

К. Р. АЛЛАЕВ

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ





МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

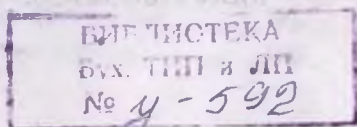
621.31

4-45

К. Р. АЛЛАЕВ

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

ТАШКЕНТ- «МОЛИЯ»-2007



Электромеханические переходные процессы: Учебное пособие. /К.Р.Аллаев. – Т.: Молия, 2007 г., – 280 с.

В учебном пособии основное внимание уделено определению понятий статической и динамической устойчивости, раскрытию физики их явлений. Рассмотрены особенности и закономерности протекания электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах и методы их анализа.

Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика», а также студентов смежных специальностей и направлений образования. Представленный материал может быть использован научными работниками, специалистами, занимающимися изучением переходных процессов в электроэнергетических системах.

Рецензенты: д.т.н., проф. Кадыров Т.М.,
к.т.н., доц. Сытдыков Р.А.

*Печатается на основе решения научно-методического совета
Ташкентского государственного технического университета*

ISBN 978-9943-302-12-9

©Банковско-финансовая академия
Республики Узбекистан,
издательство «Молия», 2007 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие.....	7
------------------	---

1. БАЗОВЫЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Характеристика курса. Основные понятия.....	8
1.2. Основные виды переходных процессов.....	12
1.3. Схемы замещения элементов электрической системы	13
1.4. Системы возбуждения синхронных генераторов.....	23
1.5. Системы автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов	30
1.6. Система относительных единиц.....	32
1.7. Уравнение относительного движения ротора синхрон- ной машины	39
1.8. Основные алгебро-дифференциальные уравнения син- хронного генератора.....	42
1.9. Уравнения элементов электрической системы.....	52
1.10. Векторные диаграммы и характеристики мощ- ности неявнополюсного и явнополюсного генераторов.....	55
Контрольные вопросы.....	69

2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Общая характеристика вопроса.....	70
2.2. Угловые характеристики мощности. Сущность про- блемы устойчивости.....	71
2.3. Линеаризация уравнений.....	75
2.4. Статическая устойчивость нерегулируемой системы без учета переходных процессов в обмотке возбуждения...	78
2.5. Статическая устойчивость нерегулируемой системы с учетом переходных процессов в обмотке возбуждения.....	84
2.6. Виды нарушения статической устойчивости.....	89
2.7. Самовозбуждение синхронных генераторов.....	93
2.8. Самораскачивание синхронных генераторов.....	103

2.9. Статическая устойчивость электрической системы с автоматическими регуляторами возбуждения.....	105
а) Автоматические регуляторы возбуждения пропорционального типа АРВ-п ($E_q = \text{пост}$).....	105
б) Автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-с ($U_T = \text{пост}$).....	110
2.10. Угловые характеристики синхронных генераторов при различных способах регулирования возбуждения.....	113
2.11. Статическая устойчивость электрической системы, состоящей из двух генераторных станций.....	119
2.12. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.....	123
2.13. Действительный предел передаваемой мощности...	131
2.14. Меры обеспечения запаса статической устойчивости электрической системы.....	134
Контрольные вопросы.....	146

3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Общая характеристика вопроса.....	148
3.2. Основные допущения при расчете динамической устойчивости.....	149
3.3. Схемы замещения при коротких замыканиях и неполнофазных режимах.....	150
3.4. Динамическая устойчивость простой системы. Метод площадей и простейший критерий динамической устойчивости.....	155
3.5. Определение предельного угла отключения короткого замыкания.....	162
3.6. Решение уравнения движения ротора синхронного генератора при трехфазном коротком замыкании.....	164
3.7. Решение дифференциальных уравнений синхронного генератора.....	166
а) Общая характеристика методов и используемые уравнения	166
б) Метод последовательных интервалов.....	169
3.8. Динамическая устойчивость электрической системы, состоящей из двух генераторных станций.....	175

3.9. Меры повышения запаса динамической устойчивости электрических систем.....	183
Контрольные вопросы.....	197

4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

4.1 Нагрузки электрических систем.....	198
4.2. Механические характеристики приводимых машин.....	199
4.3. Характеристики потребителей электрической энергии....	201
а) Осветительная нагрузка.....	201
б) Асинхронная нагрузка и критерий ее устойчивой работы..	202
4.4. Регулирующий эффект нагрузки по частоте и напряжению.....	210
4.5.Регулирующий эффект нагрузки, представленной постоянным сопротивлением.....	212
4.6.Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению и частоте.....	213
а) Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению ($f = \text{пост.}$).....	214
б) Регулирующий эффект асинхронного двигателя по частоте f ($U = \text{пост.}$).....	216
в)Регулирующий эффект асинхронного двигателя при одновременном изменении напряжения и частоты.....	218
4.7.Регулирующий эффект источников реактивной мощности.....	220
а) Синхронный компенсатор.....	220
б) Статический конденсатор.....	222
4.8. Расчет запаса устойчивости узла комплексной нагрузки.....	223
4.9. Электрический центр качаний системы и его влияние на устойчивость нагрузки.....	232
4.10. Влияние переходных процессов нагрузки на динамическую устойчивость системы.....	234
а) Динамические характеристики асинхронных двигателей...	236
б) Динамические характеристики синхронных двигателей....	240
в) Пуск двигателей.....	242
г) Самозапуск двигателей.....	243
Контрольные вопросы.....	246

5. РЕЗУЛЬТИРУЮЩАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

5.1. Общая характеристика.....	247
5.2. Процесс возникновения асинхронного режима.....	251
5.3. Ресинхронизация синхронных генераторов.....	258
5.4. Результирующая устойчивость электрических систем.....	261
Контрольные вопросы.....	266

6. ЛАВИНА ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И МЕРЫ ЕЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

6.1. Общая характеристика, изменения и регулирования частоты.....	267
6.2. Лавина частоты.....	272
6.3. Меры предотвращения лавины частоты.....	274
Контрольные вопросы.....	277
Литература.....	278

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие, являясь второй частью курса «Переходные процессы», основывается на таких предметах, как «Теоретические основы электротехники», «Электромеханика», «Математические задачи энергетики», «Производство, передача и распределение электроэнергии» и др. Изложенный материал формирует основы инженерно-технического мышления специалиста в области электроэнергетики и энергетических систем.

Содержание курса призвано раскрыть основные физические явления, происходящие в электроэнергетической системе, с учетом электромеханических переходных процессов как в отдельных элементах, в узлах нагрузки, так и системе в целом. Определены понятия статической, динамической и результирующей устойчивости и влияние на них автоматических регуляторов возбуждения и скорости синхронных генераторов. По ходу изложения материала приведены численные примеры, позволяющие не только закрепить теоретический материал, но и решать задачи конкретного характера, возникающие в процессе эксплуатации электрической системы.

Приведенный список литературы позволит студентам и научным работникам более глубоко изучить отдельные разделы данного предмета.

Выражаю особую благодарность рецензентам: проф. Т.М. Кадырову и доц. Р.А. Сытдыкову за их кропотливый труд, улучшивший излагаемый курс.

1. БАЗОВЫЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Характеристика курса. Основные понятия

Современные электрические системы характеризуются объединением большого количества электрических станций различной мощности. По мере развития электрических систем увеличивается целесообразность их объединения.

Объединение электрических систем осуществляется при помощи межсистемных электрических связей в виде линий электропередач (ЛЭП) высокого напряжения переменного или постоянного тока. Это объединение обеспечивает:

- повышение надежности, так как в случае повреждения какого-то элемента (генератор, трансформатор) потребитель продолжает получать энергию;
- уменьшение резерва мощности и энергии по системе;
- оптимальное использование мощности объединяемых систем с учетом их режимов работы;
- взаимопомощь при авариях в одной из систем и др.

Часто связь между системами осуществляется одноцепной или двухцепной линией электропередачи. При этом передача энергии осуществляется, как известно, при высоких напряжениях. Почему напряжение имеет большое значение при передаче энергии видно из следующих простых соображений.

Активная мощность трехфазного тока, как известно, определяется соотношением

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad (1.1)$$

где U, I – линейные напряжение и ток, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, φ – сдвиг по фазе между фазным напряжением и фазным током.

Как видно из (1.1) повысить активную мощность можно, увеличив ток или напряжение, однако возрастание тока приводит к существенному возрастанию потерь, пропорциональному квадрату тока:

$$\Delta P = 3I^2 R \quad (1.2)$$

где R – активное сопротивление одной фазы и к увеличению сечения провода ЛЭП. В то же время увеличение напряжения приводит к уменьшению тока и расхода материала, так как сечение провода определяется соотношением:

$$F = \frac{P \cdot \ell \cdot 100}{\Delta U \cdot \gamma_o \cdot U^2}, \quad (1.3)$$

где P – передаваемая мощность, ℓ – длина проводника, γ_o – удельная проводимость металла, ΔU – потери напряжения, %, U – напряжение.

Пропускная способность соединительных линий определяется в первую очередь условиями устойчивости параллельной работы генераторов станций электрической системы, оснащенных крупными синхронными генераторами.

Единичные мощности генераторов современных станций несравненно возросли: максимальные их значения достигают 1200 МВт для двухполюсных генераторов – 3000 об/мин (Россия) и 1600 МВт для четырехполюсных – 1500 об/мин (Германия). В Узбекистане на Талимарджанской ГРЭС установлен генератор мощностью 800 МВт – наибольший по единичной мощности синхронный двухполюсный турбогенератор в Центральноазиатском регионе. Работа энергосистем с такими агрегатами требует обеспечения устойчивости системы в целом.

Узбекистан располагает разветвленной электрической сетью местных и высоковольтных линий электропередач напряжении 500 кВ включительно. В стране действуют 9 тепловых 30 гидравлических станций общей установленной мощностью примерно 12 млн.квт., с ежегодной выработкой электроэнергии в объеме 45-50 млрд.квт.ч. Энергосистема республики подключена к энергосистеме Средней Азии и России.

Развитие энергетики требует от специалиста - электроэнергетика ясного понимания явлений, происходящих как в системе, так и в ее отдельных элементах с тем, чтобы управлять этими процессами. Но для этого он должен предвидеть и уметь рассчитывать процессы, предсказывая по изменениям параметров системы количественное изменение параметров режима.

Процессы, происходящие в системе, существенно могут отличаться от процессов, происходящих в элементах системы. Эта особенность и определяет предмет изучаемого курса.

Предмет курса - изучение взаимосвязанных электромагнитных и механических процессов - электромеханических явлений и закономерностей этих процессов, происходящих как в отдельных элементах, так и во всей электрической системе, с целью обеспечения их устойчивой совместной работы.

Теперь рассмотрим основные понятия.

Электрическая система - это электрическая часть электроэнергетической системы, которая представляет собой совокупность отдельных элементов, в число которых входят:

а) силовые элементы - вырабатывающие, преобразующие, передающие, распределяющие и потребляющие электрическую энергию; (генераторы, турбины, трансформаторы, подстанции);

б) элементы управления - элементы, которые изменяют и регулируют состояние системы (регуляторы возбуждения, скорости, частоты).

Режим системы - это состояние системы, определяющееся множеством различных процессов, происходящих в ее элементах и зависящих от схемы соединения элементов системы.

Режим системы характеризуется определенными значениями напряжений U в узловых точках, частотой f , активной и реактивной мощностью, вырабатываемой генераторами системы. Режим системы имеет количественные и качественные показатели.

Количественные показатели: вырабатываемая активная и реактивная (P, Q) мощности, перетоки Q и P по ветвям системы, вырабатываемая электроэнергия.

Качественные показатели: величина напряжения в узловых точках системы, частоты f , синусоидальность формы напряжений, симметричность векторов напряжений и т.д.

Параметры режима В перечень параметров режима входят те параметры, которые определяют количественное состояние систем: P, Q, U, I, f и очевидно, что они меняются с изменением режима системы.

Параметры системы. Сюда входят различные сопротивления, проводимости, коэффициенты элементов системы $X_L, X_C, r_L, r_C, X_m, K_L, X_P$, и т.д. Параметры системы, вообще говоря, нелинейны, но при изучении данного курса мы будем принимать их как постоянные величины.

Режим в электрических системах может быть **установившимся** или же **неустановившимся - переходным**. Соответственно различают **нормальные** или **аварийные режимы**. Переходные процессы разделяют на **нормальные** и **аварийные**.

Нормальные переходные процессы имеют место при нормальной эксплуатации в результате воздействия регулирующих устройств и текущих изменений нагрузки системы. Например, диспетчер отключает одну из 2-х работающих линий, или включается какой-либо генератор и т.д. В этих случаях возникает переходный процесс, который называется нормальным. При нормальных переходных процессах параметры режима отличаются от своих установившихся величин на небольшую величину.

Ряд воздействий, вызывающих малые возмущения, например, изменение нагрузки, действие регулятора скорости и т.д., происходят непрерывно и, следовательно, в системе всегда имеются возмущающие силы и малые возмущения, которые являются причиной переходных процессов.

Малые возмущения не должны служить причиной нарушения устойчивой работы системы. Поэтому система должна быть устойчивой в малом, или, другими словами, система должна обладать статической устойчивостью.

Статическая устойчивость - это способность системы самостоятельно восстанавливать исходный режим или близкий к исходному при малом возмущении в системе.

Аварийные переходные процессы возникают, когда происходят непредусмотренные работой резкие изменения в параметрах режима, вследствие отключения части генераторов, линий электропередач, при коротких замыканиях и т.д.

Вследствие аварий происходят большие изменения параметров режима (уменьшение U , P), т.е. электрическая система оказывается под воздействием больших возмущений. Например, 3^х-фазное короткое замыкание вызывает большие возмущения в системе, выражающиеся в колебаниях параметров режима генераторов, глубокой посадке напряжений, вплоть до нуля в точке короткого замыкания и т.д.

Система должна быть устойчивой и к большим возмущениям, т.е. обладать динамической устойчивостью.

Динамическая устойчивость - это способность системы восстанавливать самостоятельно исходный режим или близкий к исходному, после больших возмущений, приводящих к резкому изменению параметров режима.

1.2. Основные виды переходных процессов

При переходах системы из одного состояния к другому (например, включение или отключение генераторов нагрузки) происходят изменения количества энергии, связанной с данной электрической или электромеханической цепью. Например, при коротких замыканиях, в особенности при 3-х-фазном коротком замыкании, вся энергия расходуется на месте аварии и поэтому можно наблюдать яркую вспышку, механические повреждения частей оборудования и т.д. Это происходит весьма быстро, напряжение почти мгновенно падает до нуля, но в начальный момент скорости вращений генераторов, двигателей остаются без изменения, из-за их инерционности. Но в результате изменения баланса моментов на валах вращающихся машин постепенно изменяются их скорости вращения. Другими словами, скорость изменения электромагнитных и механических состояний агрегатов существенно различаются. Поэтому переходные процессы при исследовании разделяют:

по причинам возникновения, по частотам колебаний, по времени протекания и по другим признакам. Коротко рассмотрим переходные процессы, отличающиеся по времени протекания.

Первый вид переходных процессов - это **волновые переходные процессы**, связанные с появлением внутренних, коммутационных, грозовых и других перенапряжений. Изменения механического состояния элементов системы, например, изменение скорости вращения генераторов, турбин и т.д. на протекание этих процессов не влияет. Время протекания таких процессов находится в пределах $t_{вол} = (10^{-5} \div 10^{-8})$ сек. Этот раздел изучается в курсе техники высоких напряжений.

Электромагнитные переходные процессы, которые рассматриваются без влияния на них механического состояния системы, в которых они происходят. Например, электромагнитные переходные процессы в синхронных генераторах рассматриваются при условии постоянства скорости вращения роторов генераторов $\omega_p = \text{пост.}$ Время протекания таких процессов находится в пределах $t_{эм} = 2 (10^{-2} \div 10^{-3})$ сек.

Третий вид переходных процессов - это **электромеханические переходные процессы**. На эти процессы изменения скоростей вращения генераторов, турбин, двигателей влияют существенным образом. Мы будем рассматривать одновременно и электромагнитное и механическое состояние системы, т.е. будем изучать их совместно с учетом их взаимовлияния. Отсюда и берут начало содержание и название данного курса.

Время протекания этих переходных процессов значительно больше времени распространения физических величин в пространстве, которые характеризуют эти процессы (U , I и т.д.) и находятся в пределах $t_{эмех} = 0,02 \div 10$ сек. и более.

1.3. Схемы замещения элементов электрической системы

Система дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих электромеханические переходные процессы в элементах и в самой электрической системе, имеет вид:

$$T_j \frac{dx_j}{dt} = F_j \quad (1.4)$$

$$A_j x_j = Y_j$$

где X_j - параметры режима системы;

T_j, A_j - коэффициенты, зависящие от параметров режима системы;

Y_j, F_j - некоторые функции переменных, (например функции $U, f, \Delta U, \Delta f$ и т.д.) $j = 1, 2, 3, \dots, n$ (По ходу изучения курса эти уравнения будут конкретизированы).

Результаты решения (1.4) проявляют зависимость какого-либо параметра режима от времени и позволяют определить влияние возмущений на режим и ответить на вопрос устойчива или нет электрическая система при ее воздействиях.

Особенностью исследований электромеханических переходных процессов является то, что электрическая система имеет большое количество внутренних связей (связи между системами, станциями, генераторами, нагрузкой и т.д.) при описании которых с помощью системы алгебраических и дифференциальных уравнений (1.4) и их решений возникают большие трудности, так как получающиеся уравнения имеют высокий порядок. В то же время специалист, прежде всего, должен дать качественную оценку возможных процессов и состояний системы. Кроме того, решать эти уравнения полностью нет возможности. Поэтому возникает необходимость упрощения задач и нахождения их частных и конкретных решений.

Одними из средств, упрощающих представления об изучаемых процессах и облегчающих составление уравнений сложных процессов, являются схемы замещения. Схема замещения системы в целом состоит из схем замещения отдельных элементов. Схемы замещения элементов системы отражают энергетические процессы, происходящие в оригинале.

Схема замещения может быть справедливой для любого момента времени (например, цепочечная схема замещения ЛЭП) или отражать характерный момент времени исследуемо-

го процесса (замещение генераторов, например, переходными и сверхпереходными сопротивлениями).

Рассмотрим схемы замещения основных элементов системы, представляемые при изучении электромеханических переходных процессов.

Линии передачи. При исследовании переходных процессов линии электропередачи переменного тока могут замещаться Т или П - образными схемами замещения.

Параметры схем замещения линий до 300 км определяются следующим образом:

$Z_{\pi} = r_{\pi} + jX_{\pi}$ - полное, комплексное сопротивление линии;

$r_{\pi} = r_o \cdot l$ - активное сопротивление линии;

$X_{\pi} = X_o \cdot l$ - реактивное сопротивление линии;

$Y_{\pi} = (g_o + j\omega C_o) \cdot l$ - полная, комплексная проводимость линии;

где: r_o = удельное активное сопротивление линии, ом/км;

X_o = удельное реактивное сопротивление линии, ом/км;

C_o = удельная емкостная проводимость линии, 1/ом.км;

g_o = удельная активная проводимость линии, 1/ом.км;

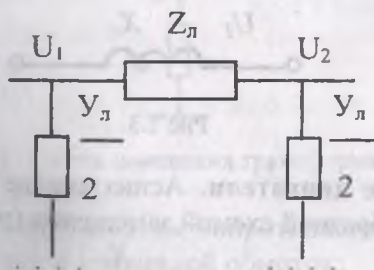


Рис.1.1. Схема замещения линии электропередачи.

Активная проводимость линии g_o соответствует двум видам потерь активной мощности: на корону и от токов утечки через изолятор. Для линий напряжением до 220 кВ g_o не учитывается, а при $U \geq 30$ кВ эти потери должны приниматься во внимание.

При длинах линии 300-1000 км необходимо ввести комплексные поправочные коэффициенты.

Если рассматривается протяженная электропередача высокого напряжения (220 кВ и более), то можно учитывать только реактивную составляющую сопротивлений, ибо при больших длинах и большой передаваемой мощности активное сопротивление линии много меньше реактивного, т.е. $r_l \ll x_l$.

Если передаваемая мощность небольшая, или же рассматривается кабельная линия, то в этих случаях необходимо учесть активную составляющую сопротивления.

Таким образом, при рассмотрении переходных процессов в дальнейшем будем представлять воздушные линии полными сопротивлениями Z_l ,

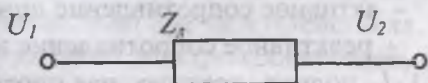


Рис 1.2.

или же чисто реактивным сопротивлением X_l , т.е. проводимостью линий пренебрегаем. (рис.1.2,1.3)

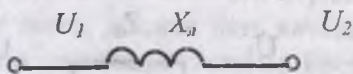


Рис 1.3.

Асинхронные двигатели. Асинхронные двигатели представляются Г - образной схемой замещения (рис.2.4)

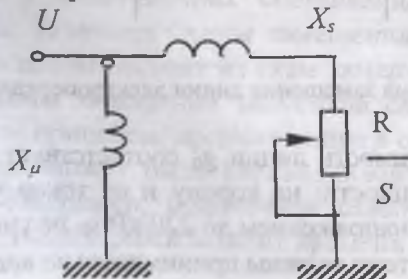


Рис 1.4. Схема замещения асинхронного двигателя.

где X_s - индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора и ротора;

X_μ - индуктивное сопротивление цепи намагничивания;

R - приведенное активное сопротивление обмотки ротора;

S - скольжение, определяемое по формуле $S = \frac{\omega_o - \omega_p}{\omega_o}$,

где ω_o - скорость вращения поля статора,

ω_p - скорость вращения ротора.

В этой схеме замещения активное сопротивление статора не учитывается, относя его во внешнюю цепь, иначе говоря, потери в статоре не учитываются.

Трансформаторы. Трансформаторы представляются различной схемой замещения. Например, Г - образная схема замещения двухобмоточного трансформатора имеет вид:

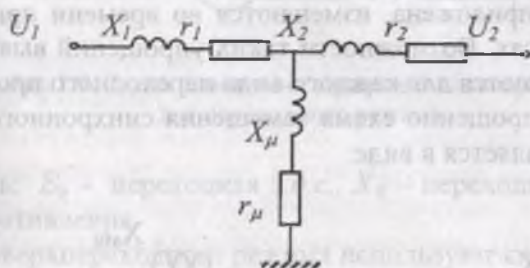


Рис 1.5. Схема замещения трансформатора.

Здесь: X_1 , X_2 - индуктивные сопротивления рассеяния первичной и приведенной вторичной обмоток;

r_1 , r_2 - активные сопротивления тех же обмоток;

X_μ , r_μ - индуктивное и активное сопротивления цепи намагничивания.

Но часто схему замещения трансформатора представляют такой, как на рис. 1.6, т.е. активные составляющие сопротивления не учитываются ввиду их малости.

Выбор той или иной схемы замещения зависит от целей расчета.

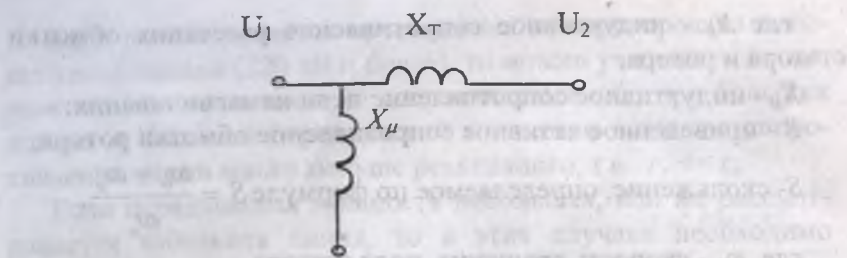


Рис 1.6.

Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов определяются на основе каталожных данных.

Синхронные генераторы. Генераторы при анализе режимов электрической системы также желательно представлять наиболее простыми схемами замещения. Но этого делать в некоторых случаях не возможно, ибо э.д.с и сопротивления, за которыми она приложена, изменяются во времени при переходных процессах. Возможности таких упрощений выявляются и обосновываются для каждого вида переходного процесса.

Наиболее упрощенно схема замещения синхронного генератора представляется в виде:

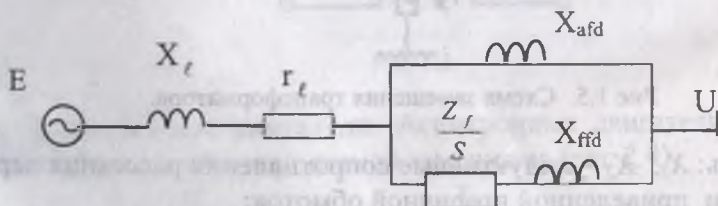


Рис 1.7. Схема замещения синхронного генератора при $S \neq 0$

Здесь: X_{fd} , X_l — индуктивное сопротивление рассеяния соответственно обмотки возбуждения и статора; X_{afd} — сопротивление взаимной индукции между контурами статора и ротора (иногда ее обозначают X_{ad}); r_l , r_f — активное сопротивление соответственно обмотки статора и обмотки возбуждения; s —

скольжение ротора синхронного генератора относительно поля статора, возникающее во время переходного процесса.

Для установившегося режима обычно используется схема замещения генератора в виде:

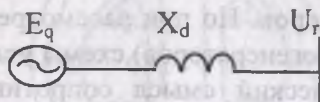


Рис 1.8. Схема замещения синхронного генератора для установившегося режима

Здесь: E_q - э.д.с. холостого хода, $X_d = X_l + X_{afd}$ - синхронное индуктивное сопротивление

Для переходного режима пользуются аналогичной схемой:

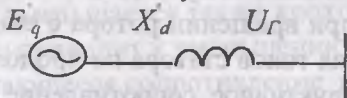


Рис.1.9. Схема замещения синхронного генератора для переходного режима

Здесь: E_q - переходная э.д.с., X_d - переходное индуктивное сопротивление

Для сверхпереходного режима используют схему:

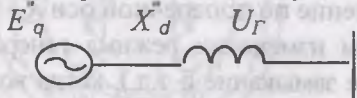


Рис.1.9. Схема замещения синхронного генератора для сверхпереходного режима

Здесь: E_q - сверхпереходная э.д.с., X_d - сверхпереходное индуктивное сопротивление.

В общем случае для сопротивлений по продольной оси справедливы соотношения

$$X_d > X_d' > X_d'' \quad (1.5)$$

Аналогичные схемы определяются для эквивалентных обмоток по поперечной оси синхронного генератора.

Представленные схемы замещения в первом приближении применяются для любых типов синхронных генераторов, если нет специальных оговорок. Но при рассмотрении явнополусных генераторов (гидрогенераторов) схемы усложняются.

Рассмотрим физический смысл сопротивлений по продольной оси (1.5)

При установившемся режиме, когда основной поток статора свободно проникает в массив ротора, магнитное сопротивление машины мало и, следовательно, индуктивность фазы наибольшая, так как $L = \frac{\Phi}{I}$. Здесь L представляет индуктивность фазной обмотки статора при протекании по обмотки статора симметричных синусоидальных токов прямой последовательности, при вращении ротора с синхронной скоростью и ориентации поля токов статора по продольной оси.

Поскольку индуктивное сопротивление $X = \omega \cdot L$ обусловлено полным потоком по продольной оси d , то индуктивное сопротивление машины по продольной оси также становится большим. Это сопротивление называют **синхронным индуктивным сопротивлением по продольной оси**, так как оно определяется в установившемся, синхронном режиме и обозначается индексом « d » $\rightarrow X_d$ (рис. 1.10). Аналогично определяется синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси X_q .

При внезапном изменении режима генератора (подключение нагрузки, короткое замыкание и т.д.), когда возникает переходный режим, изменяется также и магнитный поток статора. В результате в эквивалентных обмотках возбуждения наводится дополнительный ток, который уменьшает возмущающее действие тока статора и в результате поток статора вытесняется из массива ротора, что равносильно уменьшению индуктивного сопротивления.

Так как эти изменения произошли при изменении режима генератора, т.е. в переходном режиме, то и индуктивное сопротивление характеризуется переходным процессом. При этом

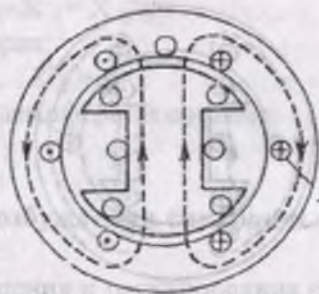


Рис.1.10. Потокосцепление синхронного генератора по продольной оси для установившегося режима.

поток статора замыкается большей частью по путям рассеивания. Следовательно, уменьшается также проходимость по ротору поток статора, что приводит к уменьшению индуктивности и в результате получающееся сопротивление меньше, чем X_d и его обозначают X_d' и называют **переходным индуктивным сопротивлением по продольной оси** (рис. 1.11).



Рис.1.11. Потокосцепление синхронного генератора по продольной оси для переходного режима.

Если в роторе синхронного генератора имеется демпферная обмотка, то вытеснение потока статора происходит еще интенсивнее и, следовательно, индуктивность становится меньше, чем в предыдущем случае и сопротивление также меньше, чем X_d' . Это сопротивление обозначают X_d'' и называют **сверхпереходным индуктивным сопротивлением по продольной оси**. (рис.1.2)



Рис. 1.12. Потокосцепление синхронного генератора по продольной оси при наличии демпферных обмоток (сверхпереходный режим).

Таким образом, рассмотренные индуктивные сопротивления отражают реальные процессы, происходящие в синхронном генераторе:

- X_d^* - сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси - сопротивление, связанное наличием полной демпферной системы в роторе синхронного генератора. Токи в демпферных обмотках затухают в течение $(0,03 \div 0,15)$ сек.

- X_d' - переходное индуктивное сопротивление соответствует периоду, когда дополнительные токи в демпферных контурах затухли, в обмотке возбуждения продолжают течь. Время их затухания значительно дольше - от 0,6 сек до нескольких секунд, особенно для крупных генераторов;

- X_d - синхронное индуктивное сопротивление соответствует установившемуся режиму, когда дополнительные токи в обмотках возбуждения затухли.

Индекс «d» означает, что эти сопротивления соответствуют процессам, происходящим по продольной оси.

Аналогично определяются индуктивные сопротивления по поперечной оси.

Таким образом, необходимо иметь в виду, что в общем случае справедливо соотношение

$$X_d > X_d' > X_d^*$$

В турбогенераторах:

$$X_d = X_q, \quad X'_d = X'_q, \quad X''_d = X''_q$$

В гидрогенераторах:

$$X_d > X_q, \quad X'_d > X'_q, \quad X''_d > X''_q$$

и при неполной демпферной системе:

$$X'_d = X_q$$

1.4. Системы возбуждения синхронных генераторов

Система возбуждения и регулирования синхронных машин – это машины и аппараты, создающие ток возбуждения и необходимый поток для преобразования энергии и управления ими. Система возбуждения синхронных машин состоит из обмотки ротора генератора или двигателя, источника напряжения постоянного тока, подводимого к обмотке ротора и коммутационной аппаратуры.

Влияние системы возбуждения на характер переходного процесса весьма существен. Поэтому возбудители генераторов должны обеспечивать:

- необходимую мощность возбуждения как в нормальных эксплуатационных, так и в аварийных режимах;
- изменение тока ротора генератора по заданному закону при автоматическом или ручном регулировании возбуждения;
- возможно более высокий потолок возбуждения;
- максимально возможную скорость нарастания тока ротора, что особенно важно для крупных генераторов.

Однако при быстром изменении параметров режима (например, посадка U при к.з.) действие системы возбуждения неизбежно запаздывает, поскольку обмотки возбуждения и возбудителя и генератора обладают **самоиндукцией** – электромагнитной инерцией, благодаря которой ток в этих обмотках изменяется по экспоненциальному закону (рис.1.13).

Системы возбуждения подразделяются

а) по конструктивному исполнению:

- 1) электромашинные (для агрегатов номинальной мощностью $N=5 \div 100$ МВт);

2) статические тиристорные системы (для агрегатов номинальной мощностью $N=200\div 500\text{МВт}$ и более):

б) и по виду возбудителя;

1) с самовозбуждением;

2) с независимым возбуждением.

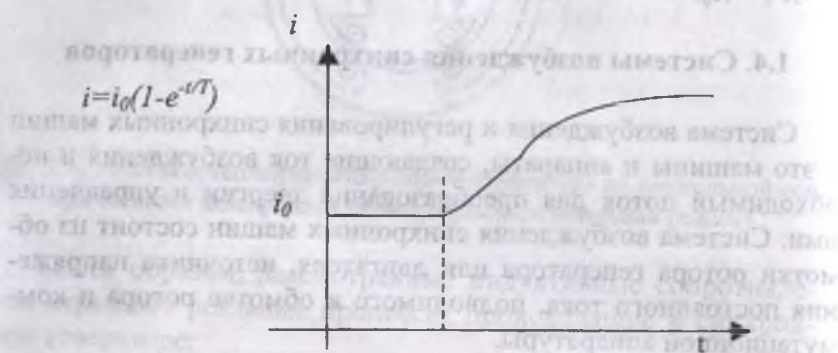


Рис. 1.13. Изменение тока возбуждения синхронного генератора ($T=L/R$ – индуктивность и активное сопротивление обмотки характеризует инерционность данной обмотки.)

Кратко рассмотрим эти системы возбуждения

Возбудитель с самовозбуждением

Из названия видно, что генератор возбуждает сам себя, т.е. возбудитель (генератор постоянного тока) находится на одном валу с генератором (ротором). Изменение напряжения возбудителя и синхронного генератора осуществляется регулятором P (рис.1.14, здесь: $СГ$ – синхронный генератор, B – возбудитель синхронного генератора, $ОВВ$ – обмотка возбуждения возбудителя, $ОВГ$ – обмотка возбуждения генератора, $i_{вв}$, $i_{вг}$ – токи возбуждения возбудителя и синхронного генератора.)

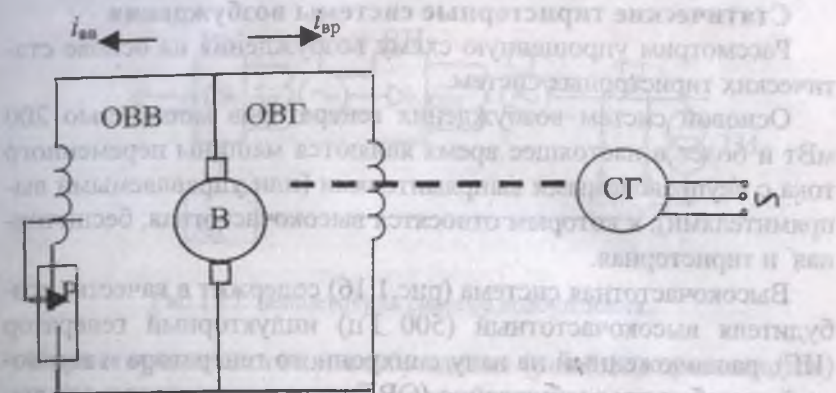


Рис. 1.14. Возбудитель с самовозбуждением.

Возбудитель с независимым возбуждением

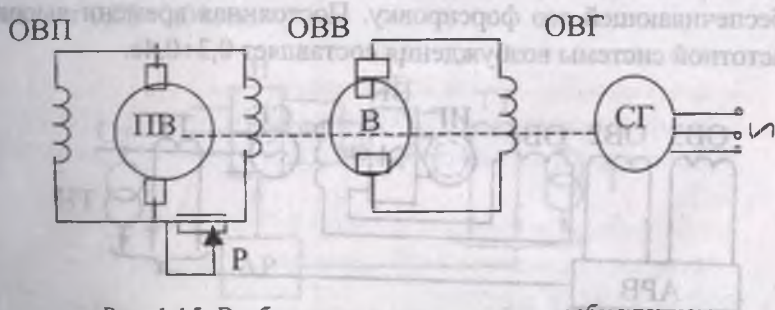


Рис. 1.15. Возбудитель с независимым возбуждением.

В этой схеме возбуждения (рис.1.15) устанавливается дополнительный генератор постоянного тока (ПВ - подвозбудитель), который сначала возбуждает возбудитель (В) и возбудитель в свою очередь возбуждает обмотку ротора генератора. При этой схеме возбуждения ПВ и В сидят на одном валу с генератором, но ПВ может питаться и от постороннего источника. Изменение напряжения генератора осуществляется регулятором Р.

В обеих рассмотренных электромашинных системах возбуждения электромагнитная инерционность существенна и поэтому она применяется в относительно маломощных генераторах.

Статические тиристорные системы возбуждения

Рассмотрим упрощенную схему возбуждения на основе статических тиристорных систем.

Основой систем возбуждения генераторов мощностью 200 мВт и более в настоящее время являются машины переменного тока с неуправляемыми выпрямителями (или управляемыми выпрямителями), к которым относятся высокочастотная, бесщеточная и тиристорная.

Высокочастотная система (рис. 1.16) содержит в качестве возбудителя высокочастотный (500 Гц) индукторный генератор (ИГ), расположенный на валу синхронного генератора и питающий его обмотку возбуждения (ОВГ) через неуправляемый выпрямитель (ВН). Две из трех обмоток возбуждения ИГ подключаются к системе автоматического регулирования возбуждения (АРВ), регулирующей ток возбуждения по заданному закону и обеспечивающей его форсировку. Постоянная времени высокочастотной системы возбуждения составляет $0,3 \div 0,4$ с.

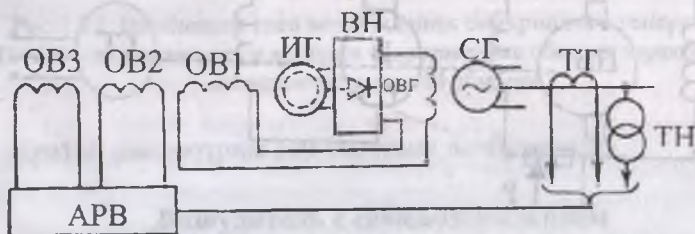


Рис. 1.16. Высокочастотная система возбуждения.

Наличие контактных колец на роторе СГ ограничивает значение тока возбуждения, поэтому при мощностях генератора 300 МВт и более применяют **бесщеточную систему** возбуждения, не содержащую вращающихся контактов (рис. 1.17).

В качестве возбудителя используется обращенный синхронный генератор (Г), расположенный на одном валу с основным генератором. Здесь АРВ воздействует на систему управления тириستоров преобразователя ВУ, получающего питание от высокочастотного индукторного генератора (ИП). Эквивалентная постоянная времени составляет $0,1 \div 0,15$ с.

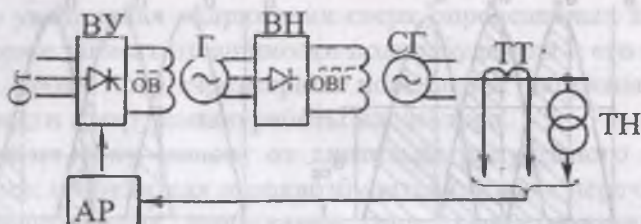


Рис.1.17. Бесщеточная система возбуждения.

