и $U_{кр} - U_{кр}^{(с.к.)}$ следует, что включение конденсаторной батареи создает менее благоприятные условия устойчивости узла нагрузки (особенно при малом запасе устойчивости).

В точках, где выполняется условие $d\Delta Q/dU < 0$ (точки b и b') устойчивость узла нагрузки не сохраняется, так как уменьшающимся значениям напряжения соответствуют возрастающие значения потребляемой реактивной мощности, обуславливающей, в свою очередь, увеличение потери напряжения в элементах сети между ИРМ и узлом нагрузки. Такое снижение напряжения из-за возрастающего дефицита реактивной мощности является прогрессирующим. Этот процесс приводит к нарушению устойчивости всего узла нагрузки и называется *лавиной напряжения*. Узел нагрузки с конденсаторной батареей более подвержен этому опасному режиму, чем с синхронным компенсатором, что следует из сравнения характеристик составляющих баланса реактивной мощности, показанных на рис. 5.19 при $Q_{к.б.ном} = Q_{с.к.ном}$.

Для повышения устойчивости и надежности электроснабжения ряда наиболее

ответственных установок при кратковременных снижениях или отключениях напряжения источника питания применяется система самозапуска электродвигателей. *Самозапуск* - это процесс восстановления нормальной работы двигателей после кратковременного отключения питающего напряжения.

При самозапуске значение остаточного напряжения на шипах или зажимах электроприемников должно быть таким, чтобы вращающий момент электродвигателей превышал статический момент сопротивления механизмов. Для этого в режиме самозапуска оставляют включенными только часть электродвигателей наиболее ответственных механизмов. Электродвигатели, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности, обязательно отключаются защитой.

Для осуществления самозапуска определяют допустимое количество и суммарную мощность неотключаемых электродвигателей при работе которых остаточное напряжение обеспечивает вращающий момент, превышающий статический момент механизма.

Считают самозапуск обеспеченным, если при пониженном питающем напряжении избыточный момент электродвигателей достаточен для доведения механизмов до номинальной частоты вращения и если за время разгона нагрев обмоток электродвигателей не превышает допустимого.

По условиям самозапуска электроприемники условно делятся на две группы:

1. *Электроприемники с постоянным моментом сопротивления.* Двигатели этих электроприемников при кратковременном перерыве в электроснабжении быстро теряют частоту вращения и медленно разгоняются (шаровые мельницы, конвейеры, прокатные станы и т.п.). Для обеспечения самозапуска приводов таких электроприемников необходимо, чтобы при восстановлении напряжения двигатель обладал моментом, равным $(0,8 \div 0,9)M_{\text{ном}}$, а время перерыва в электроснабжении должно быть сокращено до минимума, чтобы не произошло значительное снижение частоты вращения.

2. *Электроприемники, обладающие вентиляторными механическими характеристиками* (центробежные насосы, вентиляторы, центрифуги и т.д.). Самозапуск двигателей этой группы электроприемников обеспечивается легче, поскольку их момент сопротивления уменьшается со снижением частоты вращения.

Самозапуск группы электроприемников может быть облегчен путем секционирования РУ и уменьшения мощности двигателей, участвующих в самозапуске. Практическая задача самозапуска состоит в том, чтобы не допустить массового отключения электродвигателей и обеспечить бесперебойную работу электроприемников.

Расчет самозапуска асинхронных двигателей заключается в проверке возможности их самозапуска. Для этого необходимо выяснить, достаточен ли момент вращения при сниженном питающем напряжении, и установить допустимый нагрев при увеличении времени разгона двигателя.

Минимально допустимое напряжение на зажимах двигателя находят, исходя из условия возможности осуществления самозапуска:

для механизмов с постоянным моментом сопротивления

$$U^2 M_{\text{дв min}} \geq 1,1 M_{\text{ст}} \quad (5.35)$$

для механизмов с вентиляторной характеристикой момента «сопротивления»

$$U^2 M_{\text{дв max}} \geq 1,1 M_{\text{ст}} \quad (5.36)$$

где $M_{\text{дв min}}$ и $M_{\text{дв max}}$ - минимальный и максимальный моменты вращения двигателя; $M_{\text{ст}}$ - статический момент приводного механизма.

При восстановлении напряжения после кратковременного перерыва в электроснабжении самозапуск синхронных двигателей возможен в случае, если в это время синхронные двигатели не были отключены или не выпали из синхронизма.

Если к моменту восстановления напряжения синхронный двигатель работает как асинхронный с каким-то скольжением, то процесс самозапуска нужно рассматривать как пуск асинхронного двигателя, но осуществляемый от той промежуточной частоты вращения, до которой он успел затормозиться за время отсутствия питания.

При расчете самозапуска синхронного двигателя решают следующие задачи:

проверяют влияние самозапуска на нормальную работу электроприемников и элементов сети;

определяют остаточное напряжение на зажимах двигателя, необходимое для разворачивания агрегатов;

находят момент двигателя, необходимый для надежного вхождения его в синхронизм;

вычисляют время пуска и температуру перегрева двигателя.

Во время отсутствия питания напряжение на зажимах двигателя падает по мере выбега. При уменьшении частоты вращения до 80 % номинальной напряжение снижается до 60 - 70 % номинального. Для поддержания напряжения в допустимых пределах применяется форсировка возбуждения синхронного двигателя.

В зависимости от характера нагрузки в узле допускается снижение напряжения на его шинах во время самозапуска синхронных двигателей в разных пределах:

при совместном питании двигательной и осветительной нагрузок с частыми и длительными пусками $U \geq 0,9U_{ном}$, а при редких и кратковременных пусках и самозапусках $U \geq (0,8 \div 0,85)U_{ном}$;

при раздельном питании двигательной и осветительной нагрузок независимо от частоты и длительности пусков и самозапусков $U \geq (0,75 \div 0,8)U_{ном}$;

при люминесцентной осветительной нагрузке $U \geq 0,9U_{ном}$.

При питании двигателей через блок-трансформаторы напряжение ограничивается минимальным значением момента, необходимого для разгона агрегата.

Для проверки возможности самозапуска необходимо сопоставить средний асинхронный момент с моментом сопротивления механизма. Характеристика асинхронного момента определяется аналогично генератору.

В тех случаях, когда самозапуск неосуществим, можно применить автоматическую ресинхронизацию двигателя. Вхождение в синхронизм должно обеспечиваться действием форсировки возбуждения, повышающей максимальный синхронный момент. Для обеспечения ресинхронизации предусматривают разгрузку привода (механизма) и другие меры, облегчающие вхождение в синхронизм.

Среднее критическое скольжение, с которого после подачи напряжения возбуждения под действием входного момента обеспечивается вхождение двигателя в синхронизм, можно рассчитать по формуле

$$s_{кр} = 0,06 \sqrt{K_e M_{max} / T_j}, \quad (5.37)$$

где K_e - кратность тока возбуждения при ресинхронизации; в случае отсутствия форсировки возбуждения $K_e = 1$.

Следовательно, *критическим скольжением* синхронного двигателя называется максимальное скольжение, при котором после подачи напряжения возбуждения

обеспечивается вхождение двигателя в синхронизм. Чем больше критическое скольжение, тем меньше входной момент требуется для обеспечения самозапуска синхронного двигателя.

5.5. Контрольные вопросы к главе 5

1. Что представляют собой статические характеристики нагрузки?
2. Приведите статические характеристики для различных электроприемников.
3. Что представляют собой динамические характеристики нагрузки?
4. Что представляет собой консервативная позиционная модель?
5. Что представляет собой диссипативная позиционная модель?
6. Допускается ли при расчетах динамической устойчивости системы электроснабжения нагрузку описывать статическими характеристиками?
7. Дайте характеристику динамики наброса и сброса нагрузки асинхронного двигателя.
8. Особенности учета динамических характеристик синхронных двигателей.
9. Каким образом происходит развитие лавины напряжения?
10. Приведите характеристики асинхронного двигателя при различных значениях питающего напряжения.
11. Приведите критерии статической устойчивости асинхронного двигателя.
12. Какие факторы оказывают существенное влияние на устойчивость узла нагрузки?

6. ВЛИЯНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ГЕНЕРАТОРОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ

6.1. Характеристики первичных двигателей генераторов. Характеристики автоматических регуляторов скорости турбин. Сущность первичного и вторичного регулирования

Электростанции могут влиять на устойчивость СЭС своими средствами АРВ, автоматической частотной разгрузки и аварийной разгрузки турбин.

Для энергетической системы в целом зависимость активной P и реактивной Q мощностей от частоты вращения генераторов выражается посредством статических характеристик.

Мощность, развиваемая турбиной, зависит от массы пропускаемого через нее пара или воды в единицу времени и может изменяться с помощью первичных регуляторов, которые обладают статической или астатической характеристикой (рис. 6.1). Статизм регулятора характеризуется коэффициентом статизма

$$K_{ст} = \Delta f / \Delta P = \Delta n / \Delta P = \operatorname{tg} \alpha \quad (6.1)$$

Первичные регуляторы частоты вращения имеют естественную статическую характеристику, с помощью дополнительных устройств (вторичных регуляторов) можно получить результирующую астатическую характеристику.

Частота в ЭЭС обычно регулируется *ведущими электростанциями* с учетом ограничения недопустимых перетоков мощности по транзитным электропередачам. При этом другие электростанции называются *ведомыми по частоте*. Ведущими могут быть также отдельные генераторы.

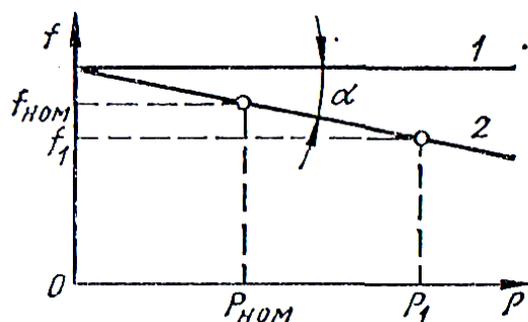


Рис. 6.1. Статическая (1) и астатическая (2) характеристики первичных регуляторов

6.2. Аварийное управление мощностью турбин электростанций

При снижении частоты в СЭС уменьшается генерирование реактивной мощности источниками и увеличивается потребление реактивной мощности нагрузкой. Это приводит к понижению напряжения в узлах нагрузки, а при определенных условиях - к лавине частоты и лавине напряжения, при которых происходит массовое отключение потребителей и нарушение параллельной работы электростанций.

Снижение частоты до опасных пределов практически может быть предотвращено путем ввода вращающегося резерва или автоматического отключения некоторой части нагрузки, т.е. автоматической частотной разгрузкой. Роль ее особенно велика в СЭС

небольшой и средней мощностей с малым числом электростанций и слабо развитыми электрическими сетями. По мере укрупнения СЭС относительная доля возможного аварийного небаланса мощности снижается.

В настоящее время особое внимание уделяется выбору и строгому технико-экономическому обоснованию специальной автоматики отключения нагрузки. Эта автоматика позволяет в различных ситуациях повышать как устойчивость СЭС в целом, так и устойчивость нагрузки, предотвращая лавину напряжения или хаотические самоотключения электроприемников, в результате чего обеспечивается нормальная работа основной массы ответственных потребителей.

При подключении промышленных предприятий к системам специальной автоматики отключения нагрузки приходится решать задачи, близкие к тем, которые должны быть решены для обеспечения бесперебойности технологических процессов при перерывах в питании и т.д. Комплексное решение этих задач дает возможность повысить устойчивость в тяжелых аварийных ситуациях.

Рассмотрим аварийную разгрузку турбин генераторов. Действие устройства аварийной разгрузки заключается в том, что спустя некоторое время после возникновения КЗ подается сигнал на закрытие задвижки аппарата впуска энергоносителя (воды или пара) в турбину.

При этом механическая мощность турбины падает с $P_{0\max}$ до $P_{0\min}$ (рис. 6.2). Площадь ускорения F_y уменьшается, а площадь возможного торможения F_T увеличивается, что приводит к повышению запаса динамической устойчивости СЭС.

После ликвидации аварии первичные двигатели автоматически или при участии персонала станции вновь набирают прежнюю мощность.