Тиристорная система возбуждения (рис.1.18) применяется в мощных гидрогенераторах и турбогенераторах мощностью 300 МВт и более. Отличие тиристорной системы от рассмотренных выше в отсутствии вращающейся машины в контуре управления током возбуждения основного генератора. Время действия составляет $0,02 \div 0,04$ сек.

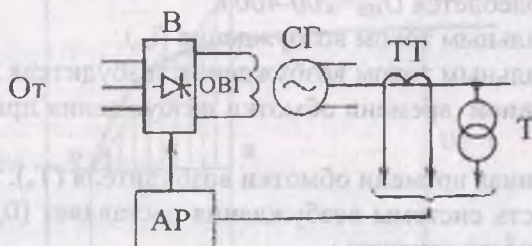


Рис. 1.18. Тиристорная система возбуждения.

Изменение величины выпрямленного напряжения, как известно, можно осуществить, регулируя моменты зажигания вентилей (рис.1.19).

На сетку вентилей подается запирающее отрицательное напряжение определенной величины. В нужный момент на это напряжение накладывается отпирающий лампу положительный импульс. Этот положительный импульс создается специальным пик-генератором.

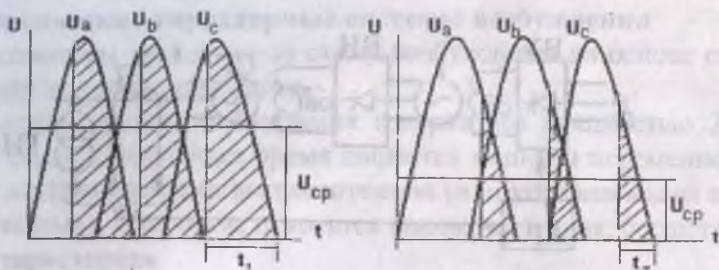


Рис. 1.19.

Из этих диаграмм видно, что чем больше время открытия вентилей, тем больше выпрямленное значение напряжения. Постоянная времени у таких систем намного меньше, чем у электромашинных систем возбуждения.

Системы возбуждения характеризуются:

- номинальным напряжением возбуждения, обычно его величина колеблется $U_{НВ}=200-400$ в;
- номинальным током возбуждения ($i_{вн}$);
- номинальным током возбуждения возбудителя ($i_{ввн}$);
- постоянной времени обмотки возбуждения при холостом ходе $T_{до}$;
- постоянной времени обмотки возбудителя (T_e).

Мощность системы возбуждения составляет (0,2-0,8)% от общей мощности агрегата.

Длительное увеличение тока и напряжения приводит к перегреву соответствующей обмотки, порчи ее изоляции, снижает надежность этой обмотки с вероятностью возникновения аварии. Поэтому схемы возбуждения характеризуются потолочными значениями тока и напряжения возбудителя - временно, на заданное время увеличиваются их значения.

Численно потолок по напряжению определяют как отношение потолочного напряжения $U_{пв}$ к номинальному напряжению возбудителя $U_{нв}$. Это отношение для:

турбогенераторов ≥ 2

гидрогенераторов (1,8÷4)

Наличие потолка по напряжению определяется невозможностью увеличения напряжения сверх определенных значений, которые зависят от мощности подвозбудителя и его насыщения. Кроме того, чрезмерное повышение напряжения может привести к нарушению работы коллектора.

Потолок по току зависит от длительно допустимого нагрева обмоток возбудителя и подвозбудителя. Кроме перечисленных характеристик возбудитель еще характеризуется скоростью подъема напряжения (рис.1.20).

Для устойчивости синхронного генератора при возмущениях система возбуждения должна обеспечить высокую скорость подъема напряжения.

Скорость нарастания напряжения возбуждения зависит от кратности возбуждения возбудителя.

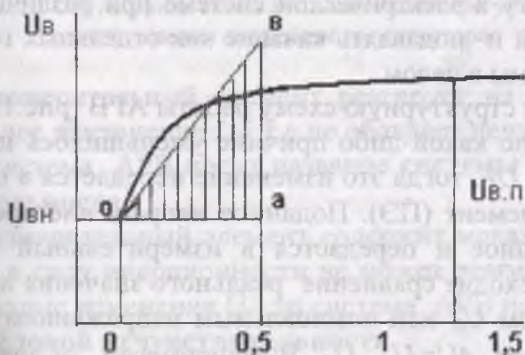


Рис.1.20. К скорости подъема напряжения возбудителя.

Средняя скорость подъема U_e определяется как тангенс угла наклона прямой Ob , ограничивающая для промежутка времени 0,5 сек, ту же площадь Oab , что и действительная кривая нарастания напряжения

$$\left(\frac{dU_e}{dt} \right)_{cp} = \frac{b - a}{0,5 \cdot U_{вн}} = (2000 \div 3000) \frac{в}{сек} \quad (1.8)$$

Системы возбуждения должны также позволять осуществлять быстрое развозбуждение и в случае необходимости производить гашение поля при аварийных режимах. Система возбуждения обеспечивает применение любых регуляторов, которые должны быть надежными в эксплуатации, сочетающейся с простотой обслуживания и возможностью полной автоматизации. Эти требования весьма существенны для станций с крупными генераторами, работающими на дальнюю линию передачи.

1.5. Системы автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) должны поддерживать величину напряжения генератора по возможности неизменной независимо от колебаний нагрузки и обеспечить устойчивую работу в электрической системе при различных возмущениях в ней и подавлять качание как отдельных генераторов, так и системы в целом.

Рассмотрим структурную схему работы АРВ (рис. 1.21).

Допустим, по какой-либо причине уменьшилось напряжение генератора U_G , тогда это изменение передается в преобразовательный элемент (ПЭ). Поданное напряжение преобразуется в постоянное и передается в измерительный элемент (ИЭ), где происходит сравнение реального значения напряжения с эталонным U_0 или номинальным напряжением и определяется разность $\Delta U = U_G - U_0$. В зависимости от знака и величины ΔU вырабатывается сигнал, который обрабатывается в усилительном элементе (УЭ) и далее воздействие оказывается на исполнительный элемент (ИсЭ). В результате регулирования тока возбуждения напряжение генератора изменяется до тех пор, пока не выполнится условие $\Delta U = 0$, т.е. значение напряжения генератора будет равным номинальному (эталонному), или же вернется к первоначальному значению. Отметим, что независимо от типа и системы регулирования усилительным элементом является подвозбудитель, а исполнительным — возбудитель.

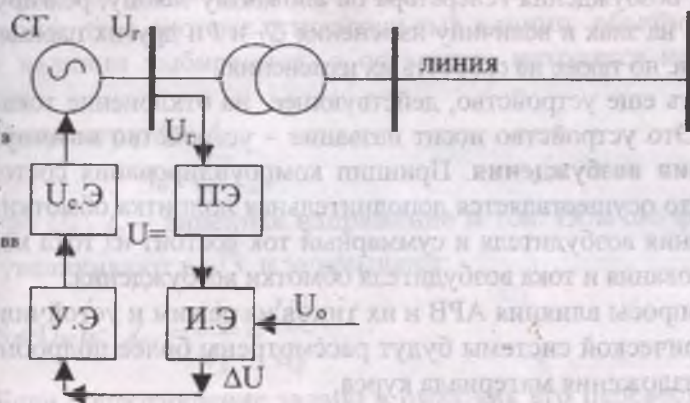


Рис. 1.21. Структурная схема автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора.

Если измерительный элемент реагирует на любое сколь угодно малое отклонение U_T , т.е. не обладает нечувствительностью, то система АРВ носит название **системы без зоны нечувствительности**.

Если измерительный элемент содержит механические устройства и в силу инерционности не может реагировать на некоторые малые изменения U_T , то система АРВ носит название **системы с зоной нечувствительности**.

Необходимо подчеркнуть, что регуляторы, имеющие механические движущиеся части, обязательно обладают зоной нечувствительности.

Автоматические регуляторы возбуждения, реагирующие на знак и величину отклонения регулируемого параметра режима, называются **регуляторами пропорционального типа (АРВ-П)**.

На современных крупных генераторах электростанций, связанных с энергосистемой длинными линиями электропередачи, применяются более сложные АРВ, так называемые **регуляторы сильного действия (АРВ-С)**. Эти АРВ регулируют ток и напря-

жение возбуждения генератора по сложному закону, реагируя не только на знак и величину изменения U_r и I и других параметров режима, но также на скорость их изменения.

Есть еще устройство, действующее на отклонение тока статора. Это устройство носит название – устройство **компоундирования возбуждения**. Принцип компоундирования состоит в том, что осуществляется дополнительная подпитка обмотки возбуждения возбудителя и суммарный ток состоит из тока компоундирования и тока возбудителя обмотки возбуждения.

Вопросы влияния АРВ и их типов на режим и устойчивость электрической системы будут рассмотрены более подробно по ходу изложения материала курса.

1.6. Система относительных единиц

Расчеты, как правило, ведут не в именованных, а в относительных единицах, принимая какую-нибудь величину за условную единицу – **базисную** и выражают все остальные величины в долях от этой единицы.

Основными достоинствами относительных единиц является, то что:

- расчеты ведутся с величинами, близкими к единице и вероятность ошибки уменьшается, так как большие отклонения от единицы сразу же могут подсказать о возможной ошибке;

- отпадает необходимость постоянного перехода от одних систем измерений к другим (например, напряжение возбуждения и напряжение генератора в относительных единицах по значению близки, в то время как они значительно отличаются не только численно, но и по свойствам – постоянное и переменное напряжения);

- эквивалентные схемы для индуктивных сопротивлений одинаковы с эквивалентными схемами для потоков и коэффициентов самоиндукции, как для установившегося, так и для переходного режима, когда частота может изменяться;

- действующие и амплитудные значения выражаются одним и тем же числом, и поэтому нет необходимости в специальных обозначениях для действующих и амплитудных значений;

Если мы рассмотрим ток, напряжение, мощность, сопротивление, то в системе относительных единиц обычно две из этих величин выбираются, а остальные находятся из оставшихся.

Например: $U_{\delta} = U_n$

$$I_{\delta} = \sqrt{3} I_n;$$

где U_n , I_n — линейная напряжение и ток. Обычно фазовый ток увеличивают в $\sqrt{3}$ и записывают:

$$S_{\delta} = U_{\delta} I_{\delta}; \quad Z_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{I_{\delta}} = \frac{U_n^2}{S_n}. \quad (1.7)$$

Если сопротивление задано в омах как его перевести в относительное?

$$Z^* = \frac{Z_{[OM]}}{Z_{\delta[OM]}} \quad \text{относительное сопротивление.}$$

Для расчета системы все сопротивления и напряжения нужно привести к той ступени напряжения, которая принята за базисное.

$Z_{баз[OM]} = Z_{[OM]} \cdot K^2$, где K — коэффициент трансформации.

В относительных единицах:

$$Z_* = \frac{Z_{[OM]}}{Z_{\delta[OM]}} \cdot K^2 = \frac{Z_{[OM]}}{U_{\delta}^2} \cdot S_{\delta} \cdot K^2.$$

В случае нескольких ступеней напряжения формула приведения имеет вид:

$$Z^* = Z(K_{T_1} \cdot K_{T_2} \cdots K_{T_n})^2 \quad (1.8)$$

где $K_{Ti} (i=1, 2, \dots, n)$ коэффициенты трансформации трансформаторов между рассматриваемым элементом и сетью той ступени напряжения, приведение к которой выполняется.

Сопротивление генераторов и трансформаторов дается относительно своих номинальных величин в процентах.

Например: генератор S_H , U_H

$$Z_H = \frac{U_H^2}{S_H};$$

Для определения реактивного сопротивления генератора:

$$X_d = \frac{X_d \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} [OM]$$

В относительных единицах

$$X_d^* = \frac{X_{d[OM]}}{Z_\delta} = \frac{X_d \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \frac{S_\delta}{U_\delta^2},$$

если выберем $K = \frac{U_\delta}{U_H} = 1$, то

$$X_d^* = \frac{X_d \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_H}.$$

Для трансформатора: $X_r^* = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_H}$, где e_k - напряжение короткого замыкания.

При исследовании электромеханических переходных процессов рассматриваются и другие величины.

Время. За единицу времени принимают такое, в течение которого генератор, вращающийся с синхронной скоростью ω_0 , повернется на 1 рад.

$$\omega_0 \cdot t_\delta = 1; \quad t_\delta = \frac{1}{\omega_0} \quad (1.9)$$

В относительных единицах

$$t^* = \frac{t}{t_\delta} = t \cdot \omega_0 \text{ радиан},$$

где $\omega_0 = 2\pi f_0 = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \frac{1}{\text{сек}}$ - синхронная скорость.

Таким образом, время в относительных единицах, в радианах, выражается числом в 314 раз большим, чем время, выраженное в секундах.

Угол. Угол поворота ротора относительно синхронной оси в системе относительных единиц обычно определяется в электрических радианах, но иногда при записи всех величин в относительных единицах угол выражают в электрических градусах.

Угол между северным (С) и южным (Ю) полюсами генератора равен 180° электрическим градусам, а геометрически эта величина зависит от конструкции ротора и в общем случае равна отношению длины окружности в градусах на число пар полюсов, т.е

$$\delta_{эл.град} = 180, \quad \delta_{геом.град} = \frac{360^\circ}{2m_p},$$

где m_p — число пар полюсов генератора



Рис.1.22.

$$180_{эл.град} = \frac{360^\circ}{2m_p};$$

Тогда

$$\frac{\delta_{эл.град}}{\delta_{геом.град}} = 180 \cdot \frac{360^\circ}{2m_p} = 180 \cdot \frac{2}{360} m_p = m_p.$$

$$\delta_{эл.град} = m_p \cdot \delta_{геом.град}$$

Соотношение между углами, выраженное в радианах и градусах:

$$\frac{\delta_{[\text{рад}]}}{\delta_{[\text{град}]}} = \frac{2\pi \cdot f}{360 \cdot f}$$

$$\text{или } \delta_{[\text{рад}]} = \frac{314}{18000} \delta_{[\text{град}]} \approx \frac{\delta_{[\text{град}]}}{57,3^0}$$

$$\text{Напомним, что } 360^0 = 2\pi; \quad 1 \text{ рад} = \frac{360^0}{2\pi} = 57,3^0$$

Скорость. В данном курсе изучаются электромеханические процессы, т.е. и электрические и механические, поэтому будем рассматривать электрическую (ω) и механическую (Ω) скорости. Они связаны соотношением: $\omega = m_p \cdot \Omega$

Фактическая электрическая скорость ротора (ω) по отношению к синхронной (ω_0) определяет переходный процесс, поэтому приращение или же производная относительного угла $\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega - \omega_0$ или $\omega = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}$, где δ - угол, отсчитываемый от синхронной оси, является одним из важных показателей режима, который будет рассмотрен в дальнейшем более подробно.

В относительных единицах электрическая и механическая угловые скорости равны:

$$\Omega^* = \frac{\Omega}{\Omega_0} = \frac{\omega \cdot m_p}{m_p \cdot \omega_0} = \omega^*$$

$$\Delta\omega^* = \frac{\Delta\omega}{\omega_0} = \frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} = \omega^* - 1 = \frac{1}{\omega_0} \cdot \frac{d\delta}{dt}$$

так как

$$\omega^* = \frac{\omega}{\omega_0} = 1 + \frac{1}{\omega_0} \cdot \frac{d\delta}{dt}$$

При переходных процессах ω отличается от синхронной ω_0 , но каково это отличие? Поскольку

$$\omega^* = 1 + \frac{1}{\omega_0} \cdot \frac{d\delta}{dt},$$

и

$$\omega_0 = 2\pi f = 2 \cdot 180 \cdot 50 = 18000 \text{ эл. гр./сек},$$

$$\text{тогда } \omega^* = 1 + \frac{1}{18000} \cdot \frac{d\delta}{dt}$$

Предположим, что $\frac{d\delta}{dt} = 180 \text{ эл. гр./сек}$ и следовательно

$\omega^* = 1 + 0,01 = 1,01$. Значит, ошибка не превышает 1%, даже если предположить изменения скорости такой большой.

Момент. Мощность и вращающий момент связаны соотношением

$$P_{[\text{мех}]} = \Omega \cdot M_{[\text{мех}]} \quad (1.10)$$

или в относительных единицах $P^* = \omega^* M^*$

При расчетах переходных процессов принимают мощность равной моменту при условии, что скорость мало отличается от синхронной (начальная стадия выпадения из синхронизма, качания и т.д.).

$$P^* = M^* \quad (1.11)$$

Пример 1.1 На ГЭС установлены 10 однотипных генераторов и 10 трехфазных двухобмоточных трансформаторов. Параметры генераторов: номинальное напряжение $U_H = 13,8$ кВ, номинальная активная мощность $P_H = 105$ МВт, номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_H = 0,85$, индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям соответственно равны $X_d = 0,55$, $X_q = 0,3$

Параметры трансформаторов: номинальная мощность $S = 123,5$ МВА, напряжение короткого замыкания $e_k = 14,5\%$, напряжение на высокой стороне $U_{вн} = 220$ кВ.

Требуется: найти параметры схемы замещения генераторной станции, в которой все гидрогенераторы представлены одним эквивалентным генератором и одним эквивалентным трансформатором.

Решение. Индуктивные сопротивления, приведенные к генераторному напряжению в омах, находим по паспортным данным в формуле

$$X_{[ом]} = X^* \cdot \frac{U_H^2}{S_N},$$

где генератор:

$$X_d = X_d^* \cdot \frac{U_H^2}{P_N / \cos \varphi_N} = 0,55 \cdot \frac{(13,8)^2}{105/0,85} = 0,848 \text{ ом}$$

$$X_q = 0,3 \cdot \frac{(13,8)^2}{105/0,85} = 0,463 \text{ ом},$$

трансформатор:

$$X_T = e_k \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,145 \cdot \frac{(13,8)^2}{123,5} = 0,224 \text{ ом}.$$

Параметры эквивалентного генератора и трансформатора:

$$X_{дэ} = \frac{X_d}{10} = \frac{0,848}{10} = 0,0848 \text{ ом}$$

$$X_{qэ} = \frac{X_q}{10} = \frac{0,463}{10} = 0,0463 \text{ ом}$$

$$X_{Tэ} = \frac{X_T}{10} = \frac{0,224}{10} = 0,0224 \text{ ом}$$

Эти же параметры, приведенные к стороне высшего напряжения 220 кВ, будут равны:

$$X_{\sigma} = 0,0848 \cdot \left(\frac{220}{13,8} \right)^2 = 21,55 \text{ ом}$$

$$X_{q,} = 0,0463 \cdot \left(\frac{220}{13,8} \right)^2 = 11,76 \text{ ом}$$

$$X_{T_2} = 0,0224 \cdot \left(\frac{220}{13,8} \right)^2 = 5,69 \text{ ом}$$

Необходимо отметить, что в результате приведения к одной ступени напряжения, из схемы замещения исключаются трансформаторы, которые представляются как обычные индуктивные сопротивления.

1.7. Уравнение относительного движения ротора синхронной машины

Из механики известно, что ускорение:

$$a = \frac{d\Delta\Omega}{dt} = \frac{\Delta M}{J},$$

где ΔM - избыточный момент [кГм]

J - момент инерции [кГм·сек²]

$\Delta\Omega$ - относительная геометрическая угловая скорость, рад/сек,

a - ускорение ротора [рад/сек²]

Преобразуем:

$$a = \frac{\Delta M \cdot \Omega_0^2}{\left(\frac{J \cdot \Omega_0^2}{2} \right) \cdot 2} = \frac{\Delta M}{T_J} \Omega_0^2,$$

где $T_J = 2 \cdot \left(\frac{J \cdot \Omega_0^2}{2} \right)$ - постоянная инерции, равна удвоенной кинетической энергии ротора, запасенной при синхрон-

ной скорости вращения и измеряется в [кГм], иногда ее выражают в кВт.сек.

Перейдем от момента к мощности и от механической к электрической скорости. Это выразим так:

$$\Delta P = \Omega_0 \cdot \Delta M, \Delta \omega = m_p \cdot \Delta \Omega; \quad a = \frac{d\Delta \omega}{dt}$$

$$\text{тогда: } a_{\text{эл.}} \cdot \frac{1}{m_p} = \frac{\omega_0}{m_p} \cdot \frac{\Delta P}{T_j}; \quad \text{и} \quad a_{\text{эл.}} = \omega_0 \cdot \frac{\Delta P}{T_j} = \frac{d\delta^2}{dt^2}$$

или окончательно

$$a = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \omega_0 \cdot \frac{\Delta P}{T_j} = 314 \frac{\Delta P}{T_j},$$

где δ - угол поворота оси ротора относительно синхронной оси, эл.рад., время в секундах,

$$a_{\text{эл.}} - \text{ускорение} \left[\frac{\text{эл.рад.}}{\text{сек}^2} \right],$$

где

$$\begin{cases} \Delta P - [\text{кВт}] \\ T_j - [\text{кВт сек}] \end{cases} \quad \text{или} \quad \begin{cases} \Delta P - \left[\frac{\text{кГм}}{\text{сек}} \right] \\ T_j - [\text{кГм}] \end{cases}$$

Если угол δ выразить в эл. градусах, а скорость соответственно в эл. град./сек. то формула приобретает вид:

$$\frac{d\delta^2}{dt^2} = 18000 \frac{\Delta P}{T_j} \quad (1.12)$$

В относительных единицах, когда время, постоянная инерции, угол выразить в радианах, получим формулу в относительных единицах

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j} \quad (1.13)$$

Последние два выражения (1.12) и (1.13)-равноценные при исследованиях, являются основными и называются дифферен-

циальным уравнением относительного движения ротора синхронной машины. Эти уравнения являются предметом исследования нашего курса. Раскроем физическую сущность этого уравнения.

Мгновенное значение развиваемого генератором электромагнитного момента (мощности) определяется взаимодействием токов, протекающих в ее обмотках (ротор, статор, демпфер). В установившемся нормальном режиме вращающий механический момент турбины M_T или P_T уравновешивается противодействующим тормозным электромагнитным моментом генератора M_G или P_G и поэтому выполняется условие.

$$\Delta M = M_T - M_G = 0 \text{ или } \Delta P = P_T - P_G = 0$$

Тогда из дифференциального уравнения относительного движения ротора вытекает условие $\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P = 0$, что означа-

ет постоянство угла, т.е. $\delta = \text{пост.}$ (Об определении и значении угла δ подробнее см. далее). Следовательно, условие $\Delta M = 0$ или $\Delta P = 0$ соответствует установившемуся режиму. Это означает, что ротор, вращаясь относительно оси, которая в данном случае вращается с синхронной скоростью ω_0 , также вращается синхронно.

Если же по какой-либо причине, например, отключения нагрузки, короткое замыкание и т.д. M_G изменяется, то $\Delta M \neq 0$ ($\Delta P \neq 0$), это означает, что $M_T \neq M_G$ ($P_T \neq P_G$) и соответственно $\delta \neq \text{пост.}$, что означает ротор вращается со скоростью, отличающейся от синхронной, т.е. установившийся режим нарушен и возникает переходный процесс, который надо исследовать и ответить на вопрос, сохраняет ли генератор работоспособность при данном нарушении режима, т.е. сохранилась или нет устойчивость его работы. Математически это означает, что надо найти закономерность изменения угла во времени $\delta = f(t)$, решив уравнения (1.12 или 1.13) относительного движения ротора генератора. Так как M_G или P_G зависят от параметров режима, будут найдены и зависимости $P(t)$, $M(t)$, $U(t)$ и т.д. Нахождение таких зависимостей и составляет основную задачу данного курса.

1.8. Основные алгебро-дифференциальные уравнения синхронного генератора

Как было показано в предыдущем параграфе, основная задача при исследовании переходных режимов — это определение характера изменения параметров режима генератора и электрической системы во времени с учетом их взаимовлияния, при изменениях нагрузки, коротких замыканиях и т.д. Для решения этой задачи необходимо составить систему уравнений синхронной машины, которые отражают связь его параметров режима между собой. Как правило, эта система уравнений состоит из дифференциальных и алгебраических уравнений электрических цепей (обмоток) и механического движения ротора генератора.

Рассмотрим случай работы одиночного синхронного генератора на шины с заданным напряжением.

Для фазных обмоток с учетом закона электромагнитной индукции можно написать уравнения баланса напряжений:

$$\begin{aligned} u_a &= -d\psi_a/dt - i_a r; \\ u_b &= -d\psi_b/dt - i_b r; \\ u_c &= -d\psi_c/dt - i_c r; \end{aligned} \quad (1.14)$$

где ψ_a, ψ_b, ψ_c — полные потокосцепления с фазными обмотками a, b, c ; u_a, u_b, u_c и i_a, i_b, i_c — мгновенные значения фазных напряжений и токов; r — активное сопротивление фазной обмотки.

Уравнение обмотки возбуждения:

$$U_e = d\psi_e/dt + i_e r_e; \quad (1.15)$$

где U_e, i_e — напряжение и ток возбуждения; ψ_e, r_e — полное потокосцепление и активное сопротивление обмотки возбуждения.

Рассмотрим потокосцепление обмоток в трехфазной системе:

$$\begin{aligned} \psi_a &= L_{aa} i_a + M_{ab} i_b + M_{ac} i_c + M_{af} i_f \\ \psi_b &= M_{ba} i_a + L_{bb} i_b + M_{bc} i_c + M_{bf} i_f; \end{aligned} \quad (1.16)$$

$$\psi_c = M_{ca} i_a + M_{cb} i_b + L_{cc} i_c + M_{cf} i_f;$$

$$\Psi_f = M_{fa} i_a + M_{fb} i_b + M_{fc} i_c + L_f i_f;$$

здесь: L_f — индуктивность фазных обмоток;

M — взаимоиндуктивность между обмотками.

Демпферная обмотка не учитывается.

Если бы коэффициенты L и M оставались постоянными, то рассматриваемая система была бы решена, поскольку представляла бы из себя линейные дифференциальные уравнения. Но, как известно, индуктивности обмоток статора зависят от положения ротора и, следовательно, меняют свое значение в каждый момент, т.е. являются периодическими коэффициентами и зависят от угла γ — угла между осью фазы курс и продольной осью полюса « d ». Например, как известно, индуктивность и взаимоиндуктивность фазы « a » статора явнополюсной синхронной машины имеют вид:

$$L_a = L_{a0} + L_{a2} \cos 2\gamma + L_{a4} \cos 4\gamma + \dots$$

$$M_{aa} = M_{a0} + M_{a2} \cos 2(\gamma + \pi/6) + M_{a4} \cos 4(\gamma + \pi/6) + \dots$$

Аналогично записываются выражения для других индуктивностей и взаимоиндуктивностей.

Эту трудность можно избежать, применяя теорию двух реакций. Согласно этой теории все величины, относящиеся к фазам, заменяются двухосной системой, состоящей из перпендикулярных осей, одна из которой направлена по продольной оси ротора и все величины и параметры режима относящиеся к этой оси, выделяются индексом « d », а другая, перпендикулярная — поперечная ось и соответствующие величины обозначаются индексом « q ».

При составлении уравнений машины согласно теории двух реакций машину считают идеализированной, а именно:

- 1) ненасыщенной;
- 2) обладающей полной симметрией обмоток статора;
- 3) распределение намагничивающей силы в зазоре синусоидальной.

Рассмотрим основы теории двух реакций.

Постоянный ток ротора создает вращающееся вместе с ротором со скоростью ω магнитное поле и соответственно потокосцепление ротора Ψ_{fd} . Это поле можно разложить на взаим-

но перпендикулярные составляющие: продольную Ψ_{afd} и поперечную Ψ_{afq} , которые направлены по соответствующим осям (рис. 1.23).

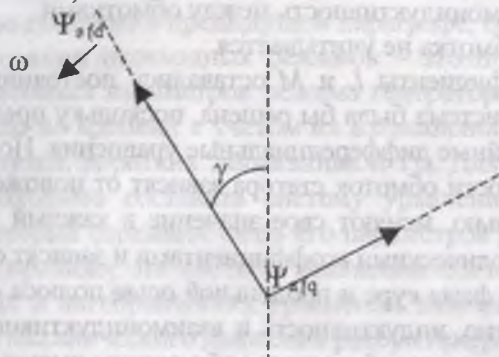


Рис. 1.23. Потокосцепления ротора по продольной и поперечной осям.

Часть силовых линий, сцепленная с самой обмоткой ротора, образует потокосцепление рассеяния ротора Ψ_{σ} , другая часть Ψ_{afd} проходит через воздушный зазор и пронизывает обмотки статора. Положение магнитного поля ротора по отношению к статору определяется в пространстве углом γ .

Вращающееся магнитное поле, созданное обмотками статора и соответствующее ему потокосцепление Ψ_a в установившемся режиме вращается синхронно с ротором, но сдвинуто относительно продольной оси на угол и зависит от характера нагрузки. Поле статора также можно разложить по продольной и поперечной осям Ψ_{ad} , Ψ_{aq} и, тем самым, заменить реальную машину системой двух контуров (рис. 1.24). Также разлагаются по продольной и поперечной осям другие параметры режима (потокосцепление рассеяния, токи и т.д.).

В установившемся режиме в машине действуют синхронно вращающиеся поля: ротора и статора. Причем в процессе вращения поле ротора образует с осью отсчета непрерывно изменяющийся угол γ . В результате все действующие в машине потоки можно представить двумя взаимно перпендикулярными потоками Ψ_q и Ψ_d причем потокосцепления рассеяния

включены в соответствующие потокосцепления контуров. Результирующее потокосцепление Ψ образует с осью отсчета угол θ , меняющийся во времени (рис 1.25).

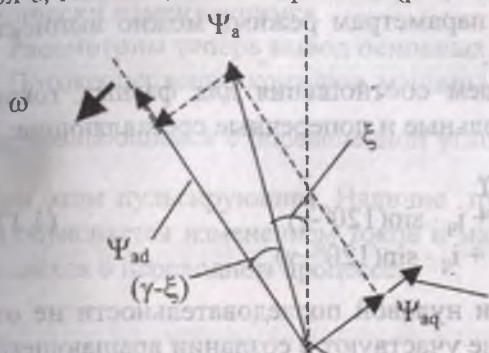


Рис.1.24. Потокосцепления статора по продольной и поперечной осям.

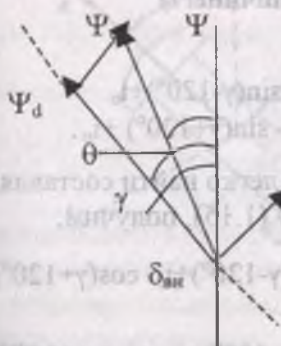


Рис. 1.25. Результирующее потокосцепление по продольной и поперечной осям.

Из диаграммы видно, что составляющая потокосцепления Ψ_d образует с осью угол $\gamma = \omega t$. Очевидно, что $\gamma = \theta + \delta_{ан}$. Потокосцепления Ψ_d и Ψ_q постоянны во время установившихся режимов, при переходных режимах эти составляющие меняются, так как меняется также угол δ .

Связь между параметрами режима в продольной и поперечной осях и их фазными значениями можно получить, исходя из приведенных диаграмм.

Например, потокосцепление фазы "a" через продольные и поперечные составляющие определяется как

$$\psi_a = \psi_d \cos \gamma + \psi_q \sin \gamma \text{ и т.д.}$$

По другим фазам и параметрам режима можно выписать аналогичные выражения.

Для полноты приведем соотношения для фазных токов, выраженные через продольные и поперечные составляющие:

$$\begin{aligned} i_a &= i_d \cdot \cos \gamma + i_q \cdot \sin \gamma \\ i_b &= i_d \cdot \cos (120^\circ - \gamma) + i_q \cdot \sin (120^\circ - \gamma) \\ i_c &= i_d \cdot \cos (120^\circ + \gamma) + i_q \cdot \sin (120^\circ + \gamma) \end{aligned} \quad (1.17)$$

В системе (1.17) токи нулевой последовательности не отражены, поскольку они не участвуют в создании вращающегося магнитного поля, поэтому их действие отображается прибавлением в правой части величины i_0 .

$$\begin{aligned} i_a &= i_d \cdot \cos \gamma + i_q \cdot \sin \gamma + i_0 \\ i_b &= i_d \cdot \cos (\gamma - 120^\circ) + i_q \cdot \sin (\gamma - 120^\circ) + i_0 \\ i_c &= i_d \cdot \cos (\gamma + 120^\circ) + i_q \cdot \sin (\gamma + 120^\circ) + i_0 \end{aligned} \quad (1.18)$$

Из системы (1.17) и (1.18) легко найти составляющие токов по осям d и q . Решая систему (1.15), получим:

$$\begin{aligned} i_d &= \frac{2}{3} [i_a \cdot \cos \gamma + i_b \cdot \cos (\gamma - 120^\circ) + i_c \cdot \cos (\gamma + 120^\circ)]; \\ i_q &= \frac{2}{3} [i_a \cdot \sin \gamma + i_b \cdot \sin (\gamma - 120^\circ) + i_c \cdot \sin (\gamma + 120^\circ)]; \end{aligned} \quad (1.19)$$

$$i_0 = \frac{1}{3} (i_a + i_b + i_c).$$

Смысл рассмотренных преобразований заключается в получении уравнений синхронной машины с постоянными коэффициентами, решение которых легче, чем уравнений с переменными коэффициентами. Образно говоря, с позиции наблюдателя, находящегося на роторе и следовательно, вращающимся вместе с ротором, все процессы, происходящие на статоре, кажутся постоянными.

И, наоборот, если в какой-либо фазе статора течет постоянный ток, то такой ток в координатах d и q изобразится гармонически изменяющимся.

Рассмотрим теперь вывод основных уравнений.

Потокосцепление контуров машины характеризуется вектором, вращающимся с определенной угловой скоростью $\omega = \frac{d\gamma}{dt}$

и при этом пульсирующим. Наличие пульсаций потокосцепления объясняется изменением токов и магнитных потоков, появляющихся в переходном процессе.

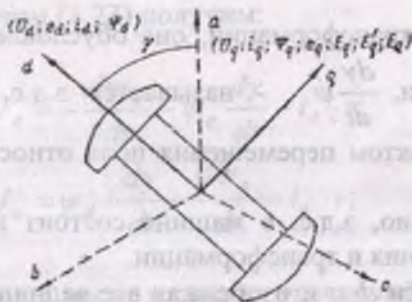


Рис. 1.26. Пространственное положение осей фазных обмоток и продольной и поперечной осей.

Следовательно, поток ψ обмотки в общем случае зависит от двух параметров: угла γ и времени t . И может быть представлен обобщенным вектором. С учетом этого можно записать:

$$\dot{\Psi} = \Psi e^{j\gamma}$$

где $\psi(\gamma, t)$ — потокосцепление обмотки статора с учетом взаимной индукции других обмоток и контуров. Тогда в общем случае

производная по времени от этого выражения имеет вид:

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{\partial\psi}{\partial t} + \frac{\partial\psi}{\partial\gamma} \cdot \frac{d\gamma}{dt} \quad (1.20)$$

или окончательно, с учетом закона электромагнитной индукции

$$e = -\frac{\partial\psi}{\partial t} - \frac{\partial\psi}{\partial\gamma} \cdot \omega \quad (1.21)$$

где $\omega_n = \frac{d\gamma}{dt}$ - угловая скорость взаимного перемещения поля относительно обмотки. В теории двух реакций $\frac{\partial\psi}{\partial t}$ - называется э.д.с. трансформации, она обусловлена изменением поля во времени, $\frac{d\gamma}{dt} \dot{\psi}$ - называется э.д.с. вращения, она обусловлена фактом перемещения поля относительно обмотки.

Следовательно, э.д.с. в машине состоит из двух составляющих: вращения и трансформации.

Применяя оси d, q и изображая все величины в виде двух составляющих, направленных, соответственно, по осям d и q , представим ψ и e в каждый момент времени как векторы или комплексные величины, причем будем считать, что мнимая ось направлена по продольной оси, тогда:

$$\begin{aligned} \dot{\psi} &= (\psi_q + j\psi_d) \cdot e^{j\gamma} \\ e &= (e_q + je_d) \cdot e^{j\gamma} \end{aligned} \quad (1.22)$$

имеем

$$\dot{e} = -\frac{d\dot{\psi}}{dt} = -\left(\frac{d\psi_q}{dt} + j\frac{d\psi_d}{dt}\right) \cdot e^{j\gamma} - j(\psi_q + j\psi_d) \cdot e^{j\gamma} \frac{d\gamma}{dt}$$

Отсюда:

$$e_d = -\frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\gamma}{dt}; \quad (1.23)$$

$$e_q = \psi_d \frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\psi_q}{dt};$$

при холостом ходе $e_d = U_{d0}$; $e_q = U_{q0}$.

Для нагруженной машины можем писать:

$$e_d = U_d + i_d \cdot r; \quad (1.24)$$

$$e_q = U_q + i_q \cdot r;$$

где r – активное сопротивление статора.

Тогда с учетом (1.23) получим:

$$U_d = -\frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\gamma}{dt} - i_d \cdot r; \quad (1.25)$$

$$U_q = \psi_d \frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\psi_q}{dt} - i_q \cdot r;$$

Эти уравнения носят название уравнений Парка – Горева, в честь авторов – американского ученого Парка и русского ученого Горева, предложивших эти уравнения в начале 30-х годов прошлого столетия.

Эти уравнения должны быть дополнены уравнениями баланса напряжений обмотки возбуждения, обмоток демпферной системы генератора, потокоцеплений и электромагнитного момента или мощности, причем в продольно-поперечных осях. Используя аналогичные приведенным выше для токов выражения можно получить зависимость параметров режима в осях «d» и «q».

Например, электрическая мощность или момент генератора для симметричного режима определяется известным выражением

$$P = i_a u_a + i_b u_b + i_c u_c$$

И после подстановки выражений для токов и напряжений, выраженных продольными и поперечными составляющими, получим

$$P = U_q I_q + U_d I_d \quad (1.26)$$

для электромагнитного момента:

$$M = \psi_q i_d - \psi_d i_q \quad (1.27)$$

Для демпферных обмоток (или эквивалентной демпферной системы) можно написать, учитывая, что в этих обмотках напряжений нет:

$$\begin{aligned} \frac{d\psi_{zd}}{dt} + i_{zd} \cdot r_{zd} &= 0 \\ \frac{d\psi_{zq}}{dt} + i_{zq} \cdot r_{zq} &= 0, \end{aligned} \quad (1.28)$$

где - $\psi_{zd}, \psi_{zq}, i_{zd}, i_{zq}$ - потокоцепления и токи эквивалентной демпферной системы ротора по продольной и поперечной оси; r_{zd}, r_{zq} - активные сопротивления соответствующих обмоток. Отсутствие напряжения в демпферной системе отражается равенством нулю правой части уравнений. Если демпферная система не учитывается, то $i_{zd} = i_{zq} = 0$.