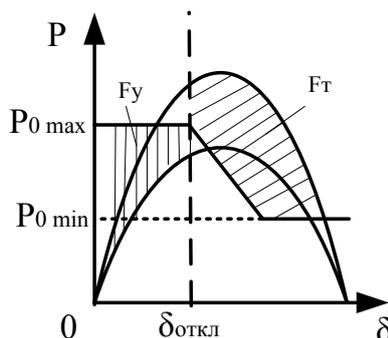


Рис. 6.2. Изменение площадей ускорения и торможения при уменьшении мощности турбины

6.3. Системы возбуждения и АРВ синхронных генераторов

Все турбогенераторы, изготавливаемые в настоящее время, оснащаются современными полупроводниковыми системами возбуждения. В этих системах используется принцип выпрямления трехфазного переменного тока повышенной или промышленной частоты возбудителей или напряжения возбуждаемой машины. Электромашинные системы возбуждения, выпускавшиеся заводами более 30 лет назад и находящиеся до сих пор в эксплуатации, могут быть заменены на современные полупроводниковые статические системы с любым набором заданных функций.

Системы возбуждения обеспечивают следующие режимы работы синхронных машин:

- начальное возбуждение;
- холостой ход;

- включение в сеть методом точной синхронизации или самосинхронизации;
- работу в энергосистеме с допустимыми нагрузками и перегрузками;
- форсировку возбуждения по напряжению и по току с заданной кратностью;
- разгрузку по реактивной мощности и развозбуждение при нарушениях в энергосистемах;
- гашение поля генератора в аварийных режимах и при нормальной остановке;
- электрическое торможение агрегата.

Для оснащения турбогенераторов выпускается три типа систем возбуждения:

- системы тиристорные независимые;
- системы тиристорные самовозбуждения;
- системы бесщеточные диодные.

Со снижением напряжения на шинах генератора при КЗ в СЭС вступает в действие устройство АРВ. При этом увеличивается ток в ОВГ и повышается амплитуда электромагнитной мощности аварийного режима, в результате чего происходит соответствующий переход с угловой характеристики мощности II на характеристики II' , II'' и т.д. (рис. 6.3).

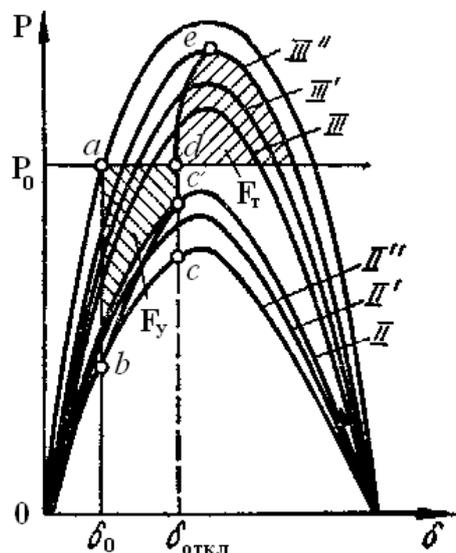


Рис. 6.3. Влияние АРВ генератора на динамическую устойчивость СЭС

Таким образом, изменение электромагнитной мощности при КЗ совершается не по характеристике II , а по кривой плавного перехода с характеристики II на характеристики II' , II'' и т.д. (кривая bc) в соответствии с плавным увеличением э.д.с. возбуждения.

После отключения КЗ электромагнитная мощность изменяется не по характеристике III , а по кривой de путем плавного перехода с характеристики III на характеристики III' , III'' и т.д. В данном случае роль АРВ сводится к уменьшению площади ускорения F_y и увеличению площади возможного торможения F_T .

В настоящее время устройства АРВ интенсивно совершенствуются в направлении превращения их в многофункциональные средства решения ряда важных задач, включая:

- поддержание необходимого уровня напряжения в заданной точке СЭС;
- обеспечение высоких пределов статической и динамической устойчивости СЭС;
- демпфирование малых и больших колебаний;
- формирование возбуждения в аварийных режимах;

ограничение перегрузки машины по токам ротора и статора с выдержкой времени, зависящей от перегрузки;

поддержание постоянства тока возбуждения в режиме выбега генератора.

Кроме того, с помощью устройств АРВ можно дистанционно изменять уставку, выполнять ручное управление возбуждением, изменять статизм регулирования, подгонять уставку напряжения при автоматической синхронизации и осуществлять дополнительно некоторые другие функции.

Во вновь создаваемых СЭС начинают применяться адаптивные регуляторы возбуждения и регуляторы с переменной структурой. Для их создания все шире используются полупроводники, интегральные микросхемы и элементы цифровой вычислительной техники. В этом смысле устройства АРВ по своей конструкции приближаются к аналоговым и цифровым ЭВМ.

Угловая характеристика мощности генератора без АРВ при постоянной э.д.с. E_{q0} определяется выражением

$$P = \frac{E_{q0} U \sin \delta}{(x_d + x_{\text{вн}})} \quad (6.2)$$

При увеличении передаваемой в сеть мощности по сравнению с исходным режимом ($I_1 > I_0$) одновременно увеличивается угол δ , а вектор э.д.с. E_{q0} генератора меняет направление при $|\dot{E}_{q1}| = |\dot{E}_{q0}|$ (рис. 6.4, а). При этом напряжение на зажимах генератора уменьшается ($U_{r1} < U_{r0}$). Следовательно, предел мощности при $\delta = \pi/2$ снижается.

Если генератор имеет АРВ, то увеличение передаваемой мощности и связанное с ним увеличение угла δ приводят к изменению э.д.с. генератора. Это соответствует переходу с угловой характеристики, построенной при постоянной э.д.с. E_{q0} , на угловую характеристику, которая соответствует постоянной э.д.с. $E_{q1} > E_{q0}$ (рис. 6.4, б).

С возрастанием угла δ э.д.с. генератора меняется, а согласно характеристике передаваемой в сеть мощности предел мощности повышается, характеризуясь смещением в зону углов $\delta > \pi/2$. Таким образом, АРВ влияет на предел передаваемой в сеть мощности и, следовательно, на устойчивость СЭС.

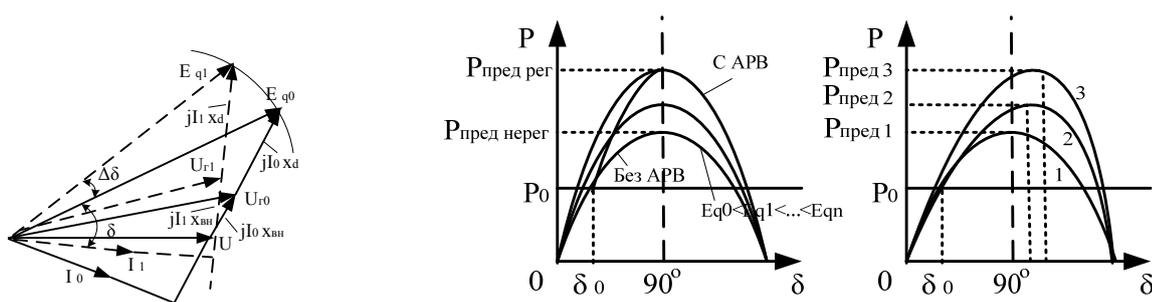


Рис. 6.4. К рассмотрению влияния АРВ генератора на параметры режима СЭС

При расчете устойчивости важное значение имеет учет типа устройств АРВ. Различают:

автоматические регуляторы пропорционального типа: реагируют на отклонение одного или нескольких параметров режима от контролируемых значений

автоматические регуляторы сильного действия: дополнительно реагируют на скорости и ускорения изменения параметров режима.

Введение производных изменения параметров режима в законы регулирования не только стабилизирует систему регулирования, но и значительно повышает предельную передаваемую мощность (предел устойчивости). Автоматические регуляторы пропорционального типа обеспечивают устойчивость режима в меньшем диапазоне изменения угла δ и передаваемой мощности P (кривая 2 на рис. 6.4, в) по сравнению с автоматическими регуляторами сильного действия (кривая 3 на рис. 6.4, в). Кривая 1 на рис. 6.4, в характеризует угловую характеристику мощности генератора без АРВ.

6.4. Влияние автоматических регуляторов тока возбуждения и скорости турбогенераторов на статическую и динамическую устойчивость

Непрерывное АРВ позволяет не только поддерживать неизменными определенные качественные показатели режима (напряжение на зажимах генератора, требуемый коэффициент мощности двигателя и т.д.), но и дает возможность расширить зону устойчивой работы машины.

Рассмотрим угловые характеристики неявнополюсной синхронной машины при поддержании $U_T = const$ (рис. 6.5).

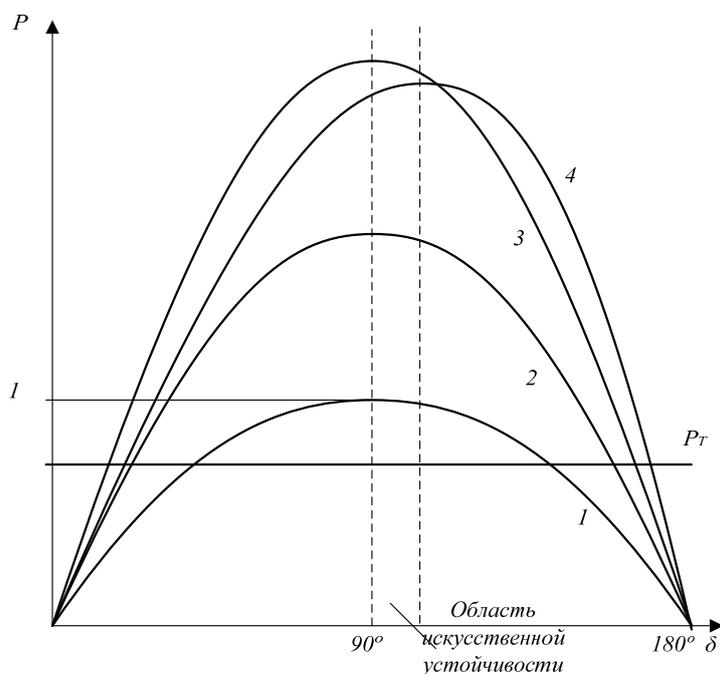


Рис. 6.5. Угловые характеристики неявнополюсной синхронной машины при поддержании

$U_T = const$. Кривая 1: $P = \frac{E \cdot U}{x_{\Sigma}} \cdot \sin \delta$, где $E = 1$. Кривая 2: $E = 1,5$. Кривая 3: $E = 2,5$.

Статическая устойчивость характеризуется коэффициентом запаса статической устойчивости, который определяется:

$$\kappa_s = \frac{P_m - P_T}{P_T}.$$

При наличии АРВ (кривая 2), контролирующим напряжение U_T регуляторы, реагируя на понижение напряжения, будут увеличивать ток возбуждения, и, следовательно, E , пока не восстановится U_T . В общем случае, при увеличении угла δ , напряжение на углах генератора снимается (рис. 6.5)

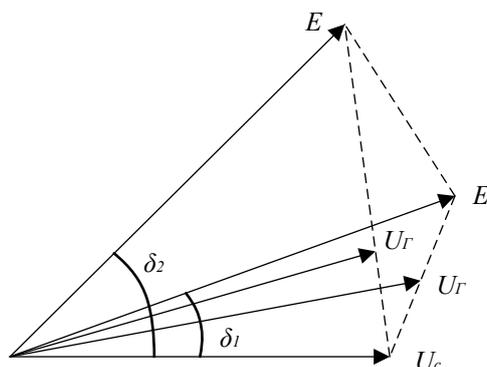


Рис. 7.16. Векторная диаграмма синхронного генератора при различных углах ротора генератора

Следовательно, построив для различных значений E семейство синусоид (кривые 1,2,3), можно получить, переходя с одной кривой на другую, результирующую кривую 4, характеризующую изменение E регулируемой машины в зависимости от угла δ . Эта характеристика имеет возрастающий характер даже при $\delta > 90^\circ$, что объясняется увеличением E , которое преобладает над уменьшением $\sin \delta$.

Дополнительные значения углов δ , при которых машина статически устойчива при $\delta > 90^\circ$, называют областью искусственной устойчивости. Однако в этой зоне могут возникнуть колебания.