Окончательно приведем полную систему алгебро-дифференциальных уравнений синхронной машины (в относительных единицах):

$$\begin{aligned} U_d &= -\frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\gamma}{dt} - i_a \cdot r \\ U_q &= \psi_d \frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\psi_q}{dt} - i_q \cdot r \\ U_f &= \frac{d\psi_f}{dt} + i_f \cdot r_B \\ U_0 &= X_0 \frac{di_0}{dt} + i_0 \cdot r_0 \end{aligned}$$

$$\frac{d\psi_d}{dt} + i_d \cdot r_d = 0 \quad (1.29)$$

$$\frac{d\psi_q}{dt} + i_q \cdot r_q = 0$$

$$\psi_d = X_d \cdot i_d + X_{ad} \cdot i_f + X_{sd} \cdot i_{sd}$$

$$\psi_q = X_q \cdot i_q + X_{aq} \cdot i_{aq}$$

$$\psi_f = X_{ad} \cdot i_d + X_A \cdot i_A + X_{sd} \cdot i_{sd}$$

$$\psi_{sd} = X_{ad} \cdot i_d + X_{ad} \cdot i_f + X_{sd} \cdot i_{sd}$$

$$\psi_{sd} = X_{aq} \cdot i_q + X_{aq} \cdot i_f$$

$$M_r = \psi_q i_d - \psi_d i_q$$

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta M}{T_j} = \frac{1}{T_j} (M_r - M_r) = \frac{1}{T_j} [M_1 - (\psi_q i_d - \psi_d i_q)],$$

где $\gamma = \theta + \delta = \omega_0 t + \delta$ и $\frac{d\gamma}{dt} = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}$ или в относительных

единицах: $\frac{d\gamma}{dt} = 1 + \frac{d\delta}{dt}$

Еще раз напомним, что в системе (1.29): первые два уравнения – уравнения баланса напряжений статорной обмотки; третье – уравнение обмотки возбуждения; четвертое – уравнение для нулевых составляющих; пятое и шестое – характеризуют демпферную обмотку; следующие пять – уравнения потокоцеплений соответствующих обмоток и последние два уравнения электромагнитного момента генератора и уравнение относительного движения ротора машины.

Приведенные уравнения позволяют определить параметры режима генератора, как в нормальных, так и переходных режимах. Для того чтобы определить параметры режима элементов электрической системы, должны быть записаны аналогичные уравнения и для них. Таким образом, возникает необходимость составить замкнутую систему уравнений.

1.9. Уравнения элементов электрической сети

К элементам электрической сети отнесем линию электропередачи, трансформатор, компенсирующие устройства (реактор, емкость), нагрузку. Для них также должны быть написаны уравнения в продольной и поперечной осях. Рассмотрим их по отдельности.

Линия электропередачи:



Рис.1.27.

Для представленной схемы замещения ЛЭП справедливо следующее уравнение отнесенное к какой-либо фазе:

$$U_1 - U_2 = i_{\lambda} \cdot r_{\lambda} + L_{\lambda} \frac{di_{\lambda}}{dt} \quad (1.30)$$

Переход от фазных величин a, b, c к величинам в продольной и поперечной осях производится также, как выше показано для генератора. Поэтому, опустив промежуточные преобразования, выпишем окончательные уравнения:

$$\begin{aligned} U_{1d} - U_{2d} &= r_{\lambda} \cdot i_{\lambda d} + X_{\lambda} \left(\frac{di_{\lambda d}}{dt} + i_{\lambda q} \frac{dy}{dt} \right) \\ U_{1q} - U_{2q} &= r_{\lambda} \cdot i_{\lambda q} + X_{\lambda} \left(-\frac{di_{\lambda q}}{dt} + i_{\lambda d} \frac{dy}{dt} \right) \end{aligned} \quad (1.31)$$

Такие же уравнения могут быть выписаны и для трансформатора и реактора.

Нагрузка:

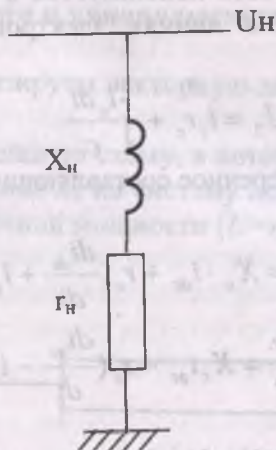


Рис. 1.28.

Нагрузку представим неизменными активным и индуктивным сопротивлением. Очевидно соотношение:

$$U_n = i_n \cdot r_n + L_n \frac{di_n}{dt} \quad (1.32)$$

Продольное и поперечное составляющие имеют вид:

$$U_{nd} = r_n \cdot i_{nd} + X_n \left(\frac{di_{nd}}{dt} + i_{nq} \frac{d\gamma}{dt} \right) \quad (1.33)$$

$$U_{nq} = r_n \cdot i_{nq} + X_n \left(\frac{di_{nq}}{dt} - i_{nd} \frac{d\gamma}{dt} \right)$$

Конденсатор:

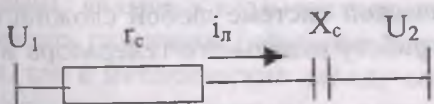


Рис. 1.29.

Как известно, емкость используется в качестве компенсирующего устройства в линиях электропередачи, нагрузки. Можно написать:

$$U_1 - U_2 = i_c r_c + \int \frac{i_c dt}{c} \quad (1.34)$$

Продольное и поперечное составляющие имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta U_d}{dt} + \Delta U_q \frac{d\gamma}{dt} &= X_c \cdot i_{dc} + r_c \left(\frac{di_{dc}}{dt} + i_{qc} \frac{d\gamma}{dt} \right) \\ \frac{d(\Delta U_q)}{dt} - \Delta U_d \frac{d\gamma}{dt} &= X_c i_{qc} + r_c \left(\frac{di_{qc}}{dt} - i_{dc} \frac{d\gamma}{dt} \right) \end{aligned} \quad (1.35)$$

где $\Delta U_d = U_{1d} - U_{2d}$, $\Delta U_q = U_{1q} - U_{2q}$.

В завершении запишем уравнения баланса токов для каждого узла электрической сети в соответствующих осях:

$$\sum_{k=1}^n i_{qk} = 0 \quad \sum_{k=1}^n i_{dk} = 0 \quad (1.36)$$

Необходимо отметить, что приведенные уравнения записаны относительно одной оси, выбранной в качестве ведущей, вращающейся с синхронной скоростью. В сложной системе уравнения каждого элемента и генератора могут быть записаны в собственных осях, тогда все они должны быть приведены к одной оси путем несложных тригонометрических преобразований. (Эта процедура аналогична приведению сложной сети к одной ступени напряжения).

Таким образом, приведенные уравнения (1.29, 1.31-1.36) позволяют исследовать электромеханические переходные процессы в электрической системе любой сложности и определить устойчивую работу отдельного генератора и всей системы в целом.

1.10. Векторные диаграммы и характеристики мощности неявнополюсного и явнополюсного генераторов

В начале проанализируем векторную диаграмму неявнополюсного генератора.

Рассмотрим простейшую схему, в которой генератор работает через сопротивление X_c на систему неограниченной мощности – шины бесконечной мощности ($U = \text{const}$, $f = \text{const}$).

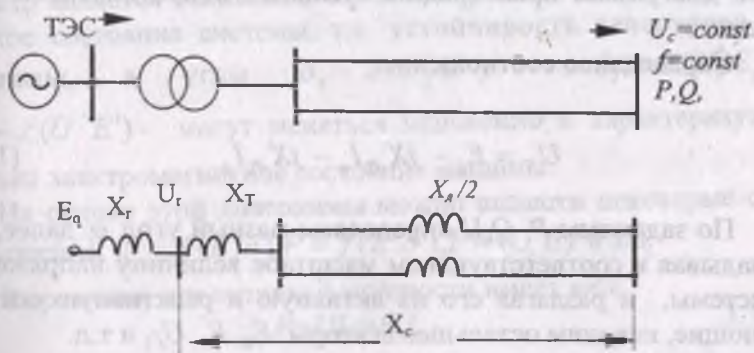


Рис. 1.30.

Сеть, к которой подключена машина, считается сетью с **шинами бесконечной мощности**, если в ней можно считать напряжение и частоту постоянной при любых изменениях режима генератора. Практически это означает, что суммарная мощность всех синхронных генераторов этой сети настолько велика по сравнению с мощностью подключенной машины, что изменение режима работы машины не влияет на напряжение и частоту сети.

При изучении процессов, особенно установившихся, векторные диаграммы являются незаменимым инструментом, позволяющим связать различные режимные параметры как электромагнитные, так и механические между собой. Построение векторных диаграмм основывается на достаточно известных

Напряжение генератора U_g равно Э.д.с., индуцируемой током возбуждения, минус падение напряжения в индуктивных сопротивлениях взаимной индукции X_{ad} , X_{aq} , индуктивного сопротивления рассеяния машины. Если сюда добавить падение напряжения в индуктивном и активном сопротивлениях системы $X_c = X_n + X_T$ и $r_e = r_T + r_n$, то получим напряжение приемного конца U . В дальнейшем для упрощения построения векторной диаграммы пренебрежем активным сопротивлением элементов.

Справедливо соотношение:

$$U_c = E_q - jX_{d\Sigma} I_a - jX'_{d\Sigma} I_b \quad (1.37)$$

По заданным P, Q, U определяем фазный угол φ , далее, откладывая в соответствующем масштабе величину напряжения системы, и разлагая его на активную и реактивную составляющие, находим остальные векторы: E_a, E, U_F , и т.д.

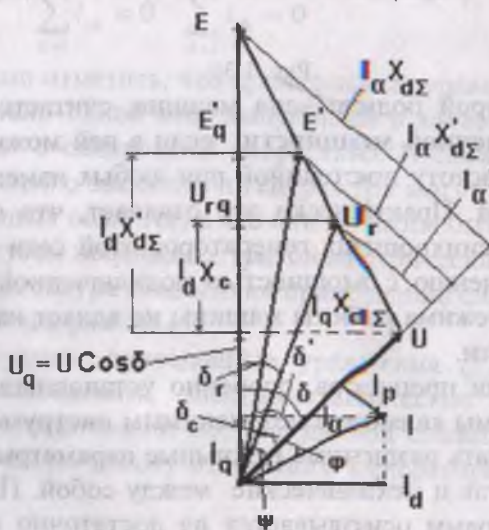


Рис. 1.31. Векторная диаграмма неявнополюсного генератора.

Здесь

$$X_{\sigma\Sigma} = X_d + X_c;$$

$$X'_{\sigma\Sigma} = X'_d + X_c;$$

E_q - э.д.с. холостого хода

Необходимо отметить, что угол $\delta - \angle(U^{\wedge} E_q)$ - не может меняться мгновенно, ибо связан с ротором, и поэтому этот параметр является основным, характеризующим электромеханическое состояние системы, т.е. **устойчивость генератора и системы**, а углы $\delta_c - \angle(U_r^{\wedge} U)$ $\delta_r - \angle(U_r^{\wedge} E_q)$ $\delta' - \angle(U^{\wedge} E')$ - могут меняться мгновенно и характеризуют только электромагнитное состояние машины.

На основе этой диаграммы можно вывести некоторые соотношения: $P = f(E_q \delta)$, $P = f(E' \delta')$, $P = (U \delta)$ и т.д.

Выражение для активной мощности имеет вид:

$$P = UI_a = E_q I_q \quad (1.38)$$

Из векторной диаграммы можно написать:

$$\begin{aligned} \sin \delta &= \frac{I_a \cdot X_{\sigma\Sigma}}{E_q}; \rightarrow I_a = \frac{E_q}{X_{\sigma\Sigma}} \cdot \sin \delta \\ \sin \delta' &= \frac{I_a \cdot X'_{\sigma\Sigma}}{E'}; \rightarrow I_a = \frac{E'}{X'_{\sigma\Sigma}} \cdot \sin \delta' \\ \sin \delta_c &= \frac{I_a \cdot X_c}{U_r}; \rightarrow I_a = \frac{U_r}{X_c} \cdot \sin \delta_c \end{aligned} \quad (1.39)$$

где $I_a = I \cos \varphi$ - активная составляющая тока статора генератора.

Выразим мощности через различные э.д.с

$$P_{Eq} = U \cdot I_a = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (1)$$

$$P_{E'q} = \frac{U \cdot E'_q}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (2) \quad (1.40)$$

$$P_{U_c} = \frac{U \cdot U_r}{X_c} \cdot \sin \delta_c \quad (3)$$

В формулах заменим углы δ , δ_c через δ . Справедливо соотношение:

$$\begin{aligned} P &= U \cdot I \cdot \cos \varphi = U \cdot I \cdot \cos(\Psi - \delta) = \\ &= UI \cos \Psi \cdot \cos \delta + U \cdot I \cdot \sin \Psi \cdot \sin \delta = \\ &= U \cdot I_q \cdot \cos \delta + U \cdot I_d \cdot \sin \delta, \end{aligned} \quad (1.41)$$

где $I_q = I \cos \varphi$ $I_d = I \sin \varphi$.

Из векторной диаграммы можем написать:

$$I_q \cdot X_{d\Sigma} = U \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta; \quad (1.42)$$

$$I_d \cdot X'_{d\Sigma} = E'_q - U \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{E'_q - U \cdot \cos \delta}{X'_{d\Sigma}}; \quad (1.43)$$

Подставляя эти выражения токов в (1.41), получим:

$$\begin{aligned} P_{Eq} &= U \cdot \frac{U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U \cdot \frac{E'_q - U \cdot \cos \delta}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta = \\ &= \frac{U^2}{2 \cdot X_{d\Sigma}} \sin 2\delta + \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2 \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta \cdot \sin \delta = \\ &= \frac{U \cdot E'_q}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{(X_d - X'_d)}{X_{d\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta \end{aligned} \quad (1.44)$$

Следовательно, формула мощности выражается через E_q .
Из векторной диаграммы следует:

$$I_d \cdot X_c = U_{Гq} - U_c \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{U_{Гq} - U_c \cdot \cos \delta}{X_c};$$

$$I_q \cdot X_{d\Sigma} = U_c \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta;$$

Эти выражения подставим в (1.41)

$$\begin{aligned} P &= U_c \cdot I_q \cdot \cos \delta + U_c \cdot I_d \cdot \sin \delta = \\ &= U_c \cdot \frac{U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U_c \cdot \frac{U_{Гq} - U_c \cdot \cos \delta}{X_c} \cdot \sin \delta = \\ &= \frac{U_c^2}{X_{d\Sigma}} \cdot \frac{\sin 2\delta}{2} + \frac{U_c \cdot U_{Гq}}{X_c} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{X_c} \cdot \frac{\sin 2\delta}{2} \end{aligned}$$

и окончательно

$$P_{U_{Гq}} = \frac{U_c \cdot U_{Гq}}{X_c} \cdot \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{X_d}{X_{d\Sigma} \cdot X_c} \cdot \sin 2\delta; \quad (1.45)$$

формула мощности выражается через поперечное составляющее напряжение генератора $U_q = U \cdot \cos \delta$.

Теперь выведем формулу для реактивной мощности синхронного генератора. Внутренняя реактивная мощность может быть получена из выражения:

$$Q_{E_q} = E_q \cdot I_d \quad (1.46)$$

Из векторной диаграммы:

$$I_d \cdot X_{d\Sigma} = E_q - U_c \cdot \cos \delta, \quad I_d = \frac{E_q - U \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}}$$

$$Q_{E_q} = \frac{E_q^2}{X_{d\Sigma}} - \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta - \quad (1.47)$$

внутренняя реактивная мощность генератора.

Выдаваемая генератором реактивная мощность:

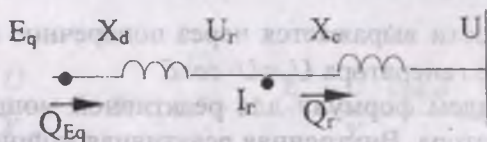
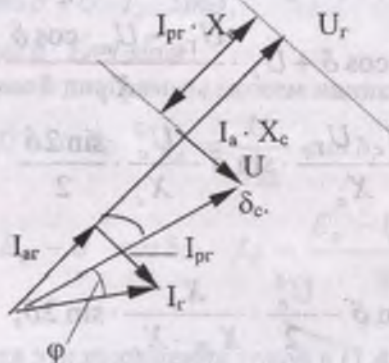


Рис. 1.32.

$$Q_r = U_r \cdot I_{pr}; \text{ где } I_{pr} \cdot X_c = U_r - U \cdot \cos \delta_c$$

$$I_{pr} = \frac{U_r - U \cdot \cos \delta_c}{X_c};$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{U_{\Gamma}^2}{X_c} - \frac{U_{\Gamma} \cdot U}{X_c} \cdot \cos \delta_c \quad (1.48)$$

Из векторной диаграммы можно найти и аналитическое выражение э.д.с. холостого хода генератора E_q :

$$E_q^2 = (U_{\Gamma} + I_p \cdot X_d)^2 + (I_a \cdot X_d)^2$$

так как

$$Q_{\Gamma} = U_{\Gamma} \cdot I_p \quad P_r = I_a \cdot U_e$$

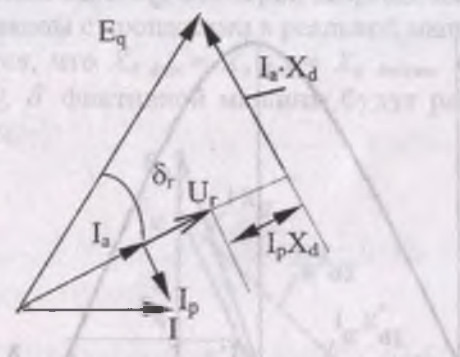


Рис. 1.33.

после преобразований окончательно получим:

$$E_q = \sqrt{\left(U_{\Gamma} + \frac{Q_{\Gamma} \cdot X_d}{U_{\Gamma}}\right)^2 + \left(\frac{P_{\Gamma} \cdot X_d}{U_{\Gamma}}\right)^2}$$

и внутренний угол генератора

$$\operatorname{tg} \delta_r = \frac{P_{\Gamma} \cdot X_d}{U_{\Gamma}^2 + Q_{\Gamma} \cdot X_d}$$

$$\text{и } \delta_r = \arctg \frac{P_r \cdot X_d}{U_r^2 + Q_r \cdot X_d};$$

Выражение $P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \sin \delta$ является характеристикой

мощности синхронной машины, которую называют **угловой характеристикой** и при постоянных параметрах режима и генератора (E_q , U , $X_{d\Sigma}$) зависит только от угла δ и представляется синусоидальной характеристикой.

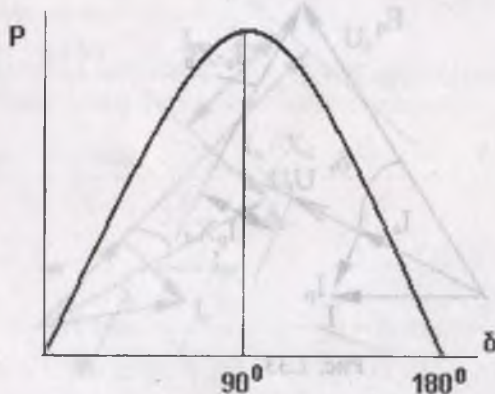


Рис.1.34. Угловая характеристика неявнополюсного генератора.

Максимум этой характеристики достигается при $\delta=90^\circ$ и равен

$$P_{mE_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \quad (1.52)$$

Отсюда видно, от каких параметров режима и системы зависит этот максимум: ее величина тем больше, чем больше E_q , т.е. ток возбуждения и чем меньше индуктивное сопротивление.

генератора

$$X_{\theta\epsilon} = X_{\theta} + X_{\epsilon}$$

$$X'_s = X'_d + X'_c$$

 E_0 - расчетная э.д.с.

данных P,Q,U.

нополюсный генератор заменяют фиктивной неявнополюсной машиной с расчетной э.д.с. E_Q , в которой энергетические процессы были бы одинаковы с процессами в реальной машине.

этом случае P , Q , δ фиктивной машины будут равны P , Q , δ реальной машины.

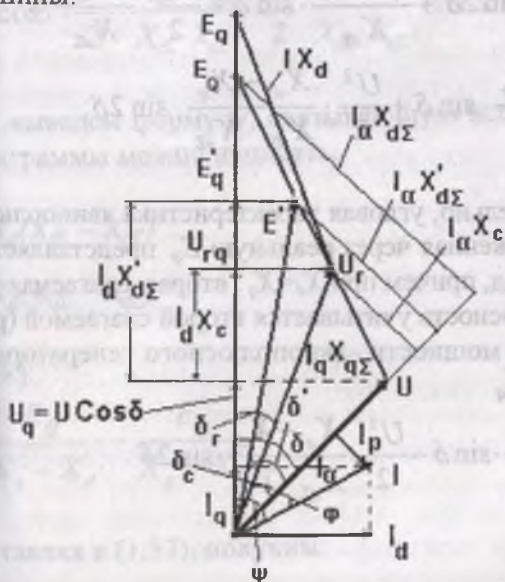


Рис. 1.34а. Векторная диаграмма явнополюсного генератора.

Мощность генератора, выраженная через расчетная з.д.с.

$$P = E_q I_q = \frac{E_q U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (1.53)$$

Активная мощность, выдаваемая генератором

$$P = U \cdot I_a = U_c \cdot I_q \cdot \cos \delta + U_c \cdot I_d \cdot \sin \delta;$$

$$I_q \cdot X_{q\Sigma} = U_c \cdot \sin \delta; \quad I_q = \frac{U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta;$$

$$I_d \cdot X_{d\Sigma} = E_q - U_c \cdot \cos \delta; \quad I_d = \frac{E_q - U_c \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}};$$

$$P = U_c \cdot \frac{U_c}{X_{q\Sigma}} \cdot \sin \delta \cdot \cos \delta + U_c \cdot \sin \delta \cdot \frac{E_q - U_c \cdot \cos \delta}{X_{d\Sigma}} =$$

$$= \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{1}{X_{q\Sigma}} \sin 2\delta + \frac{U_c \cdot E_q}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{\sin 2\delta}{X_{d\Sigma}} =$$

$$P_{E_q} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta; \quad (1.54)$$

Следовательно, угловая характеристика явнополюсного генератора, выраженная через реальную E_q , представляется суммой двух синусоид, причем при $X_d = X_q$, вторая слагаемая равна нулю, т.е. явнополюсность учитывается второй слагаемой (рис.1.35).

Формула мощности явнополюсного генератора, выраженного через E_q

$$P_{E_q} = \frac{E'_q \cdot U}{X'_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_q - X'_d}{X_{q\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \sin 2\delta \quad (1.55)$$

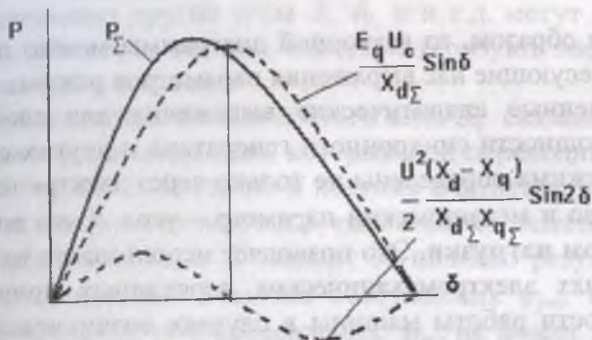


Рис 1.35. Угловая характеристика явнополюсного генератора.

Соответственно реактивная мощность на шинах явнополюсного генератора:

$$Q_{E_q} = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_{d\Sigma} + X_{q\Sigma}}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \cos 2\delta \quad (1.56)$$

Теперь выведем формулу, связывающую все э.д.с. Из векторной диаграммы можно написать:

$$E_q = E_Q + I_d (X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}) \quad (1.57)$$

$$E_Q = E'_q + I_d (X_{q\Sigma} - X'_{d\Sigma}) \quad (1.58)$$

Из (1.58):

$$I_d = \frac{E_Q}{X_q - X'_d} - \frac{E'_q}{X_q - X'_d};$$

и подставляя в (1.57), получим:

$$E_q = E_Q \cdot \frac{X_d - X'_d}{X_q - X'_d} - E'_q \cdot \frac{X_d - X_q}{X_q - X'_d};$$

Таким образом, из векторной диаграммы можно получить все интересующие нас выражения параметров режима.

Полученные аналитические выражения для электромагнитной мощности синхронного генератора и других его параметров режима определены не только через электрические величины, но и механический параметр – угол δ , его еще называют **углом нагрузки**. Это позволяет использовать их при исследованиях электромеханических переходных процессов – устойчивости работы машины в случаях возникновения возмущений в системе.

Необходимо иметь в виду, что пространственное положение вектора магнитного потока ротора синхронных генераторов традиционной конструкции жестко связано с расположением обмотки возбуждения по продольной оси. В связи с этим, угол δ между векторами э.д.с. холостого хода E_g и напряжением системы U_∞ , характеризующий это положение, не может меняться мгновенно, скачком, из-за механической инерционности ротора. Поэтому этот угол является **основным параметром** режима, определяющим движение ротора генератора относительно синхронно вращающейся оси и, следовательно, его устойчивости.

Отсюда следует:

$$\text{ - если } \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{d(\omega_p - \omega_0)}{dt} = 0, \text{ то } \omega_p = \omega_0, \delta \text{ - пост.}$$

где ω_p – скорость вращения ротора и режим устойчивый, т.е. ротор вращается синхронно;

$$\text{ - если } \frac{d^2\delta}{dt^2} \neq 0, \text{ то } \omega_p \neq \omega_0, \delta \neq \text{пост.}, \text{ означающее возникновение переходного режима в результате нарушения синхронной работы генератора. Режим может быть исследован, в результате будет получено определение зависимостей:}$$

$\delta = f(t), P = f(\delta, t), U = f(t)$ и т.д.

Одновременно другие углы δ_c , δ_r , φ и т.д. могут меняться мгновенно, скачком, так как они характеризуют электромагнитное состояние машины.

Электродвижущая сила холостого хода E_q связана с током возбуждения ротора машины, который при переходных режимах может меняться внезапно и поэтому считается, что в первом приближении величина э.д.с. также может меняться мгновенно. Переходная э.д.с. E зависит от полного результирующего потокоцепления обмотки возбуждения $\psi_{рез}$. Согласно теории постоянства потокоцепления, $\psi_{рез}$ не может меняться скачком и поэтому считается, что в первый момент переходного процесса переходная э.д.с. также остается постоянной: $E_q = \text{const}$. Данное утверждение весьма важно, так как позволяет связать процессы до и после возникновения нарушения режима.

Э.д.с. явнополюсного генератора E_Q является расчетной величиной, позволяющей упростить вычисления, вводя в схему расчетный неявнополюсный генератор, при этом энергетические процессы, происходящие в нем, отражают реальный процесс.

В дальнейшем изложении будем неоднократно возвращаться к материалам этой главы, так как они являются базовыми. Читателю необходимо уделить большее внимание и самостоятельно проработать углубленно те части, по которым имеются неясности, в особенности, в понимании физики процессов.

Пример 1.2. Для условий, приведенных в примере 1.1. найдите величину э.д.с. эквивалентного генератора при базисной мощности $S_\delta = 1000$ МВА и базисном напряжении $U_\delta = 220$ кВ.

Решение. Э.д.с. эквивалентного генератора найдем по соотношению

$$E_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q \cdot X_\Sigma}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot X_\Sigma}{U_c} \right)^2},$$

где $X_{\Sigma} = X_{d\Sigma} + X_{T\Sigma}$, U_c - напряжение на высшей стороне трансформатора. Параметры эквивалентной схемы надо привести к базисным условиям. Найдем базисное сопротивление:

$$Z_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}} = \frac{(220)^2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10^6} = 48,4 \text{ ом},$$

Параметры эквивалентного генератора и трансформатора в базисных условиях:

$$X_{d\Sigma} = X_{d[\text{ом}]} \cdot / Z_{\delta} = X_{d[\text{ом}]} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 21,55 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(220)^2 \cdot 10^6} = 0,445 \text{ о.е.}$$

$$X_{T\Sigma} = X_{T[\text{ом}]} \cdot / Z_{\delta} = X_{T[\text{ом}]} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 5,69 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(220)^2 \cdot 10^6} = 0,117 \text{ о.е.}$$

$$X_{\Sigma} = X_{d\Sigma} + X_{T\Sigma} = 0,445 + 0,117 = 0,562 \text{ о.е.}$$

Напряжение на высшей стороне трансформатора и активная мощность:

$$U_c = \frac{U_{c[\text{кВ}]}}{U_{\delta}} = \frac{220}{220} = 1 \text{ о.е.}$$

$$P = \frac{P_{[МВт]}}{S_{\delta}} = \frac{105 \cdot 10}{1000} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Реактивная мощность на высшей стороне трансформатора

$$Q_c = I_p \cdot U_c$$

где $I_p = \sqrt{I^2 - I_a^2}$ - реактивная составляющая полного тока статора I , а I_a - активная составляющая, определяемые по:

$$I = \frac{P}{U_c \cdot \cos \varphi} = \frac{1,05}{1 \cdot 0,85} = 1,23 \text{ o.e.}$$

$$I_a = I \cdot \cos \varphi = 1,23 \cdot 0,85 = 1,045 \text{ o.e.}$$

$$I_p = \sqrt{1,23^2 - 1,045^2} = 0,647 \text{ o.e.}$$

$$\text{Тогда } Q_c = 0,647 \cdot 1 = 0,647 \text{ o.e.}$$

$$E_s = \sqrt{\left(1 + \frac{0,647 \cdot 0,562}{1}\right)^2 + \left(\frac{1,05 \cdot 0,562}{1}\right)^2} = 1,485 \text{ o.e.}$$

Контрольные вопросы

1. Почему при передаче мощности к потребителю увеличивают величину напряжения, а не тока?
2. В чем разница между параметрами режима и параметрами системы?
3. Чем отличаются статическая и динамическая устойчивости электрической системы?
4. Чем различаются электромагнитные и электромеханические переходные процессы?
5. Как называются индуктивные сопротивления X_d , X_d' , X_d'' и в чем их физический смысл?
6. Какую характеристику называют угловой характеристикой?
7. Почему угол между вектором э.д.с. E_q и вектором напряжения системы U является параметром, характеризующим электромеханическое состояние системы?
8. Чем различаются угловые характеристики неявнополусного и явнополусного генераторов?
9. Какие параметры автоматических регуляторов возбуждения Вы знаете и чем они отличаются друг от друга?
10. Какие системы автоматических регуляторов возбуждения Вы знаете и чем они отличаются друг от друга?
11. Какое преимущество даёт применение в расчетах системы относительных единиц?

2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Общая характеристика вопроса

В нормальном, установившемся режиме на валу каждого генератора обеспечивается баланс вырабатываемой и отдаваемой в сеть активной мощности $P_T = P_G$ и поэтому все генераторы работают с постоянной частотой вращения. Углы между векторами э.д.с. машин при этом остаются неизменными.

В то же время нагрузки электрической системы непрерывно изменяются в небольших пределах в результате бесчисленности потребителей и неопределенности момента их коммутации, что приводит к возникновению электромеханического переходного процесса под действием этих малых отклонений (возмущений) и изменению углов между векторами э.д.с. Другими словами, параметры режима отклоняются от нормального на небольшие величины $P = P_0 \pm \Delta P$, $U = U_0 \pm \Delta U$, $\delta = \delta_0 \pm \Delta \delta$ и т.д., где ΔP , ΔU , $\Delta \delta$ - малые отклонения параметров режима. Таким образом, установившийся режим в электрической системе является только **условно стационарным**. В таких случаях говорят, что электрическая система «дышит». Основная проблема заключается в том, чтобы эти малые отклонения не приводили к потере устойчивости и, самое главное, необходимо установить истинные причины возможных нарушений устойчивости параллельной работы при этом, как генераторов, так и всей электрической системы и принять меры к их недопущению.

Наиболее общее и вместе с тем строгое решение этой задачи можно получить, применяя метод малых колебаний, на основе которого мы и проведем изучение данного вопроса — вопроса устойчивости электрической системы при малых отклонениях (возмущениях) или же статической устойчивости.

2.2. Угловые характеристики мощности. Сущность проблемы устойчивости

Основной задачей электроэнергетики является бесперебойное, устойчивое обеспечение потребителя электрической энергией. Необходимо определить, при каких условиях возможно обеспечение устойчивой работы генераторов, какую величину мощности можно передать по линии электропередачи, от каких факторов зависит обеспечение устойчивости, почему нарушается устойчивая, параллельная работа синхронных генераторов, находящихся в нормальной работе. Приступим к рассмотрению этих вопросов.

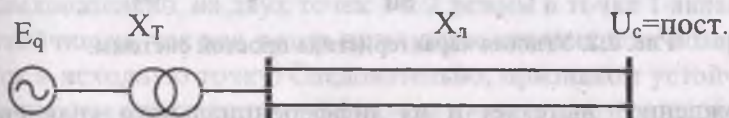


Рис 2.1

Для представленной схемы электропередачи в предыдущем разделе было получено выражение электрической мощности в зависимости от угла между векторами э.д.с. E_q и напряжения приемных шин U , которое называют угловой характеристикой:

$$P_e = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (2.1)$$

При заданных величинах E_q , U , $X_{d\Sigma}$ мощность генератора является функцией угла, причем эта зависимость нелинейна — синусоидальна. Для полноты на этом же графике рисуют характеристику мощности турбины P_T , а так как она не зависит от угла δ , ее представляют прямой линией (рис.2.2).

Баланс мощностей на валу генератора, т.е. синхронная работа обеспечивается при $P_e = P_T$, т.е. при равенстве вращающей механической мощности (момента) турбины и тормозной электромагнитной мощности (момента) генератора. Данное

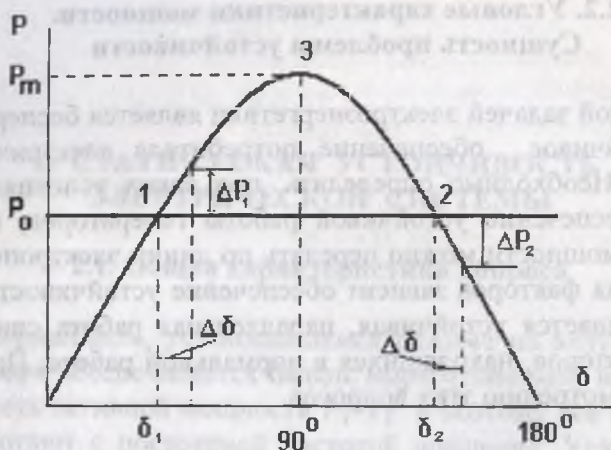


Рис. 2.2. Угловая характеристика простой системы.

утверждение вытекает и из дифференциального уравнения относительного движения ротора синхронной машины, рассмотренного в предыдущем параграфе

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j} = \frac{1}{T_j} (P_T - P_r) \text{ при } P_r = P_T, \delta = \text{пост.} \quad (2.2)$$

Как видно из графика рис 2.2, условие $P_r = P_T$ выполняется в двух точках 1 и 2, которым соответствуют углы δ_1 и δ_2 . Необходимо определить, в какой из этих точек генератор будет работать устойчиво.

Предположим, что в результате какого-то воздействия угол в точке 1 отклонился на малую величину $\Delta \delta$. При этом электромагнитная мощность генератора и передаваемая по линии электропередачи мощность увеличивалась на величину ΔP_1 , в то время как механическая мощность турбины не изменилась вследствие инерционности. Нарушилось условие баланса мощностей (моментов) на валу, так как $(P_{r1} + \Delta P_1) > P_T$, причем на валу преобладает тормозной момент, под действием которого ротор генератора тормозится. В результате угол начинает уменьшаться и $\Delta \delta \rightarrow 0$, и ротор возвращается в точку 1, где

обеспечивается равновесие моментов. Аналогичный процесс - возвращение в точку 1 происходит, если угол в этой точке уменьшится на $\Delta\delta$.

Если такое же увеличение угла на величину $\Delta\delta$ происходит в точке 2, то возникающий на валу избыточный момент будет ускоряющим, так как $(P_{r2} - \Delta P_2) < P_T$ и скорость вращения ротора увеличится, что приводит к дальнейшему увеличению угла, а это, в свою очередь увеличивает на валу избыточный ускоряющий момент, и т.д. В результате ротор и, следовательно, режим не возвращаются в точку 2. Аналогичный процесс будет наблюдаться и при уменьшении угла и процесс в этой точке закончится возвращением ротора в точку 1.

Следовательно, из двух точек 1 и 2 режим в точке 1 является устойчивым, так как ротор при малых отклонениях возвращается в исходную точку. Следовательно, признаком устойчивости работы синхронного генератора является возвращение в исходный режим. Необходимо помнить, что восстановление первоначального режима или же близкого к нему является основным показателем устойчивой работы синхронного генератора и соответственно электрической системы.

По мере увеличения мощности турбины и, соответственно, мощности передаваемой по линии, согласно графику, увеличивается также и величина угла δ , приближаясь к точке 3. Эта точка, с одной стороны, показывает максимальную активную мощность генератора, которую можно передать при $\delta_m = 90^\circ$:

$$P_r = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta = P_m \cdot \sin \delta, \quad (2.3)$$

где $P_m = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}}$ - максимальная мощность. С другой стороны,

точка является граничной, разделяющей устойчивую и неустойчивую области работы генератора.

Необходимо помнить, что пределы изменения угла следующие:

- $\delta = 0 \div 90^\circ$ является зоной устойчивой работы синхронного генератора;

- $\delta > 90^\circ$ область неустойчивой работы синхронного генератора.

Максимальную мощность $P_m = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}}$ называют **идеальным**

статическим пределом передаваемой мощности, соответствующей постоянству напряжения U , что не всегда выполняется.

В практических расчетах, в целях количественной оценки уровня статической устойчивости (устойчивости при малых отклонениях) вводят понятие коэффициента запаса статической устойчивости, определяемой соотношением:

$$K_c = \frac{P_m - P_0}{P_0} \% \quad (2.4)$$

Величина K_c устанавливается в пределах, не менее:

- 20% в нормальных режимах,

- 8% в послеаварийных режимах.

Было установлено, что устойчивая работа синхронного генератора обеспечивается, если знаки приращений угла $\Delta\delta$ и мощности $\Delta P = P_T \pm P_r$ совпадают. Тогда для отклонений можно написать:

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \text{ или, переходя к производной:}$$

$$\frac{d\Delta P}{d\delta} = \frac{d(P_T - P_r)}{d\delta} = \frac{dP}{d\delta} > 0, \quad \text{так как } P_T = \text{пост.}$$

Таким образом, статическая устойчивость будет обеспечена при выполнении условия

$$\frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (2.5)$$

Это условие является **математическим критерием статической устойчивости** синхронной машины. Проблема и сущность устойчивости при малых возмущениях сводятся к при-

нятию мер, при которых это условие будет выполнено. Они будут рассмотрены далее.

Необходимо отметить еще раз, что возможность передачи активной мощности по линии электропередачи связано именно с наличием угла сдвига δ между векторами э.д.с. E_q и напряжения приемной системы U , другими словами, угла сдвига между векторами напряжений по концам передачи. Таким образом, изменение впуска энергоносителя (пара или воды) в турбины передающей станции и их механической мощности отражается на электрическом режиме передачи изменением угла δ , который является величиной, характеризующей и устойчивость передачи, и ее предельный режим.

2.3. Линеаризация уравнений

Как было показано, зависимость активной мощности синхронного генератора от угла – угловая характеристика является нелинейной. Если учесть, что в системе имеются не один, а множество генераторов и другие элементы, характеристики которых нелинейные, то становится понятным степень усложнения задач режимного характера, которые должны быть решены и изучены для управления всей электрической системой. Современные компьютеры могут решить режимные задачи, каковы бы они не были сложными, но разумное упрощение задачи, приводящее к простым и наглядным соотношениям между параметрами режима, и, самое главное, объясняющее физическую сущность процесса, всегда будет необходимо.

Как было установлено, в нормальном режиме параметры режима не остаются строго постоянными, их значения колеблются на малые величины около установившегося режима и поэтому можем написать $\delta = \delta_0 \pm \Delta\delta$, $P_r = P_0 \pm \Delta P$, $U_r = U_0 \pm \Delta U$, и т.д., где $\Delta\delta$, ΔP , ΔU малые величины.

Поэтому, основные уравнения переходного процесса будем рассматривать при малых возмущениях и малых изменениях скорости.

Ввиду малости колебаний примем $\Delta M = \Delta P$. Для простоты не учитываем переходные переходы в обмотке возбуждения ($E_q = \text{пост.}$)

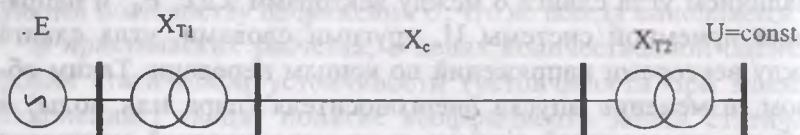


Рис 2.3.

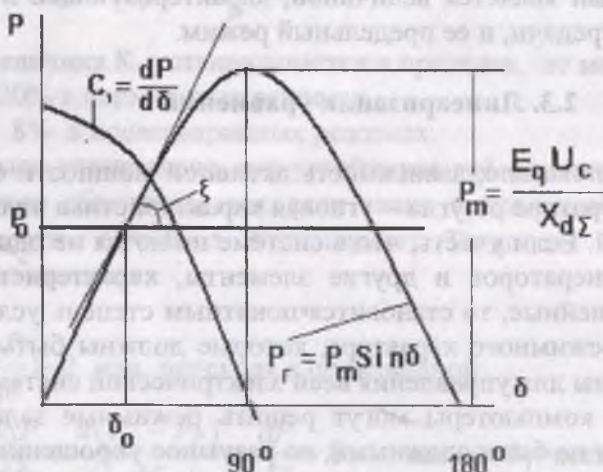


Рис 2.4. Угловая характеристика и синхронизирующая мощность простой системы.

Для приведенной простейшей электрической системы в случае неявнополюсного генератора угловую характеристику дополним характеристикой

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{d}{d\delta} \left(\frac{E_q U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta \right) = P_m \cdot \cos \delta \quad (2.6)$$

С другой стороны, для точки установившегося режима можно писать

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{\Delta P}{\Delta \delta} = \operatorname{tg} \xi = c_1 \quad (2.7)$$

Выражение $c_1 = \frac{dP}{d\delta} = P_m \cdot \cos \delta$ называют **синхронизирующей мощностью** (рис. 2.4), так как при малых отклонениях эта мощность возвращает ротор (синхронизирует) в первоначальный режим, т.е. сохраняет устойчивую работу генератора.

Теперь рассмотрим уравнение относительного движения ротора и упростим ее – заменим синусоидальную зависимость на прямую линию в точке нормального режима, (P_o, δ_o) т.е. **линеаризуем** уравнение:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_o - P_m \cdot \sin \delta = \Delta P \quad (2.8)$$

Для этого разложим $P_m \cdot \sin \delta$ в ряд Тейлора в окрестности δ_o, P_o :

$$P_m \cdot \sin \delta = P_m \cdot \sin \delta_o + \frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{1}{2!} \cdot \frac{\partial^2 P}{\partial \delta^2} \cdot (\Delta \delta)^2 + \dots$$

и, отбрасывая члены второго порядка малости, получим:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_o - P_m \cdot \sin \delta_o - \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta; \quad (2.9)$$

учитывая, что $P_m \cdot \sin \delta_o = P_o$, можем написать

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = - \frac{dP}{d\delta} \Delta \delta;$$

далее с учетом (2.7) и

$$\delta = \delta_o + \Delta \delta; \quad d\delta = d(\Delta \delta),$$

$$\text{получим: } T_j \frac{d^2(\Delta \delta)}{dt^2} + c_1 \cdot \Delta \delta = 0 \quad (2.10)$$

Это уравнение называют **упрощенным уравнением малых колебаний** синхронного генератора в случае простейшей электрической системы. В случае наличия демпферной системы и учета переходных процессов в роторных контурах это уравнение имеет вид:

$$T_j \frac{d^2(\Delta\delta)}{dt^2} + P_d \frac{d(\Delta\delta)}{dt} + c_1 \cdot \Delta\delta = 0, \quad (2.11)$$

где $P_d = \frac{U^2(X_d - X_d')}{X_d \cdot X_d'} \cdot T_d'$ демпферный коэффициент учитывает тормозящее действие демпферных обмоток замкнутых контуров массива ротора генератора, обмоток возбуждения, T_d' - переходная постоянная времени.

Мы раньше делали допущение о постоянстве E_q , U , но если учесть их изменения, то можем записать:

$$\Delta P = \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta\delta + \frac{dP}{dE_q} \cdot \Delta E_q + \frac{dP}{dU} \cdot \Delta U = c_1 \cdot \Delta\delta + b_1 \Delta E_q + d_1 \Delta U$$

тогда:

$$T_j \frac{d^2(\Delta\delta)}{dt^2} + P_d \frac{d(\Delta\delta)}{dt} + c_1 \cdot \Delta\delta + b_1 \cdot \Delta E_q + d_1 \cdot \Delta U = 0; \quad (2.12)$$

где $c_1 = \frac{dP}{d\delta}$, $b_1 = \frac{dP}{dE_q}$, $d_1 = \frac{dP}{dU}$, причем, каждая производная определяется при условии постоянства остальных параметров режима.

Это основное уравнение малых колебаний простой электрической системы.

2.4. Статическая устойчивость нерегулируемой системы без учета переходных процессов в обмотке возбуждения

Опыт эксплуатации электрических систем показывает случаи, когда синхронный генератор, нормально работающий, без видимых причин в результате неконтролируемого роста угла (монотонно или колебательно) выходил из синхронизма или же при синхронной скорости напряжение генератора возрастало до опасных величин. Эти явления наблюдались в начальном

этапе становления электрических систем, когда мощности генераторов и систем были небольшими. Рассмотрим на основе полученных уравнений причины таких явлений. Для определения физики процессов в начале рассмотрим нерегулируемую машину.

Воспользуемся уравнением малых колебаний, учитывающий демпферный момент (2.11).

Заменим символ дифференцирования оператором p , т.е.

$\frac{d}{dt} = p$ — и будем рассматривать p как алгебраическую величину, тогда

$$T_j \cdot p^2 \cdot \Delta\delta + P_d \cdot p \cdot \Delta\delta + c_1 \cdot \Delta\delta = 0 \quad (2.13)$$

Из (2.13) составим так называемое характеристическое уравнение исследуемой системы, которое имеет вид:

$$T_j \cdot p^2 + P_d \cdot p + c_1 = 0 \quad (2.14)$$

корни его равны:

$$p_{1,2} = \frac{-P_d \pm \sqrt{P_d^2 - 4T_j \cdot c_1}}{2 \cdot T_j} = \pm \sqrt{\frac{P_d^2}{4T_j^2} - \frac{c_1}{T_j}} - \frac{P_d}{2T_j} = \alpha \pm j \cdot \gamma_d ;$$

где $\alpha = \frac{-P_d}{2T_j}$ — декремент затухания,

$\gamma_d = \sqrt{\frac{c_1}{T_j} - \alpha^2}$ — частота собственных колебаний ротора синхронного генератора.

Как известно, решение (2.13) имеет вид:

$$\Delta\delta = A_1 e^{p_1 t} + A_2 e^{p_2 t}. \quad (2.15)$$

Определив A_1 и A_2 , можно было бы получить зависимость $\Delta\delta = f(t)$. Однако, как правило, не стараются получать $\Delta\delta = f(t)$ численно, а стремятся выяснить ее характер, т.е. установить, будет ли изменяться δ аperiodически монотонно, или колебательно, при этом затухающим или нарастающим.

Здесь необходимо отметить следующее. Составление и решение системы уравнений переходных процессов для более или менее сложной электрической схемы - весьма трудоемкая задача даже при наличии компьютера, так как количество уравнений может быть сотни и тысячи. Поэтому разработаны математические методы, позволяющие определить устойчива или нет электрическая система не решая самих уравнений переходных процессов. В случае исследования статической устойчивости электрической системы, на основе линеаризованных уравнений составляют характеристическое уравнение (или определитель) и анализируя знаки его корней (или собственные значения), получают интересующую информацию.

Необходимое и достаточное условие статической устойчивости обеспечивается тогда, когда все корни характеристического уравнения исследуемой системы

$$D(p) = a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + a_2 p^{n-2} + \dots + a_n = 0 \quad (2.16)$$

имеют отрицательные вещественные части. Так как коэффициенты (2.14) или (2.16) определяются в случае электрической системы параметрами системы и всегда действительны, то корни характеристического уравнения могут быть действительными или комплексно-сопряженными.

В общем случае решение системы однородных линейных линеаризованных дифференциальных уравнений представляется в виде:

$$X = A_1 \cdot e^{p_1 t} + A_2 \cdot e^{p_2 t} \dots + A_n \cdot e^{p_n t} \quad (2.17)$$

где $A_1, A_2, \dots$ - постоянные, определяемые из начальных условий, $p_1, p_2, \dots, p_n$ - корни характеристического уравнения. Очевидно, если хотя бы один из корней (2.16) будет вещественным положительным, то согласно (2.17) с течением времени $X(t)$ будет неограниченно **монотонно возрастать**, что означает неустойчивость исследуемого процесса. Если же комплексно-сопряженные корни имеют положительную действительную часть, то возрастание $X(t)$ будет **в виде колебаний**. Следовательно, для устойчивости исследуемой системы все корни характеристического уравнения должны иметь отрицательную

вещественную часть. Поэтому все методы, применяемые для исследования статической устойчивости исследуемой системы сводятся к проверке знаков вещественных частей корней характеристического уравнения. Коэффициенты характеристического уравнения составлены из параметров режима и элементов системы, поэтому, воздействуя на них, можно электрическую систему вернуть в устойчивое состояние, если наблюдается нарушение устойчивости.

Правила, при помощи которых можно проверить знаки корней, в особенности имеют ли они отрицательную действительную часть, называют **критериями устойчивости**.

Критерии устойчивости разделяются на две группы – алгебраические и частотные. Наиболее распространенные алгебраические – это критерии Гурвица и Раусса, а частотные – методы Д-разбиения и Михайлова (некоторые из этих критериев будут рассмотрены по ходу изложения курса, а остальные при прохождении лабораторных работ или выполнении контрольных задач). Еще раз отметим, что установить характер процесса и проверить его устойчивость можно:

а) найдя численное значение корней характеристического уравнения;

б) пользуясь математическими критериями устойчивости, определить знаки вещественных частей корней характеристического уравнения без нахождения их численных значений, что является более наглядным и позволит выяснить характер процесса, т.е. определить, устойчив или неустойчив изучаемый режим.

Для рассматриваемого случая, когда уравнение имеет вторую степень (2.15), можно получить наглядное представление между знаками корней характеристического уравнения и динамикой процесса, справедливой для уравнения любой степени.

Используя формулу Эйлера

$$e^{j\gamma} = \cos \gamma + j \sin \gamma$$

решение характеристического уравнения (2.16) после соответствующих преобразований можно написать в виде

$$\Delta \delta = A_0 \cdot e^{\alpha t} \cdot \sin(\gamma \cdot t), \quad (2.18)$$

где A_0 находится, исходя из начальных условий.

Теперь рассмотрим, какая связь между знаком действительной части корней и характером переходного процесса $\Delta\delta=f(t)$. Для этого построим плоскость корней в плоскости декремента затухания и частоты колебаний $\gamma \rightarrow \alpha$ и рассмотрим связь их расположение в этой плоскости при различных возможных сочетаниях их знаков и характера процесса.

Характер корней. Характер процесса:

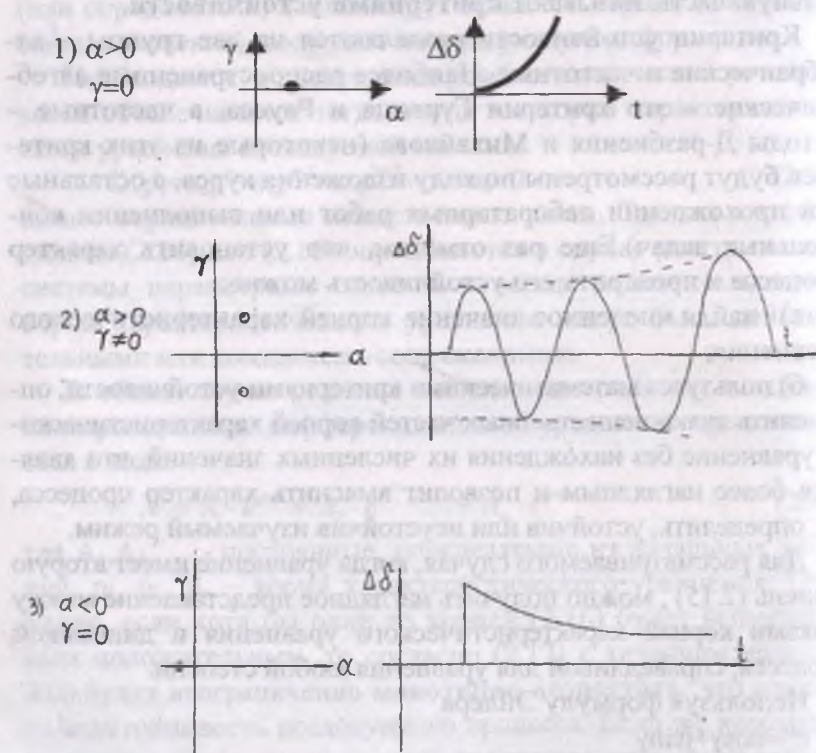


Рис 2.5. Связь знака корней характеристического уравнения и характера процесса

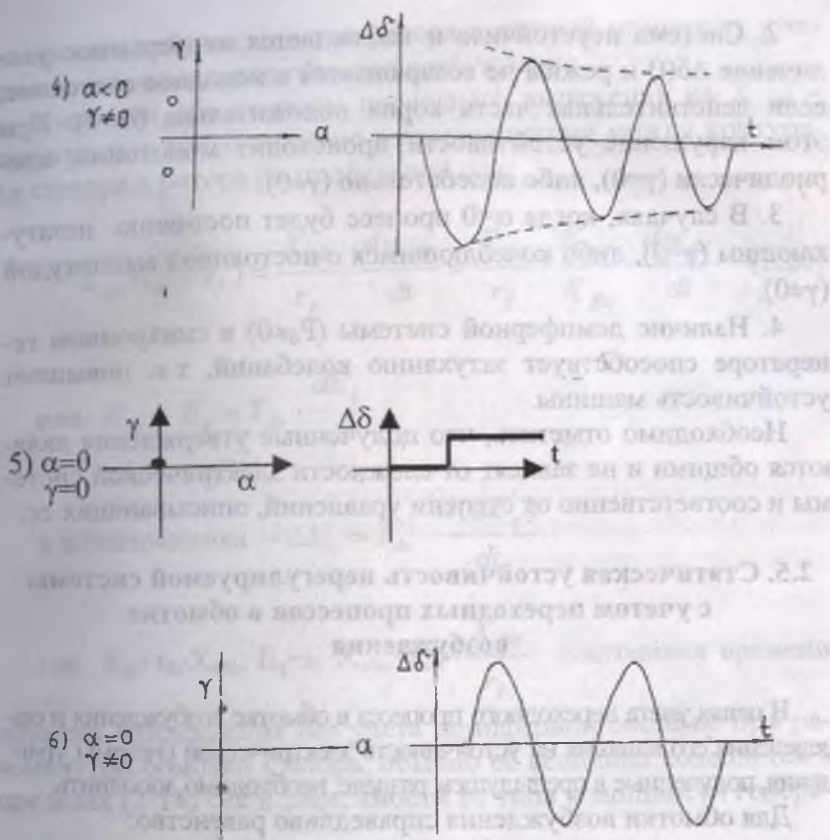


Рис 2.5. Окончание.

Рассматривая кривые, можем определить качественно характер переходного процесса, если в электрической системе произошло малое возмущение и связать его со знаком корней характеристического уравнения:

1. Система устойчива и режим вернется в исходное положение и $\Delta\delta \rightarrow 0$, всегда, если действительная часть корня отрицательна ($\alpha < 0$). При этом затухание переходного процесса может быть монотонным аperiодическим ($\gamma = 0$) или колебательным ($\gamma \neq 0$).

2. Система неустойчива и наблюдается непрерывное увеличение $\Delta\delta(t)$ и режим не возвращается в исходное состояние, если действительная часть корня положительна ($\alpha > 0$). При этом нарушение устойчивости происходит монотонно, аperiodически ($\gamma = 0$), либо колебательно ($\gamma \neq 0$).

3. В случаях, когда $\alpha = 0$ процесс будет постоянно незатухающим ($\gamma = 0$), либо колеблющимся с постоянной амплитудой ($\gamma \neq 0$).

4. Наличие демпферной системы ($P_d \neq 0$) в синхронном генераторе способствует затуханию колебаний, т.е. повышает устойчивость машины.

Необходимо отметить, что полученные утверждения являются общими и не зависят от сложности электрической системы и соответственно от степени упрощения, описывающих ее.

2.5. Статическая устойчивость нерегулируемой системы с учетом переходных процессов в обмотке возбуждения

В целях учета переходного процесса в обмотке возбуждения и определения его влияния на устойчивость электрической системы упрощения, полученные в предыдущем разделе, необходимо дополнить.

Для обмотки возбуждения справедливо равенство:

$$U_f = i_f r_f + \frac{d\psi_{fd}}{dt}$$

или

$$i_{fe} = i_f + \frac{1}{r_f} \cdot \frac{d\psi_{fd}}{dt} \quad (2.19)$$

где $i_{fe} = \frac{U_f}{r_f}$ - установившийся вынужденный ток в обмотке возбуждения под действием приложенного напряжения U_f ; ψ_{fd} - результирующее потокоцепление обмотки возбуждения

по продольной оси; i_f – ток ротора в данный момент; r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения.

Умножим обе стороны последнего выражения на X_{afd} – индуктивное сопротивление взаимоиндукции между контурами статора и ротора по продольной оси:

$$X_{afd}(i_{fe} - i_f) = \frac{X_{afd}}{r_f} \cdot \frac{d\psi_{fd}}{dt} = \frac{X_{ffd}}{r_f} \cdot \frac{X_{afd}}{X_{ffd}} \cdot \frac{d\psi_{fd}}{dt} \quad (2.20)$$

$$\text{или } E_{qe} - E_q = T_{do} \cdot \frac{dE_q}{dt}$$

$$\text{и в отклонениях } -\Delta E_q = T_{do} \cdot \frac{d(\Delta E_q)}{dt}$$

$$\text{где } E_{qe} = i_{fe} \cdot X_{afd}, E_q = i_f \cdot X_{afd}, T_{do} = \frac{X_{ffd}}{r_f} \text{ постоянная времени}$$

обмотки возбуждения без учета демпферной системы при разомкнутой обмотке статора, обычно ее величина колеблется в пределах (2-14) сек в зависимости от типа и мощности генератора;

$E_q = \psi_{fd} \frac{X_{afd}}{X_{ffd}}$ – переходная э.д.с. Без вывода приведем

еще два параметра, характеризующие переходный процесс:

$$T_d' = T_{do} \cdot \frac{X_d'}{X_d} \text{ – переходная постоянная времени обмотки воз-}$$

буждения при замкнутой обмотке статора, изменяется в пределах (0,4-3) сек. и T_d'' – сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при замкнутой обмотке статора, изменяется в пределах (0,03-0,08) сек.

Уравнение относительного движения ротора

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_r \quad (2.21)$$

запишем в отклонениях с учетом демпферной системы и постоянства мощности турбины $P_T = \text{пост.}$, тогда:

$$T_j \cdot p^2 \cdot \Delta \delta + \Delta P_c + P_d \cdot p \cdot \Delta \delta = 0 \quad (2.22)$$

Величину $\Delta P_c = P_T - P_r = \Delta P_r$ можно выразить через E_q или E'_q :

$$\Delta P_c = \frac{dP_{E_q}}{d\delta} \Delta \delta + \frac{dP_{E_q}}{dE_q} \cdot \Delta E_q = c_1 \cdot \Delta \delta + b_1 \cdot \Delta E_q \quad (2.23)$$

$$\Delta P_c = \frac{dP_{E_q}}{d\delta} \Delta \delta + \frac{dP_{E_q}}{dE'_q} \cdot \Delta E'_q = c_2 \cdot \Delta \delta + b_2 \cdot \Delta E'_q \quad (2.24)$$

Коэффициенты c_1, c_2, b_1, b_2 остаются неизменными при последовательном рассмотрении изменения параметров режима.

Очевидно соотношение.

$$\Delta E_q = -T_{do} \cdot p \cdot \Delta E'_q \quad (2.25)$$

Составим систему уравнений:

$$\begin{aligned} (T_j p^2 + P_d \cdot p) \cdot \Delta \delta + \Delta P_c + 0 + 0 &= 0 \\ c_1 \cdot \Delta \delta - \Delta P_c + b_1 \cdot \Delta E_q + 0 &= 0 \\ c_2 \cdot \Delta \delta - \Delta P_c + 0 + b_2 \cdot \Delta E'_q &= 0 \\ 0 + 0 + \Delta E_q + T_{do} p \cdot \Delta E'_q &= 0 \end{aligned} \quad (2.26)$$

В этих уравнениях неизвестными являются $\Delta \delta, \Delta P_c, \Delta E_q, \Delta E'_q$ и решим (2.26) относительно $\Delta \delta$ с тем, чтобы определить характер изменения $\Delta \delta = f(t)$ и других параметров режима:

Очевидно, $\Delta \delta \rightarrow 0 / D(p)$

где

$$D(p) = \begin{vmatrix} T_j p^2 + P_d p & 1 & 0 & 0 \\ c_1 & -1 & b_1 & 0 \\ c_2 & -1 & 0 & b_2 \\ 0 & 0 & 1 & T_{do} p \end{vmatrix}$$

Система (2.26) будет иметь решение, если $D(p)=0$.

$D(p)$ можно рассматривать как характеристическое уравнение (или определитель) и найти ее корни и по их характеру судить о свойствах системы в отношении устойчивости или неустойчивости. После раскрытия по степеням p получим:

$$D(p)=T_j T_{d0} b_1 p^3 + (T_j b_2 + P_d T_{d0} b_1) p^2 + (c_2 T_{d0} b_1 + P_d b_2) p + c_1 b_2 = 0; \quad (2.27)$$

Учитывая соотношение

$$\frac{b_1}{b_2} = \frac{X_{d\pi}}{X_{c\pi}} = \frac{X_d + X_d}{X_d + X_c} \text{ и } \frac{b}{b_2} \cdot T_{d0} = T_d'$$

Окончательно получим

$$T_j T_d' p^3 + (T_j + T_d' P_d) p^2 + (c_2 T_d' + P_d) p + c_1 = 0 \quad (2.28)$$

Исследуем характер корней этого уравнения. Для этого используем правило Гурвица (алгебраический критерий устойчивости), согласно которому для отсутствия положительных корней требуется, чтобы все коэффициенты характеристического уравнения и определители Гурвица $\Delta_{\text{Гур}}$ были положительными. Необходимо выяснить в каких случаях условие Гурвица нарушится и появятся положительные действительные корни или комплексные корни с положительными действительными частями. Прежде всего надо формализовать приведенные соотношения. Для этого характеристическое уравнение напомним в виде

$$a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3 = 0 \quad (2.29)$$

$$\text{где } a_0 = T_j \cdot T_d', \quad a_1 = T_j + T_d' P_d, \quad a_2 = P_d + c_2 T_d', \quad a_3 = c_1$$

Определитель Гурвица составляется по определенному правилу: на пересечении первой строки и первого столбца записывают коэффициент при члене, имеющий степень на единицу меньше, чем наибольшая степень в данном уравнении. По диагонали записывают остальные коэффициенты по возрастающему индексу. Элементами определителя, расположенного выше диагонали, являются коэффициенты с индексом на

единицу больше и соответственно ниже диагонали на единицу меньше.

Для уравнения (2.16) определители Гурвица и условия устойчивости выглядят так

$$\Delta_{\text{Гур}} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 & - & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 & - & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & - & 0 \\ - & - & - & - & - & 0 \\ 0 & 0 & - & - & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & - & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix} \quad (2.30)$$

и определители Гурвица

$$\Delta_1 = a_1 > 0, \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0, \dots, \Delta_n > 0 \quad (2.31)$$

Последний определитель включает в себя всю матрицу Гурвица и если его раскрыть по элементам последнего столбца, можно написать

$$\Delta_n = a_n \cdot \Delta_{n-1}$$

где Δ_{n-1} - предпоследний определитель Гурвица.

Установлено, что если изменять коэффициенты характеристического уравнения в сторону ухудшения устойчивости, то первым через нуль проходит Δ_n . При этом, если $\Delta_{n-1} > 0$, то через нуль проходит $a_n = 0$, т.е. это условие является границей устойчивости. Если же при $a_n > 0$ $\Delta_{n-1} = 0$, то это показывает другую границу устойчивости, о котором будет сказано далее.

Составим определитель Гурвица для (2.29) по описанному правилу:

$$\Delta_r = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & 0 \\ a_0 & a_2 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix}$$

Для рассматриваемого нами уравнения третьей степени (2.29) определим условия устойчивости.

В соответствии с алгебраическими критериями устойчивости, условиями, обеспечивающими отрицательность действительных частей корней характеристического уравнения, являются:

1) положительность коэффициентов т.е.,

$$a_0 = T_d' T_j > 0, \quad a_1 = (T_j + T_d' P_d) > 0, \quad a_2 = (P_d + c_2 T_d') > 0, \quad \text{и} \\ a_3 = c_1 > 0;$$

2) положительность предпоследнего определителя Гурвица:

$$\Delta_{\text{гyp}} = \begin{vmatrix} T_j + P_d \cdot T_d' & c_1 \\ T_d' \cdot T_d' & c_2 \cdot T_d' + P_d \end{vmatrix} > 0$$

Так как коэффициенты характеристического уравнения определяются параметрами режима и системы, найдем условия при которых их изменения могут привести к нарушению положительности коэффициентов.

2.6. Виды нарушения статической устойчивости

На основе приведенного правила проведем исследование характеристического уравнения. Начнем со свободного члена. Условие Гурвица требует, чтобы

$$a_3 = c_1 = \frac{dP_r}{d\delta} = \frac{E_q U}{X_{\Sigma}} \cos \delta > 0 \quad (2.30)$$

Значение $c_1 > 0$ при всех углах $\delta = 0 \div 90^\circ$. Как было выяснено выше, границей устойчивости является условие $a_3 = c_1 = 0$

Значение синхронизирующей мощности становится отрицательным при углах более 90° . При $c_1 < 0$ происходит медленное нарушение устойчивости, причем процесс по крайней мере в начальный момент носит монотонный электромеханический характер (рис.2.6 и рис 2.7), поэтому этот вид нарушения статической устойчивости носит название **апериодического нарушения устойчивости**. Нарастание угла $\Delta\delta = f(t)$ происходит без качаний.

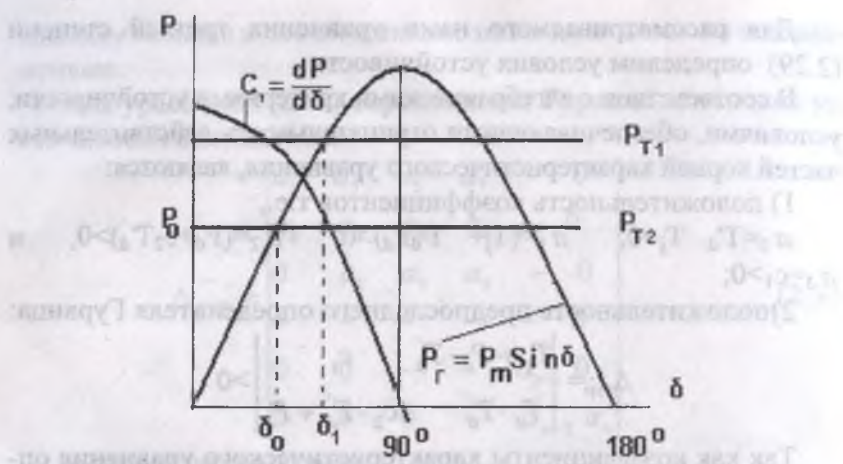


Рис.2.6.

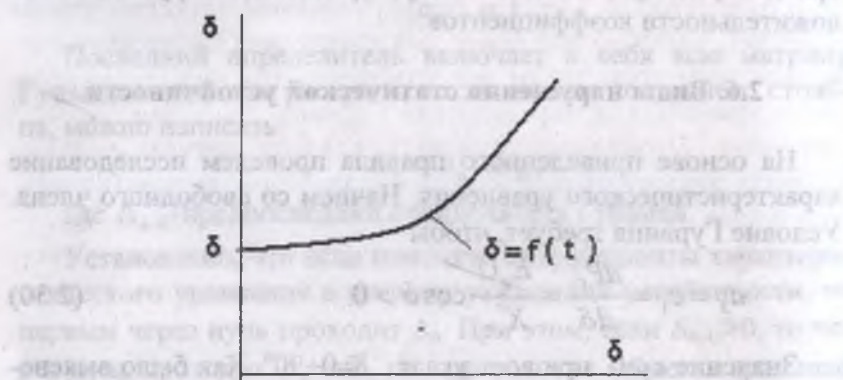


Рис.2.7. Характер начального этапа аperiodического нарушения устойчивости.

Такое нарушение устойчивости может наступить при больших нагрузках генератора, т.е. при перегрузках. Поэтому критерием статической устойчивости является условие

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

Будем считать c_2 , P_d , T_j положительными. Нарушение положительности коэффициентов характеристического уравнения:

$$a_2 = c_2 T_d' + P_d, \text{ может быть при условии } T_d' < -\frac{P_d}{c_2};$$

$$a_1 = T_j + T_d' P_d, \text{ может при } T_d' < -\frac{T_j}{P_d};$$

$$a_0 = T_j T_d' < 0, \text{ если } T_d' < 0.$$

Знаки коэффициентов при a_2 , a_1 , a_0 зависят от T_d' . Рассмотрим, при каких условиях T_d' может стать отрицательным.

Постоянная времени T_d' определяется соотношением

$$T_d' = \frac{X_d' + X_c}{X_d + X_c} \cdot T_{d0}$$

Его величина может стать отрицательной при $X_d' < X_c < X_d$, и если сопротивление X_c имеет отрицательный знак, то постоянное

время обмотки возбуждения $T_{d0} = \frac{L_b}{r_b}$ всегда положи-

тельно. Такое условие может возникнуть при подключении к шинам генератора емкостного сопротивления. В реальных условиях такая схема возникает при подключении синхронного генератора на длинные линии электропередачи напряжением 220 кВ и более или может возникнуть при большой величине последовательной компенсации реактивного сопротивления линии конденсаторами.

При подключении генератора на такую линию токи и напряжение генератора за несколько периодов возрастают до недопустимых величин. Нарушение устойчивости, соответствующее этому случаю, называют **самовозбуждением** - процесс является электромагнитным и происходит при синхронной работе генератора и поэтому значение угла будет постоянным $\delta = \text{const}$.

И, наконец, рассмотрим последнее условие устойчивости по Гурвицу: предпоследний определитель Гурвица должен быть положительным:

$$\Delta_{\text{Гур}} = \Delta_{\text{сп}} = \begin{vmatrix} T_j + P_d \cdot T_d' & c_1 \\ T_j \cdot T_d' & c_2 \cdot T_d' + P_d \end{vmatrix} =$$

$$= (T_j + P_d \cdot T_d') \cdot (c_2 \cdot T_d' + P_d) - c_1 \cdot T_j \cdot T_d' > 0;$$

Или

$$c_2 \left(1 + \frac{P_d \cdot T_d'}{T_j}\right) \cdot \left(1 + \frac{P_d}{T_d' \cdot c_2}\right) - c_1 > 0 \quad (2.32)$$

Предположим, что демпферная система отсутствует, т.е. $P_d=0$. Тогда нарушение условия положительности предпоследнего определителя Гурвица может наступить только при $c_2 < c_1$.

Раскроем это неравенство:

$$c_1 = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_q U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta; \quad (2.33)$$

$$c_2 = \frac{dP_{E_q}}{d\delta} = \frac{E_q' U}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta - U^2 \frac{(X_d - X_d')}{X_{d\Sigma} \cdot X_{d\Sigma}} \cos 2\delta. \quad (2.34)$$

Из векторной диаграммы можем получить выражение, связывающее э.д.с. E_q и E_q' :

$$E_q = E_q' \frac{X_{d\Sigma}}{X_{d\Sigma}} - U_q \frac{(X_d - X_q')}{X_{d\Sigma}} \quad (2.35)$$

Подставляя это выражение в (2.32), получим:

$$\frac{(X_d - X_d')}{X_{d\Sigma} \cdot X_{d\Sigma}} \cdot U^2 \cdot \sin^2 \delta > 0 \quad (2.36)$$

Это неравенство может обратиться в нуль и этим указать на критический режим только при $\delta=0$ или при углах, близких нулю.

Таким образом, нарушение устойчивости при отсутствии демпфирования может наступить при углах близких к нулю,

что может быть в режиме холостого хода, т.е. когда генератор не нагружен.

Такое нарушение статической устойчивости называют самораскачиванием, являющимся электромеханическим процессом, при котором наблюдается колебательное увеличение угла во времени. Анализ показывает, что самораскачивание может быть при увеличенном активном сопротивлении в статорной цепи или неправильной настройке регуляторов возбуждения или скорости.

Рассмотренный вид самораскачивания, как было отмечено выше, является параметрическим, т.е. зависит от соотношения параметров генератора и системы. Второй вид самораскачивания, возникающий по каналам регуляторов возбуждения или скорости, будет рассмотрен далее. Его можно также изучить по литературе, указанной в конце книги.

Учитывая важность выявленных видов нарушения статической устойчивости, рассмотрим более подробно физические явления, связанные с их возникновением.

2.7. Самовозбуждение синхронных генераторов

Самовозбуждение — это электромагнитная неустойчивость, характеризующаяся самопроизвольным увеличением напряжения и тока (U и I) в элементах системы и обмотках генератора.

Необходимым условием возникновения самовозбуждения является наличие емкости в статорной цепи машины, которая совместно с индуктивными сопротивлениями машины образует колебательный контур. Так как собственные и взаимные индуктивные сопротивления обмоток машины изменяются во времени при вращении ротора, то могут создаваться условия, при которых электрические колебания в контуре скорее всего не затухают, а нарастают, что и представляет собой самовозбуждение. Этот процесс нежелателен, так как величины напряжений и токов могут быть весьма большими и самое главное — они не управляемы.

По характеру изменения напряжения на шинах генератора и в узловых точках системы самовозбуждение подразделяют на синхронное и асинхронное.

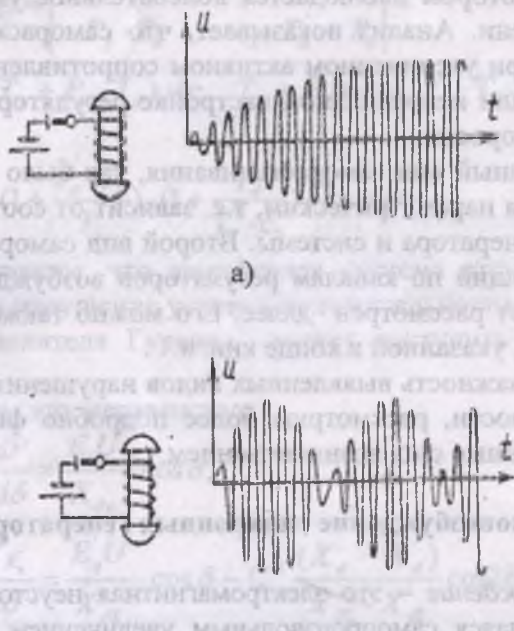


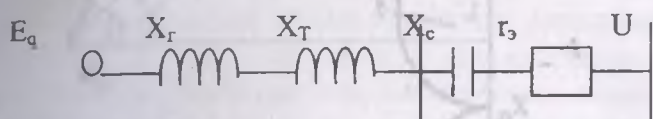
Рис.2.8. Самовозбуждение синхронного генератора
а) синхронное б) асинхронное

Если возрастание тока и напряжения относительно медленно и плавно, то самовозбуждение носит название **синхронного** (рис.2.8.а). Скорость вращения магнитного поля статора и ротора одинаковая. Это возможно только у явнополюсных генераторов.

Если возрастание тока и напряжение быстрое и со срывами, то такое самовозбуждение носит название **асинхронного** (рис.2.8.б). Скорости вращения магнитных полей статора и ротора различны. Возможно, как в явнополюсном, так и в неявнополюсном генераторах. При определенных условиях воз-

можно и одновременное возникновение синхронного и асинхронного самовозбуждения.

Предположим, что явнополюсный генератор работает на длинную линию, где X_c – сопротивление емкостной компенсации (рис.2.9), а r_s – эквивалентное активное сопротивление статорной цепи. Самовозбуждение генератора возникает при протекании по обмотке статора емкостного тока, который подмагничивает генератор.



а)

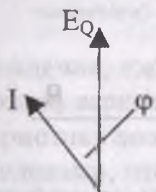


Рис. 2.9. Электропередача с продольной компенсацией:
а) схема замещения; б) векторная диаграмма.

Как видно из векторной диаграммы (рис.2.9.б), ток опережает э.д.с. E_Q по фазе, если эквивалентное реактивное сопротивление по величине больше индуктивного сопротивления генератора по поперечной оси

$$X_s > X_q, \quad (2.37)$$

где $X_s = X_l + X_c$ и при этом, если в составе X_s преобладает емкостная составляющая. Поэтому появление самовозбуждения тесно связано с величиной параметров генераторов и линий, подключенных к генератору. Чем длиннее линия, и величина X_c соизмерима с сопротивлением линии, тем вероятнее возникновение самовозбуждения.