6.5. Регулирование частоты и напряжения в электроэнергетической системе и влияние регулирования на устойчивость

Под общеупотребительным термином «регулирование частоты» подразумеваются все способы, при которых измерение частоты используется в устройствах автоматического регулирования, являющихся регуляторами производимой мощности. Способы регулирования подразделяются на три группы: первичное регулирование, или регулирование угловой скорости вращения, при котором управление впускными клапанами турбины зависит от изменения скорости вращения генераторов (и в случае необходимости — от производных этой скорости). Цель регулирования каждого генератора — осуществить регулирование частоты в строгом смысле этого слова, согласовывая механическую и потребляемую электрическую энергии. Вторичное регулирование, которое подчиняет первичное регулирование условиям, налагаемым поддержанием значений некоторых мощностей (главным образом протекающих по межсистемным связям). Вторичное регулирование изменяет ряд характеристик первичного регулирования (а следовательно, и некоторые коэффициенты в уравнениях регулирования) с целью получения регулирования частоты и выдаваемых генераторами мощностей до запрограммированных, т.е. зафиксированных заранее, значений. В некоторых частных случаях регулирование обменной мощности происходит полностью независимо от регулирования частоты, общей для обеих систем. Третичное регулирование, вступающее в действие в последнюю очередь для корректировки вторичного регулирования с целью осуществления наиболее экономичного распределения нагрузок между работающими агрегатами. В самом деле, с одной стороны, энергия поставляется этими агрегатами с разными стоимостями производства, а с другой стороны, потери в системе изменяются с распределением нагрузок между этими группами. Третичное регулирование является также регулированием мощности; оно может быть медленного действия и необходимость его автоматизации не очевидна. В конечном итоге

можно сказать, что только первичное регулирование действительно является регулированием частоты; его изучением мы займемся в этой главе. Вторичное и третичное регулирования являются регулированиями мощности, которые, кстати, все чаще и чаще обозначают термином регулирование системы. Эти способы регулирования будут изучены позже, после рассмотрения методов расчетов режимов сетей. Принцип первичного регулирования. Первичное регулирование является регулированием скорости каждой генераторной группы благодаря воздействию на впускные клапаны рабочего тела (пара для турбогенераторов, газа для газовых турбин, воды для гидравлических групп). Оно выполняет две функции: поддерживает почти постоянной скорость агрегатов, ограничивает отклонения скорости допустимой для оборудования величиной (например, изменение скорости при полном сбросе нагрузки). Первичное регулирование должно обладать тремя качествами: быстротой, чувствительностью и стабильностью (устойчивостью). Быстрота регулирования зависит прежде всего от соотношения инерции вращающихся масс и момента, действующего на них. Характеристической величиной, удобной для расчетов, является время пуска или постоянная инерции.

Регулирование напряжения осуществляется для поддержания возможно лучшего значения модуля напряжения во всех точках сети. Оно не затрагивает проблему сдвига фаз вектора напряжения, поскольку: этот сдвиг не имеет никакого значения в распределительных сетях, особенно если они радиальные; в передающих и питающих сетях эта проблема является частью более широкой задачи надежности и устойчивости системы. К средствам уменьшения относительных падений напряжения относятся:

- повышение номинального напряжения $U_{ном}$. Это средство используют: в передающих сетях при необходимости передачи больших мощностей по длинным линиям, имеющим вследствие этого большие значения полных сопротивлений, т.е. в линиях, где при сооружении выбирают высокие и сверхвысокие напряжения;

- в распределительных сетях, где переход к более высокому напряжению (чем существующее) является экономически выгодным;

- в сетях НН, в этих сетях к выигрышу от уменьшения падения напряжения добавляется выигрыш от снижения потерь; выигрыш в целом становится более значительным.

Если повышение напряжения — средство уменьшения падения напряжения, то нельзя его рассматривать как средство регулирования, поскольку речь в этом случае идет об однажды принятом решении, а не о постоянном регулировании в зависимости от нагрузки.

Средства воздействия на передачу реактивной мощности различные: выработка реактивной мощности статическими конденсаторами; поглощение реактивной мощности катушками индуктивности; выработка или поглощение реактивной мощности синхронными машинами, т.е. генераторами станций или синхронными компенсаторами, размещенными на подстанциях. Компенсация падений напряжения с помощью введения дополнительного напряжения. Это достигается применением: трансформаторов с отпайками, позволяющими менять коэффициент трансформации; индукционного регулятора, который добавляет к вектору напряжения сети вектор напряжения с постоянным модулем U .

Выбор того или иного средства регулирования зависит, очевидно, от условий, в которых оно должно осуществляться. Некоторые лучше приспособлены к регулированию напряжения в передающих сетях, другие — к регулированию в распределительных сетях. Потребности регулирования различны, поскольку в распределительных сетях всегда стремятся поддерживать напряжение, близкое к номинальному, тогда как в передающих сетях достаточно обеспечивать напряжение, отвечающее крайним значениям. Регулирование напряжения в распределительных и питающих сетях можно рассматривать отдельно, поскольку они независимы друг от друга. Эффективные средства регулирования напряжения (более точно, уменьшения медленных его изменений) могут быть классифицированы по способу их воздействия: непрерывное регулирование, получаемое в радиальных сетях с

помощью индукционных регуляторов, а в передающих сетях с помощью синхронных компенсаторов; квазинепрерывное регулирование, обеспечиваемое регуляторами под нагрузкой (встроенными в трансформаторы или независимыми от них) и используемое во всех типах сетей; это регулирование будет тем ближе к непрерывному регулированию, чем меньше будет величина ступени напряжения между двумя соседними отпайками; прерывистое регулирование, получаемое с помощью параллельно подключаемых к сети батарей конденсаторов (их по экономическим соображениям можно разделить на части, с тем чтобы ограничить число переключений за день); нерегулируемая компенсация, осуществляемая или с помощью последовательно включенных в сеть конденсаторов, которые в определенной мере уменьшают изменения напряжения, или с помощью переключаемых на холостом ходу отпайек трансформаторов.

Как было показано ранее, автоматические регуляторы в общем случае повышают устойчивость систем электроснабжения.

6.6. Контрольные вопросы к главе 6

1. Чем характеризуется статизм регулятора?
2. Чем первичные регуляторы отличаются от вторичных?
3. Как предотвратить снижение частоты до опасных пределов?
4. Как осуществляется аварийная разгрузка турбин генераторов?
5. Какие режимы работы синхронных машин обеспечивают системы возбуждения?
6. Какие типы систем возбуждения вам известны?
7. Дайте характеристику влияния АРВ генератора на динамическую устойчивость СЭС.
8. Дайте характеристику АРВ пропорционального действия.
9. Дайте характеристику АРВ сильного действия.
10. Способы регулирования частоты.
11. Способы регулирования напряжения.

7. АСИНХРОННЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

7.1. Асинхронный режим работы синхронных генераторов и двигателей. Общие положения методики расчета асинхронных режимов. Ресинхронизация

В случае неблагоприятного исхода аварии часть генераторов системы выходит из синхронизма по отношению к остальной системе, находясь попеременно в режимах генератора и двигателя (качания). При качаниях синхронных машин возникают в различных точках снижения напряжения. Из-за этого часть АД затормаживается до полной остановки или отключаются защитой.

Синхронные двигатели также выпадают из синхронизма и могут быть отключены релейной защитой или вручную персоналом.

Возможны различные исходы системной аварии:

1) В наиболее тяжелом случае имеют место полный распад системы. Этот распад может наступить или в результате нарушения динамической устойчивости сначала значительной части системы, и затем и всей системы в целом, или в результате нарушения статической устойчивости системы в послеаварийном режиме.

2) Более легкий случай, когда динамическая устойчивость большей части системы сохраняется, а часть системы, в которой произошла авария, автоматически отделяется от большей части системы действием РЗА. При этом режим оставшейся в работе части системы должен обладать достаточным запасом статической устойчивости.

3) Система продолжает свою работу после нарушения динамической устойчивости, причем выпавшие из синхронизма генераторы могут ресинхронизироваться с системой без вмешательства персонала.

После выхода из синхронизма отдельные генераторы быстро увеличивают скорость вращения. Поскольку скорость отлична от синхронной, то возникают отрицательное скольжение и генератор помимо синхронной мощности начинает вырабатывать асинхронную мощность $P_{ас}$. Разность моментов на валу:

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{синхр} - P_{ас} = \Delta P. \quad (7.1)$$

$P_{синхр}$ в асинхронном режиме носит переменный характер его среднее значение близко к нулю. Поэтому в качестве тормозной выступает асинхронная мощность $P_{ас} \approx 0,7 P_{Тнорм}$.

Однако, при увеличении скорости срабатывают регуляторы скорости и начинают закрывать впуск пара на турбину, тем самым уменьшая P_T . В силу инерционности регулятора это происходит относительно медленно.

В положении равновесия моментов $P_T = P_{ас}$, что соответствует максимальному скольжению, имеет место накопление кинетической энергии и клапаны продолжают закрываться.

Возникает тормозящий избыточный момент на валу и начинается торможение генератора. Скольжение уменьшается и как только скольжение станет равным нулю, произойдет процесс ресинхронизации, т.е. генератор втянется в синхронизм.

При отсутствии ресинхронизации выпавшие из синхронизма машины работают в асинхронном режиме. Выпавшие из синхронизма генераторы могут быть отключены от остальной системы или оставаться в ней до втягивания в синхронизм.

Асинхронный режим для большинства синхронных машин не представляет опасности, но возникает опасность возникновения нарушения устойчивости остальной части системы, в которой мощный генератор работает асинхронно. В этом режиме генератор обычно

потребляет из системы значительную реактивную мощность. Это приводит к увеличению тока статора. Поскольку предельная величина тока статора ограничена, предельная активная мощность генератора также ограничивается 50...70 % номинальной мощности, а у крупных турбогенераторов - 30...50 %. Это приводит к дефициту активной мощности в системе, что является существенным недостатком асинхронного режима.

Возможность работы в асинхронном режиме и ее длительность ограничены опасностью повреждений самого генератора. Турбогенератору разрешается работать в асинхронном режиме 15...30 минут, длительность работы гидрогенератора более кратковременна и составляет несколько минут.

Восстановление нормальной работы возможно без отключения от сети выпавшего из синхронизма генератора. Можно оставить его на некоторое время в асинхронном режиме, а затем заставить снова войти в синхронизм, осуществив **ресинхронизацию**.

Два условия успешной ресинхронизации:

1. Если скольжение, с которым работает генератор в асинхронном режиме, станет равным нулю, то скорость вращения генератора станет синхронной. Это условие необходимое, но недостаточное для втягивания генератора в синхронизм.
2. Синхронный момент должен быть больше момента турбины $M_c > M_T$.

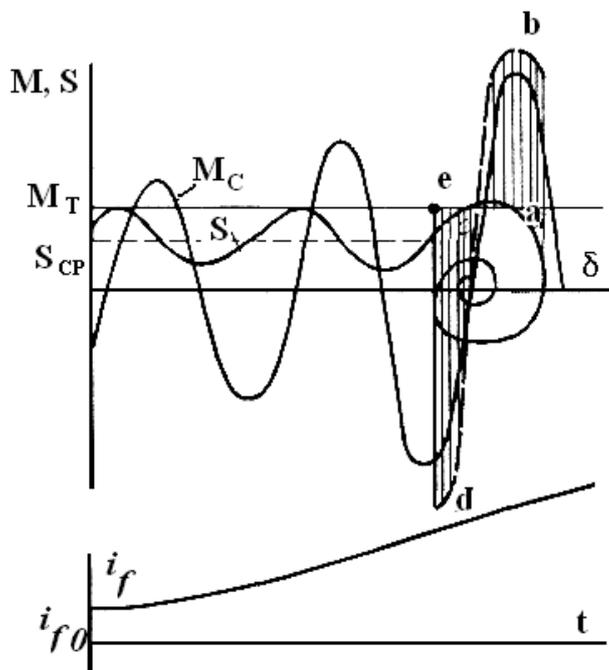


Рис. 7.1. Ресинхронизация синхронного генератора

При таком соотношении моментов и $S = 0$ на вал генератора действует тормозной избыточный момент (рис. 7.1), который вызывает уменьшение угла δ . Ротор генератора начинает движение в сторону его уменьшения, площадь торможения abc уравнивается площадью ускорения cde , происходят затухающие колебания около точки c .

Если второе условие $M_c > M_T$ не выполняется, то ресинхронизация будет неуспешной, угол продолжит возрастать, а генератор останется в асинхронном режиме. Избежать выпадения из синхронизма можно, регулируя надлежащим образом ток возбуждения.

Процесс ресинхронизации может быть рассчитан методом *последовательных интервалов* с учетом характеристик турбин и их регуляторов скорости.