В зависимости от характера протекания самовозбуждения их разделяют на соответствующие области.

На рис 2.10 приведены области самовозбуждения синхронного генератора, ограничиваемые значениями параметров генератора:

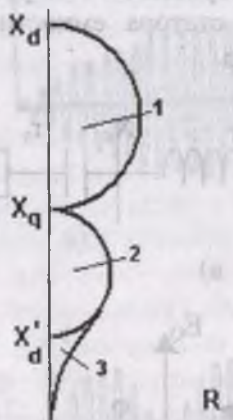


Рис.2.10. Зоны самовозбуждения:

- 1 - область синхронного самовозбуждения;
- 2 - область репульсионно - синхронного самовозбуждения;
- 3 - область асинхронного самовозбуждения.

Рассмотрим синхронное и асинхронное самовозбуждение по отдельности.

Синхронное самовозбуждение синхронной машины

Построим зависимости э.д.с. генератора от тока холостого хода генератора, (реальную характеристику с учетом насыщения и спрямленную характеристику) и изменения напряжения на емкости при изменении тока, т.е. характеристику сети (рис.2.11).

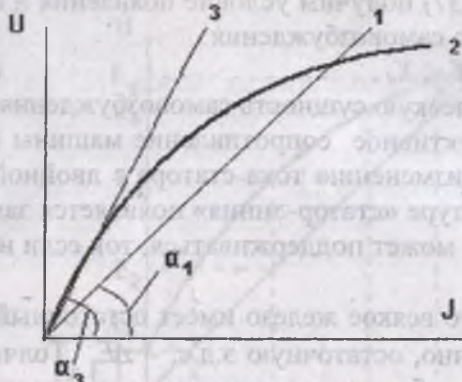


Рис. 2.11. Характеристики синхронного генератора и сети (1 — характеристика сети $U = X_s I$; 2 — характеристика холостого хода генератора; 3 — спрямленная характеристика холостого хода генератора).

Режим самовозбуждения, т.е. непрерывное увеличение тока, напряжения возможен, если характеристика сети (емкости) $U = I X_s$ (1) и характеристика холостого хода (2) генератора пересекаются. Другими словами, чтобы режим самовозбуждения существовал, характеристика (1) должна располагаться ниже прямолинейной характеристики холостого хода (касательной на начале координат к характеристике холостого хода) т.е. $\alpha_1 < \alpha_3$, но это условие равносильно неравенству

$$X_s < X_d \quad (2.38)$$

Это можно показать на основе следующего. Из характеристики холостого хода можем написать

$$\frac{\Delta E}{\Delta I} = I g \alpha_3. \quad (2.39)$$

В то же время левая часть этого равенства характеризует сопротивление, соответствующее холостому ходу, т.е. в первом приближении можем считать, что это индуктивное сопротивление машины по продольной оси X_d .

Тогда с учетом (2.37) получим условие появления и существования синхронного самовозбуждения:

$$X_q < X_d < X_d. \quad (2.40)$$

Рассмотрим физическую сущность самовозбуждения.

Как известно, индуктивное сопротивление машины меняется по отношению к изменению тока статора с двойной частотой и поэтому в контуре «статор-линия» появляется замкнутый контур, в котором может поддерживаться ток если имеется источник.

Известно также, что всякое железо имеет остаточный магнетизм и, соответственно, остаточную э.д.с. — ΔE . Толчком к возникновению самовозбуждения является эта остаточная э.д.с. Пусть в контуре статора, состоящем из индуктивностей генератора, линии, трансформатора и емкости линии появился небольшой по величине ток за счет остаточной э.д.с. ΔE .

Механизм возникновения самовозбуждения упрощенно можно представить по следующей схеме (рис.2.12). Под действием остаточной э.д.с. ΔE появляется ток I_1 , который наводит э.д.с. E_2 . Эта э.д.с. является причиной появления тока I_2 , который вызывает э.д.с. E_3 и процесс продолжается, пока не наступит установившийся режим самовозбуждения в точке пересечения характеристик 1 и 2.

В рассматриваемом контуре возникают нарастающие колебания и напряжение возрастает.

Таким образом, из вышеуказанного можно вывести первый критерий самовозбуждения:

$$X_d > X_s > X_q \quad (2.41)$$

При протекании тока по контуру самовозбуждения теряется активная мощность в активных сопротивлениях. С энергетической точки зрения, для поддержания процесса самовозбуждения энергия, получаемая от вала генератора, должна быть больше энергии, теряемой в активных сопротивлениях элементов r_s .

Как известно, мощность явнополюсного генератора определяется по формуле:

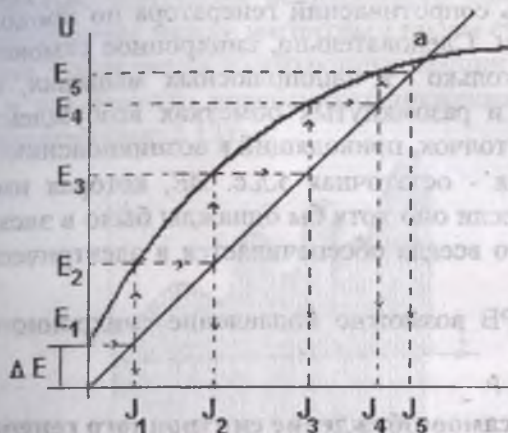


Рис. 2.12. Процесс возникновения самовозбуждения.

$$P = \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta \quad (2.42)$$

Поскольку ток возбуждения отсутствует, очевидно, $E_q = 0$ и тогда из вышесказанного следует, что активные потери покрываются второй слагаемой этой формулы и для поддержания режима самовозбуждения необходимо выполнение условия:

$$P = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta > \frac{U^2}{Z^2} \cdot r_s \quad (2.43)$$

Отсюда можем получить второй критерий синхронного самовозбуждения:

$$\frac{X_d - X_q}{2} > r_s \quad (2.44)$$

Таким образом, при синхронном самовозбуждении, энергия, поддерживающая этот режим, вырабатывается генератором за счет разности сопротивлений генератора по продольной и поперечной осям ($X_d - X_q$). Эту мощность называют пара-

метрической, подчеркивая тем самым источник её возникновения - разность сопротивлений генератора по продольной и поперечной осям. Следовательно, синхронное самовозбуждение возможно только в явнополюсных машинах, как при замкнутых, так и разомкнутых обмотках возбуждения. При этом начальный толчок, приводящий к возникновению режима самовозбуждения - остаточная э.д.с. ΔE , которая имеется в любом железе, если оно хотя бы однажды было в электромагнитном поле, что всегда обеспечивается в электрических машинах.

Системой АРВ возможно подавление синхронного самовозбуждения.

Асинхронное самовозбуждение синхронного генератора.

Вторая и третья зоны 2, 3 (рис.2.10) являются асинхронными и называются репульсионно-синхронной и асинхронной и возможны только за счет различия соответствующих индуктивных сопротивлений по поперечной и продольной осям

$$X_q \neq X_d, X_q' \neq X_d' \quad (2.45)$$

Энергия для поддержания самовозбуждения компенсируется за счет динамического момента явнополюсности

$$P \approx \frac{U^2}{2} \cdot \frac{(X_q - X_d')}{X_q \cdot X_d'} \quad (2.46)$$

и аналогично предыдущему можем вывести критерии самовозбуждения

$$X_q > X_d > X_d', \quad \frac{(X_q - X_d')}{2} \geq I_2 \quad (2.47)$$

Характерным признаком асинхронного самовозбуждения является скольжение между магнитным полем статора и полем ротора. Зона 3 появляется у синхронных машин с демпферной обмоткой и, как правило, колебания напряжения и тока происходят с биениями (рис.2.13).

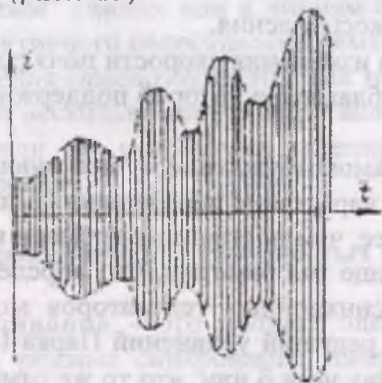


Рис. 2.13. Асинхронное самовозбуждение

Асинхронное самовозбуждение характеризуется быстрым нарастанием амплитуд напряжения. Поскольку в любом контуре величина возникающей э.д.с. зависит от скорости изменения потока, то при синхронном самовозбуждении (при медленном изменении напряжения) поток статора свободно проникает во внутрь ротора.

При асинхронном самовозбуждении в замкнутой обмотке ротора или в эквивалентных замкнутых контурах (демпер и другие обмотки) наводятся э.д.с. препятствующие прохождению магнитного потока статора в тело ротора. Поток статора будет замыкаться через пути рассеяния. Насыщение железа генератора препятствует долговременному существованию самовозбуждения и э.д.с., наводимое в роторе, уменьшается по мере приближения к точке пересечения внешней характеристики и характеристики холостого хода (рис.2.12). В этой точке происходит срыв самовозбуждения и процесс начинается заново и т.д..

Как было отмечено выше (§1.8), при быстрых изменениях потока статора э.д.с., наводимой в машине, состоит из 2-х составляющих э.д.с. вращения, вызванных отклонением угловой скорости от синхронной, и э.д.с. трансформации, вызванной изменением по абсолютной величине пронизывающего обмотки потокосцепления.

При срыве из-за изменения скорости поля ротора появляется э.д.с. вращения, благодаря которой поддерживается процесс самовозбуждения.

Асинхронное самовозбуждение существующими АРВ подавить нельзя, ибо нарастание напряжения на шинах происходит намного быстрее, чем постоянные времени возбудителей.

В заключение еще раз отметим, что определение условий самовозбуждения синхронных генераторов может быть выполнено на основе решений уравнений Парка-Горева, при допущении постоянства угла δ или, что то же самое - при постоянстве скорости вращения роторов генераторов. Необходимыми условиями возникновения являются работа генератора на емкость, в качестве которой может быть длинная линия электропередачи в режимах малых нагрузок или холостого хода. При этом зоны самовозбуждения определяются полукругностями:

- для синхронного самовозбуждения:

$$(X_d - X_s) \cdot (X_q - X_s) + r_s^2 = 0 \quad (2.48)$$

и для асинхронного самовозбуждения:

$$(X_q - X_s) \cdot (X_d' - X_s) + r_s^2 = 0. \quad (2.49)$$

Эти области самовозбуждения приведены на рис. 2.10.

Достаточным условием возникновения самовозбуждения является расположение точки, характеризующей параметры внешней сети (x_s, r_s) внутри одной из приведенных зон самовозбуждения.

Турбогенераторы в магнитном отношении симметричны ($X_d = X_q$), поэтому в них возможно только асинхронное само-

возбуждение, при условии замкнутых контуров ротора, которые всегда имеются (массив ротора, демпферная система).

Самовозбуждаться могут и асинхронные двигатели, особенно при пуске, если они подключены на шины, подсоединенные к длинным линиям или к линиям с продольной компенсацией индуктивного сопротивления емкостями.

Для исключения самовозбуждения как неустойчивого, аварийного режима несколько генераторов включают на линиях одновременно или же используют шунтирующие реакторы вдоль линии передач.

2.8. Самораскачивание синхронных генераторов

Самораскачивание – это процесс электромеханической неустойчивости режима синхронного генератора, сопровождающийся нарастающими колебаниями угла между вектором э.д.с. генератора и вектором напряжения системы, в процессе которых наблюдаются биения токов в обмотках машин (рис.2.14).

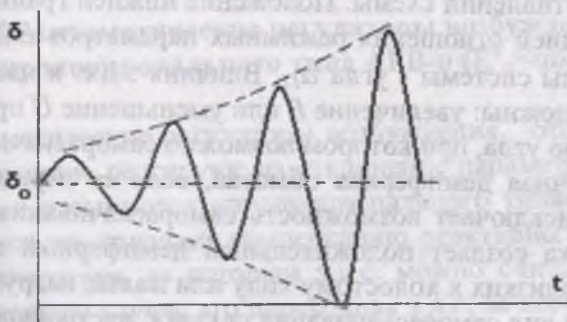


Рис.2.14. Процесс самораскачивания

Самораскачивания бывают двух типов: первое – так называемое параметрическое, определяемое параметрами генератора и электрической сети и второе – за счет регуляторов возбуждения или скорости, если их параметры – коэффициенты усиления по каналам и постоянные времени выбраны неправильно.

Первый вид самораскачивания возможен, если статорная цепь синхронного генератора обладает относительно большим активным сопротивлением, откуда и получил название этот вид самораскачивания – параметрическое. При этом колебания ротора могут существовать длительно во время синхронной работы, или, увеличиваясь, привести к нарушению синхронизма.

Критерий нарушения устойчивости вследствие самораскачивания имеет вид:

$$\alpha_{11} - \arcsin \frac{2E_q - \sin \alpha_{11}}{U} \leq \delta \leq \arctg \frac{R}{X_{q\Sigma}}, \quad (2.50)$$

где U – напряжение на шинах приемной системы; $\alpha_{11} = \arctg(R/X_{q\Sigma})$, R – активное сопротивление в схеме, $X_{q\Sigma}$ – суммарное индуктивное сопротивление системы. Из этого выражения видно, что самораскачивание генератора возможно в определенных границах изменения угла δ , и может быть как при положительном, так и отрицательном угле. Верхняя граница самораскачивания, соответствующая генераторному режиму машины, зависит от соотношения активного и реактивного сопротивлений схемы. Положение нижней границы является функцией отношения режимных параметров E/U и параметра схемы системы – угла α_{11} . Влияния э.д.с. и напряжения противоположны: увеличение E или уменьшение U приводит к увеличению угла, при котором возможно самораскачивание.

Поперечная демпферная обмотка, если ее параметры подобраны, исключает возможность самораскачивания, так как эта обмотка создает положительный демпферный момент в режимах, близких к холостому ходу или малых нагрузок.

Второй вид самораскачивания связан с настройкой регулирующих устройств, прежде всего, АРВ.

Регуляторы скорости или возбуждения могут стать причиной самораскачивания, если с ростом скорости ротора они будут увеличивать вращающий момент на валу.

АРВ в случае наличия каналов по углу и его производным позволяет подавлять самораскачивание.

2.9. Статическая устойчивость электрической системы с автоматическими регуляторами возбуждения

Синхронные генераторы в современных электрических станциях снабжаются различными типами автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), позволяющих реагировать на изменения параметров режима, подавлять колебания, поддерживать постоянным или регулировать по заданному закону выбранный параметр режима.

Автоматические регуляторы возбуждения позволяют выбрать требуемый закон управления режимом возбуждения и соответственно режимом электрической системы, обеспечивающим ее устойчивую работу. В некоторых случаях АРВ в расчетах представляются разными э.д.с., которые можно считать постоянными за исключением некоторого сопротивления.

Ранее мы в общих чертах рассматривали системы АРВ, однако их особенности и влияние на режим электрической системы требуют более строгого описания.

Рассмотрим их и опишем математически, максимально упрощая выкладки, но не в ущерб выявлению физики процессов.

а) Автоматические регуляторы возбуждения пропорционального типа АРВ-п ($E^1_q = \text{пост}$).

Автоматические регуляторы возбуждения, относящиеся к этой категории, реагируют на отклонение параметров режима, поэтому и называются «пропорционального типа» (рис.1.21). Физически это означает компенсацию реактивного сопротивления генератора, за которым э.д.с. можно считать постоянным. В данном случае это переходная э.д.с. за переходным сопротивлением ($E^1_q = \text{пост}$ за X^1_d).

Каждый элемент в структурной схеме АРВ имеет собственное постоянное время и коэффициент усиления, которые характеризуют динамические свойства регулятора.

При переходных режимах э.д.с. можно представить состоящим из двух составляющих:

$$\Delta E_q = \Delta E_{qсв} + \Delta E_{qe} \quad (2.51)$$

где $\Delta E_{qсв} = T_{dc} \cdot p \Delta E_q$ - э.д.с от свободных токов, ΔE_{qe} - э.д.с., приложенная к обмотке возбуждения возбудителя.

Можем написать

$$\Delta E_{qe} = E_{q0} - E_{qe} = -\Delta U_b = K_b \Delta i_{bv}, \quad (2.52)$$

что отражает изменение тока возбуждения генератора в связи с изменением приложенной э.д.с. к обмотке возбуждения возбудителя и тока i_{bv} в этой обмотке, K_b - коэффициент пропорциональности.

Изменения i_{bv} и э.д.с. происходят в соответствии с соотношением:

$$\Delta e = R_e \Delta i_{ev} + L_e \frac{d(\Delta i_{ev})}{dt} = \Delta i_{ev} (R_e + L_e p), \text{ где } R_e \text{ и } L_e -$$

параметры обмотки возбуждения (исполнительный элемент)

Отсюда:

$$\Delta i_{ev} = \frac{\Delta e}{(R_e + L_e \cdot p)} = \frac{\Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)}; \quad (2.53)$$

где $T_e = \frac{L_e}{R_e}$ - эквивалентная постоянная времени обмотки

возбуждения возбудителя

Подставляя (2.53) в (2.52), получим:

$$\Delta E_{qe} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{(1 + T_e \cdot p)}, \quad (2.53a)$$

где $k_e = \frac{k_b}{R_e}$ - коэффициент усиления исполнительного элемента.

Усилитель является также инерционным элементом с параметрами - постоянной времени и коэффициентом усиления T_u , K_u и, следовательно,

$$\Delta e = \frac{K_u \cdot \Delta U}{1 + T_u \cdot p}; \quad (2.54)$$

Далее можно рассмотреть измерительный и преобразовательный элементы как одно целое с соответствующими коэффициентами усиления и постоянной времени K_u и T_u :

$$\Delta U = \frac{K_u \cdot (-\Delta U_r)}{1 + T_u \cdot p} ; \quad (2.55)$$

Подставляя (2.55), (2.54), в (2.53 а), получим:

$$\Delta E_{qe} = \frac{K_u \cdot (-\Delta U_r) \cdot K_y \cdot K_e}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} = \frac{K_{ou} (-\Delta U_r)}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} ;$$

$$\Delta E_{qe} = \gamma(p) \cdot \Delta U_r, \quad (2.56)$$

$$\text{где } \gamma(p) = \frac{-K_{ou}}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)}$$

функция, зависящая от параметров системы регулирования.

$K_{ou} = K_u \cdot K_y \cdot K_e$ — коэффициент усиления системы.

В установившемся режиме отклонения параметров приводящие в действие систему регулирования, отсутствуют ($p=0$), поэтому:

$$\Delta E_{qe} = -K_{ou} \cdot \Delta U_r ; \quad \Delta U_r = U_{r0} - U_r, \text{ где } U_{r0}, U_r -$$

номинальное и текущее напряжения.

Поскольку $\Delta E_{qe} = E_{q0} - E_{qe}$, можно определить коэффициент усиления:

$$K_{ou} = \frac{-\Delta E_{qe}}{\Delta U_r} = \frac{E_{qe} - E_{q0}}{\Delta U_r} ; \quad (2.57)$$

Так как $E_{qe} = E_{q0} - \frac{\partial E_q}{\partial U_r} \cdot \Delta U_r$ и, следовательно:

$$K_{ou} = -\frac{\partial E_q}{\partial U_r} - \text{коэффициент усиления системы}$$

Чтобы проверить, сможет ли система, имеющая регулятор с таким K_{ou} , устойчиво работать, надо провести анализ на устойчивость уравнений, описывающих работу регулируемой системы.

$$\Delta E_q = \Delta E_{q_{св}} + \Delta E_{q_e} \quad (2.51)$$

где $\Delta E_{q_{св}} = T_{dc} \cdot p \Delta E_q$ - э.д.с. от свободных токов, ΔE_{q_e} - э.д.с., приложенная к обмотке возбуждения возбудителя.

Можем написать

$$\Delta E_{q_e} = E_{q_0} - E_{q_e} = -\Delta U_B = K_B \Delta i_{BВ}, \quad (2.52)$$

что отражает изменения тока возбуждения генератора в связи с изменением приложенной э.д.с. к обмотке возбуждения возбудителя и тока $i_{BВ}$ в этой обмотке, K_B - коэффициент пропорциональности.

Изменения $i_{BВ}$ и э.д.с. происходят в соответствии с соотношением:

$$\Delta e = R_e \Delta i_{BВ} + L \cdot \frac{d(\Delta i_{BВ})}{dt} = \Delta i_{BВ} (R_e + L \cdot p), \text{ где } R_e \text{ и } L_e -$$

параметры обмотки возбуждения (исполнительный элемент)

Отсюда:

$$\Delta i_{BВ} = \frac{\Delta e}{(R_e + L_e \cdot p)} = \frac{\Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)}; \quad (2.53)$$

где $T_e = \frac{L_e}{R_e}$ - эквивалентная постоянная времени обмотки

возбуждения возбудителя

Подставляя (2.53) в (2.52), получим:

$$\Delta E_{q_e} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{R_e (1 + T_e \cdot p)} = \frac{k_e \cdot \Delta e}{(1 + T_e \cdot p)}; \quad (2.53a)$$

где $k_e = \frac{K_B}{R_e}$ - коэффициент усиления исполнительного

элемента.

Усилитель является также инерционным элементом с параметрами - постоянной времени и коэффициентом усиления T_u , K_u и, следовательно,

$$\Delta e = \frac{K_u \cdot \Delta U}{1 + T_u \cdot p}; \quad (2.54)$$

Далее можно рассмотреть измерительный и преобразовательный элементы как одно целое с соответствующими коэффициентами усиления и постоянной времени K_u и T_u :

$$\Delta U = \frac{K_u \cdot (-\Delta U_r)}{1 + T_u \cdot p} ; \quad (2.55)$$

Подставляя (2.55), (2.54), в (2.53 а), получим:

$$\Delta E_{qe} = \frac{K_u \cdot (-\Delta U_r) \cdot K_y \cdot K_e}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} = \frac{K_{ou} \cdot (-\Delta U_r)}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} ;$$

$$\Delta E_{qe} = \gamma(p) \cdot \Delta U_r, \quad (2.56)$$

$$\text{где } \gamma(p) = \frac{-K_{ou}}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)}$$

функция, зависящая от параметров системы регулирования.

$K_{ou} = K_u \cdot K_y \cdot K_e$ – коэффициент усиления системы.

В установившемся режиме отклонения параметров приводящие в действие систему регулирования, отсутствуют ($p=0$), поэтому:

$$\Delta E_{qe} = -K_{ou} \cdot \Delta U_r ; \quad \Delta U_r = U_{r0} - U_r, \text{ где } U_{r0}, U_r -$$

номинальное и текущее напряжения.

Поскольку $\Delta E_{qe} = E_{q0} - E_{qe}$, можно определить коэффициент усиления:

$$K_{ou} = \frac{-\Delta E_{qe}}{\Delta U_r} = \frac{E_{qe} - E_{q0}}{\Delta U_r} ; \quad (2.57)$$

Так как $E_{qe} = E_{q0} - \frac{\partial E_q}{\partial U_r} \cdot \Delta U_r$ и, следовательно:

$$K_{ou} = -\frac{\partial E_q}{\partial U_r} - \text{коэффициент усиления системы}$$

Чтобы проверить, сможет ли система, имеющая регулятор с таким K_{ou} , устойчиво работать, надо провести анализ на устойчивость уравнений, описывающих работу регулируемой системы.

$$\Delta E_q = \Delta E_{q_{cr}} + \Delta E_{q_e} = T_{do} p \cdot \Delta E_q + \gamma(p) \cdot \Delta U_r$$

$$T_{p^2} \Delta \delta = -\Delta P;$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q} \cdot \Delta E_q = c_1 \cdot \Delta \delta + e_1 \cdot \Delta E_q; \quad (2.58)$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q} \cdot \Delta E_q = c_2 \cdot \Delta \delta + e_2 \cdot \Delta E_q;$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{Uz}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{Uz}}{\partial U_z} \cdot \Delta U_z = c_3 \cdot \Delta \delta + e_3 \cdot \Delta U_r;$$

$$\text{где } c_1 = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta}; \quad b_1 = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q}; \quad c_2 = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial \delta}; \quad b_2 = \frac{\partial P_{Eq}}{\partial E_q};$$

$$c_3 = \frac{\partial P_{Uz}}{\partial \delta}; \quad b_3 = \frac{\partial P_{Uz}}{\partial U_q}; \quad - \text{ производные от мощностей гене-}$$

ратора, выраженные через э.д.с. холостого хода, переходной э.д.с. и напряжения генератора.

В этих уравнениях пять неизвестных: $\Delta \delta$, ΔE_q , $\Delta E'_q$, ΔU_r , ΔP , количество уравнений также пять. Следовательно, система решается. Будем считать, что $T_u=0$ и $T_y=0$, т.е. пренебрежем инерционностью преобразователя и регулятора. Тогда упрощенное характеристическое уравнение содержит четвертый порядок и имеет вид:

$$T_e T_d T_j \cdot p^4 + T_j \cdot (T_d' + T_e) \cdot p^3 + (T_j + T_d' \cdot T_e \cdot c_2 + K_{ou} \cdot T_j \cdot \frac{e_1}{e_2}) p^2 + \\ + (T_d' c_2 + T_e \cdot c_1) p + (c_1 + K_{ou} \cdot c_3 \cdot \frac{e_1}{e_3}) = 0, \quad (2.59)$$

и окончательно получим:

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 = 0 \quad (2.60)$$

$$\text{где: } a_0 = T_e T_d T_j, \quad a_1 = T_j (T_d' + T_e), \quad a_2 = T_j + T_d' T_e c_2 + \\ + K_{ou} \frac{b_1}{b_2} T_j, \quad a_3 = T_d c_2 + T_e c_1, \quad a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{b_1}{b_3},$$

Теперь исследуем это уравнение по критерию Гурвица.

Очевидно, что a_0 и a_1 всегда положительны, если $T_d > 0$. Условие $a_2 > 0$ выполняется всегда при $c_2 > 0$ и $K_{ou} > 0$. Для того чтобы $a_3 = T_d c_2 + T_e c_1 > 0$, необходимо $c_2 > -c_1 \cdot \frac{T_e}{T_d}$. При отрицательном c_1 (при предельных режимах) $c_2 > 0$.

Условие $a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{b_1}{b_3} > 0$, требует, чтобы

$$K_{ou \min} = \frac{(-c_1) b_3}{c_3 b_1}, \quad \text{т.е. необходимо установить такой коэф-}$$

фициент усиления, значение которого было бы больше некоторого минимально допустимого.

Для поддержания U_r нужен коэффициент усиления $K_{ou \max}$, имеющий большое значение, но чрезмерное увеличение K_{ou} приводит к уменьшению $\Delta_{гпр}$. Поэтому коэффициент усиления возбуждения необходимо брать в пределах:

$$K_{ou \min} \leq K_{ou} \leq K_{ou \max} \quad (2.61)$$

$$\text{где } K_{ou \min} = \frac{|-c_1| b_3}{c_3 b_1}$$

$$K_{ou \max} = \left[\frac{(c_2 - c_1) b_3}{(c_3 - c_2) b_1} \left(1 + \frac{T_e^2}{T_f} \cdot \frac{(T_d c_2 + T_e c_1)}{(T_d + T_e)} \right) \right] \left(1 + \frac{T_e}{T_d} \cdot \frac{(c_3 - c_2)}{(c_3 - c_2)} \right) \quad (2.62)$$

Если при наличии АРВ, реагирующего на отклонение напряжения $K_{ou} < K_{ou \min}$, то происходит электромеханическое нарушение устойчивости, характеризуемое монотонным увеличением угла во времени, т.е. имеет место аperiodическое нарушение устойчивости.

Если $K_{ou} > K_{ou \max}$, также происходит электромеханическое нарушение статической устойчивости, но имеющее колебательный характер – т.е. система самораскачивается.

Необходимо отметить, что на основе опыта эксплуатации АРВ пропорционального типа определены значения этого коэф-

фициента в пределах $K_{оп} \geq (25-50)$ ед. возб. х.х./ед.напряжения, при которых обеспечивается высокая точность поддержания напряжения в различных режимах генератора и увеличения предела передаваемой мощности.

(Единица измерения коэффициента усиления: единица возбуждения /единица напряжения или сокращенно [ед.возб./ед.напр.]. За единицу напряжения принимают номинальное напряжение генератора, за единицу возбуждения – напряжение возбуждения генератора, приведенное к обмотке статора, обеспечивающее номинальное значение напряжения U_r в режиме холостого хода).

В исследовании режимов электрических систем, в особенности сложных, наличие АРВ - пропорционального типа, в целях упрощения, представляют постоянством переходной э.д.с. за переходным сопротивлением. Наличие АРВ-п эквивалентно частичной компенсации внутреннего сопротивления генератора, что отражается в увеличении максимума угловой характеристики синхронного генератора.

Таким образом, для устойчивой работы генератора, имеющего АРВ пропорционального типа, коэффициенты усиления по каналам регулирования по отклонению режимных параметров должны быть выбраны по условию

$$K_{оп \min} < K_{оп} < K_{оп \max},$$

где Π – параметр режима, по которому регулируется ток возбуждения синхронного генератора. Нарушение этого условия приводит к аperiodическому ($K_{оп} < K_{оп \min}$) или колебательному ($K_{оп} > K_{оп \max}$) нарушению устойчивости.

б) Автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-с ($U_r = \text{пост}$)

Автоматические регуляторы возбуждения, которые реагируют не только на отклонение параметров режима, но на скорость их изменения, т.е., на их первую и вторую производные, называют АРВ **сильного действия** (рис.2.15). Такие АРВ «сильными» называют потому, что они могут поддерживать

заданный параметр режима постоянным, например, напряжение генератора, тем самым полностью компенсируя внутреннее сопротивление генератора. Поэтому при расчетах АРВ-с представляются постоянством напряжения генератора $U_T = \text{пост.}$

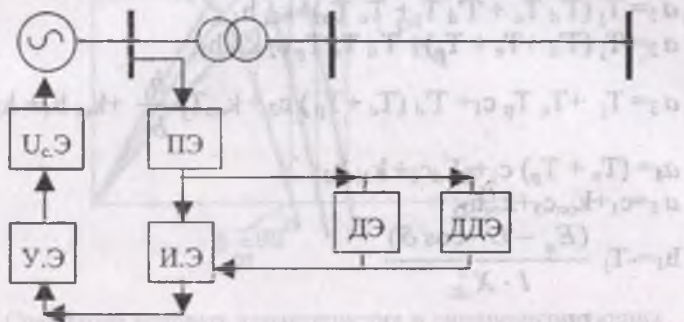


Рис 2.15. Структурная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ-В)

АРВ-с позволяют существенно улучшить статическую и динамическую устойчивость электрической системы. Сравнивая структурные схемы АРВ-п (рис.1.21) и АРВ-с, видим, что в регуляторах сильного действия дополнительно имеются каналы, вырабатывающие сигналы, соответствующие первой (ДЭ) и второй (ДДЭ) производным режимным параметрам (ΔU , ΔI , Δf , $\Delta U''$, $\Delta I'$, $\Delta f'$ и т.д.).

Очевидно, что появление новых каналов и учет дополнительных элементов системы АРВ увеличивают трудоемкость составления уравнений, их порядок и, самое главное, делает невозможным их аналитическое исследование, даже в случае одного синхронного генератора.

Например, АРВ-с, реагирующий на отклонение напряжения и тока генератора (ΔU , ΔI), первую и вторую их производные, при условии равенства постоянных времени дифференцирующего и дважды дифференцирующего элементов регулятора $T_1 = T_2 = T_p$, имеет характеристическое уравнение седьмой степени. Если инерционность измерительного и усилительно-

го элементов не будет учитывать $T_y = T_u = 0$, то получим характеристическое уравнение пятой степени:

$$a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 = 0, \quad (2.63)$$

где

$$a_0 = T_j T_d T_c T_p,$$

$$a_1 = T_j (T_d T_e + T_d T_p + T_c T_p) + k_{21} h_1;$$

$$a_2 = T_j (T_d + T_e + T_p) + T_d T_c T_p c_2 k_{11} h_1;$$

$$a_3 = T_j + T_e T_p c_1 + T_d (T_c + T_p) c_2 + k_{ou} T_j \frac{b_1}{b_3} + k_{oi} h_1 + k_{21} h_2;$$

$$a_4 = (T_e + T_p) c_1 + T_d c_2 + k_{11} h_2;$$

$$a_5 = c_1 + k_{ou} c_3 + k_{oi} h_2;$$

$$h_1 = -T_j \frac{(E_q - U \cdot \cos \delta)}{I \cdot X_{\Sigma}^2}$$

$$h_2 = b_1 \frac{U}{X_{\Sigma}} (I_q \cdot \cos \delta + I_d \cdot \sin \delta)$$

$$I_d = \frac{E_q - U \cos \delta}{X_{\Sigma}}; \quad I_q = \frac{U}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta$$

Параметры режима, входящие в коэффициенты (I_d, I_q), определяются из векторной диаграммы синхронного генератора. Здесь k_{oi} — коэффициент усиления по каналу отклонения тока статора генератора [ед.возб./ед.ном.тока], k_{11} — коэффициент усиления по каналу первой производной тока статора [ед.возб./ед.ном.тока/сек], k_{21} — коэффициент усиления по каналу второй производной тока статора [ед.возб./ед.ном.тока/сек²]. Необходимо отметить, что в АРВ-с значения коэффициентов усиления по отклонению напряжения находятся в пределах $k_{ou} = (100-200)$ [ед.возб.х.х./ед.напряжения].

Видно, что коэффициенты характеристического уравнения зависят от параметров режима, системы и коэффициентов усиления по каналам АРВ.

Из приведенных соотношений видно, что при принятых упрощениях коэффициенты характеристического уравнения даже в случае одного генератора усложняются и очевидно, что аналитическое их исследование представляется невозможным.

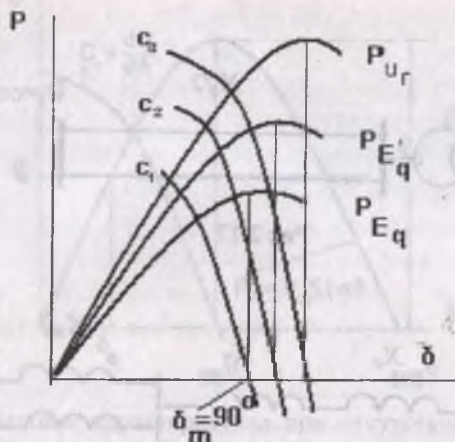


Рис.2.16. Сравнение угловых характеристик и синхронизирующих мощностей при различных АРВ

В связи с этим применяют численные методы анализа, особенно при определении оптимальных коэффициентов усиления АРВ в случаях регулирования тока возбуждения по нескольким параметрам режима. Учет наличия зоны нечувствительности, проявляющееся наличием люфта в механических элементах и инерционности, еще больше усложняют составление и анализ уравнений, однако эти факторы могут существенно повлиять на условия устойчивой работы генератора. Их неверный учет может стать причиной нарушения устойчивости синхронного генератора в результате неправильной работы АРВ.

Наличие АРВ-с увеличивает максимум угловой характеристики, так как его наличие отражается условием $X_T=0$. (рис.2.16)

2.10. Угловые характеристики СГ при различных способах регулирования возбуждения

Учитывая важность этого вопроса, при изучении устойчивости электрических систем еще раз рассмотрим угловые характеристики синхронных генераторов $P=f(\delta)$

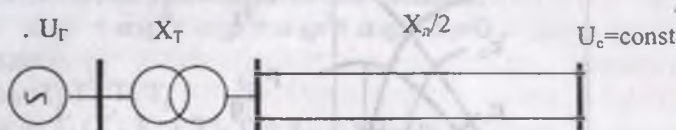


Рис 2.17

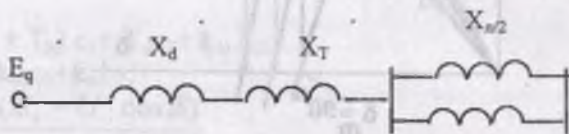


Рис 2.18.

при различных способах регулирования возбуждения. При этом мы рассмотрим случаи, когда:

- 1) АРВ отсутствует ($E_q = \text{const.}$).
- 2) На СГ имеется АРВ пропорционального типа, обеспечивающее постоянство переходной э.д.с. $E_q = \text{const.}$ за переходным сопротивлением X_d .
- 3) На СГ имеется АРВ сильного действия, обеспечивающее постоянство напряжения генератора $U_T = \text{const.}$

Рассмотрим неявнополюсный генератор. Будем оперировать формулой: $P_E = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta$.

Некоторые понятия еще раз повторим, в виду их важности

Случай когда $E_q = \text{const.}$ (АРВ отсутствует). Этот случай характеризуется тем, что ток возбуждения остается постоянным. Это соответствует, очевидно, режиму медленных изменений нерегулируемой машины.

Мощность, выдаваемую генератором, можно изменить только изменением впуска пара или воды в турбину агрегата (рис.2.6,2.19)..

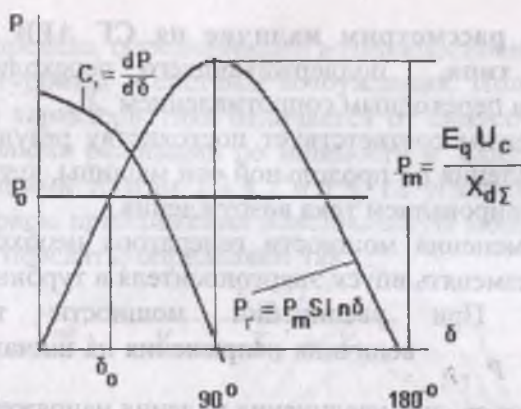


Рис.2.19. Угловая характеристика при отсутствии регулирования возбуждения ($E_q = \text{пост}$)

Максимум мощности, как было установлено ранее, наступает при угле $\delta = 90^\circ$. Для малых приращений можно рассмотреть отношение

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} = C_1 = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta \quad (2.64)$$

Эту величину называют **синхронизирующей мощностью**, так как при малых отклонениях эта мощность способствует возвращению генератора в исходный режим, причем только при $C_1 > 0$, т.е. когда приращение и мощности угла имеют одинаковый знак.

Если $C_1 = \frac{dP}{d\delta} > 0$ устойчивость сохраняется.

Критерий устойчивости $C_1 > 0$ обеспечивается в пределах угла $\delta = 0^\circ \div 90^\circ$. Дальнейшее увеличение мощности турбины, т.е. при дальнейшем увеличении угла C_1 становится отрицательным.

Очевидно, чем ближе передаваемая мощность к максимуму, тем больше вероятность нарушения устойчивости, ибо малейшие колебания может увести систему за 90° .

Теперь рассмотрим наличие на СГ АРВ пропорционального типа, поддерживающего переходную э.д.с. $E_q^* = \text{пост}$ за переходным сопротивлением X_d .