Восстановление синхронного режима работы синхронных двигателей производится для

ответственных механизмов, сохранение которых в работе необходимо по условиям техники безопасности или технологии производства. Один из способов восстановления синхронного режима: отключение двигателя и повторный его автоматический пуск. При сохранении возбуждения двигателя важное значение имеет его синхронное включение. При несовпадении по фазе векторов напряжений синхронизируемого двигателя и сети возникает ударный ток включения, который приближенно может быть определен как

$$I_{уд.вкл} = \sqrt{2} \frac{1.8\Delta E''}{(x_M'' + x_C)}, \quad (7.2)$$

где $\Delta E''$ - геометрическая разность между ЭДС двигателя E''_q и напряжением сети;

x_M'' , x_C - сопротивление двигателя и системы.

При $\delta = \pi$ ударный ток имеет наибольшее значение и может вызвать повреждение обмоток двигателя при его включении.

7.2. Природа асинхронной мощности и ее влияние на результирующую устойчивость электроэнергетической системы

Асинхронный режим, т.е. режим при периодическом изменении вектора ЭДС хотя бы одной машины на угол, больший 360° , может возникать при нарушении статической устойчивости (сильно перегруженная машина при малом возмущении) динамической устойчивости (площадка ускорения больше площадки торможения) или в случае аварийного режима с потерей возбуждения.

Если удастся восстановить нормальную работу системы, не отключая машины, выпавшей в асинхронный режим, то система сохраняет результирующую устойчивость.

Асинхронный режим, не являющийся для системы нормальным, должен допускаться только после проверки его.

Приближенную оценку режима можно дать, приняв, что несинхронно работающая машина разделяется на две механически связанные – синхронную (1) и асинхронную (2) (рис. 7.2).

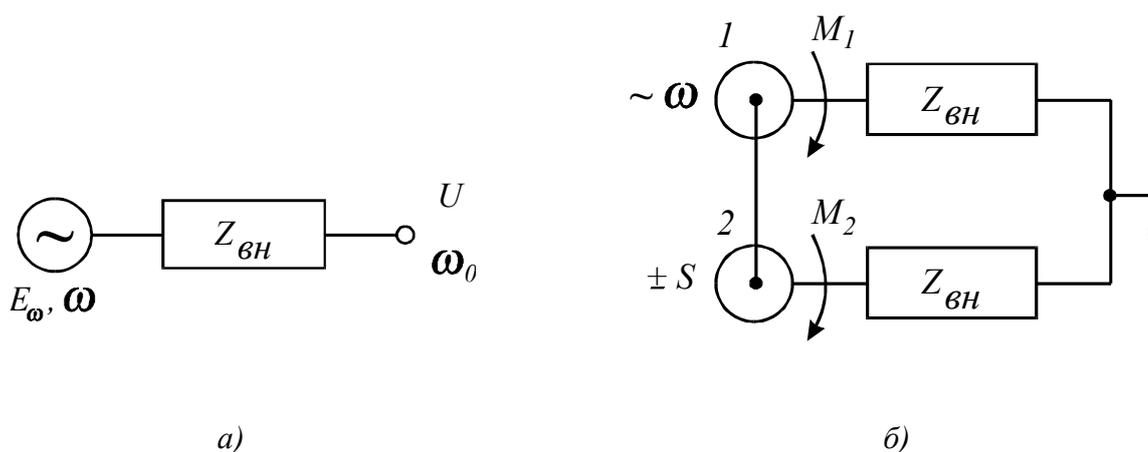


Рис. 7.2. Представление синхронной машины в режиме асинхронного хода

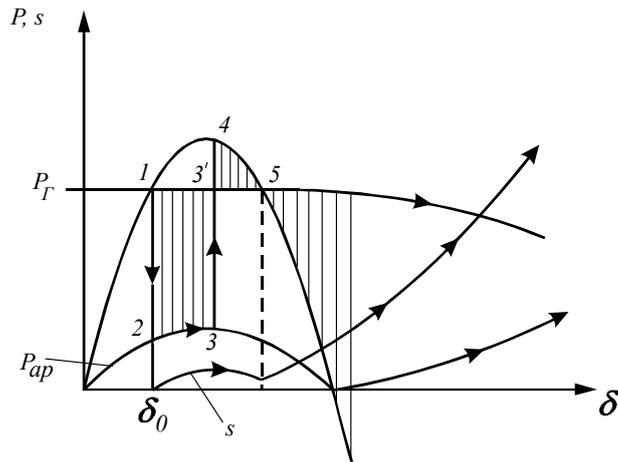


Рис. 7.3. Выпадение из синхронизма и переход на асинхронный ход синхронной машины

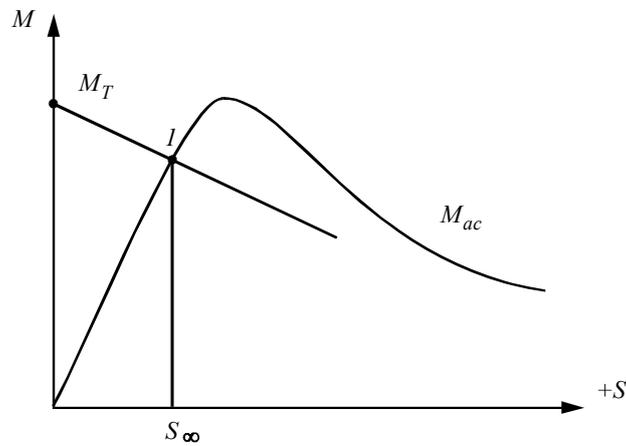


Рис. 7.4. Изменение асинхронного момента и момента турбины от скольжения

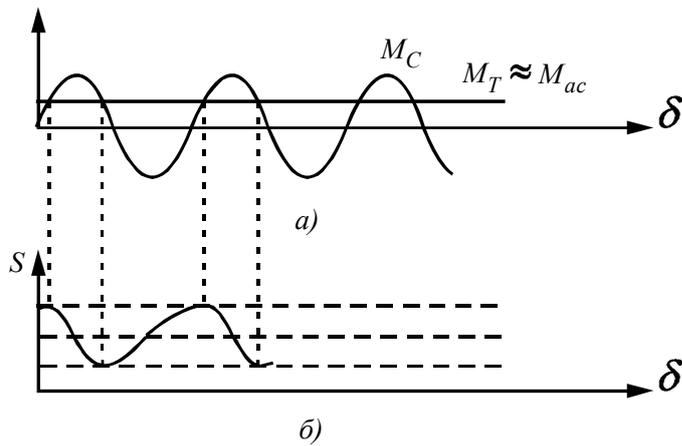


Рис. 7.5. Изменения синхронного момента (а) и вызываемого им изменения скольжения (б)

Вывести критерий ресинхронизации можно, используя уравнение движения ротора генератора

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_T - M_C - M_{ac} = \Sigma M$$

или

$$T_J s \frac{ds}{d\delta} = \Sigma M$$

через выражение энергии

$$s = \sqrt{s_{max}^2 - \frac{2}{T_J} \int_{\delta}^{\delta_{max}} \Sigma M d\delta}$$

Если скольжение в установившемся синхронном режиме пройдет через 0, то появится возможность ресинхронизации. Это произойдет, когда

$$s_{max}^2 = \frac{2}{T_J} \int_{\delta}^{\delta_{max}} \Sigma M d\delta,$$

Приближенно

$$s_{cp} = (0,06 \div 0,08) \sqrt{\frac{M_{max}}{T_J}}$$

Реально процесс ресинхронизации осуществляется ликвидацией условий, которые способствовали возникновению асинхронного режима и дополнительным воздействием на турбину уменьшением ее мощности.

Работа в режиме асинхронного хода вызывает дополнительные потери в машине, величина которых растет с увеличением скольжения. Турбогенератор имеет весьма «жесткую» характеристику асинхронного момента и «зависает» на скольжении 0,2÷0,6 %. Это позволяет не отключать машину от сети до 30÷60 минут при сниженной до 40% нагрузке (конкретные показатели режима определяются предварительным расчетом).

Влияние асинхронного хода на работу нагрузок в энергосистеме можно представить, используя метод наложения (рис. 7.6).

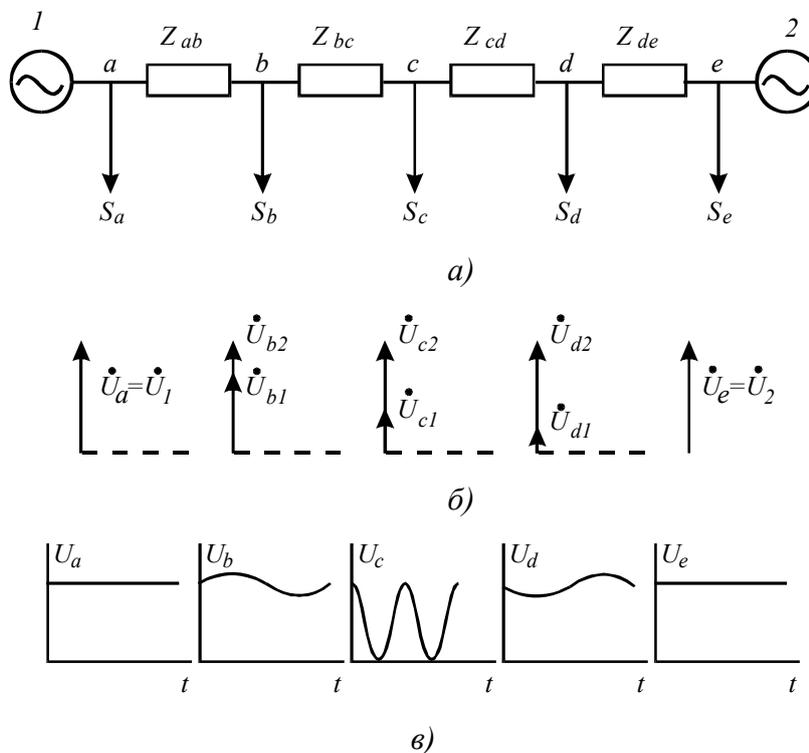


Рис. 7.6. Представление системы при анализе влияния асинхронного хода

Напряжение в любой точке электрической системы может быть представлено векторной суммой двух частных напряжений, каждое из которых определяется только ЭДС одного источника и «электрическим удалением» этой точки от источника, т.е. напряжение точки «а» зависит практически только от ЭДС источника 1, точки «е» – от ЭДС источника 2, напряжения промежуточных точек – суммы частных напряжений. Точка «с», в которой частные напряжения равны, может быть названа «электрическим центром» системы.

При входе в асинхронный ход станции 1, все частные напряжения от нее будут прокручиваться относительно частных напряжений станции 2 с частотой $\Delta f = f_1 - f_2$. Так как эта разница реально составляет $0,2 \div 0,6$ %, то амплитуда напряжений в точках «b», «с», «d» будет изменяться от $U'_1 + U'_2$ до $U'_1 - U'_2$ с частотой $0,1 \div 0,3$ Гц, т.е. с периодом $3 \div 10$ сек, что приведет к останову двигателей узлов нагрузок и последующему срабатыванию релейной защиты и отключению узлов.

Асинхронный ход в электрической системе опасен и для источников и для потребителей, но возможность его позволяет сохранить в целости систему после тяжелого повреждения, что резко облегчает поиск причины аварии, ее устранение, уменьшая ущерб от аварии.

Что касается асинхронной мощности, то ее наличие как правило способствует успешной ресинхронизации.

7.3. Синхронизация при нарушениях устойчивости. Ликвидация асинхронных режимов

Результирующая устойчивость характеризует способность системы самопроизвольно восстанавливать синхронную работу после кратковременного нарушения устойчивости.

Если выпавшая из синхронизма система после устранения причины нарушения устойчивости вновь втягивается в синхронизм, то считают, что система с подключенными к ней генераторами обладает результирующей устойчивостью.

При расчете переходных процессов, вызванных нарушением устойчивости, пользуются понятиями асинхронного режима и асинхронного момента.

Асинхронным называется режим работы системы при больших отклонениях частоты вращения роторов генераторов или двигателей от синхронной частоты. Выпадение генератора из синхронизма сопровождается резким повышением частоты вращения ротора.

К асинхронным режимам относятся:

- работа синхронной машины после ее выпадения из синхронизма;
- асинхронный пуск двигателей или синхронных компенсаторов;
- самозапуск двигателей.

При асинхронном ходе и частоте, большей чем синхронная, генератор работает как асинхронный и генерирует активную мощность, которая называется *асинхронной*.

Причинами появления асинхронного режима могут быть: исчезновение тока возбуждения; нарушение динамической устойчивости после резкого возмущения; нарушение статической устойчивости сильно перегруженной системы при слабом возмущении.

Возникновение асинхронного режима приводит к различным нарушениям нормальной работы СЭС:

могут появляться периодические понижения напряжения, при которых затормаживаются двигатели и отключаются пускатели в сети напряжением $0,4$ кВ, а также понижается устойчивость параллельной работы генераторов в синхронно работающих частях

ЭЭС;

из-за снижения напряжения и увеличения тока может нарушиться селективная работа релейной защиты;

возникают колебания активной мощности, при которых появляется знакопеременный момент на валу турбины, приводящий к дополнительным механическим усилиям;

возможно возникновение резонансных колебаний, опасных для оборудования и синхронной работы частей ЭЭС;

при наличии между отдельными частями ЭЭС большого активного сопротивления увеличивается дефицит активной мощности в приемной части системы.

Рассмотрим переход генератора в асинхронный режим работы из-за нарушения динамической устойчивости (рис. 7.8).

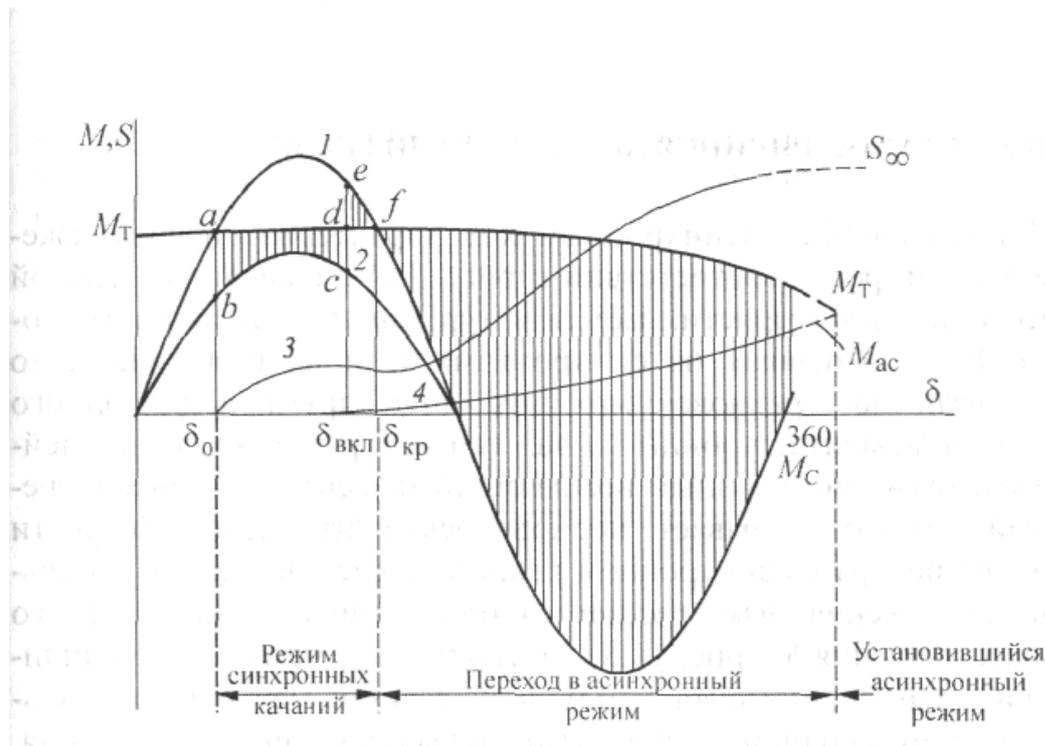


Рис. 7.8. Переход в асинхронный режим синхронного генератора: характеристики мощности в нормальном и асинхронном режиме (кривые 1, 2); изменение скольжения линии и асинхронного момента (кривые 3, 4)

Пусть одна из линий электропередачи внезапно отключается, а затем включается вновь. При этом происходит переход с характеристики 1 на характеристику 2 и обратно. Но угол включения $\delta_{вкл}$ (рис. 7.8) столь велик, что площадь ускорения f_{abcd} превосходит наибольшую возможную площадь торможения f_{def} . Угол вектора эквивалентного генератора G превышает критическое значение $\delta_{кр}$. На ротор начинает действовать ускоряющий избыточный момент, приводящий к дальнейшему увеличению угла δ .

Как только скорость ротора станет отличаться от синхронной, появляется скольжение S , растущее с увеличением разности скоростей. Скольжение обуславливает появление асинхронного момента, который также зависит от напряжения на зажимах генератора и его параметров. Причем приближенно можно принять $P_{ac} = M_{ac} = \varphi(S)$.

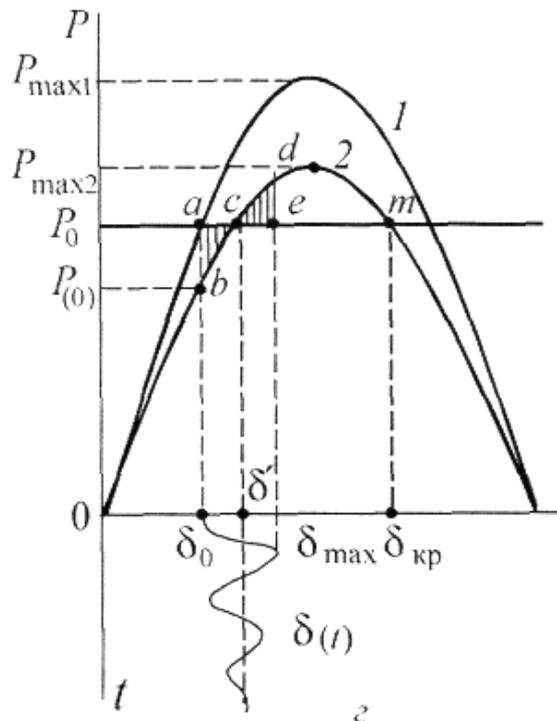


Рис. 7.9. К анализу динамической устойчивости простейшей системы:
a - принципиальная схема; *b* — схема замещения в нормальном режиме;
в - схема замещения в послеаварийном режиме; *г* - графическая иллюстрация динамического перехода: характеристики нормального и аварийного режимов (кривые 1, 2 соответственно)

С увеличением скольжения начинают действовать регуляторы мощности турбины, уменьшая P_T . Синхронная мощность приобретает пульсирующий характер и, являясь функцией скольжения, будет, в свою очередь, влиять на него, вызывая его пульсации. При некотором значении скольжения S_∞ момент турбины уравнивается средним асинхронным моментом ($M_T = M_{ac}$). Это условие определяет **начало установившегося асинхронного режима** (хода).

В асинхронном режиме генератор, кроме момента, обусловленного его возбуждением, развивает еще и асинхронный момент под действием свободных токов, которые возникают в его обмотке возбуждения и демпферных контурах из-за движения ротора по отношению к полю, созданному внешними э.д.с.

Средний асинхронный момент генератора, подключенного непосредственно к шинам неизменного напряжения, определяется выражением

$$M_{ac} = \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{sT'_d(x_d - x'_d)}{[1 + (sT'_d)^2]x'_d x'_d} + \frac{sT''_d(x'_d - x''_d)}{[1 + (sT''_d)^2]x'_d x''_d} + \frac{sT''_q(x_q - x''_q)}{[1 + (sT''_q)^2]x''_q x''_q} \quad (7.2)$$

где s - скольжение (в отличие от асинхронных двигателей здесь за положительное принято скольжение при частоте вращения ротора, большей чем синхронная);

T'_d - постоянная времени обмотки возбуждения при замкнутой обмотке статора;

T''_d и T''_q - сверхпереходные постоянные времени генератора в продольной и поперечной осях;

x_d, x'_d, x''_d - синхронное, переходное и сверхпереходное сопротивления генератора по продольной оси;

x_q, x''_q - синхронное и сверхпереходное сопротивления генератора по поперечной оси.

Из (26) следует, что асинхронный момент генератора имеет три составляющие:

$$M_{ac} = M'_d + M''_d + M''_q \quad (7.3)$$

которые обусловлены действием обмотки возбуждения (M'_d), а также демпферных продольной (M''_d) и поперечной (M''_q) обмоток.

Зависимость асинхронного момента генератора и его составляющих от скольжения изображена на рис. 7.10. Видно, что наибольший вклад в M_{ac} вносит составляющая M''_q .

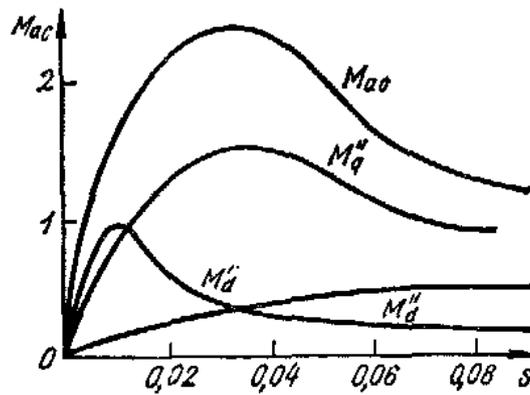


Рис. 7.10. Зависимость асинхронного момента генератора и его составляющих от скольжения

Установившийся асинхронный ход характеризуется скольжением S_∞ , которое в соответствии с рис. 7.11 определяется точкой пересечения характеристик момента турбины и асинхронного момента.

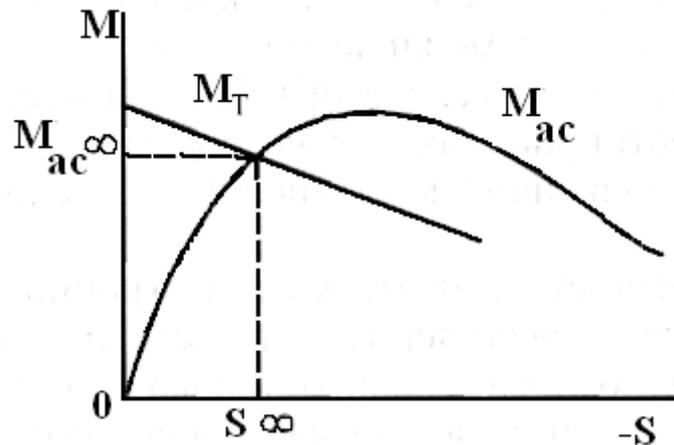


Рис. 7.11. Определение скольжения в установившемся асинхронном режиме

Если выпавшая из синхронизма машина возбуждена, то кроме взаимно уравновешивающих друг друга асинхронного момента и момента турбины на вал генератор-турбина будет действовать также синхронный вращающий момент. Этот знакопеременный момент вызывает периодическое изменение скорости вращения ротора в асинхронном режиме, а следовательно, и пульсации скольжения, изменяющегося от S_{min} до S_{max} около своего среднего значения S_∞ (рис. 7.12).

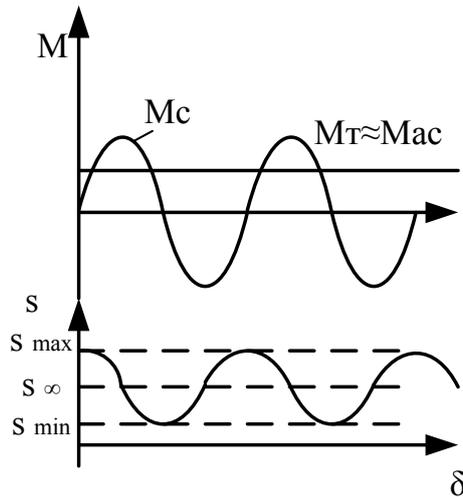


Рис. 7.12. Изменение асинхронного момента и скольжения в асинхронном режиме

Уравнение движения ротора генератора в асинхронном режиме может быть записано в следующем виде:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_T - M_C - M_{AC} = \Sigma M \quad (7.4)$$

Преобразуя это уравнение получим:

$$T_j s \frac{dS}{d\delta} = \Sigma M \quad (7.5)$$

Проинтегрировав уравнение (7.5), получим

$$T_j \left(\frac{S_{\max}^2}{2} - \frac{S^2}{2} \right) = \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \Sigma M d\delta,$$

откуда можно найти значение скольжения в любой момент времени

$$S = \sqrt{S_{\max}^2 - \frac{2}{T_j} \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \Sigma M d\delta}.$$

7.4. Контрольные вопросы к главе 7

1. Что представляет собой асинхронный режим работы синхронных генераторов и двигателей?
2. Каковы возможные исходы системной аварии?
3. Чему равно среднее значение синхронной мощности в режиме холостого хода?
4. Как действуют регуляторы скорости в режиме асинхронного хода?
5. Почему ограничивается длительность асинхронного хода?
6. Какие условия необходимы для успешной ресинхронизации?
7. Как происходит ресинхронизация синхронного генератора?
8. Как происходит ресинхронизация синхронного двигателя?
9. Каково влияние асинхронного хода на работу нагрузок?
10. Что такое «результатирующая устойчивость»?