Этот режим соответствует постоянству результирующего потокоцепления по продольной оси машины, который достигается регулированием тока возбуждения.

Для изменения мощности генератора необходимо одновременно изменять впуск энергоносителя в турбины и ток возбуждения. При увеличении мощности турбины с P_{T1} до P_{T5} , величина напряжения на шинах генератора уменьшается за счет увеличения падения напряжения в сопротивлениях генератора, трансформатора и линии.

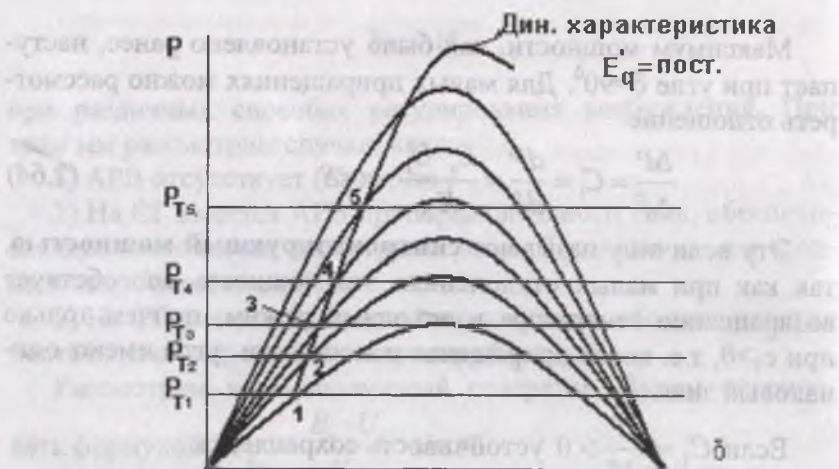


Рис 2.20. Угловая характеристика при наличии автоматического регулирования возбуждения пропорционального типа ($E_q^* = \text{пост}$)

АРВ реагирует на это, повышая ток, протекающий по обмотке возбуждения, которое приводит к увеличению напряжения до $U_2 > U_1$. Новый режим определяется теперь точкой пересечения характеристик мощностей турбины и генератора в точке 2 (рис.2.20). Этот процесс может продолжаться до тех-

нического предела, определяемого возможностями увеличения мощности турбины и системы возбуждения. Получаемая динамическая характеристика отличается от синусоиды и определяется новыми режимами по мощности и напряжению, соответствующими точкам 2,3,4,5 и т.д. на угловой характеристике. В первом приближении максимальную мощность, которую можно передать, определяют так:

$$P_{mE_q} = \frac{E'_q U}{X'_d + X_T + X_{k,2}} \quad (2.65)$$

Статическая характеристика получается при медленном изменении нагрузки при $i_s = \text{const}$, а динамическая - при таком изменении тока возбуждения i_s , которое обеспечивает $E_q = \text{const}$ во время изменения режима.

АРВ-с, поддерживающая постоянство $U_T = \text{const}$.

Напряжение $U_T = \text{const}$ может поддерживаться при сильном регулировании возбуждения. Как было сказано выше, сильное регулирование возбуждения реагирует не только на изменения U, I, f , но и на скорости их изменения т.е. первую и вторую производные параметров режима U', I', f' а также U'', I'', f'' и δ'' . Смысл сильного регулирования ясен: при аварийных снижениях напряжения (к.з., включение больших нагрузок) необходимо поднять ее до номинального и причем ток возбуждения должен увеличиться быстрее, чем снижение U_T . Следовательно, регулирование должно быть с опережением.

Максимум мощности, построенный при $E_q = \text{const}$ меньше чем $E_q = \text{const}$ и это в свою очередь меньше чем при $U_T = \text{const}$ (рис.2.21).

Максимум угловой характеристики может быть определен из соотношения:

$$P_m = \frac{U_T U_c}{X_T + X_c} \quad (2.66)$$

Очевидно соотношения:

$$P_{mE_q} < P_{mE'_q} < P_{mU_T} \quad (2.67)$$

$$\delta_{mE_q} = 90^\circ < \delta_{mE'_q} < \delta_{mU_f} \quad (2.68)$$

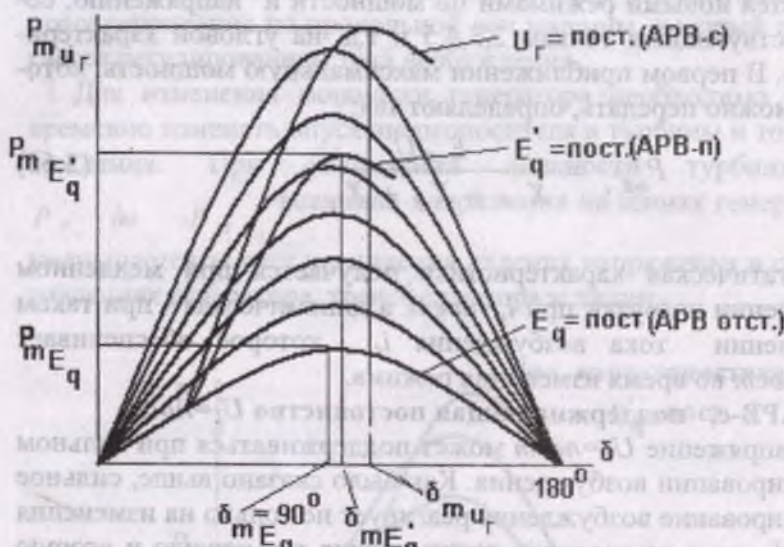


Рис 2.21. Угловая характеристика при наличии автоматического регулирования сильного действия $U_f = \text{const.}$

Зоной естественной устойчивости является промежуток $\delta = 0 \div 90^\circ$, так как в этой области $c_1 > 0$.

Промежуток $\delta \geq 90^\circ$ т.е. устойчивая работа генератора за углом 90° называется **зоной искусственной устойчивости**, подчеркивая этим, что за 90° устойчивость может быть сохранена только при помощи регулирования тока возбуждения без зоны нечувствительности.

Одновременно с изменением активной мощности, выдаваемой генератором, изменяется также его реактивная мощность генератора.

При малых токах возбуждения и заданной активной мощности генератор работает в режиме недовозбуждения и потребляет реактивный ток и коэффициент запаса устойчивости мал.

При больших токах возбуждения и той же активной мощности генератор работает в режиме перевозбуждения и отдает в сеть реактивный ток, величина этого коэффициента растет, генератор работает устойчиво.

2.11. Статическая устойчивость электрической системы, состоящей из двух генераторных станций

Изучим условия устойчивости системы при малых колебаниях в случае работы двух удаленных генераторов (станций) на общую нагрузку, представленную постоянным сопротивлением Z_H . Активные сопротивления элементов учитываются.

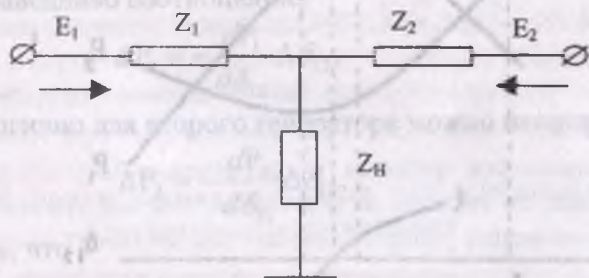


Рис.2.22.

Предположим, что при увеличении мощности первой станции мощность второй станции уменьшается. Для рассматриваемой системы при этих условиях выражения мощностей генераторов имеют вид:

$$P_1 = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \quad (2.69)$$

$$P_2 = \frac{E_2^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) \quad (2.70)$$

В эти формулы напряжения на шинах нагрузки U в явном виде не входят, но снижение напряжения при увеличении угла $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ соответственно увеличению передаваемой мощности, через взаимное сопротивление Z_{12} учитывается. Поэтому действительный предел передаваемой мощности от первого генератора $P_{1дп}$ совпадает с максимумом этой характеристики (рис.2.23, точка а).

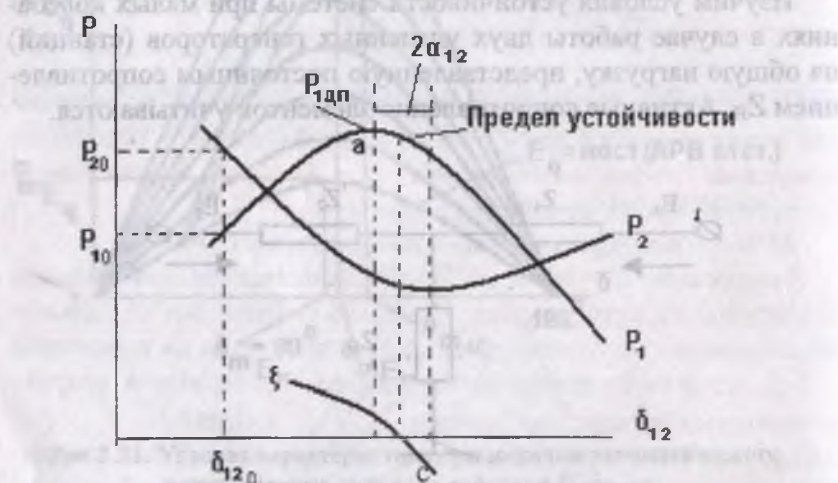


Рис.2.23. Характеристики мощностей при наличии двух станций

Определим условия статической устойчивости рассматриваемой системы, для чего напишем дифференциальные уравнения относительного движения роторов генераторов при малом отклонении углов от установившегося режима:

$$T_{J1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \Delta P_1 = P_{10} - P_1 = P_{10} - \left[\frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right]; \quad (2.71)$$

$$T_{J2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = \Delta P_2 = P_{20} - P_2 = P_{20} - \left[\frac{E_2^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \right]; \quad (2.72)$$

где P_{10}, P_{20} - мощности нормального режима (мощности турбин). Линеаризуем эти уравнения, разлагая $\Delta P_1, \Delta P_2$ в ряд Тейлора в точке исходного режима: $\delta_{120} \rightarrow P_{10} \rightarrow P_{20}$

$$\Delta P_1 = P_{10} - \left[\frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{120} - \alpha_{12}) + \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \dots \right] \quad (2.73)$$

Сумма двух первых членов в квадратной скобке равна мощности генератора в нормальном режиме

$$\Delta P_{10} = P_{10} = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{120} - \alpha_{12}), \quad (2.74)$$

тогда справедливо соотношение:

$$\Delta P_1 = - \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12}. \quad (2.75)$$

Аналогично для второго генератора можно написать:

$$\Delta P_2 = - \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12}. \quad (2.76)$$

Учтем, что

$$\begin{aligned} \delta_{12} &= \delta_1 - \delta_2 = (\delta_{10} + \Delta \delta_1) - (\delta_{20} + \Delta \delta_2) = (\delta_{10} - \delta_{20}) + (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) = \\ &= \delta_{120} + \Delta \delta_{12}, \text{ где } \delta_{120} = \delta_{10} - \delta_{20}, \Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2 \end{aligned} \quad (2.77)$$

Подставляя (2.75, 2.76) в исходные уравнения (2.71) и (2.72), получим:

$$\frac{d^2 \delta_1}{dt^2} + \frac{1}{T_{j1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = 0 \quad (2.78)$$

$$\frac{d^2 \delta_2}{dt^2} + \frac{1}{T_{j2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} = 0 \quad (2.79)$$

Вычтем второе уравнение из первого:

$$\frac{d^2(\delta_1 - \delta_2)}{dt^2} + \left(\frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \right) \Delta\delta_{12} = 0 \quad (2.80)$$

Так как согласно (2.77)

$$\frac{d^2(\delta_1 - \delta_2)}{dt^2} = \frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{d^2(\Delta\delta_{12})}{dt^2},$$

окончательно получим дифференциальное уравнение малых колебаний двухгенераторной системы:

$$\frac{d^2(\Delta\delta_{12})}{dt^2} + \xi \cdot \Delta\delta_{12} = 0, \quad (2.81)$$

$$\text{где } \xi = \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{dP_2}{d\delta_{12}}$$

- удельное относительное ускорение роторов генераторов первой и второй станций.

Данное уравнение определяет изменение относительного угла δ_{12} между векторами э.д.с. генераторов при малых изменениях параметров режима. Если решение $\Delta\delta_{12}=f(t)$ во времени нарастает, то система неустойчива, так как это может быть в случае ускорения роторов одного или же обоих генераторов. Если же $\Delta\delta_{12}=f(t)$ уменьшается, то система устойчива.

Характеристическое уравнение

$$p^2 + \xi = 0,$$

и его корни

$$p_{1,2} = \pm j\sqrt{\xi} \quad (2.82)$$

и характер переходного процесса зависит от ξ .

Если $\xi < 0$, то корни-различные вещественные, причем один из них всегда положителен и поэтому $\Delta\delta_{12}=f(t)$ во времени будет возрастать, что означает потерю устойчивости системы, так как система уходит от точки исходного режима.

Если $\xi > 0$, то оба корня чисто мнимые и $\Delta\delta_{10}$ изменяется по закону синусоидальных колебаний. Так как существуют реальные потери, то со временем колебания затухнут.

Таким образом, критерием статической устойчивости системы в данном случае является

$$\xi = \frac{1}{T_{j1}} \cdot \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \cdot \frac{dP_2}{d\delta_{12}} > 0 \quad (2.83)$$

На рис. 2.23. приведена характеристика $\xi = f(\delta_{12})$, которая проходит через ноль за действительным пределом первого генератора (точка с). Эта точка определяет предел устойчивости системы. Видно, что предел устойчивости системы находится между максимум угловых характеристик первого и минимумом второго генераторов. Следовательно, **предел по мощности и предел по устойчивости сложной системы не совпадают**. Разница между этими пределами зависит от значений постоянных инерций машин и их режимов. В случае простейшей схемы «генератор - система» эти пределы совпадают.

2.12. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой

Необходимо вывести общую формулу мощностей синхронного генератора, работающего в электрической системе произвольной сложности.

Рассмотрим схему системы, имеющую промежуточный отбор активной и реактивной мощности. (рис.2.24)

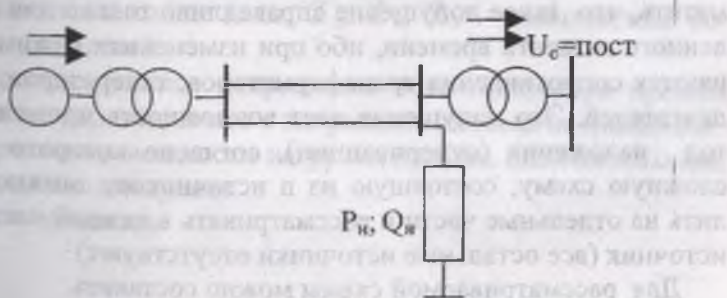


Рис.2.24.

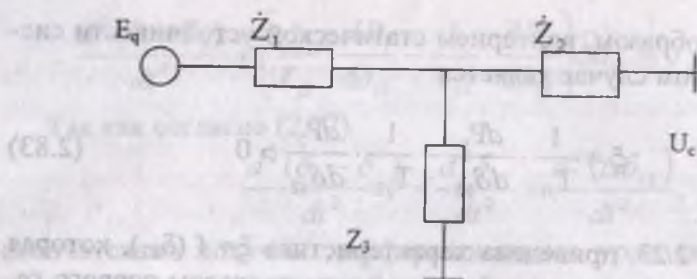


Рис.2.25.

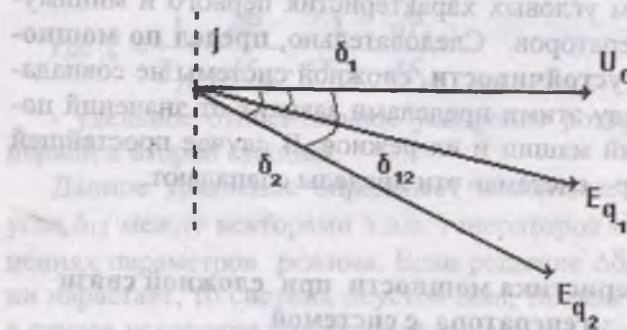


Рис.2.26. Взаимное расположение векторов в двухгенераторной системе.

Примем допущения: $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3$ - являются величинами постоянными и не зависят от режима системы. Необходимо отметить, что такое допущение справедливо только для определенного момента времени, ибо при изменениях режима изменяются сопротивления трансформаторов, генераторов, линий, двигателей. Это допущение дает возможность применять метод наложения (суперпозиции), согласно которого любую сложную схему, состоящую из n источников, можно разделить на отдельные части и рассматривать в каждой части один источник (все остальные источники отсутствуют).

Для рассматриваемой схемы можно составить:

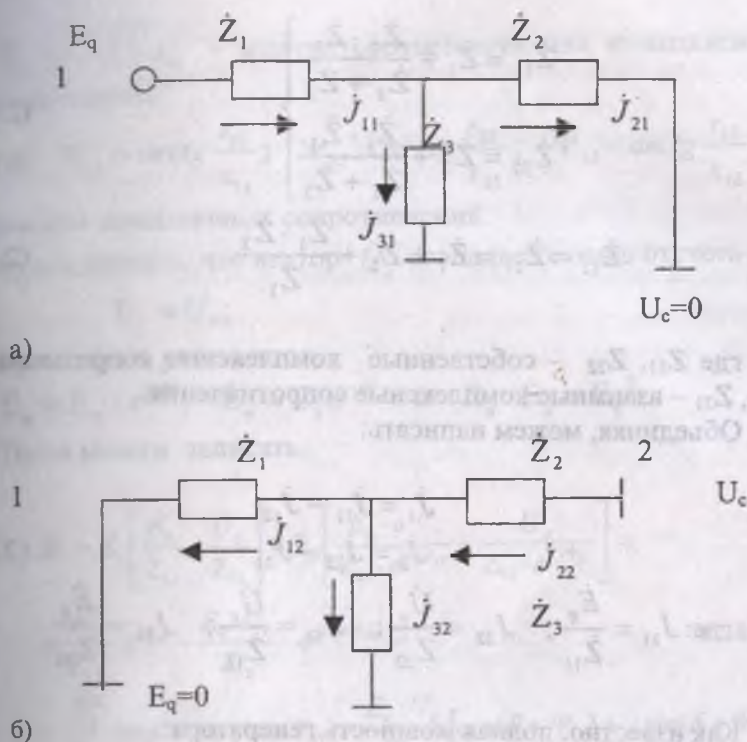


Рис. 2.27. К методу суперпозиции.

а) схема с первым источником ($E_q = \text{пост}$, $U_c = 0$), б) схема со вторым источником ($E_q = 0$, $U_c = \text{пост}$).

где: j_{11}, j_{22} — комплексные собственные токи, $j_{21}, j_{31}, j_{12}, j_{32}$ — комплексные взаимные токи, $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3$ — комплексные сопротивления ветвей.

За положительное направление тока генератора примем направление, совпадающее с направлением выдачи мощности.

Направление мощности нагрузки примем положительным, если мощность поступает.

Можно написать:

$$\left. \begin{aligned} \dot{Z}_{11} &= \dot{Z}_1 + \frac{\dot{Z}_2 \cdot \dot{Z}_3}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3} \\ \dot{Z}_{22} &= \dot{Z}_2 + \frac{\dot{Z}_1 \cdot \dot{Z}_3}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_3} \end{aligned} \right\} \quad (2.84)$$

$$\dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \frac{\dot{Z}_1 \cdot \dot{Z}_2}{\dot{Z}_3} \quad (2.85)$$

где Z_{11} , Z_{22} - собственные комплексные сопротивления
 Z_{12} , Z_{21} - взаимные комплексные сопротивления.

Объединяя, можем написать:

$$\left. \begin{aligned} \dot{J}_1 &= \dot{J}_{11} - \dot{J}_{12} \\ \dot{J}_2 &= \dot{J}_{22} - \dot{J}_{21} \end{aligned} \right\} \quad (2.86)$$

$$\text{где: } \dot{J}_{11} = \frac{\dot{E}_q}{\dot{Z}_{11}}; \quad \dot{J}_{22} = \frac{\dot{U}_c}{\dot{Z}_{22}}; \quad \dot{J}_{12} = \frac{\dot{U}_c}{\dot{Z}_{12}}; \quad \dot{J}_{21} = \frac{\dot{E}_q}{\dot{Z}_{21}}$$

Как известно, полная мощность генератора:

$$\dot{S}_r = P_r + jQ_r = \dot{E}_q \cdot \hat{J}_1 = \dot{E}_q \left(\frac{\hat{E}_q}{\hat{Z}_{11}} - \frac{\hat{U}_c}{\hat{Z}_{12}} \right); \quad (2.87)$$

где $\hat{J}_1$, $\hat{E}_q$, $\hat{U}_c$ - сопряженные комплексы токов и напряжений, $\hat{Z}_{11}$, $\hat{Z}_{12}$ - сопряженные комплексы сопротивлений

Комплексы сопротивлений:

$$\dot{Z}_{11} = Z_{11} \cdot e^{j\psi_{11}}$$

$$\dot{Z}_{22} = Z_{22} \cdot e^{j\psi_{22}}$$

$$\dot{Z}_{12} = Z_{21} = Z_{12} e^{j\psi_{12}}$$

$$Z_{11} = \sqrt{r_{11}^2 + x_{11}^2} \cdot Z_{22} = \sqrt{r_{22}^2 + x_{22}^2}$$

$Z_{12} = \sqrt{r_{12}^2 + x_{12}^2}$ - модули соответствующих комплексных сопротивлений,

где $\Psi_{11} = \arctg \frac{r_{11}}{x_{11}}$; $\Psi_{22} = \arctg \frac{r_{22}}{x_{22}}$; $\Psi_{12} = \arctg \frac{r_{12}}{x_{12}}$; - аргументы комплексных сопротивлений.

Будем считать, что вектор $\dot{U}_c$ совпадает с осью отсчета:

$$\dot{U} = U_c;$$

Кроме того, учтем, что:

$$\hat{E}_q = E_q \cdot e^{+j\delta}, \quad \hat{E}_q = E_q e^{-j\delta} \quad \text{и} \quad \hat{E}_q \cdot \hat{E}_q = E_q^2$$

Тогда можем записать

$$\begin{aligned} S &= \dot{E}_q \left[\frac{\hat{E}_q}{\hat{Z}_{11}} - \frac{\dot{U}_c}{\hat{Z}_{12}} \right] = \dot{E}_q \left[\frac{E_q \cdot e^{-j\delta}}{Z_{11} \cdot e^{-j\Psi_{11}}} - \frac{U_c}{Z_{12} \cdot e^{-j\Psi_{12}}} \right] = \\ &= \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cdot e^{j\Psi_{11}} - \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot e^{j(\delta + \Psi_{12})} = \quad (2.88) \\ &= \frac{E_q^2}{Z_{11}} (\cos \Psi_{11} + j \sin \Psi_{11}) - \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} [\cos(\delta + \Psi_{12}) + j \sin(\delta + \Psi_{12})] \end{aligned}$$

Приравнивая левые и правые части, мнимые с мнимыми, действительные с действительными, получим (имея в виду, что $\Psi_{11} + \alpha_{11} = 90^\circ$):

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cdot \cos \Psi_{11} - \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot \cos(\delta + \Psi_{12}) = \\ &= \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cos(90^\circ - \alpha_{11}) - \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot \cos[90^\circ - (\alpha_{12} - \delta)] \quad (2.89) \end{aligned}$$

и окончательно:

$$P_r = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}) \quad (2.90)$$

Реактивная мощность генератора при сложной связи с системой определяется аналогично:

$$Q_r = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cos \alpha_{11} - \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cos(\delta - \alpha_{12}) \quad (2.91)$$

Теперь найдем выражение мощности, которая поступает в систему:

$$\begin{aligned} \dot{S}_c &= P_c + jQ_c = \dot{U}_c \cdot \hat{J}_2 = U_c (-\hat{J}_{22} + \hat{J}_{21}) = \\ &= U_c \cdot \left[-\frac{U_c}{Z_{22} \cdot e^{-j\Psi_{22}}} + \frac{\dot{E}_q \cdot e^{-j\delta}}{Z_{21} \cdot e^{-j\Psi_{21}}} \right] = \\ &= \frac{U_c^2}{Z_{22}} \cdot e^{j\Psi_{22}} + \frac{U_c \cdot E_q}{Z_{21}} \cdot e^{j(-\delta + \Psi_{21})} = \\ &= \frac{U_c^2}{Z_{22}} (\cos \Psi_{22} + j \sin \Psi_{22}) + \frac{U_c \cdot E_q}{Z_{21}} [\cos(-\delta + \Psi_{21}) + j \sin(-\delta + \Psi_{21})] \end{aligned} \quad (2.92)$$

и окончательно имеем:

$$P_c = -\frac{U_c^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{U_c \cdot E_q}{Z_{21}} \sin(\delta + \alpha_{21}) \quad (2.93)$$

$$Q_c = \frac{-U_c^2}{Z_{22}} \cos \alpha_{22} + \frac{U_c \cdot E_q}{Z_{21}} \cos(\delta + \alpha_{21}) \quad (2.94)$$

Необходимо добавить, что, поскольку $\dot{Z}_{12}$ и $\dot{Z}_{21}$ являются комплексными коэффициентами пропорциональности между соответствующим напряжением и током данной ветви (не характеризуют реальной величины), то углы α_{12} и α_{21} , характеризующие эти коэффициенты, могут быть как отрицательными, так и положительными. Величины α_{11} и α_{22} все-

гда положительные, так как характеризуют реальные величины. Теперь построим характеристики мощности. Максимумы характеристик сдвинутся друг относительно друга на угол $\pm\alpha_{12}$, зависящих от активной величины, составляющей взаимные сопротивления Z_{12} (рис.2.28).

Разница в ординатах характеристик представляет потери активной мощности при передачи ее в приемную систему $\Delta P = P_r - P_c$.

Аналогичные кривые могут быть построены и для реактивной мощности, вырабатываемой синхронным генератором и поступающей в приемную систему.

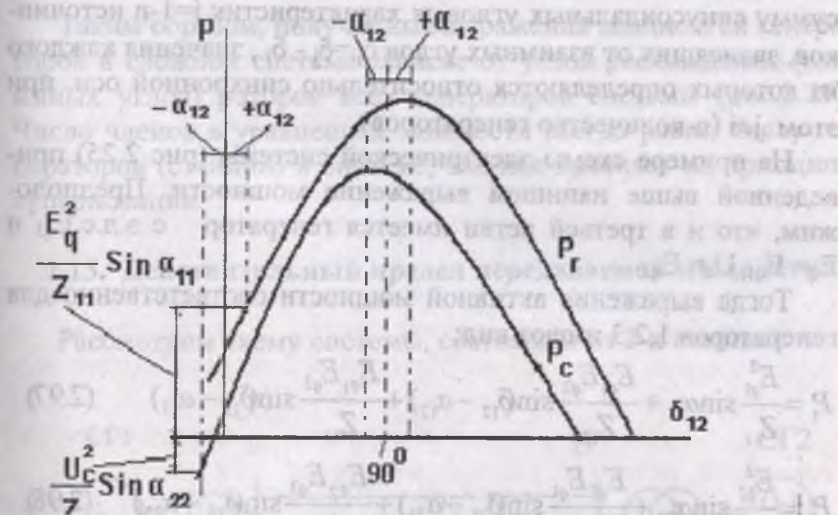


Рис.2.28. Угловые характеристики мощности системы при наличии двух станций

Обобщая, можем написать выражения активной и реактивной мощностей i -го генератора, работающего в электрической системе произвольной сложности:

$$P_i = \frac{E_i^2}{Z_{ii}} \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{E_i E_j}{Z_{ij}} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}), \quad (2.95)$$

$$Q_i = \frac{E_i^2}{Z_{ii}} \cos \alpha_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{E_i E_j}{Z_{ij}} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}), \quad (2.96)$$

где E_i – э.д.с. i -го генератора, E_j – э.д.с. удаленного j -го генератора.

Вторые слагаемые в выражениях мощностей представляют сумму синусоидальных угловых характеристик $j=1-n$ источников, зависящих от взаимных углов $\delta_{ji} = \delta_j - \delta_i$, значения каждого из которых определяются относительно синхронной оси, при этом $j \neq i$ (n -количество генераторов).

На примере схемы электрической системы (рис 2.25) приведенной выше напишем выражение мощности. Предположим, что и в третьей ветви имеется генератор с э.д.с. E_{q3} и $E_q = E_{q1}$, $U_c = E_{q2}$

Тогда выражения активной мощности соответственно для генераторов 1,2,3 имеют вид:

$$P_1 = \frac{E_{q1}^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_{q1} E_{q2}}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + \frac{E_{q1} E_{q3}}{Z_{13}} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}) \quad (2.97)$$

$$P_2 = \frac{E_{q2}^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} + \frac{E_{q2} E_{q1}}{Z_{21}} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + \frac{E_{q2} E_{q3}}{Z_{23}} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23}) \quad (2.98)$$

$$P_3 = \frac{E_{q3}^2}{Z_{33}} \sin \alpha_{33} + \frac{E_{q3} E_{q1}}{Z_{31}} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) + \frac{E_{q3} E_{q2}}{Z_{32}} \sin(\delta_{32} - \alpha_{32}) \quad (2.99)$$

где

$$\delta_{12} = -\delta_{21}, \delta_{13} = -\delta_{31}, \delta_{23} = -\delta_{32}, \alpha_{12} = \alpha_{21}, \alpha_{13} = \alpha_{31}, \alpha_{32} = \alpha_{23} \quad (2.100)$$

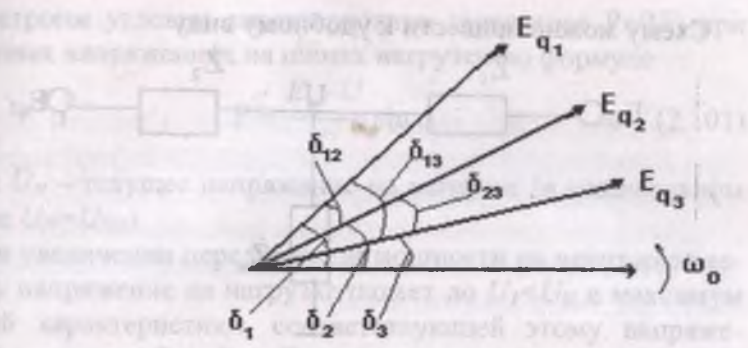


Рис. 2.29

Таким образом, полученные выражения мощностей генераторов в сложной системе зависят от углов расхождения (взаимных углов) роторов всех генераторов системы (рис.2.29). Число членов в уравнениях мощности всегда равно числу генераторов (станций) в системе, так как вытекает из принципа суперпозиции.

2.13. Действительный предел передаваемой мощности

Рассмотрим схему системы, состоящей из 2-х станций.

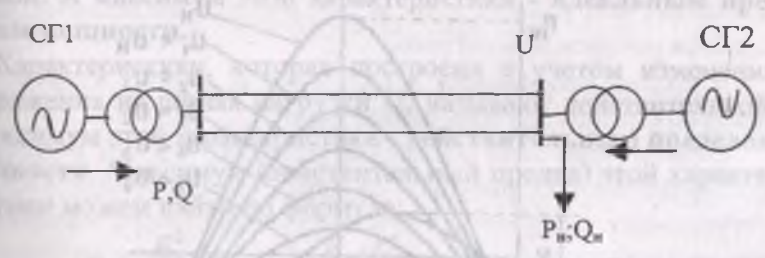


Рис 2.30.

Необходимо определить максимально передаваемую мощность от первой станции.

Схему можно привести к удобному виду

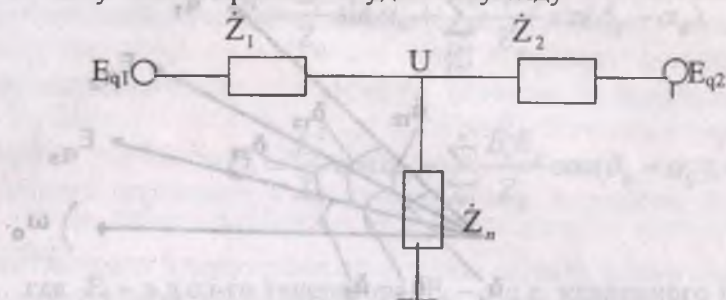


Рис.2.31.

Будем считать, что активные составляющие комплексных сопротивлений малы по сравнению с реактивными, тогда:

$$Z_1 = X_{r_1} + X_{T_1} + \frac{X_L}{2} = X_1$$

$$Z_2 = X_{r_2} + X_{T_2} = X_2$$

$$Z_n = \frac{U^2}{S_n} (\cos \varphi_n + j \sin \varphi_n) = X_n$$

$$Z_{12} = X_{12} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_n}$$

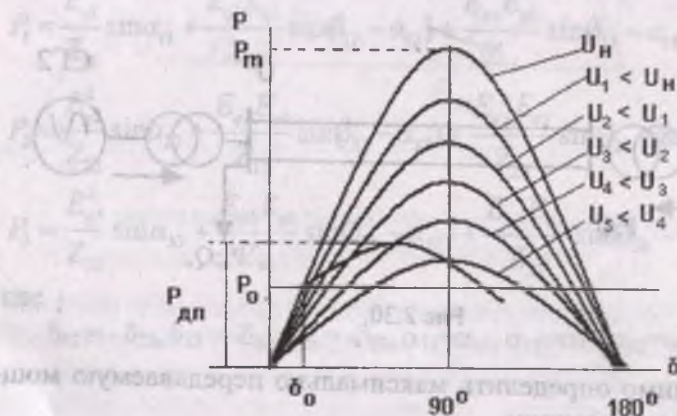


Рис 2.32. Действительный предел мощности

Построим угловые характеристики генератора $P=f(\delta)$ при различных напряжениях на шинах нагрузки по формуле

$$P = \frac{E_q \cdot U}{X_1} \sin \delta \quad (2.101)$$

где U_H – текущее напряжение на нагрузке (в номинальном режиме $U_H=U_{H0}$)

При увеличении передаваемой мощности на некоторую величину напряжение на нагрузке падает до $U_1 < U_H$ и максимум угловой характеристики, соответствующей этому напряжению, будет ниже $P_{m1} < P_{m2}$. Если этот процесс продолжать, то получим семейство характеристик.

Построенные характеристики получены при постоянстве напряжения на шинах нагрузки для каждого конкретного режима с $U_i = \text{const}$. Это условие является идеализированным, а на самом деле, при увеличении передаваемой мощности падение напряжения на сопротивлениях генераторов, трансформаторов, линий увеличивается и, следовательно, U на шинах нагрузки снижается. Мы можем построить характеристику с учетом уменьшения U . Максимум этой характеристики пойдет ниже, чем при условии, когда мы считаем $U_n = \text{const}$.

Характеристику, которая построена при условии постоянства напряжений на шинах нагрузки $U_n = \text{const}$, называют идеальной. А максимум этой характеристики – **идеальным пределом мощности**.

Характеристику, которая построена с учетом изменения напряжения на шинах нагрузки U_n называют действительной, а максимум этой характеристики – **действительным пределом мощности**. Максимум (действительный предел) этой характеристики можем найти по формуле:

$$P_r = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \cdot \sin \alpha_{11} + \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}), \quad (2.102)$$

учитывая, что $\delta - \alpha_{12} = 90^\circ$, $\sin(\delta - \alpha_{12}) = 1$; и $U_c = E_{q2}$,

тогда
$$P_{д.н.} = \frac{E_{g1} \cdot E_{g2}}{Z_{12}}.$$

Действительный предел передаваемой мощности определен при $Z_n = \text{const.}$, т.е. считается, что при изменениях напряжения сопротивление нагрузки не меняется.

На самом деле они меняются с изменением напряжения, и это существенно сказывается на условиях устойчивости, как нагрузки, так и всей системы.

2.14. Меры обеспечения запаса статической устойчивости электрической системы

Статическая устойчивость электроэнергетической системы – это способность системы при малых отклонениях параметров режимов, обеспечивая потребителей необходимой активной и реактивной мощностью, вернуться в исходное состояние.

В целях избежания нарушений статической устойчивости электрической системы необходимо выполнение следующих условий:

- предельные мощности, передаваемые по линиям электропередачи, не должны превышать предельно-допустимые значения, что равносильно установлению предельных углов сдвигов роторов генераторов;

- уровни напряжений, в особенности в узлах нагрузки, не должны снижаться ниже допустимых.

Обеспечение этих условий осуществляется как в процессе эксплуатации электрической системы, так и в процессе ее проектирования с подбором соответствующих оборудования, так как их параметры должны быть выбраны, исходя из этих требований.

Величина запаса статической устойчивости в силу вышеперечисленных условий имеет существенное практическое значение, а ее обеспечение и увеличение зависят от многих факторов.

Рассмотрим наиболее важные из них.

Пусть задана простая схема электрической системы

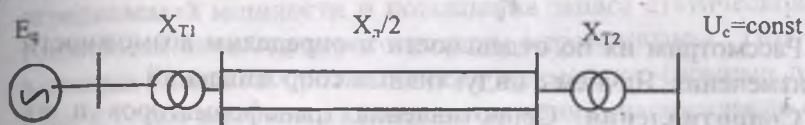


Рис 2.33

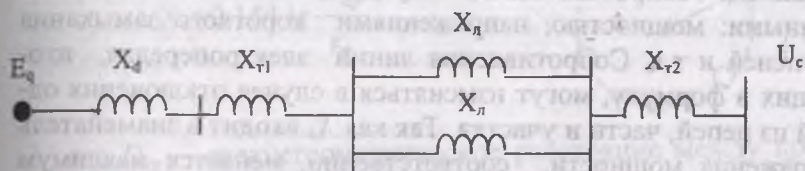


Рис 2.34.

Мощность, передаваемая от генератора, определяется выражением:

$$P_1 = \frac{E_q^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_q \cdot U_c}{Z_{12}} \sin(\delta - \alpha_{12}) \quad (2.103)$$

В случае неучета активных сопротивлений элементов электрической сети ($r_i=0$) эта формула упрощается

$$P_r = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta = P_m \sin \delta, \quad (2.104)$$

где $P_m = \frac{E_q U_c}{X_{\Sigma}}$ $X_{\Sigma} = X_d + X_{T1} + \frac{X_d}{2} + X_{T2}$

Из структуры формулы видно, что воздействуя или изменяя величины, входящие в P_m , можно увеличить максимум характеристики или, что то же самое, увеличить предельно-передаваемую мощность и тем самым повысить коэффициент запаса статической устойчивости, определяемый соотношением:

$$K_c = \frac{P_m - P_o}{P_o} 100\% \quad (2.105)$$

Рассмотрим их по отдельности и определим возможности их изменения. Начнем с индуктивных сопротивлений.