8. РАЗДЕЛЬНАЯ РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

8.1. Условия выхода на раздельную работу. Собственные электростанции промышленных предприятий

Одним из направлений электрохозяйства крупных промышленных предприятий является модернизация и расширение собственных электростанций. В первую очередь это связано с необходимостью обеспечения надежного электроснабжения потребителей, а также уменьшения затрат на электроэнергию. С другой стороны, устанавливающиеся между энергосистемой и потребителями рыночные взаимоотношения не исключают возможности возникновения сложных режимных ситуаций, которые могут иметь место при отключении потребителей по нетехническим причинам, что может привести к нарушению энергетической безопасности предприятия.

Все вышеизложенное обуславливает необходимость разработки способов управления не только на уровне крупных энергосистем, но и на уровне систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, имеющих свою специфику в силу особенностей производства. В частности, ряд различий, возникающий при управлении крупной энергосистемой и системой электроснабжения промышленного предприятия, имеющего в своем составе собственные электростанции, рассмотрен в работах Ю.Е. Гуревича [32], М.С. Ершова [33], [34]. Так, перерывы в электроснабжении, не являющиеся значимыми на уровне крупной энергосистемы, могут привести к нарушению сложного технологического процесса предприятия. Выход же системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями на раздельную с энергосистемой работу приводит, как правило, к созданию довольно тяжелого с точки зрения статической и динамической устойчивости переходного, а затем и установившегося режима. Особенности управления системой внутреннего электроснабжения также изложены в работе Ю.Е. Гуревича [32]. Очевидно, что для управления такими процессами требуется осуществлять их прогнозирование, то есть расчет переходных режимов при различных возмущениях, в том числе и при выходе на раздельную с энергосистемой работу.

Нормативная документация, обеспечивающая необходимые виды управления энергосистемами, также в основном ориентирована на крупные энергосистемы. Однако «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» требуют от последних, имеющих собственные источники электроэнергии, организации оперативно-диспетчерского управления, в задачи которого должны входить «... разработка и ведение требуемого режима работы; производство переключений пусков и остановов; локализация аварий и восстановление режима работы; ... предотвращение и ликвидация аварий и отказов». При этом указывается на необходимость обеспечения экономичности работы. В дальнейшем данные Правила рекомендуют оперативно-диспетчерскому персоналу собственных электростанций предприятий действовать согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» [11], не учитывая при этом особенностей работы промышленных систем электроснабжения.

В связи с вышеизложенным оперативно - диспетчерский персонал предприятия, имеющего в своем составе собственные электростанции, должен прогнозировать все возможные режимы работы системы электроснабжения с целью разработки мероприятий по сохранению устойчивости, в том числе и при выходе энергоузла на раздельную с энергосистемой работу. Очевидно, что при выходе на раздельную работу диспетчерское управление СЭПП должно обеспечить согласно [11] «... разработку и ведение режимов работы электростанций, ... устойчивость» данной системы электроснабжения.

Таким образом, при решении вопросов управления оперативно-диспетчерский

персонал должен прогнозировать не только переходные, но и возможные установившиеся режимы. Поэтому оперативно-диспетчерское управление невозможно без соответствующего программного обеспечения. Для анализа установившихся и переходных режимов энергосистем был разработан ряд программно-вычислительных комплексов. Однако использование таких комплексов для решения задач управления режимами СЭП значительно усложняется или становится невозможным вследствие специфики различных производств.

Многие крупные промышленные предприятия, располагающие вторичными энергоресурсами, в настоящее время развивают производство электроэнергии на собственных электростанциях. Их установленная мощность достигает сотен мегаватт, выдача электроэнергии осуществляется как на генераторном напряжении до 10,5 кВ, так и на повышенном напряжении 110-220 кВ. При этом в аварийном режиме в результате работы релейной защиты или противоаварийной автоматики возможно отделение электростанции с частью нагрузки от энергосистемы.

В зависимости от конкретных условий работы энергосистем и их конфигурации находят применение устройства делительной автоматики различных типов. В условиях, когда при нарушении устойчивости возможность ресинхронизации заведомо исключена (например, при отключении мощной связи и работы частей энергосистемы через транзит малой пропускной способности), применяются устройства автоматики, обеспечивающие возможно быстрое действие. Когда требуется проверка возможности ресинхронизации, целесообразно применять делительные устройства, срабатывающие, если в течение определенного времени асинхронный режим не прекратился.

В результате действия делительной автоматики на раздельную работу с энергосистемой выходят промышленные электростанции с собственными нуждами, иногда с дополнительной нагрузкой. При этом в выделившемся на раздельную работу узле имеют место переходные электромеханические процессы, как в генераторах, так и в двигательной нагрузке. Для исследования такого режима требуется учитывать влияние механизмов производительности собственных нужд и котельной автоматики, что представляет собой сложную задачу, так как для точного анализа необходимо производить расчет отдельно для каждого элемента системы. Кроме того, прогнозирование режимов, имеющих место при выходе на раздельную с энергосистемой работу, представляет особый интерес, поскольку данные расчеты приходится проводить при отсутствии балансирующих узлов в силу возможности изменения частоты в рассматриваемой сети. Другой особенностью систем электроснабжения промышленных предприятий является то, что мощности генераторов собственных электростанций в ряде случаев соизмеримы с мощностью крупных электродвигателей. Этот факт обуславливает сильное взаимное влияние машин и необходимость детального учета регулирующих эффектов различных потребителей.

8.2. Особенности автономной работы систем электроснабжения

При определении предела мощности, передаваемой в простейшей электрической системе, предполагалось, что напряжение на шинах приемной системы постоянно при всех изменениях режима работы электропередачи. Такое предположение можно считать справедливым только в том случае, когда мощность питающей системы в 8-10 раз больше мощности приемной системы. Однако приемная система может представлять собой местную электростанцию, мощность которой соизмерима с мощностью питающей системы. В этих случаях напряжение на шинах приемной системы зависит от режима работы питающей системы и нагрузки.

Если считать, что э.д.с. генераторов станций питающей системы постоянна, то при изменении передаваемой по ЛЭП мощности будут меняться собственные углы систем δ_1 и δ_2 ,

а также взаимный угол $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$. Это, в свою очередь, вызовет изменение напряжения на шинах приемной системы. При увеличении передаваемой по ЛЭП мощности это напряжение падает, что вызывает уменьшение предела передаваемой мощности $P = EU / x_{рез}$. Зависимость $P(\delta)$ в данном случае может быть представлена кривой 2 (рис. 8.1) в отличие от идеальной характеристики 1, когда E и U постоянны.

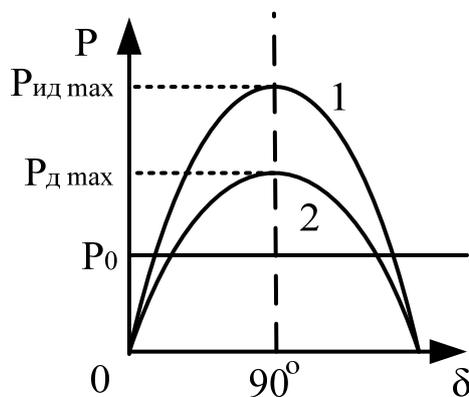


Рис. 8.1. Идеальная (1) и действительная (2) угловые характеристики мощности электрической системы

Чем больше снижается напряжение на шинах приемной системы при увеличении передаваемой мощности, тем меньше действительный предел мощности.

Степень снижения напряжения на шинах приемной системы зависит от свойств нагрузки, подключенной к этим шинам. Влияние свойств нагрузки на напряжение приемной системы определяется *регулирующим эффектом нагрузки*, под которым понимают явление изменения активной и реактивной мощностей, потребляемых нагрузкой при изменении напряжения на ее зажимах. Следовательно, регулирующим эффектом нагрузки можно назвать степень снижения активной и реактивной мощностей нагрузки с уменьшением напряжения на ее зажимах. Численно регулирующий эффект определяется как изменение активной или реактивной мощности нагрузки на единицу изменения напряжения:

$$a_p = \Delta P / \Delta U \qquad a_q = \Delta Q / \Delta U \qquad (8.1)$$

Если рассматривать бесконечно малые изменения напряжения и перейти к пределам, то

$$a_p = dP / dU \qquad a_q = dQ / dU \qquad (8.2)$$

Поскольку в большинстве случаев при расчетах устойчивости учитывают только реактивные сопротивления элементов схемы, на снижение напряжения при увеличении передаваемой мощности главным образом влияет регулирующий эффект по реактивной мощности. При этом, чем больше наклон статических характеристик в рабочей области, тем сильнее регулирующий эффект нагрузки, тем благоприятнее влияет она на устойчивость электропередачи. Однако этим не ограничивается влияние нагрузки на устойчивость режима работы системы. Повышение потребляемой реактивной мощности на участке ab статической характеристики, обусловленное увеличением скольжения асинхронных двигателей при дефиците реактивной мощности в системе, приводит к лавинообразному снижению напряжения, сопровождающемуся затормаживанием двигателей. Следовательно, нарушение устойчивости узла нагрузки может являться причиной нарушения устойчивости режима всей СЭС.

Прогнозирование режимов, имеющих место при выходе на раздельную с энергосистемой работу, представляет особый интерес, поскольку данные расчеты приходится проводить при отсутствии балансирующих узлов в силу возможности изменения

частоты в рассматриваемой сети. Одной из особенностей СЭПП является то, что мощности генераторов собственных электростанций в ряде случаев соизмеримы с мощностью крупных электродвигателей. Этот факт обуславливает сильное взаимное влияние машин и необходимость детального учета регулирующих эффектов различных потребителей.

8.3. Особенности расчета установившихся и переходных режимов в автономных системах электроснабжения. Особенности работы регуляторов при отдельной работе

В узлах, избыточных по активной мощности, поддержание нормального режима возможно за счет действия регуляторов скорости турбин, снижающих выпуск пара при сбросе нагрузки. В случае выхода на отдельную работу электростанции в дефицитном по активной мощности узле регуляторы скорости не могут обеспечить поддержание частоты на необходимом уровне. В этом случае снижение частоты приводит к снижению производительности собственных нужд, в первую очередь, питательных насосов, что вызывает снижение паропроизводительности котлов и возникновение лавины частоты. Снижение частоты несколько ограничивается естественным регулирующим эффектом нагрузки.

При расчете переходных режимов промышленных электростанций при набросе нагрузки на генератор, например, при выходе на отдельную работу дефицитного по активной мощности узла, необходимо исследовать процессы, происходящие по всей цепи генератор-турбина-котельный агрегат. При этом необходимо учитывать регулирование, как турбины, так и котла, поскольку действие их автоматики оказывает существенное влияние на переходные процессы. Если нагрузка превышает мощность генератора, то частота вращения ротора турбины начинает снижаться, поскольку генератор и турбина находятся на одном валу. Регулятор скорости турбины стремится восстановить номинальную скорость вращения, увеличивая пропуск пара на турбину. Если этого оказывается достаточно, то работа продолжается в нормальном режиме. Если при полном открытии всех клапанов пара оказывается недостаточно, то скорость вращения турбины и, следовательно, генератора продолжает снижаться. В этом случае турбину можно рассматривать как нерегулируемую, так как регулирующие клапаны остаются полностью открытыми и пропуск пара не меняется. Увеличение паровой нагрузки котла приводит к уменьшению давления в барабане, что в конечном итоге приводит к повышению уровня воды в барабане котла. Это вызывает соответствующее увеличение удельного объема пара в пароводяной смеси. Кроме того, при снижении давления уменьшается температура кипения воды в циркуляционном контуре и за счет тепла аккумуляции происходит дополнительное парообразование, что приводит к увеличению паросодержания и повышению уровня в барабане. При повышении давления в котле увеличивается температура кипения. Поэтому часть тепла, воспринятая экранными трубами, расходуется на дополнительный подогрев воды до температуры кипения. Парообразование уменьшается, соответственно снижается паросодержание в экранных трубах и в барабане, и, кроме того, уменьшается удельный объем пара. Все это вызывает падение уровня. В дальнейшем устанавливается постоянная скорость изменения уровня. В свою очередь, снижение скорости вращения генератора приводит к снижению частоты питающего напряжения. Это сказывается на производительности собственных нужд электростанции, в первую очередь питательных насосов. Лавина частоты может произойти при отсутствии резерва генерирующей мощности в системе в связи с тем, что механизмы собственных нужд тепловых станций снижают свою производительность со снижением частоты. Нарушение устойчивости может быть связано также с неправильным действием регуляторов частоты, характеристики и параметры которых могут быть неблагоприятно выбраны в смысле устойчивости их параллельной работы. Для котла, работающего в режиме максимальной нагрузки большое значение имеет производительность питательных насосов.