Сопротивления. Сопротивления трансформаторов и их изменения связаны с конструктивными особенностями аппарата, поэтому в период эксплуатации работающий трансформатор в расчетах статической устойчивости представляется заданным сопротивлением, определяемым номинальными данными: мощностью, напряжениями короткого замыкания ступеней и т.д. Сопротивления линий электропередач, входящих в формулу, могут изменяться в случае отключения одной из цепей, части и участка. Так как X_d входит в знаменатель выражения мощности, соответственно, меняется максимум угловой характеристики: при отключении одной из цепей его значение с P_{m1} уменьшается до P_{m2} , а значение угла, соответствующее нормальному режиму увеличивается с δ_1 до δ_2 (рис.2.35). В целях увеличения P_m добавляют новую цепь.

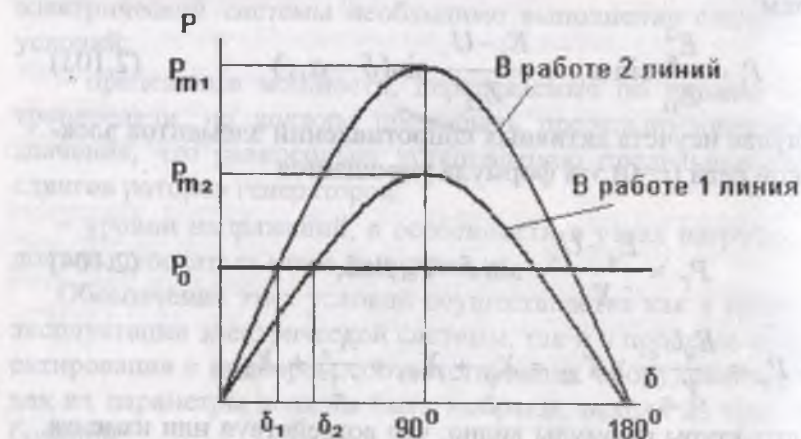


Рис 2.35. Угловые характеристики мощности при отключении одной цепи передачи рис 2.33.

Следует заметить, что увеличение числа параллельных цепей линии электропередачи в целях увеличения предельно-передаваемой мощности и повышения запаса статической устойчивости является дорогостоящим мероприятием. Поэтому в линиях большой протяженности применяют (помимо перехода к более высокому классу напряжения) расщепление фазных проводов ЛЭП. Как известно, удельное индуктивное сопротивление линии, отнесенное к 1 км, определяется:

$$X_0 = 0.144 \lg \frac{D_{\phi}}{r_s}$$



где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, r_s – эквивалентный радиус.

Уменьшение индуктивного сопротивления линии при расщеплении проводов фазы объясняется перераспределением магнитных полей проводов: поля между расщепленными проводами ослабевают и вытесняются наружу, как бы увеличивая сечение провода при той же затрате металла. Необходимо отметить, что каждый дополнительный провод при его расщеплении дает все меньший и меньший дополнительный эффект. Например, при двух проводах в фазе индуктивное сопротивление уменьшается на 19%, при трех – на 28%, при четырех – на 32% и т.д.

Величины удельных индуктивных сопротивлений при расщеплении изменяются от $0,41 \pm 0,42$ ом/км - до $0,26 \pm 0,29$ ом/км. Фазный провод расщепляется на два, три, четыре и большее число проводов, включенные параллельно. Например, при напряжении линии 330 кВ – 2 провода в фазе, 500 кВ – 3 провода, 750 кВ – 5 проводов и 1150 кВ – 8 проводов в фазе. Поэтому такая мера приводит к повышению предельно-передаваемой мощности, не увеличивая расхода материала провода, так как общее сечение его не растет.

Учет нару- а постоянным сопротивлением увеличивает
е сопроти- ение и поэтому снижает максимум хх характе-
рист ики.

Наибольши индуктивным сопротивлением обла- адает син-
хронный генератор.

Между вели- иными параметров машин и их стоимо- имостью
существует опре- еленная связь, так как индуктивные е сопроти-
вления опреде- яются величинами электромагнитны- их на- гру-
зок. Уменьшен- индуктивных сопротивлений синхронного
генератора, особен- ности X_d - чрезвычайно трудный и доро- го-
стоящий путь, связаный с увеличением габаритов машины и
снижением коэффициента полезного действия. Рассмотрим
этот вопрос более подробно.

Как известно, величины синхронных индуктивны- х сопро-
тивлений обрат- пропорциональны величине воздушного за-
зора машины.

$$X_d \approx \frac{1}{\epsilon} \quad X_q \approx \frac{1}{\epsilon},$$

де ϵ - воздуш- ный зазор.
То же время X_d также обратно пропорционален то- ому воз-
буждения

$$X_d \approx \frac{1}{i_f}.$$

Из этих соотно- шений видно, что для уменьшения синхрон-
ного индуктивн- о сопротивления необходимо увели- чить воз-
душный зазор и то- возбуждения, что необходимо для созда-
ния дополнитель- ного магнитного потока, обеспечения
возрастающей энер- тические процессы. Следовательно, при этом
возникает необх- димость увеличить мощность возбуждения,
усилить обмотку возбуждения и других обмоток, что связано с
увеличением расхода материала. В связи с затруднением раз-
мещения обмотки возбуждения это приведет к увеличению
габаритов генератора. Поэтому в целом уменьшение X_d и X_q
приведет к удоро- жанию машины.

Уменьшение переходных индуктивностей X_d' , X_q' синхронного генератора возможно за счет повышения плотности тока в обмотке, что ведет к росту потерь, снижению к.п.д., увеличению веса генератора и соответственно стоимости генератора.

Отмеченные проблемы являются особо важными при создании современных, высоко использованных синхронных генераторов мощностью 200-1200 МВт.

Более эффективным является применение АРВ различных типов, с помощью которых, по существу, происходит компенсация синхронного и переходного индуктивностей генераторов.

Изменение э.д.с. генератора (в данном случае E_q) приводит к изменению двух важнейших параметров: его коэффициента мощности и напряжения на шинах машины. Современные высокоиспользуемые синхронные генераторы изготавливают с высокими значениями номинального коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9-1$. Увеличение этого показателя при заданной активной мощности, приводит к уменьшению номинальной реактивной мощности, габаритов и стоимости генератора, так как при этом снижается полная мощность машины

($\cos \varphi_n = \frac{P_{ГН}}{S_{ГН}}$) и, следовательно, расход активного и конст-

рукционного материала будет меньше. С другой стороны, увеличение $\cos \varphi$ приводит к уменьшению э.д.с. E_q , что снижает запас статической устойчивости. Кроме того, экономически оптимальная длина передачи реактивной мощности, вырабатываемой генератором, ограничивается расстоянием (25-70) км. Необходимая для нагрузки реактивная мощность должна вырабатываться на месте потребления.

Изменение напряжения генератора зависит от его нагрузки и для его поддержания на требуемом уровне, например, номинальном, в широком диапазоне изменения нагрузки необходимо изменение э.д.с. генератора путем изменения его тока возбуждения. Эта задача успешно решается различными

типами АРВ, по существу компенсирующими внутреннее сопротивление генератора.

Например, при наличии АРВ-с, внутреннее сопротивление синхронного генератора до шин отправного конца, включая сопротивление трансформатора X_{T1} , может быть компенсировано за счет соответствующего регулирования возбуждения генератора, обеспечивающего постоянство напряжения $U_T = \text{const}$. Максимум угловой характеристики в этом случае может быть определен из соотношения

$$P_{m1} = \frac{U_T \cdot U_c}{X_n + X_{T2}} \quad (2.106)$$

Для сравнения приведены угловые характеристики при различных типах АРВ (рис.2.36)

Р

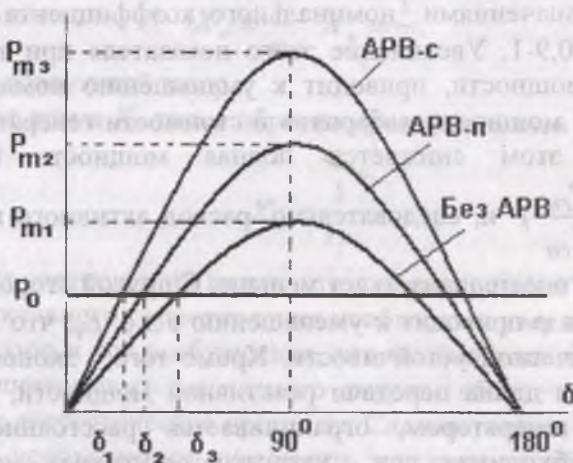


Рис 2.36. Угловые характеристики при наличии различных типов АРВ.

Как видно из формулы активной мощности (2.106), ее величина определяется произведением напряжений системы или в более общем виде зависит от квадрата напряжения. Поэтому в первом приближении можно считать, что рост напряжения

линии в два раза равноценно увеличению количества цепей передачи в четыре раза. Отсюда следует, что повышение напряжения передачи для увеличения предельно передаваемой мощности является более экономичным, чем рост числа цепей передачи.

Продольная и поперечная компенсации параметров линии электропередачи также являются мерами повышения предельно-передаваемой мощности и увеличения запаса статической устойчивости.

Продольная компенсация означает последовательное включение конденсаторов в линии, при которых величина сопротивления уменьшается с X , до $(X - X_c)$, где X_c — емкостное сопротивление конденсатора. Эта мера особенно эффективна при длинных линиях электропередачи.

Поперечная компенсация представляет собой синхронный компенсатор, подключенный к линии передачи через трансформатор. Поддерживая напряжения в точке подключения, СК по существу дает эффект уменьшения длины линии и, соответственно, её сопротивления. В настоящее время применяются весьма эффективные, быстродействующие статические источники реактивной мощности (СИРМ) с временем срабатывания $(0,02 \div 0,06)$ сек.

Эти устройства имеют регулируемый реактор и нерегулируемый конденсатор, а также систему управления. Они, помимо повышения мощности, выполняют широкий круг задач: осуществляют пофазное регулирование параметров режима, подавляют перенапряжение, регулируют напряжения в широком диапазоне, повышают запас статической и динамической устойчивости.

К семейству компенсаторов относятся также регулируемые и нерегулируемые реакторы, компенсирующие емкость линий электропередачи и поддерживающие напряжение в точке подключения за счет нелинейной характеристики насыщения сердечника.

Необходимо еще раз напомнить, что критерием статической устойчивости синхронного генератора является условие

$\frac{dP}{d\delta} > 0$ и при максимальной передаваемой мощности P_m

синхронизирующая мощность становится равной нулю.

Поэтому в практических условиях передавать эту мощность невозможно, т.к. малейший толчок нагрузки в ЭЭС вызывает выпадение генератора из синхронизма, поэтому нормальная передаваемая мощность P_0 должна быть меньше P_{max} . И ее величина определится исходя из коэффициента запаса статической устойчивости системы.

Из вышеизложенного можно заключить следующее:

1. Идеальным пределом передаваемой мощности называется максимальная мощность, передаваемая в систему при допущении постоянства напряжения на шинах приемного конца.

2. Критерием статической устойчивости простейшей системы является положительность производной передаваемой мощности по углу между э.д.с генераторов и напряжением приемного конца передачи.

3. Коэффициент запаса статической устойчивости показывает, на какую величину можно увеличить передаваемую мощность от станции в сеть, чтобы не допустить нарушение устойчивости электрической системы.

4. Современные автоматические регуляторы возбуждения (АРВ-с, АРВ-п) могут компенсировать индуктивные сопротивления элементов, включая и индуктивные сопротивления синхронного генератора за счет эффективного регулирования системы возбуждения в зависимости от параметров режима электрической системы.

Оценивая все перечисленные меры увеличения статического предела мощности, можно заключить, что наиболее экономичными являются меры, направленные на поддержание постоянства напряжения на зажимах генераторов и на шинах нагрузки. Применение различных типов АРВ на генераторах и в современных быстродействующих статических источниках реактивной мощности является наиболее рациональной и экономичной мерой повышения пределов передаваемой мощно-

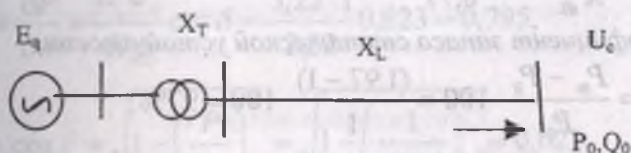
сти и повышения запаса статической устойчивости как отдельной передачи, так и электрической системы в целом.

Пример 2.1. Требуется:

1. Определить запасы статической устойчивости для случаев, когда в генераторе:

- АРВ отсутствует;
- имеется АРВ пропорционального типа;
- имеется АРВ сильного действия.

2. Используя критерии Гурвица, определить условия устойчивости системы для случая отсутствия АРВ. Параметры: $U_c=1$, $P_0=1$, $Q_0=0,4$, $X_L=0,3$, $X_T=0,12$, $X_d=2,1$, $X_d'=0,35$, $T_J=7$ сек, $T_d'=1$ сек.



Решение. 1) Случай отсутствия АРВ на синхронном генераторе, $E_q = \text{const}$.

Суммарное сопротивление системы:

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_T + X_L = 2,1 + 0,12 + 0,3 = 2,52.$$

Синхронная э.д.с. холостого хода:

$$E_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2} = \sqrt{(1 + 0,4 \cdot 2,52)^2 + (1 \cdot 2,52)^2} = 3,22$$

Предел передаваемой мощности:

$$P_m = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} = \frac{3,22 \cdot 1}{2,52} = 1,278.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости:

$$K_{cm} = \frac{P_m - P_0}{P_0} \cdot 100 = \frac{(1,278 - 1)}{1} \cdot 100 = 27,8\%.$$

2) Синхронный генератор имеет АРВ пропорционального типа, $E = \text{const}$.

Суммарное сопротивление системы:

$$X_{\Sigma} = X_d + X_T + X_L = 0,35 + 0,12 + 0,3 = 0,77.$$

Переходная э.д.с.

$$E = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2} = \sqrt{(1 + 0,4 \cdot 0,77)^2 + (1 \cdot 0,77)^2} = 1,512$$

Предел передаваемой мощности:

$$P_m = \frac{E \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} = \frac{1,512 \cdot 1}{0,77} = 1,97.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости:

$$K_{cm} = \frac{P_m - P_0}{P_0} \cdot 100 = \frac{(1,97 - 1)}{1} \cdot 100 = 97\%.$$

3) Синхронный генератор имеет АРВ силового действия, $U_T = \text{const}$.

Суммарное сопротивление системы:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_L = 0,12 + 0,3 = 0,42.$$

Напряжение на шинах генератора:

$$U_T = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{\Sigma}}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{\Sigma}}{U_c} \right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,4 - 0,42}{1} \right)^2 + (1 \cdot 0,42)^2} = 1,24.$$

Предел передаваемой мощности:

$$P_m = \frac{U_T \cdot U_c}{X_{\Sigma}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,42} = 2,95.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости:

$$K_{cm} = \frac{P_m - P_0}{P_0} \cdot 100 = \frac{(2,95 - 1)}{1} \cdot 100 = 195\%.$$

Характеристическое уравнение для исследуемой системы при заданных условиях согласно (2.29) имеет вид:

$$a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p + a_3 = 0,$$

где $a_0 = T_j \cdot T_d$; $a_1 = T_j + T_d \cdot P_d$; $a_2 = c_2 T_d + P_d$;

Найдем значения входящих в коэффициенты Постоянная инерции:

$$a_3 = c_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta}.$$

параметров.

$$T_j = \frac{T_j [e]}{\omega_0} = \frac{7}{314} = 0,022;$$

$$c_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{E U_c}{X_{\Sigma}} \cos \delta = \frac{3,22 \cdot 1}{2,52} 0,623 = 0,795$$

$$\text{где } \cos \delta = \sqrt{1 - \left(\frac{P}{P_m} \right)^2} = \sqrt{1 - \left(\frac{1}{1,278} \right)^2} = 0,623$$

Демпферный коэффициент:

$$P_d = \frac{U_G^2 (X_d - X_d')}{X_d \cdot X_d'} \cdot T_d = \frac{1,24^2 \cdot (2,1 - 0,35)}{2,1 \cdot 0,35} = 3,66$$

$$c_2 = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{E U_c}{X_{\Sigma}} \cos \delta - U_c^2 \cdot \frac{(X_d - X_d')}{X_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma}} \cdot \cos \delta = \frac{(1,37 \cdot 1)}{0,77} \cdot 0,623 - \frac{(2,1 - 0,35)}{2,52 \cdot 0,77} \cdot 0,223 = 1,795$$

коэффициенты характеристического уравнения:

$$a_0 = T_j \cdot T_d = 0,022 \cdot 1 = 0,022$$

$$a_1 = T_j + T_d \cdot P_d = 0,022 + 3,66 \cdot 1 = 3,682$$

$$a_2 = c_2 T_d + P_d = 1,795 \cdot 1 + 3,66 = 5,455$$

$$a_3 = c_1 = 0,795$$

По условиям критерия Гурвица для статической устойчивости исследуемой системы необходимыми условиями являются положительность всех коэффициентов

характеристического уравнения и положительность предпоследнего определителя Гурвица.

Первое условие выполняется – все коэффициенты положительны.

Для проверки второго условия найдем значение предпоследнего определителя Гурвица, имеющего вид

$$\Delta_{\text{Гур}2} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} > 0,$$

$$\Delta_{\text{Гур}2} = a_1 \cdot a_2 - a_0 \cdot a_3 = 3,682 \cdot 5,455 - 0,022 \cdot 0,795 = 20,06$$

Таким образом, исследуемая система статически устойчива, т.е. при возникновении малых колебаний они затухнут и система вернется в исходное состояние, так как все корни имеют отрицательные вещественные части.

Контрольные вопросы

1. В чем сущность проблемы устойчивости при малых отклонениях?
2. Идеальный предел передаваемой мощности. От чего она зависит?
3. Что такое коэффициент запаса статической устойчивости?
4. В чем смысл линеаризации дифференциального уравнения относительного движения ротора синхронного генератора?
5. Какая связь между корнями характеристического уравнения исследуемой системы и характером переходного процесса в ней?
6. Как формулируется критерий статической устойчивости Гурвица?
7. Какие виды нарушения статической устойчивости Вы знаете и когда они возникают?
8. Метод суперпозиции, в чем его сущность?
9. Действительный предел передаваемой мощности.
10. Предел передаваемой мощности. Когда он совпадает с пределом устойчивости?
11. Самовозбуждение синхронных генераторов, их вид, отличия.

12. Самораскачивание синхронных генераторов и причины его возникновения.

13. Какие меры повышения коэффициента запаса статической устойчивости знаете? Перечислите их и дайте объяснение.

3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Общая характеристика вопроса

Электрическая система должна обеспечить потребителей энергией непрерывно, устойчиво, не только при малых отклонениях параметров режима, но и при резких их изменениях. Эти изменения могут быть в результате непроизвольного отключения крупных нагрузок, линий электропередач, генераторов или в результате коротких замыканий. Наиболее тяжелыми являются короткие замыкания, в особенности вблизи шин генераторов. Характерным при таких авариях является существенное изменение параметров режима, что и является причиной электромеханических колебаний генераторов, нагрузок. Например, при трехфазном коротком замыкании на шинах не только нагрузка остается без энергии, но и ротор генератора, ускоряясь, может пойти в разнос и выйти из синхронизма и его колебания передаются всей системе. Основная причина возникновения колебаний ротора - это нарушение баланса ($P_0 = P_T$) между вращающим моментом турбины P_T и тормозным электромагнитным моментом генератора P_r . В соответствии с дифференциальным уравнением относительного движения ротора синхронного генератора

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_r = P_0 - \frac{E_q \cdot U}{X_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (3.1)$$

вся энергия турбины при этом расходуется на ускорение ротора, так как $P_r = 0$, что означает непрерывный рост во времени угла δ между векторами э.д.с E_q и напряжения системы U .

Основная задача исследования при резких, больших изменениях параметров режима - это определение характера изменения угла и других параметров режима во времени $\delta=f(t)$, $U=f(t)$, $I=f(t)$ и т.д. и принятие мер, обеспечивающих динамическую устойчивость, как генераторов, так и всей электрической системы.

В дальнейшем рассмотрении мы будем подразумевать мгновенное нарушение установившегося режима. Это соответствует реальности, так как электромагнитные величины меняются быстро, в то время как мощность турбины и угол ввиду инерционности в первый момент остаются постоянными.

3.2 Основные допущения при расчете динамической устойчивости

В основном при изучении динамической устойчивости электрической системы, решая дифференциальные уравнения, получают зависимость угла между э.д.с. генератора E_q и напряжения системы U во времени $\delta = f(t)$ и других параметров режима.

Ввиду сложности изучаемых процессов и в целях упрощения задачи при расчете динамической устойчивости принимают следующие допущения:

- изменение схемы коммутации в энергосистемах в период переходного процесса учитывается изменением собственных и взаимных сопротивлений;

- тормозной момент, создаваемый в период короткого замыкания апериодической составляющей тока статора и поля ротора учитывается приближенно, уменьшением вращающего момента машины на 15% при 3-х фазном коротком замыкании вблизи шин генератора. При удаленном 3-х фазном коротком замыкании этот тормозной момент вообще не учитывается ввиду его малости. В течение переходного процесса увеличиваются потери в стали статора на перемагничивание. Это уве-

личение потерь мощности учитывается повышением активного сопротивления статора в $(1,2 \div 2)$ раза;

- несимметричные режимы заменяются симметричными режимами, используя метод симметричных составляющих;

- возникающие при несимметричных коротких замыканиях токи нулевой последовательности не протекают по генератору и, следовательно, не создают моментов;

- насыщение генераторов и трансформаторов учитываются приближенно путем уменьшения их индуктивного сопротивления (на $20 \div 30$)%. Во всех каталогах даются ненасыщенные значения сопротивлений генераторов и трансформаторов;

- влияние АРВ учитывается приближенно путем принятия постоянным переходную э.д.с. $E' = \text{пост}$ за переходным сопротивлением X'_d ;

- электрическая мощность генератора меняется мгновенно, мощность турбины в начальный момент переходного процесса остается неизменной, и только через $0,2 \div 0,3$ сек, под действием регулятора скорости начинается её изменение;

- токи обратной последовательности создают магнитное поле, вращение которого обратно вращению ротора, следовательно, это поле вращается с двойной частотой и создает момент двойной частоты. Механическая инерция ротора большая, поэтому ротор не может следовать за изменением момента от токов обратной последовательности, в связи с этим результирующая мощность равна нулю. Потери от токов обратной последовательности учитывают с введением в схемы замещения системы соответствующих сопротивлений.

3.3. Схемы замещения при коротких замыканиях и неполнофазных режимах

Рассмотрим приведенную схему (рис.3.1) и будем считать, что на генераторе установлен АРВ пропорционального типа, т.е. $E_q = \text{пост.}$ за X_d

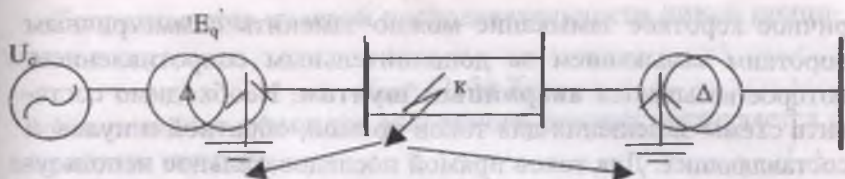


Рис 3.1. Схема электрической системы

Условимся обозначать угловые характеристики и параметры режимов следующим образом:

- I - нормальный режим,
- II - послеаварийный режим,
- III - аварийный режим

Нормальный режим

Схема для нормального режима

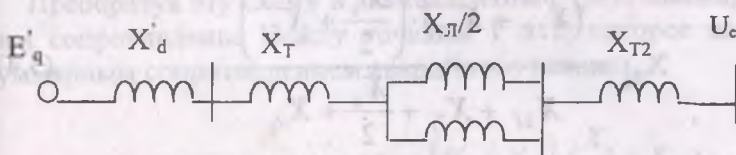


Рис 3.2.

Суммарное сопротивление системы

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_{T2} + \frac{X_{\lambda}}{2} \quad (3.2)$$

Максимум угловой характеристики нормального режима

$$P_{m1} = \frac{E_q \cdot U_c}{X'_{d\Sigma}} \quad (3.3)$$

Аварийный режим

Предположим, что в начале линии передачи произошло несимметричное короткое замыкание. Для нахождения сопротивлений аварийного режима воспользуемся методом симметричных составляющих. Согласно этому методу несиммет-

ричное короткое замыкание можно заменить симметричным коротким замыканием за дополнительным сопротивлением, которое называется **аварийным шунтом**. Необходимо составить схемы замещения для токов прямой, обратной и нулевой составляющих. Для токов прямой последовательное используется исходная схема.

Схема для токов обратной последовательности.

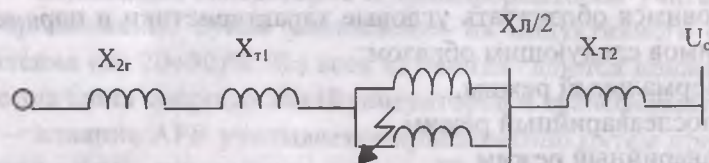


Рис 3.3

Суммарное сопротивление обратной последовательности.

$$X_{2\Sigma} = \frac{(X_{2r} + X_{T1}) \cdot \left(\frac{X_{\Sigma}}{2} + X_{T2} \right)}{X_{2r} + X_{T1} + \frac{X_{\Sigma}}{2} + X_{T2}} \quad (3.4)$$

Схема для токов нулевой последовательности.

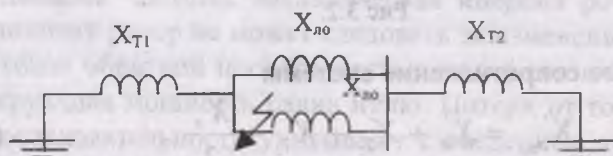


Рис 3.4

Суммарное сопротивление для токов нулевой последовательности.

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{T1} \cdot \left(\frac{X_{\Sigma 0}}{2} + X_{T2} \right)}{X_{T1} + \frac{X_{\Sigma 0}}{2} + X_{T2}} \quad (3.4)$$

Сопротивление нулевой последовательности линий принимаем

$$X_{\text{л}0} = (2+3) X_{\text{л}}$$

Комплексная схема для аварийного режима составляется с аварийным шунтом.

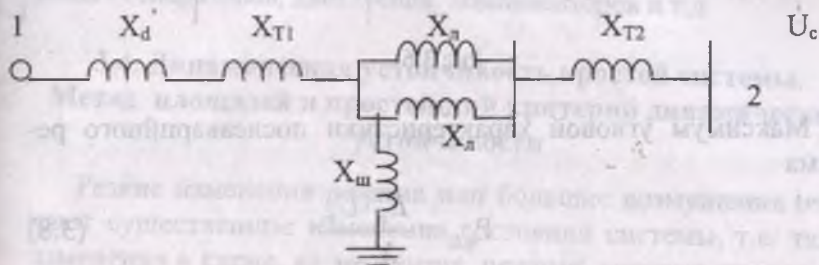


Рис 3.5

Преобразуя эту схему в эквивалентный треугольник, находим сопротивление между точками 1 и 2, которое является суммарным сопротивлением аварийного режима.

$$X_{\Sigma_{\text{ав}}} = (X_d + X_{T1}) + \left(\frac{X_{\Sigma}}{2} + X_{T2} \right) + \frac{(X_d + X_{T1}) \cdot \left(\frac{X_{\Sigma}}{2} + X_{T2} \right)}{X_{\text{ш}}}; \quad (3.5)$$

Значение аварийного шунта принимают:

- при однофазных коротких замыканиях: $X_{\text{ш}} = X_{2\Sigma} + X_{20}$;
- при двухфазных коротких замыканиях: $X_{\text{ш}} = X_{2\Sigma}$;
- при двухфазных коротких замыканиях на землю

$$X_{\text{ш}} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{20}}{X_{2\Sigma} + X_{20}}; \quad (3.6)$$

Максимум угловой характеристики аварийного режима:

$$P_{\text{м}} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{\Sigma_{\text{III}}}} \quad (3.7)$$

Послеаварийный режим. Суммарное сопротивление послеаварийного режима, после отключения одной цепи линии передачи находим согласно схеме:

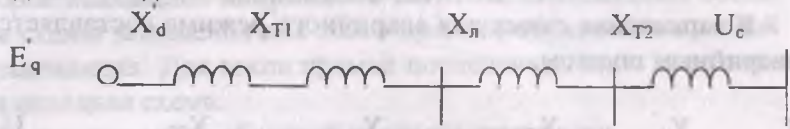


Рис 3.6

Максимум угловой характеристики послеаварийного режима

$$P_{mII} = \frac{E'_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma II}} \quad (3.8)$$

$$\text{где } X_{d\Sigma II} = X_d + X_{T1} + X_{\pi} + X_{T2}; \quad (3.9)$$

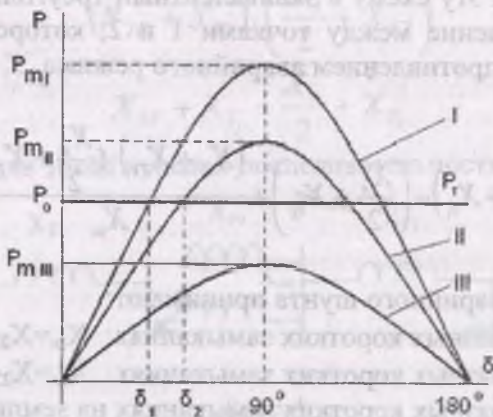


Рис 3.7. Угловые характеристики нормального (I), послеаварийного (II), и аварийного (III) режимов.

Таким образом, при принятых условиях, расчет динамической устойчивости простой электрической системы проводят, исходя из рассмотренных выше схем замещения и соответствующих характеристик, которые приведены на рис.3.7. Получае-

мые результаты в целом правильно отражают электромеханические переходные процессы, если величина аварийного шунта и место аварий или короткого замыкания будут определены как можно точно, так как от этого зависит перераспределение энергии, запасённой вращающимися элементами электрической системы - генераторов, двигателей, компенсаторов и т.д.

3.4. Динамическая устойчивость простой системы.

Метод площадей и простейший критерий динамической устойчивости

Резкие изменения режима или большие возмущения означают существенные изменения состояний системы, т.е. такие изменения в схеме, ее элементах, режиме, которые приводят к быстрым и значительным изменениям передаваемых мощностей по отдельным элементам системы и потребляемых нагрузок.

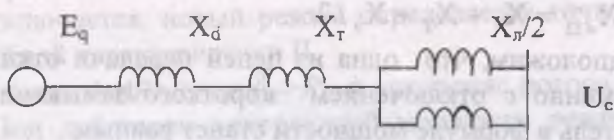
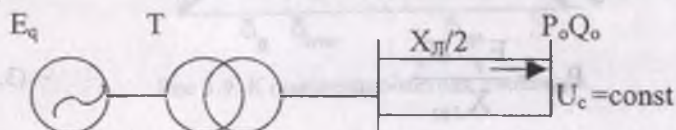
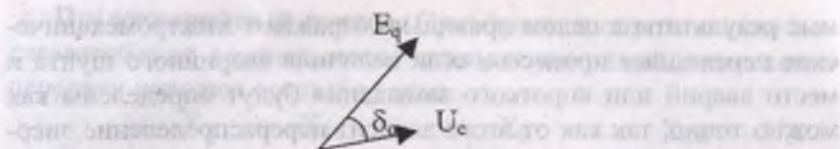


Рис 3.8

Рассмотрим, как происходит динамическое нарушение режима в простой электропередаче с двумя параллельными цепями при коротком замыкании в начале линии, в частности, случай отсутствия АРВ.

Если известно P_0 , Q_0 , U_c , то:

$$E_q = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X_{d\tau}}{U_c}\right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X_{d\tau}}{U_c}\right)^2}; \quad (3.10)$$



$$\text{и } \delta_0 = \arctg \frac{P_o \cdot X_{d\Sigma}}{U_c^2 + Q_o \cdot X_{d\Sigma}} \quad (3.11)$$

Угловая характеристика, соответствующая исходному режиму, определяется исходя из следующих соотношений:

$$P = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma 1}} \sin \delta, \quad (3.12)$$

а максимум характеристики

$$P_{ml} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma 1}}; \quad (3.13)$$

$$\text{где } X_{d\Sigma 1} = X_d + X_T + X_s / 2$$

Предположим, что одна из цепей передачи отключилась одновременно с отключением короткого замыкания, тогда знаменатель в формуле мощности станет равным

$$X_{d\Sigma 2} = X_d + X_T + X_s \quad (3.14)$$

и максимум характеристики послеаварийного режима:

$$P_{ml} = \frac{E_q \cdot U_o}{X_{d\Sigma 2}} \quad (3.15)$$

Переход из характеристики нормального режима I к характеристике аварийного режима III происходит при том же значении угла δ_0 , что и в нормальном режиме (рис.3.9 из точки 1

к точке 2). Возникающий на валу небаланс является ускоряющим, так как ввиду инерционности мощность турбины осталась неизменной, а тормозная мощность генератора уменьшилась. Скорость ротора становится больше синхронной и происходит его ускорение.

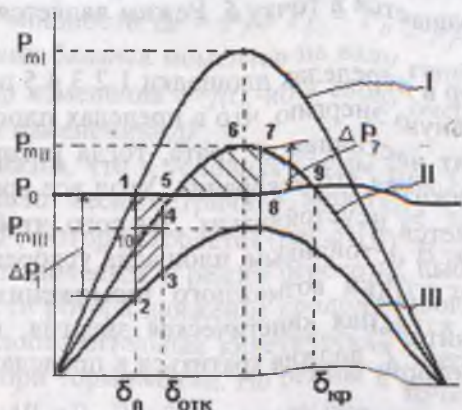


Рис 3.9. К пояснению метода площадей.

Угол увеличивается постоянно и в точке 3 короткое замыкание отключается, новый режим определяется точкой 4 послеаварийной характеристики II.

Но в точке 4 $\Delta P > 0$, т.е. $P_T > P_G$ и ускорение ротора продолжится. Под действием ускоряющей мощности режим будет проходить последовательно точки 5, 6, 7.

Но начиная с точки 5 на валу появляется избыточная тормозная мощность, так как далее $\Delta P < 0$, ($P_T < P_G$) и в точке 7 относительное движение ротора заканчивается. Его скорость снова становится равной синхронной. В этой точке режим неустойчивый, так как $\Delta P = P_T - P_G < 0$, на валу преобладает избыточная мощность, имеющий тормозной характер ($P_T < P_G$), под действием которого угол начнет уменьшаться, режим генератора последовательно определится точками 7, 6, 5, 4, 10, и далее вниз по послеаварийной характеристике II.

Таким образом, процесс является колебательным, который постоянно затухает. Ротор в пределах от точки 2 до точки 5 ускоряется, а с точки 5 до точки 7- тормозится. Поэтому площадку 1 2 3 4 5 называют площадкой ускорения, а площадку 5 6 7 8 5 - площадкой торможения. Площадку 5 6 7 9 8 5 называют площадкой возможного торможения. Ротор после ряда колебаний возвращается в точку 5. Режим является динамически устойчивым.

Если же ротор в пределах площадки 1 2 3 4 5 получает такую дополнительную энергию, что в пределах площадки 5 6 7 9 8 5 происходит частичная её трата, тогда ротор проходит точку 9 и продолжится его ускорение. Угол все время возрастает. Режим является неустойчивым. Для того, чтобы динамический переход был устойчивым, площадка ускорения должна быть меньше площадки возможного торможения. Другими словами, дополнительная кинетическая энергия, полученная при ускорении ротора, должна тратиться в пределах торможения полностью.

Таким образом, для сохранения динамической устойчивости должно выполняться условие

$$S_{в.т} > S_y, \quad (3.16)$$

где $S_{в.т}$ и S_y - площадки возможного торможения и ускорения.

Рассмотренный метод является энергетическим и в литературе этот метод определения устойчивости носит названия метода площадей или принципа площадей.

Далее этот метод будет рассмотрен более подробно.

Уравнение относительного движения ротора

$$T_j \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a - P_m \cdot \sin \delta \quad (3.17)$$

является нелинейным и не имеет общего решения и поэтому для его решения можно применить метод площадей.

Характер движения ротора генератора и зависимость $\delta = f(t)$ в данном случае можно установить без решения диффе-

ренциальных уравнений относительного движения ротора, рассмотрев изменение его механической энергии.

Рассмотрим еще раз процесс нарушения динамической устойчивости для несимметричного или удаленного короткого замыкания, на этом примере построим характер изменения угла во времени $\delta=f(t)$ (рис.3.10 и 3.11).

Избыток мощности $\Delta P = P_T - P_G = P_0 - P_G$, возникающий при нарушении баланса моментов на валу генератора, определяет характер изменения $\delta=f(t)$, но в свою очередь, изменение δ приводит к изменению ΔP .

Предположим, что в условиях схемы рис.3.8. в начале линии произошло несимметричное короткое замыкание. Под действием ΔP , ротор ускоряется (рис.3.10). В точке 3 короткое замыкание отключается, и режим переходит в точку 4, но из-за инерционности ротора движение продолжится до точки 5, где полученная дополнительная кинетическая энергия полностью расходуется при торможении. Но режим в точке 5 не устойчивый, так как $\Delta P_5 = P_T - P_G < 0$, и на валу преобладает избыточный тормозной момент.

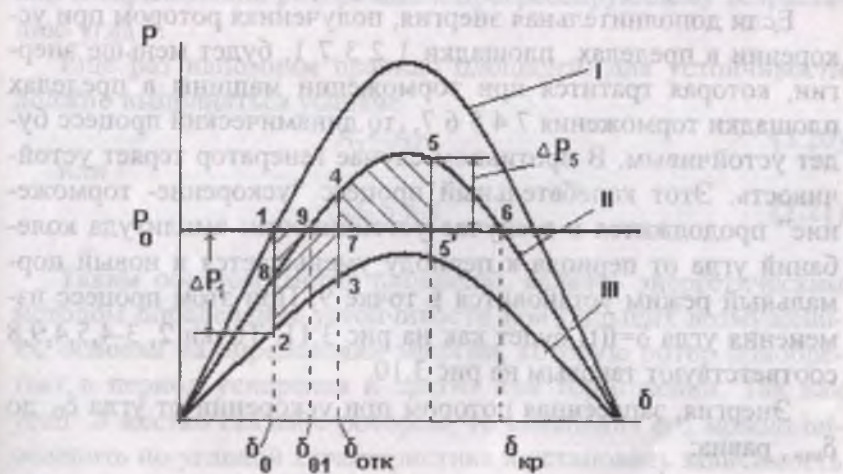


Рис.3.10. Применение метода площадей для определения $\delta=f(t)$

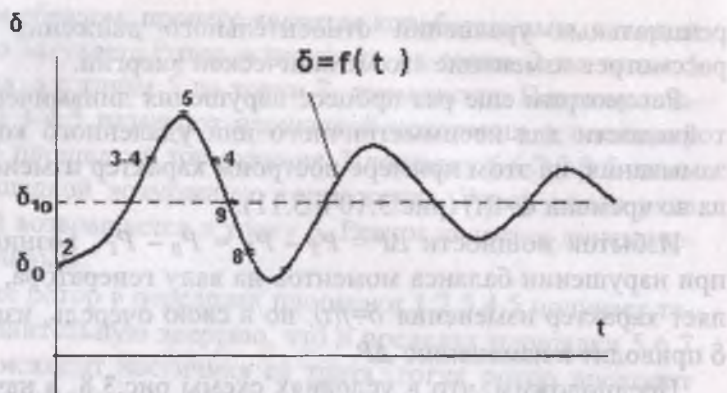


Рис.3.11. Изменение угла во времени, определенное методом площадей

В точке 5 относительная скорость ротора равна нулю, т.е. его абсолютная скорость становится опять равной синхронной. Под действием избыточного тормозного момента угол начинает уменьшаться, и режим генератора определится движением по II характеристике в направлении точек 4 9 8 и далее вниз.