В свою очередь, производительность питательных насосов при дефиците активной мощности будет снижаться. Это приведет к уменьшению уровня воды в барабане котла. Уменьшение уровня воды не сказывается на паропроизводительности до тех пор, пока уровень не снизится до критического, что приведет к срабатыванию противоаварийной автоматики котла.

При резком сбросе нагрузки с генератора, например, при коротком замыкании, происходит уменьшение тормозящего момента на валу, что приводит к разгону турбоагрегата. В случае резкого сброса нагрузки, с отключением генератора от сети, для исключения повреждения турбоагрегата закрываются стопорные клапаны, которые перекрывают подачу пара на турбину. В данном случае необходимо прекратить подачу пара не только от котла к турбине, но и от турбины к отборам, иначе разрежение в турбине, возникшее в результате прекращения подачи пара, приведет к забросу пара из отборов обратно в турбину, что может привести к аварии агрегата.

Особый интерес представляет выход электростанции на раздельную работу не только с двигателями собственных нужд, но и с резкопеременной нагрузкой. В таком случае на устойчивость генераторов оказывает влияние не только баланс активных и реактивных мощностей, но и постоянное изменение электромагнитной мощности в выделившемся участке сети.

Очевидно, подобные аварийные ситуации необходимо прогнозировать для разработки мероприятий, направленных на повышение устойчивости и надежности работы системы электроснабжения промышленного предприятия. При прогнозировании необходимо учесть такие факторы, как технические и эксплуатационные характеристики генераторов и двигателей, реакцию тепломеханического оборудования и регулирующий эффект нагрузки. Для прогнозирования вероятных режимов выхода на раздельную работу на кафедре электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова разработаны алгоритм и программное обеспечение, позволяющие выполнять анализ таких режимов и выявлять значения критических небалансов активной мощности с учетом характеристик регуляторов скорости, свойства саморегулирования паровых турбин, изменения производительности питательных насосов, регулирующего эффекта нагрузки. Программа «КАТРАН» разработана на кафедре ЭПП и прошла государственную регистрацию в Федеральной службе «Роспатент». Анализ проводится по результатам расчета переходного процесса в системе электроснабжения, выполняемого с использованием метода последовательных интервалов и модифицированного метода последовательного эквивалентирования. Расчет ведется в несколько итераций. Все генераторы замещаются балансирующими узлами и вводятся в расчет своими номинальными напряжениями. На первой итерации частота принимается также равной номинальной. Обобщенные нагрузки в расчет вводятся своими математическими ожиданиями, после чего производится первая итерация расчета режима.

По результатам расчета режима на первой итерации определяется мощность, которую фактически выдают генераторы, принятые ранее балансирующими узлами. По данным мощностям в соответствии со статическими характеристиками генераторов определяются частота и напряжение. В связи с тем, что величина частоты в установившемся режиме одинакова для всех машин, определяется эквивалентная статическая характеристика генераторов. Поскольку напряжение в рассматриваемой сети во всех точках различается по величине и фазе, то статические характеристики генераторов по напряжению учитываются индивидуально. По полученным параметрам корректируются величины потребляемых активных и реактивных мощностей нагрузки согласно статическим характеристикам последних. Полученные таким образом новые значения активных и реактивных мощностей нагрузки задаются в расчет во время второй итерации. На последующих итерациях расчет ведется аналогично.

Динамическая устойчивость определяется характером изменения угла ротора генератора. При параллельной работе должны рассматриваться собственные углы роторов генераторов, а при раздельной – взаимные. Разработанная программа позволяет определять характер изменения тока, напряжения, угла, переходной ЭДС и ее составляющие по продольной и поперечной осям, ЭДС и ее составляющие, изменение активной и реактивной мощностей, изменение механической мощности. Это позволяет оценить устойчивость при любом переходном процессе, выявить наличие возможных качаний, обусловленных действием АРВ, АРС и других факторов, а также сформулировать мероприятия с целью предотвращения качаний.

8.4. Характеристика изменения параметров режима при выходе электростанции и нагрузки на раздельную с энергосистемой работу

Исследования работы делительной автоматики с помощью разработанного программного обеспечения проводились на примере системы электроснабжения ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат». На ОАО «ММК» делительная автоматика установлена на собственных электростанциях: теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), центральной (ЦЭС) и паровоздуходувной (ПВЭС).

Исследования проводились на примере узла ЦЭС – ПВЭС, отделяющегося от энергосистемы при срабатывании делительной автоматики или в результате действия релейной защиты. При выходе узла на раздельную работу учитывалось действие делительной автоматики отключением фидеров на подстанциях. Выход на раздельную работу узла рассчитывался с существующей нагрузкой. На рис. 8.2 приняты следующие обозначения: Г1, Г2 – турбогенераторы ЦЭС номинальной мощностью 12 МВт; Г3, Г8 – турбогенераторы ЦЭС номинальной мощностью 40 МВт; Г4а, Г4б – турбогенераторы ЦЭС номинальной мощностью 6 МВт; Г5, Г6, Г7 – турбогенераторы ЦЭС номинальной мощностью 25 МВт; ТГ1, ТГ2 – турбогенераторы ПВЭС номинальной мощностью 30 и 25 МВт соответственно; ТГ3, ТГ4; – турбогенераторы ПВЭС номинальной мощностью 12 и 30 МВт соответственно.

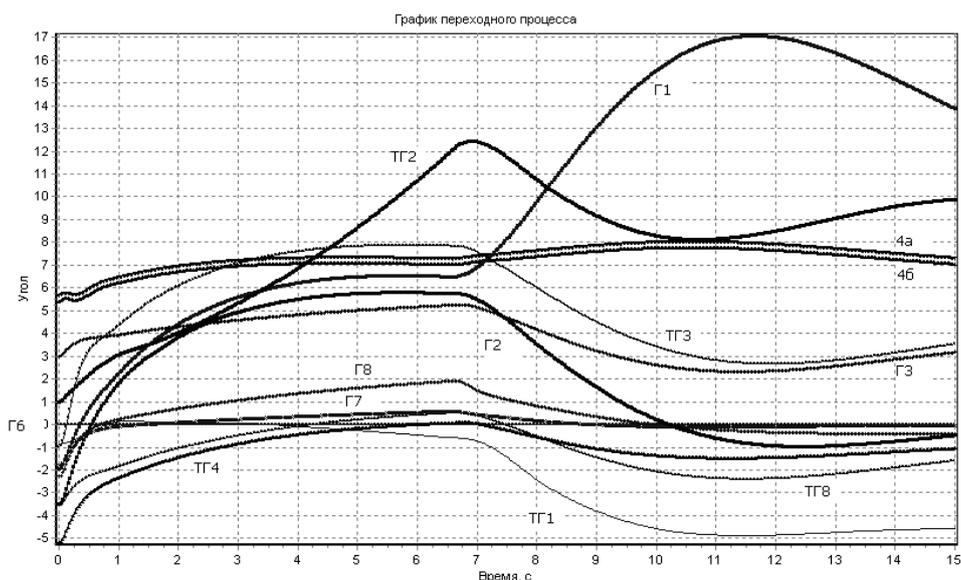


Рис. 8.2. Взаимные углы генераторов ЦЭС при выходе на раздельную работу при дополнительной нагрузке 20 Мвар

Расчеты выхода на раздельную работу с дополнительными нагрузками позволили выявить резервы узла по активной и реактивной мощности с целью присоединения дополнительных нагрузок ответственных потребителей. Это позволит, с одной стороны, повысить надежность электроснабжения ответственных потребителей, с другой стороны, соблюсти баланс активных и реактивных мощностей в узле, избегая режимов с существенным избытком по активной или реактивной мощности.

По результатам исследования было выявлено, что узел ЦЭС – ПВЭС является избыточным по активной мощности и при выходе на раздельную работу к шинам можно присоединять дополнительную нагрузку 60 МВт. Кроме того, выход на раздельную работу нежелателен не только при дефиците, но и избытке мощностей, так как автоматические регуляторы турбогенераторов, особенно регуляторы скорости, не успевают срабатывать и поддерживать параметры режима близкими к номинальным значениям.

Как показали расчеты [35,36,37,38,39], для повышения устойчивости при выходе на раздельную работу могут быть применены следующие мероприятия: загрузка генераторов до номинальной реактивной мощности при параллельной работе с энергосистемой и уменьшение степени нечувствительности регулятора скорости. Загрузка генераторов до номинальной реактивной мощности приводит к изменению начальных углов ротора при переходном процессе, а именно к их сближению, что положительно сказывается на протекании переходного процесса, так как взаимные углы генераторов расходятся меньше, следовательно, повышается устойчивость. Уменьшение степени нечувствительности также положительно влияет на устойчивость, за счет более чувствительной работы регуляторов турбины регулирование скорости происходит быстрее, не позволяя генератору выпасть из синхронизма.

При эксплуатации электростанций собственных нужд не исключены различные нештатные режимы. В данной работе были рассмотрены два режима: отказ автоматических регуляторов скорости (АРС), и отказ автоматического регулирования возбуждения (АРВ). В нормальном режиме, когда электростанция работает синхронно с энергосистемой, отказ этих устройств можно не обнаружить. Это связано с тем, что промышленные генераторы выдают практически неизменное значение активной и реактивной мощности. При выходе на раздельную работу генераторы уже не выдают мощность в энергосистему, а должны уравновесить только активную и реактивную нагрузки, вышедшие с ними на раздельную работу. Обычно это потребители собственных нужд теплоэлектроцентралей и ответственные промышленные потребители. Следовательно, для сохранения устойчивости работы генераторов и двигателей требуется надежная работа регулирующих устройств. Исследование показало, что отказ АРС и АРВ при работе делительной автоматики недопустим. Приведенные графики взаимных углов генераторов являются наглядным доказательством того, что при отказе действия автоматических регулирующих устройств выпадение машины из синхронизма при изменении нагрузки наступает очень быстро (рис. 8.3).

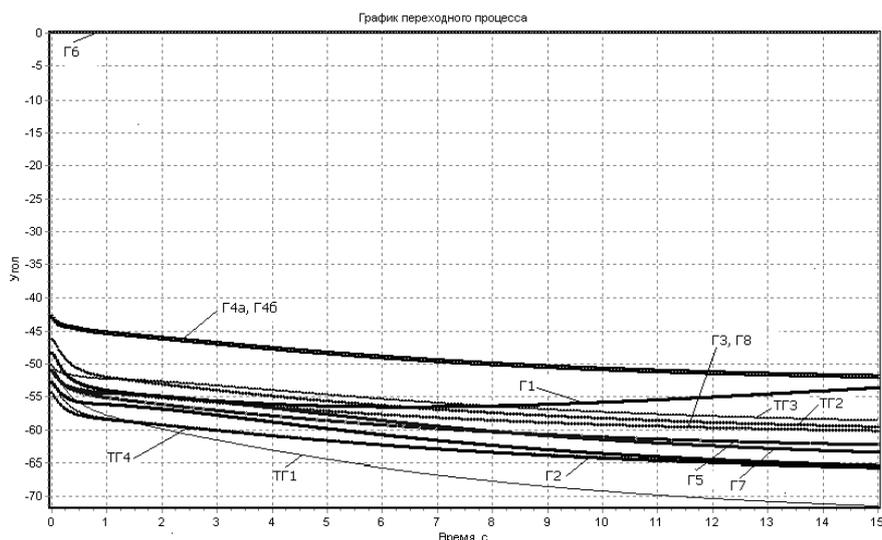


Рис. 8.3. Взаимные углы генераторов ЦЭС-ПВЭС при выходе на раздельную работу при выходе из строя регулятора скорости на 6 турбине ЦЭС

Таким образом, разработанный программный комплекс может быть использован для анализа режимов выхода электростанций на раздельную работу и разработки мероприятий по повышению надежности и устойчивости систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, имеющих собственные источники питания.

8.5. Синхронная и асинхронная мощности при раздельной работе. Влияние асинхронной мощности на синхронизацию при выходе на раздельную работу

Особый интерес при расчете переходных процессов, сопровождающихся выходом собственных электростанций на раздельную с энергосистемой работу, представляет анализ изменения асинхронной мощности. При параллельной работе с энергосистемой в общем случае поддерживается частота, близкая к номинальной, и изменение частоты вращения роторов при любом переходном процессе будет сопровождаться выработкой (у синхронных генераторов) или потреблением (у синхронных двигателей) асинхронной мощности относительно узла бесконечной мощности. Асинхронная мощность в рассматриваемом случае определится:

$$P_{ac(n)} = \frac{-\frac{U^2}{2} \left[\left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) s_{(n)} T'_d \right]}{1 + (s_{(n)} T'_d)^2} + \frac{-\frac{U^2}{2} \left[\left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) s_{(n)} T''_d \right]}{1 + (s_{(n)} T''_d)^2}, \quad (8.3)$$

- где T'_d – переходная постоянная времени синхронной машины по продольной оси;
- T''_d – сверхпереходная постоянная времени синхронной машины по продольной оси;
- U – напряжение на выводах обмотки статора синхронного генератора;
- x_d – синхронное индуктивное сопротивление;
- x'_d – синхронное переходное индуктивное сопротивление;
- x''_d – синхронное сверхпереходное индуктивное сопротивление;
- $s_{(n)}$ – скольжение ротора генератора.

Индекс (n) соответствует расчетному интервалу времени.

Если перед выходом узла на раздельную работу происходит короткое замыкание, то за его время скорости роторов генераторов неравномерно возрастают. Поэтому выход на раздельную работу после отключения поврежденного элемента происходит с различными скоростями вращения.

Кроме того, скорость роторов генераторов начинает изменяться в результате возникшего небаланса мощностей из-за отсутствия связи с энергосистемой. Для сохранения нормальной работы узла синхронные генераторы и электродвигатели должны втянуться в синхронизм друг относительно друга. Процесс втягивания в синхронизм обеспечивает дополнительный электромагнитный момент на валу, который обусловлен наличием асинхронных мощностей. При раздельной работе каждый из генераторов выдает собственную мощность, соответствующую собственной частоте вращения. Относительно него все остальные генераторы выдают или принимают некоторую асинхронную мощность в зависимости от соотношения скоростей рассматриваемой пары генераторов. С другой стороны, текущий генератор также будет выдавать (принимать) некоторую асинхронную мощность относительно других генераторов. Взаимное скольжение рассматриваемого генератора относительно остальных определяется:

$$s_{i,j} = \frac{\omega_{(n-1)}^{(i)} - \omega_{(n-1)}^{(j)}}{\omega_{(n-1)}^{(i)}} \quad (8.4)$$

Взаимные скольжения остальных генераторов относительно рассматриваемого:

$$s_{j,i} = \frac{\omega_{(n-1)}^{(j)} - \omega_{(n-1)}^{(i)}}{\omega_{(n-1)}^{(j)}} \quad (8.5)$$

где j - номер текущего генератора.

Составляющие асинхронной мощности определяются:

а) от токов в цепи обмотки возбуждения и в поперечном демпферном контуре:

$$P_{acf,1q}^{(i,j)} = \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x_{d(j)} - x'_{d(j)}) s_{(i,j)} T'_{d(j)}}{2U_{ном(j)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(j)} x_{d(j)} (1 + (s_{(i,j)} T'_{d(j)})^2)} + \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x'_{d(j)} - x''_{d(j)}) s_{(i,j)} T''_{d(j)}}{2U_{ном(j)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(j)} x''_{d(j)} (1 + (s_{(i,j)} T''_{d(j)})^2)} \quad (8.6)$$

$$P_{acf,1q}^{(j,i)} = \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x_{d(i)} - x'_{d(i)}) s_{(j,i)} T'_{d(i)}}{2U_{ном(i)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(i)} x_{d(i)} (1 + (s_{(j,i)} T'_{d(i)})^2)} + \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x'_{d(i)} - x''_{d(i)}) s_{(j,i)} T''_{d(i)}}{2U_{ном(i)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(i)} x''_{d(i)} (1 + (s_{(j,i)} T''_{d(i)})^2)} \quad (8.7)$$

$$P_{acf,1q} = P_{acf,1q}^{(i,j)} + P_{acf,1q}^{(j,i)} \quad (8.8)$$

где $U^{(i)}$ – составляющая напряжения на выводах генератора j , определяемая генератором с номером i .

б) от токов в продольном демпферном контуре:

$$P_{ac1d}^{(i,j)} = \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x_{d(j)} - x'_{d(j)}) s_{(i,j)} T'_{d(j)}}{2U_{ном(j)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(j)} x_{d(j)} (1 + (s_{(i,j)} T'_{d(j)})^2)} \quad (8.9)$$

$$P_{ac1d}^{(j,i)} = \sum_{i=1}^N \frac{-(U_{(n-1)}^{(i)})^2 U^{(i)} (x_{d(i)} - x'_{d(i)}) s_{(j,i)} T'_{d(i)}}{2U_{ном(i)}^2 U_{\Sigma} x'_{d(i)} x_{d(i)} (1 + (s_{(j,i)} T'_{d(i)})^2)} \quad (8.10)$$

$$P_{ac1d} = P_{ac1d}^{(i,j)} + P_{ac1d}^{(j,i)} \quad (8.11)$$

Суммарная асинхронная мощность равна:

$$P_{ac} = P_{acf,1q} + P_{acd} \quad (8.12)$$

Синхронные мощности, как и при параллельной работе, определяются положением векторов ЭДС генераторов относительно друг друга.

8.6. Контрольные вопросы к главе 8

1. Условия выхода электростанции с нагрузкой на раздельную работу.
2. Каковы особенности автономной работы систем электроснабжения?
3. Приведите идеальную и действительную угловые характеристики мощности электрической системы.
4. Что называется регулирующим эффектом нагрузки?
5. Особенности расчета установившихся и переходных режимов в автономных системах электроснабжения.
6. Почему при параллельной работе должны рассматриваться собственные углы роторов генераторов, а при раздельной – взаимные?
7. Синхронная мощность при раздельной работе.
8. Асинхронная мощность при раздельной работе.
9. Действие автоматических регуляторов возбуждения при выходе на раздельную работу.
10. Действие автоматических регуляторов скорости при выходе на раздельную работу.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах [Текст] / В.А. Веников – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 1970. – 472 с.
2. Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем [Текст]; под ред. В.А. Веникова. – М.: «Высшая школа», 1966. – 248 с.
3. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики [Текст]: учебн. пособие для электроэнерг. вузов; под ред. В.А. Веникова. – М.: «Высш. школа», 1970. – 336 с.
4. Горев, А.А. Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем [Текст] / А.А. Горев. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 259 с.
5. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем [Текст] / П.С. Жданов; под ред. Л.А. Жукова. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
6. Гуревич, Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем [Текст] / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.
7. Кимбарк, Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем [Текст] / Э. Кимбарк. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 392 с.
8. Функции Ляпунова [Текст] / Е.А. Барабашин – М.: Наука, 1970. – 240 стр.
9. Абдалла, А.Б. Разработка методов расчета и способов повышения запаса статической устойчивости системы промышленного электроснабжения [Текст] / А.Б. Абдалла: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 // МЭИ – М.: 1986. – 17 с.
10. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (оперативно-диспетчерской управление) [Текст]; под общ. ред. А.А. Окина. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 144 с.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
12. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем [Текст] / И.М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.
13. Карасев, Е.Д. Разработка рационального математического описания и алгоритмов анализа статической устойчивости сложных электроэнергетических систем [Текст] / Е.Д. Карасев: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. // МЭИ – М.: 1981. – 18 с.
14. Костюк, О.М. Элементы теории устойчивости энергосистем [Текст] / О.М. Костюк. – Киев: Наук. думка, 1983. – 296 с.
15. Грейсхух, М.В. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / М.В. Грейсхух, С.С. Лазарев. – М.: «Энергия», 1977. – 312 с.
16. Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах [Текст] / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
17. Горбунова, Л.М. Исследование устойчивости нагрузки энергосистем (комплексная городская нагрузка и асинхронные двигатели) [Текст] / Л.М. Горбунова: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.06. // МЭИ – М.: 1974. – 24 с.
18. Костенко, М. П. Электрические машины [Текст]. В 2 ч. Ч. 2. / М.П. Костенко, Л.М. Пиотровский. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1958.- 651 с.
19. Веников, В.А. Статическая устойчивость как частный случай динамической устойчивости электрических систем [Текст] / В.А. Веников, Р.Э. Мариносян. – М.: Электричество. – 1981. – № 6. – С. 6 – 9.
20. Мариносян, Р.Э. Обобщенный анализ устойчивости режимов электрических систем

- [Текст] / Р.Э. Мариносян: автореф. дис. ... канд. техн.наук: 05.14.02. // МЭИ – М.: 1981. – 18 с.
21. Экспериментальные исследования режимов энергосистем [Текст] / Л.М. Горбунова, М.Г. Портной, Р.С. Рабинович и др.; под. ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 448 с.
 22. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем [Текст]: учебник / В.А. Веников, Э.Н. Зуев, М.Г. Портной и др.; под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. школа, 1982. – 247с.
 23. Совалов, С.А. Сходимость итерационных процессов установления режимов как критерий статической устойчивости [Текст] / Баринов В.А. // Электричество. – 1977. – № 6. – С. 20 – 23.
 24. Андерсон, П. Управление энергосистемами и устойчивость [Текст] / П. Андерсон, А. Фуад; пер. с англ. под ред. Я.Н. Лугинского. – М.: Энергия, 1980. – 568 с.
 25. Бушуев, В.В. Динамические свойства электроэнергетических систем [Текст] / В.В. Бушуев. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.
 26. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем [Текст] / В.И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.
 27. Баринов, В.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления [Текст] / В.А. Баринов, С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
 28. Веников, В.А. Переходные процессы в электрических системах. Элементы теории расчета [Текст] / В.А. Веников, Л.А. Жуков. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953. – 232 с.
 29. Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока [Текст] / А.И. Важнов. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1980. – 256 с.
 30. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей [Текст]/ И.А. Сыромятников. – М.-Л., Госэнергоиздат, 1963. – 527 с.
 31. Лютер, Р.А. Расчет синхронных машин [Текст] / Р.А. Лютер. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 272 с.
 32. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя [Текст] / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2005. – 408 с.
 33. Ершов, М.С. Некоторые вопросы устойчивости промышленных электротехнических систем с генераторами собственных нужд [Текст] / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифонов, Е.И. Рудина // Промышленная энергетика. – 2006. – № 8. – С. 21 – 25.
 34. Ершов, М.С. Алгоритмизация задач диспетчерского управления системами промышленного электроснабжения объектов с электростанциями собственных нужд [Текст] / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифонов // Промышленная энергетика. – 2005. – № 3. – С. 28 – 35.
 35. Буланова О.В. Представление машин переменного тока в расчетах динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика – 2008. - № 11 (111). – С. 3-8.
 36. Буланова О.В. Управление режимами промышленных электростанций при выходе на раздельную работу [Текст] / О.В. Буланова: дис. ... канд. техн.наук: 05.09.03. // МГТУ им. Носова – Магнитогорск: 2007. – 150 с.
 37. Ротанова Ю.Н. (Кондрашова Ю.Н.) Повышение устойчивости системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями при

коротких замыканиях [Текст] / Ю.Н. Ротанова: дис. ... канд. техн.наук: 05.09.03. // МГТУ им. Носова – Магнитогорск: 2008. – 144 с.

38. Ротанова Ю.Н. (Кондрашова Ю.Н.). Расчет динамических характеристик синхронных и асинхронных двигателей промышленных предприятий с целью анализа устойчивости систем электроснабжения / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова // Вестник магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2006. - № 2. – С. 71-75.

39. Буланова О.В. Анализ переходных процессов в системах электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями в режимах выхода на раздельную работу после короткого замыкания / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, Н.А. Николаев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. - № 1. – С. 60-65.

Учебное текстовое электронное издание

**Газизова Ольга Викторовна
Кондрашова Юлия Николаевна**

УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

1,25 Мб
1 электрон. опт. диск

г. Магнитогорск, 2015 год
ФГБОУ ВПО «МГТУ»
Адрес: 455000, Россия, Челябинская область, г. Магнитогорск,
пр. Ленина 38

ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»
Кафедра электроснабжения промышленных предприятий
Центр электронных образовательных ресурсов и
дистанционных образовательных технологий
e-mail: ceor_dot@mail.ru