Если дополнительная энергия, полученная ротором при ускорении в пределах площадки 1 2 3 7 1, будет меньше энергии, которая тратится при торможении машины в пределах площадки торможения 7 4 5 6 7, то динамический процесс будет устойчивым. В противном случае генератор теряет устойчивость. Этот колебательный процесс "ускорение-торможение" продолжится и в случае устойчивости: амплитуда колебаний угла от периода к периоду уменьшается и новый нормальный режим установится в точке 9. При этом процесс изменения угла $\delta=f(t)$ будет как на рис 3.11. Точки 2, 3-4, 5, 4, 9, 8 соответствуют таковым на рис 3.10.

Энергия, запасенная ротором при ускорении от угла δ_0 до $\delta_{отк}$, равна:

$$A_y = \int_{\delta_0}^{\delta_{отк}} \Delta P_1 d\delta = n l 123791 = S_y \quad (3.18)$$

Таким образом, дополнительная кинетическая энергия, запасенная ротором при его ускорении, эквивалентна площадке ускорения.

Энергия, расходуемая при торможении, определяется:

$$A_T = \int_{\delta_{max}}^{\delta_5} \Delta P_5 d\delta = m l 74557 = S m \quad (3.19)$$

Точка 5 - это точка, где полностью израсходуется дополнительная кинетическая энергия ротора, приобретенная при ускорении, и относительная скорость равна $\Delta \omega = 0$, т.е. $\omega_p = \omega_0$.

С точки 5 начинается обратное движение ротора под действием избыточного тормозного момента ΔP_5 .

Здесь площадь 74567 является площадкой возможного торможения, так в пределах этой площадки избыточная энергия тратится на торможение.

Точка 6 - критическая точка. Неустойчивость точки 6 определяется тем, что малейшее отклонение ротора приводит или к торможению ротора или к прогрессирующему возрастанию угла δ .

Еще раз напомним правило площадей: для устойчивости должно выполняться условие

$$A_y < A_T \quad (3.20)$$

или

$$S_y \leq S_{в.т} \quad (3.21)$$

Таким образом, метод площадей, являясь энергетическим методом определения устойчивости при больших возмущениях, основан на определении энергии, которую ротор приобретает в период ускорения и тратит при торможении. Так как угол δ жестко связан с ротором, то колебания его можно определить по угловой характеристике и установить зависимость $\delta = f(t)$, т.е. определить устойчивость или ее потерю в результате динамического возмущения.

3.5. Определение предельного угла отключения короткого замыкания

Правило площадей позволяет аналитически определить значение предельного угла отключения короткого замыкания. Предположим, что в рассматриваемой схеме на рис.3.8. при угле δ_0 произошло несимметричное короткое замыкание δ_0 и отключилось через заданное время. Определим предельный угол отключения $\delta_{п.о}$ при котором ещё устойчивость будет сохранена.

Приравняем площади ускорения и возможного торможения (рис.3.12), границы которых ограничиваются соответственно углами от δ_0 до $\delta_{п.о}$ (S_y) и от $\delta_{п.о}$ до $\delta_{кр}$ (S_m).

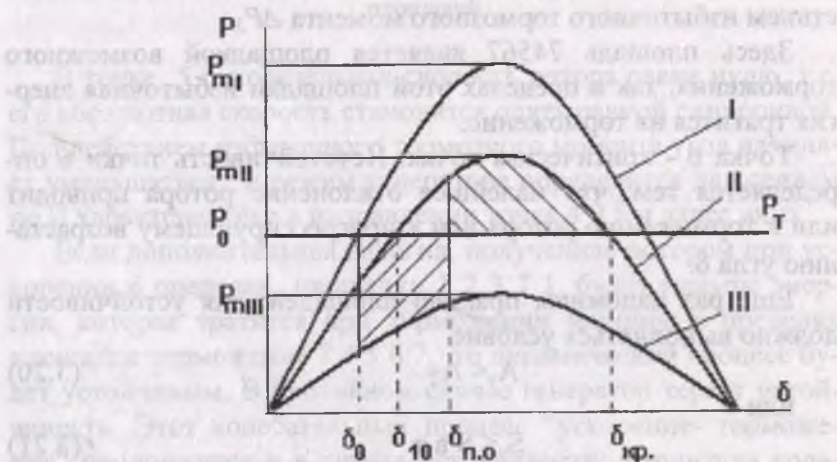


Рис.3.12. К определению предельного угла отключения короткого замыкания

$$S_y = S_T \quad (3.22)$$

Можно написать:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{п.о}} (P_0 - P_{mIII} \cdot \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{п.о}}^{\delta_{кр}} (P_{mII} \cdot \sin \delta - P_0) d\delta \quad (3.23)$$

Интегрируем в заданных интервалах:

$$P_0(\delta_{no} - \delta_0) - P_{m_{II}}(\cos \delta_{no} - \cos \delta_0) - P_{m_I}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{no}) + P_0(\delta_{кр} - \delta_{no}) = 0 \quad (3.24)$$

и окончательно:

$$\cos \delta_{кр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{m_{II}} \cdot \cos \delta_{кр} - P_{m_I} \cdot \cos \delta_0}{P_{m_I} - P_{m_{II}}}, \quad (3.25)$$

где $\delta_{кр}$ — критический угол, за которым устойчивая работа генератора невозможна.

$$P_0 = P_{m_I} \cdot \sin \delta_{10}; \quad \text{но} \quad \delta_{кр} = 180^\circ - \delta_{10};$$

$$\text{или} \quad \delta_{кр} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_{m_I}} \quad (3.26)$$

Подставляя найденное значение $\delta_{кр}$ в (3.25), определим предельный угол отключения короткого замыкания, при котором динамическая устойчивость синхронного генератора и электрической системы сохраняется.

Для практических целей определение предельного угла отключения недостаточно. Устройствам релейной защиты или выключателя должно быть задано время отключения короткого замыкания, соответствующее предельному углу отключения. С помощью правила площадей определить предельное время отключения короткого замыкания невозможно, для этой цели нужно воспользоваться численными методами решения дифференциальных уравнений. Только в одном случае — при трехфазном коротком замыкании на шинах можно аналитически решить дифференциальное уравнение синхронного генератора и определить $\delta = f(t)$.

3.6. Решение уравнения движения ротора при трехфазном коротком замыкании

Только при близком трехфазном коротком замыкании генератора задача определения предельного времени отключения может быть решена аналитически, так как уравнение относительного движения ротора синхронного генератора становится линейным. Рассмотрим этот случай:

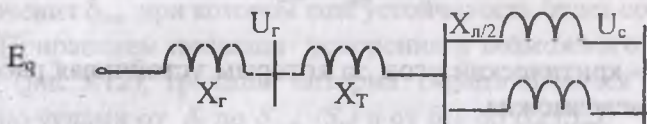


Рис.3.13.

Предположим, что в начале линии произошло трехфазное короткое замыкание.

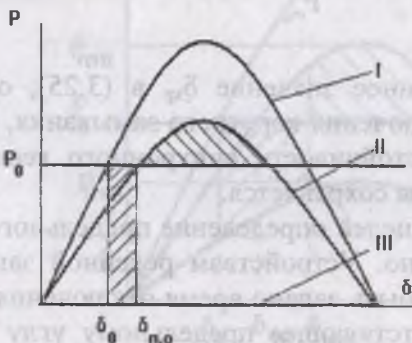


Рис.3.14. К решению уравнения относительного движения ротора при трехфазном коротком замыкании.

Уравнение движения ротора машины:

$$T_J \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_0 - P_{\text{м.}} \cdot \sin \delta, \quad (3.27)$$

но при 3^х фазном коротком замыкании справедливо соотношение

$$P_{III} = \frac{E_g \cdot U}{X_{\Sigma III}} \cdot \sin \delta = 0 \quad (3.28)$$

так как $X_{III} = 0$ и следовательно $X_{\Sigma III} = \infty$

Тогда уравнение относительного движения ротора синхронного генератора принимает вид:

$$T_J \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_0 \quad (3.29)$$

Это дифференциальное уравнение линейное и его решение определяется выражением:

$$\delta = \frac{P_0}{2T_J} \cdot t^2 + C_1 + C_2, \quad (3.30)$$

где C_1, C_2 могут быть определены из начальных условий. Учтем, что согласно (1.12)

$$a = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d\delta^2}{dt^2} = 18000 \cdot \frac{0,85 \cdot P_0}{T_J}$$

Коэффициент 0,85 появился на основе принятого допущения об уменьшении вращающего момента турбины на 15%, если трехфазное короткое замыкание произошло вблизи шин генератора.

$$\text{Тогда: } d\omega = a dt; \quad \int d\omega = \int a dt; \quad \Delta\omega = at + C_1$$

$$\text{при } t=0, \quad \Delta\omega=0 \quad \text{и} \quad C_1=0;$$

Далее

$$d\delta = \Delta\omega \cdot dt = a \cdot t \cdot dt, \quad \int d\delta = \int a \cdot t \cdot dt$$

$$\delta = a \frac{t^2}{2} + C_2 \quad (3.31)$$

при $t=0 \quad \delta = \delta_0 \quad C_2 = \delta_0$

тогда: $\delta = \frac{at^2}{2} + \delta_0$ или $\delta - \delta_0 = \frac{at^2}{2}$

или окончательно

$$t = \sqrt{\frac{2(\delta - \delta_0)}{a}} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_j (\delta - \delta_0)}{18000 \cdot 0,85 \cdot P_0}} \quad (3.32)$$

Очевидно, что время предельного отключения короткого замыкания $t_{н.о.}$ соответствует углу отклонению $\delta_{н.о.}$. Тогда окончательно формула для определения $t_{н.о.}$ при трехфазном коротком замыкании имеет вид:

$$t_{н.о.} = \sqrt{\frac{T_j (\delta_{н.о.} - \delta_0)}{7650 \cdot P_0}}; \quad (3.33)$$

3.7. Решение дифференциальных уравнений синхронного генератора

а) Общая характеристика методов и используемые уравнения

Изучение электромеханических переходных процессов в электрических системах требует решения нелинейных дифференциальных уравнений синхронных генераторов, совместно с алгебраическими уравнениями электрической сети.

Так как отсутствуют методы их аналитического решения, то применяют методы численного интегрирования - наиболее общие способы решения инженерно-технических задач.

Они позволяют вести расчет с учетом различных регуляторов (возбуждения, скорости), выбрать соответствующие коэффициенты регулирования, определить режим и время, пре-

дельно допустимые по динамической устойчивости, выбрать параметры настройки реальной защиты и противоаварийной автоматики и т.д.

Дифференциальные уравнения решаются, как правило, классическими методами Эйлера, Рунге-Кутты, Милна, а алгебраические уравнения методами исключения Гаусса, Ньютона и др.

Сущность численного решения дифференциального уравнения сводится к замене реальной интегральной кривой конечным числом прямолинейных отрезков. Так как при расчете каждого последующего отрезка (шага) добавляется ошибка, в целях ее уменьшения в применяемых методах используется автоматический выбор шага, обеспечивающий ее допустимую величину.

Вышеназванные методы изучаются в курсе "Математические задачи энергетики" поэтому рассмотрим только уравнения элементов электрической системы, используемые в промышленных программах. Так как используемые модели разнообразны, приведем только наиболее распространенные их модификации.

Дифференциальные уравнения синхронного генератора:

- уравнение относительного движения ротора:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{P_T - P_G}{T_J}, \quad (3.34)$$

где P_T , P_G - вращающие мощность турбины и тормозная электромагнитная мощность генератора, T_J - постоянная инерция агрегата;

- обмотки возбуждения:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{E_{qe} - E_q}{T_{do}}, \quad (3.35)$$

где E_q , E'_q , E_{qe} - э.д.с. холостого хода, переходная э.д.с. и э.д.с. за счет регулирования возбуждения; T_{do} - постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора.

- возбуждителя;

$$\frac{dE_{\varphi}}{dt} = \frac{E_{\varphi 0} - E_{\varphi}}{T_e}; \quad (3.36)$$

где E_{qp} , E_{qu} - напряжение на выходе регулятора, управляющий сигнал регулятора, T_e - постоянное времени возбудителя;
 - регулятора возбуждения:

$$\frac{dE_{qu}}{dt} = \frac{E_{qu} - E_{qp}}{T_p}; \quad (3.37)$$

где T_p - постоянное времени регулятора.

- закон регулирования с учетом возможности регулирования по току статора I , напряжению U , частоте f и их производным:

$$E_{qu} = E_{q_{зад}} + K_{0I}I + K_{0U}(U - U_0) + K_{1U} \frac{dU}{dt} + \\ + K_{1I} \frac{dI}{dt} + K_{2I} \frac{d^2I}{dt^2} + K_{0f}(f - f_0) + K_{1f} \frac{df}{dt}, \quad (3.38)$$

где $E_{q_{зад}}$ - составляющая э.д.с. холостого хода управляющего сигнала, приведенная к напряжению статора.

Остальные обозначения были приведены ранее.

Регуляторы позволяют учитывать ограничения по максимуму и минимуму параметров режима.

Уравнения турбины и его регулятора имеют вид:

$$\frac{dP_T}{dt} = \frac{1}{T_n} (\alpha_1 \mu - P_T); \quad (3.39)$$

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{1}{T_s} (\alpha_2 \cdot S - \mu); \quad (3.40)$$

$$P_T = P_{T_0} (1 - \gamma) + \gamma P_{ном} \cdot P_I, \quad (3.41)$$

где γ - доля регулируемой мощности турбины с промежуточным перегревом; μ - открытие регулирующего аппарата; s - скольжение генератора; T_n , T_s - постоянные времени парового объема и регулятора скорости; α_1 , α_2 - постоянные, зависящие от статизма регулятора скорости. Учитываются ограничения

по значению и скорости изменения открытия регулирующего аппарата. В случае уточненных расчетов могут быть использованы уравнения котла, топки и других элементов в цепочке "Топливо- пар".

На каждом шаге интегрирования решается уравнение узловых напряжений системы и определяются напряжения узлов и мощности генераторов

$$P_r = \frac{E_q U}{X} \sin \delta, \quad (3.41)$$

где X - сопротивление от точки приложения э.д.с до точки с напряжением U . В случае упрощенного представления используется модель $E_q = \text{const}$ за X_d .

Нагрузки учитываются статическими характеристиками, неизменными сопротивлениями или же дифференциальными уравнениями асинхронной нагрузки.

Уравнения всех элементов схемы записываются в синхронно вращающихся осях, кроме генераторов, в которых учитываются регуляторы возбуждения: уравнения таких генераторов записываются в собственных осях с дальнейшими приведением к синхронной оси.

Вышеприведенное используется в промышленных программах, применяемых в диспетчерских управлениях режимами электрических систем.

б) Метод последовательных интервалов

Практически в упрощенных расчетах, где не требуется высокая точность и необходимо иметь информацию для первого цикла колебаний параметров режима, используется метод численного интегрирования, более упрощенный и менее трудоемкий - метод последовательных интервалов.

Метод последовательных интервалов применяют для решения уравнения движения ротора синхронного генератора при любом виде к.з. Метод последовательных интервалов позволяет учитывать все факторы, влияющие на переходный процесс. Сущность метода заключается в том, что весь пере-

ходный процесс разбивается на небольшие интервалы времени (Δt) и на каждом интервале находят изменения параметров режима.

Рассмотрим простую электрическую систему с двухцепной линией (рис.3.13.) Предположим, что в начале линии произошло несимметричное короткое замыкание. При этом режим генератора переходит в аварийную характеристику III, при угле $\delta_{отк}$ короткое замыкание отключается и линия переходит в послеаварийную характеристику II (рис.3.15). В результате небаланса на валу генератора $\Delta P = P_T - P_r \neq 0$ скорость ротора увеличивается, становясь все более синхронной.

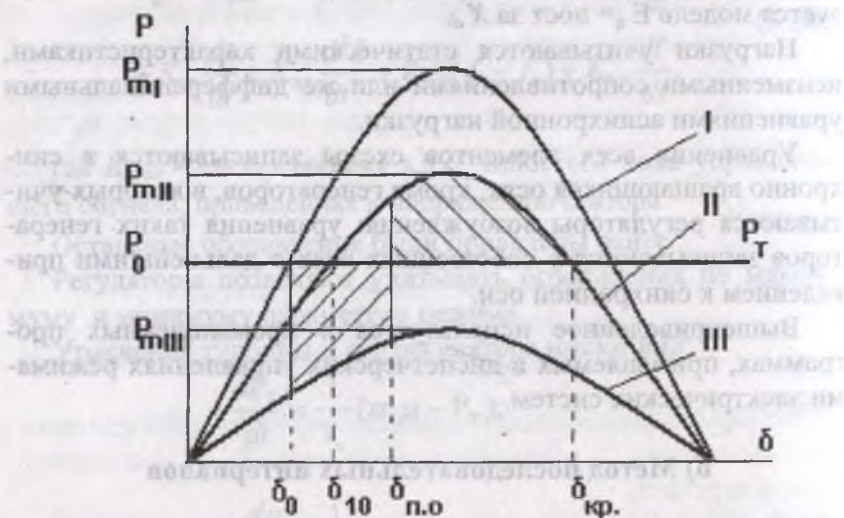


Рис. 3.15. К применению метода последовательных интервалов

Генератор выпадает из синхронизма, так как $S_y > S_{с.т.}$, хотя генератор частично тормозится, но за критическим углом $\delta_{кр}$ его ускорение продолжится. Задача - надо найти $\delta=f(t)$ и других параметров режима.

От величины шага расчета - интервала времени Δt - зависит точность результатов вычислений, а также длительность

вычислений переходного процесса. Каждый интервал характеризуется начальными и конечными значениями параметров режима: угла, мощности, тока и т.д. Например, в связи с изменением угла на $\Delta\delta$ за время Δt будет меняться приращение мощности, тока и других параметров режима.

В целях упрощения задачи примем некоторые допущения:

1) Избыток мощности в каждом интервале Δt постоянен $\Delta P = \text{пост.}$

2) Ускорение в каждом интервале остается постоянным .

$$a = \frac{18000 \cdot \Delta P}{T_j} = \text{пост.} \quad (\text{рис.3.16})$$

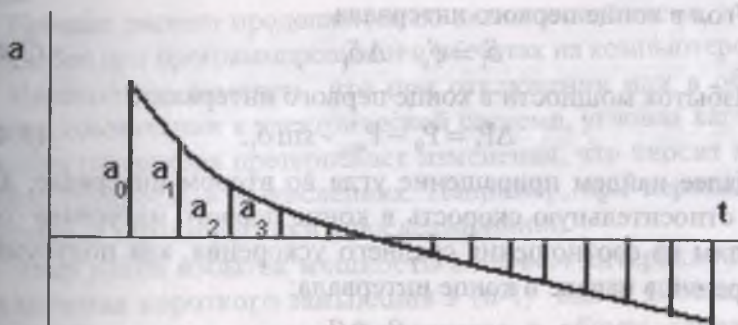


Рис.3.16

Найдем, чему равно приращение угла в течение первого интервала. Воспользуемся формулой пути при равноускоренном движении. При этом учтем, что в момент короткого замыкания скорость ротора была синхронной и поэтому относительная скорость $\Delta\omega=0$.

Тогда: $S = V_0 \cdot t + \frac{at^2}{2}$, здесь пройденный путь S соответствует увеличению угла δ или с учетом $V_0=0$, $\Delta\omega=0$ получим приращение угла в конце первого интервала:

$$\Delta\delta_1 = \frac{a_0 \cdot t^2}{2} = \frac{18000}{T_j} \Delta P_0 \cdot \Delta t^2 \cdot \frac{1}{2} = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_0}{2} = k \cdot \frac{\Delta P_0}{2}, \quad (3.42)$$

$$\text{где } k = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j}$$

Угол в конце первого интервала

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1. \quad (3.43)$$

Избыток мощности в конце первого интервала:

$$\Delta P_1 = P_0 - P_{m_{\text{ин}}} \cdot \sin \delta_1. \quad (3.44)$$

Далее найдем приращение угла во втором интервале, для чего относительную скорость в конце первого интервала определим из соотношения среднего ускорения, как полусумму ускорений в начале и конце интервала:

$$\Delta\omega = \left(\frac{a_0 + a_1}{2} \right) \cdot \Delta t, \quad (3.45)$$

тогда

$$\Delta\delta_2 = \Delta\omega \cdot \Delta t + \frac{a_1 \Delta t^2}{2} = \frac{a_0}{2} \Delta t^2 + \frac{a_1 \cdot \Delta t^2}{2} + \frac{a_1 \cdot \Delta t^2}{2};$$

$$\text{или } \Delta\delta_2 = 0,5 \cdot a_0 \cdot \Delta t^2 + a_1 \cdot \Delta t^2 = \Delta\delta_1 + a_1 \cdot \Delta t^2$$

$$\text{где } a_1 = \frac{18000}{T_j} \cdot \Delta P_1,$$

и окончательно приращение угла - в конце второго интервала,

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + a_1 \cdot \Delta t^2;$$

угол в конце второго интервала

$$\delta_2 = \Delta\delta_2 + \delta_1$$

Мощность в конце второго интервала:

$$\Delta P_2 = P_0 - P_{\text{мш}} \cdot \sin \delta_2,$$

Аналогично можем записать для 3^{го} интервала:

$$\Delta\delta_3 = \Delta\delta_2 + a_2 \cdot \Delta t^2; \quad (3.42a)$$

$$\delta_3 = \Delta\delta_3 + \delta_2; \quad (3.43a)$$

$$\Delta P_3 = P_0 - P_{\text{мш}} \cdot \sin \delta_3; \quad (3.44a)$$

и т.д.

Процесс расчета продолжится по аналогичной схеме, поэтому удобен при программировании и расчетах на компьютере.

Необходимо отметить, что при отключении или в общем случае коммутации в электрической системе, угловая характеристика генератора претерпевает изменения, что вносит некоторую трудность в вычислениях. Например, при переходе из аварийной характеристики к послеаварийной.

Чему равен избыток мощности в первом интервале после отключения короткого замыкания в (n-1) шаге? В этих случаях избыток мощности определяется в общем случае по формуле:

$$\Delta P_{n-1} = \frac{\Delta P_{n-1} + \Delta P_{n-1}^1}{2},$$
 где ΔP_{n-1} - приращение мощности по аварийной характеристике в момент отключения, ΔP_{n-1}^1 - то же по послеаварийной характеристике.

В нашем конкретном случае $\Delta P_{n-1} = \Delta P_{\text{отк}} = P_0 - P_{\text{мш}} \cdot \sin \delta_{\text{отк}}$ и

$$\Delta P_{n-1}^1 = \Delta P_{\text{отк}}^1 = P_0 - P_{\text{мш}} \cdot \sin \delta_{\text{отк}}$$

$$\Delta P_{\text{отк}} = \frac{\Delta P_{\text{отк}} + \Delta P_{\text{отк}}^1}{2}; \quad (3.46)$$

Продолжая этот процесс, находим:

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + a_{n-1} \cdot \Delta t^2 = \Delta\delta_{n-1} + K \cdot \frac{\Delta P_{(n-1)} + \Delta P_{(n-1)}}{2} \quad (3.47)$$

$$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta\delta_n, \quad (3.48)$$

$$\Delta P_n = P_0 - P_{\text{мл}} \cdot \sin\delta_n, \quad (3.49)$$

и т.д., и расчет заканчиваем по окончании заданного времени, или получении требуемой информации о характере изменения параметров режима об устойчивости или неустойчивости системы.

Если в результате расчета возникает необходимость в изменении величины интервала времени (расчет предельных по динамической устойчивости режимов, резкие изменения характеристик), то приращения углов определяются по соотношению:

$$\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{n-1} \cdot K_{\Delta} + K \cdot \frac{\Delta P_{(n-2)} \cdot (1 - K_{\Delta}) + \Delta P_{(n-1)} \cdot (1 + 3K_{\Delta})}{4 \cdot K_{\Delta}} \quad (3.50)$$

$$\text{где } K_{\Delta} = \frac{\Delta t_n}{\Delta t_c};$$

$\Delta t_n, \Delta t_c$ — соответственно величины нового и старого интервалов времени.

Метод последовательных интервалов имеет ряд недостатков:

- не предусматривает контроля погрешности;
- не предусматривается автоматическое внесение поправок и изменения шага интегрирования при понижении точности ниже заданной.

Метод последовательных интервалов применяют совместно с методом площадей. Например, по правилу площадей определяют предельный угол отключения короткого замыкания, $\delta_{н.о.}$, а далее методом последовательных интервалов рассчитывая изменения угла во времени $\delta=f(t)$, можно найти время предельного отключения.

3.8. Динамическая устойчивость системы, состоящей из двух генераторных станций

Рассмотрим систему, состоящую из 2-х станций соизмеримой мощности (рис.3.17).

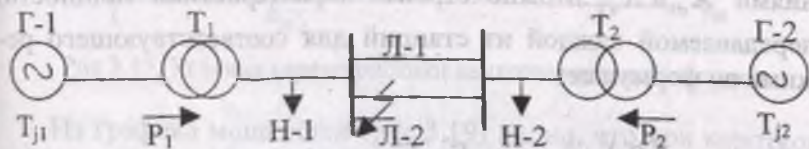


Рис. 3.17

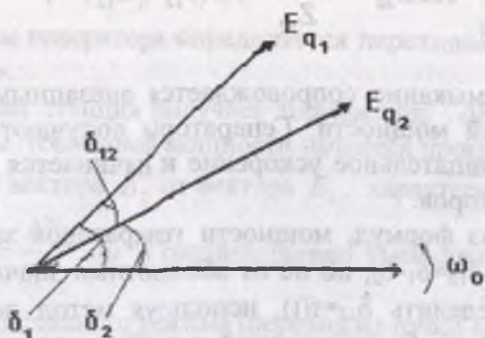


Рис 3.18

В рассматриваемой схеме сопротивления нагрузки принимаются постоянными. Анализ проведем при условии, что при изменении электрической мощности генераторов одной стан-

ции, например, уменьшение мощности генераторов другой увеличивается. Пусть произошло несимметричное короткое замыкание в указанной точке с последующим отключением к.з. Можно найти собственные и взаимные сопротивления для нормального, аварийного, послеаварийного режимов. При этом необходимо помнить, что величины этих сопротивлений определяются, исходя из рассматриваемого режима. Например, для аварийного режима они определяются при включенном в точке короткого замыкания аварийном шунте. Для послеаварийного режима аварийный шунт и одна из цепей линий из схемы исключаются. Генераторы представляются постоянством переходных э.д.с. E_1 E_2 за переходными сопротивлениями X_{d1} и X_{d2} . Можно строить характеристики мощности, передаваемой каждой из станций для соответствующего режима по формулам:

$$P_1 = \frac{(E_1')^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{E_1' \cdot E_2'}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) ; \quad (3.51)$$

$$P_2 = \frac{(E_2')^2}{Z_{22}} \sin \alpha_{22} - \frac{E_1' \cdot E_2'}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) ; \quad (3.52)$$

Короткое замыкание сопровождается внезапным изменением отдаваемой мощности. Генераторы получают положительное или отрицательное ускорение и начинается взаимное движение их роторов.

Как видно из формул, мощности генераторов зависят от взаимного угла $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$, но не от абсолютных значений δ_1 и δ_2 . Можно определить $\delta_{12} = f(t)$, используя метод последовательных интервалов. Если взаимный угол δ_{12} непрерывно растет, следовательно, динамическая устойчивость системы нарушается, в противном случае - устойчивость будет сохранена.

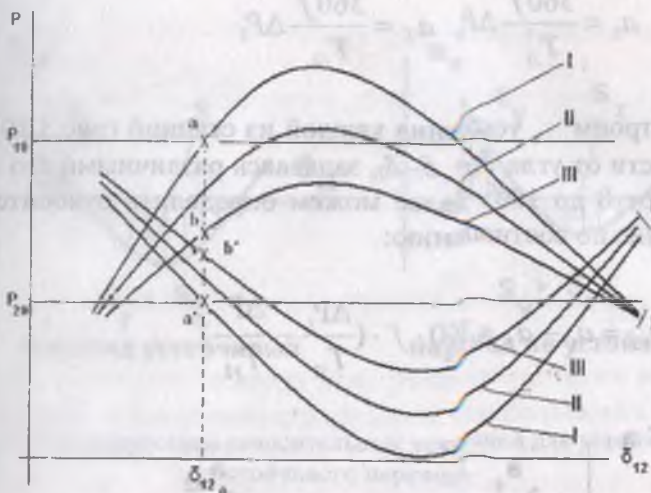


Рис 3.19. Угловые характеристики двухгенераторной системы.

Из графика мощностей (рис.3.19) видно, что при коротком замыкании в рассматриваемой точке схемы:

- первая станция получает ускорение под действием

$\Delta P_1 (P_{1a} > P_{2n})$: $a_1 = \frac{\Delta P_1}{T_{j1}} \cdot \omega$, что означает увеличение угла δ_1 , так

как режим генератора определяется переходом из точки «а» в точку «b».

- вторая станция получает торможение $\Delta P_2 (P_{2b} < P_{2n})$ и под действием тормозной мощности начнется прогрессирующее отставание вектора $\dot{E}_2$ от вектора $\dot{E}_1$, характеризуемое ускорением

$a_2 = \frac{\Delta P_2}{T_{j2}} \cdot \omega$ и соответственно уменьшение угла δ_2 относительно исходного режима (переход из точки «а» в точку «b»)

Если постоянные инерции роторов генераторов T_{j1}, T_{j2} выражены в секундах, а ускорения выразить в градусах в секунду в квадрате, то

$$a_1 = \frac{360f}{T_{j1}} \Delta P_1, \quad a_2 = \frac{360f}{T_{j2}} \Delta P_2 \quad (3.53)$$

Построим ускорения каждой из станций (рис.3.20) в зависимости от угла $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$, задаваясь различными его значениями от 0 до 180° . Далее можем определить относительное ускорение по соотношению:

$$a_{12} = a_1 - a_2 = 360 \cdot f \cdot \left(\frac{\Delta P_1}{T_{j1}} - \frac{\Delta P_2}{T_{j2}} \right) \quad (3.54)$$

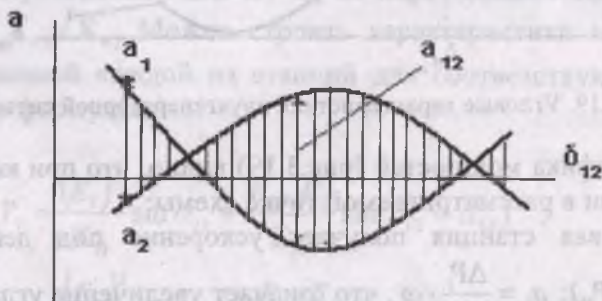


Рис.3.20. Характеристики относительных ускорений двухгенераторной системы.

Разница ординат ускорений для каждого значения δ_{12} представляет относительное ускорение a_{12} , которое и можно построить в виде $a_{12} = f(\delta_{12})$.

Площадки, ограниченные кривой $a_{12} = f(\delta_{12})$ и осью абсцисс, представляют соответственно ускоряющую и тормозную энергии роторов генераторов. Если преобладает ускоряющая энергия $S_y > S_T$, то система неустойчива при данном возмущении и наоборот (рис.3.21).



Рис. 3.21. Характеристики относительных ускорений для устойчивого и неустойчивого перехода.

Применяя метод площадей и метод последовательных интервалов, можем построить и найти угол предельного отклонения $\delta_{пр.откл.}$, при котором устойчивость системы будет сохранена.

Для этой цели необходимо вычислить ΔP_1 и ΔP_2 дважды:

1) Для режима аварийного (к.з.):

$$\Delta P_{1(ш)} = P_{\max(ш)} - E_1^2 \cdot \frac{\sin \alpha_{1(ш)}}{Z_{1(ш)}} - E_1 \cdot E_2 \cdot \frac{\sin[\delta_{12} - \alpha_{12(ш)}]}{Z_{12}} \quad (3.55)$$

$$\Delta P_{2(ш)} = P_{\max(ш)} - E_2^2 \cdot \frac{\sin \alpha_{2(ш)}}{Z_{2(ш)}} + E_1 \cdot E_2 \cdot \frac{\sin[\delta_{12} + \alpha_{12(ш)}]}{Z_{12}} \quad (3.56)$$

$$\text{и } a_{12(ш)} = \left(\frac{\Delta P_{1(ш)}}{T_{л1}} - \frac{\Delta P_{2(ш)}}{T_{л2}} \right) \cdot 360 \cdot f \quad (3.57)$$

2) Для послеаварийного режима

$$\Delta P_{1(n)} = P_{\max(n)} - E_1^2 \cdot \frac{\sin \alpha_{12(n)}}{Z_{11(n)}} - E_1 \cdot E_2 \cdot \frac{\sin[\delta_{12} - \alpha_{12(n)}]}{Z_{12}} \quad (3.58)$$

$$\Delta P_{2(n)} = P_{\max(n)} - E_2^2 \cdot \frac{\sin \alpha_{22(n)}}{Z_{22(n)}} - E_1 \cdot E_2 \cdot \frac{\sin[\delta_{12} + \alpha_{12(n)}]}{Z_{12}} \quad (3.59)$$

$$\text{и } \alpha_{12(n)} = \left(\frac{\Delta P_{1(n)}}{T_{j1}} - \frac{\Delta P_{2(n)}}{T_{j2}} \right) 360 \cdot f$$

После этого можем построить кривые $\alpha_{12} = f(\delta_{12})$ соответственно для аварийного и послеаварийного режимов и из равенства площадей ускорения и торможения найти угол предельного отключения короткого замыкания $\delta_{n.o.}$ (рис.3.22)

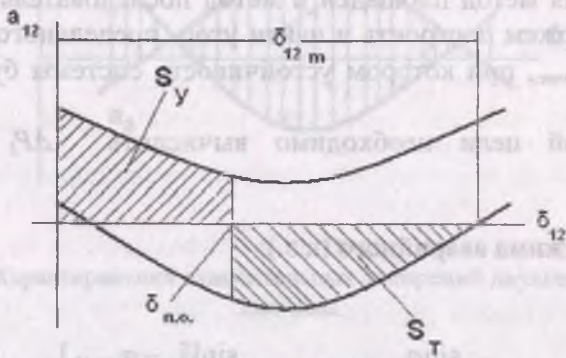


Рис 3.22. К определению предельного угла отключения двухгенераторной системы.

Здесь могут быть поставлены две задачи.

1) Задано время отключения короткого замыкания $t_{откл.}$. Надо выяснить, сохраняется устойчивость или нет при заданной $t_{откл.}$.

2) Определение предельного времени отключения короткого замыкания $t_{n.o.}$

Эти задачи также могут быть решены методом последовательных интервалов.

Первая задача: После того, как произошло к.з., можно определить ΔP_1 и ΔP_2 и соответственно по соотношениям

$$k_1 = \frac{18000 \cdot \Delta t^2}{T_{j1}} \quad k_2 = \frac{18000 \cdot \Delta t^2}{T_{j2}}$$

найти приращение углов в конце первого интервала:

$$\Delta \delta_{1(1)} = k_1 \cdot \frac{\Delta P_{1(o)}}{2} \quad \Delta \delta_{2(1)} = k_2 \cdot \frac{\Delta P_{2(o)}}{2},$$

углы в конце первого интервала:

$$\delta_{1(1)} = \Delta \delta_{1(1)} + \delta_{1(o)} \quad \delta_{2(1)} = \Delta \delta_{2(1)} + \delta_{2(o)},$$

относительный угол в конце первого интервала:

$$\delta_{12(1)} = \delta_1 - \delta_2. \quad (3.60)$$

Далее расчет повторяется для второго интервала

$$\begin{aligned} \Delta P_{1(1)} \quad \Delta P_{2(1)} \\ \Delta \delta_{1(2)} = \Delta \delta_{1(1)} + k_1 \cdot \Delta P_{1(1)} \quad \Delta \delta_{2(2)} = \Delta \delta_{2(1)} + k_2 \cdot \Delta P_{2(1)} \\ \delta_{12(2)} = \delta_{1(2)} - \delta_{2(2)} \quad \text{и т.д.} \end{aligned}$$

После отключения короткого замыкания при заданном $t_{\text{откл}}$ генераторы переходят во II характеристику и расчет продолжим тем же способом, определяя в конце каждого интервала избытки ΔP_i и приращения углов. Расчет методом последовательных интервалов необходимо вести до тех пор, пока угол не начнет уменьшаться. Это означает, что устойчивость сохранилась при заданном $t_{\text{откл}}$.

Если угол непрерывно возрастает и достигает порядка 180° , то расчет необходимо прекратить и сделать вывод, что устойчивость при заданном времени отключения $t_{\text{откл}}$ не сохранилась.

Вторая задача:

Методом последовательных интервалов решаем уравнения движения роторов генераторов первой и второй станций и в

каждом интервале находим угол δ_{12} для режима короткого замыкания. Далее, строя кривую $\delta_{12}=f(t)$, находим время $t_{\text{н.о.}}$.

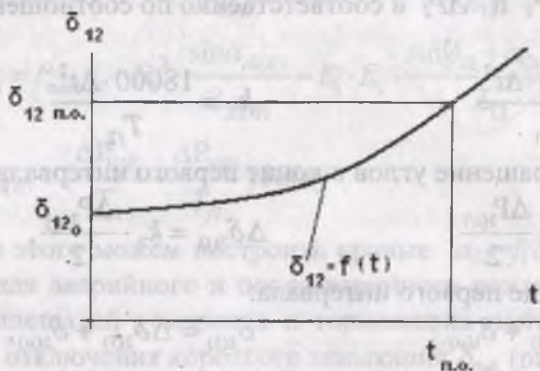


Рис 3.23. К определению предельного времени отключения короткого замыкания двухгенераторной системы

Здесь необходимо отметить следующее. Приращение абсолютных углов генераторов в каждом интервале можно определить по соотношениям:

для первого генератора:

$$\Delta\delta_{1(n)} = k_1 \cdot \frac{\Delta P_{1(n-1)}}{2} = 360 \cdot f \cdot \Delta t^2 \cdot \frac{\Delta P_{1(n-1)}}{2T_{J1}}, \quad (3.62)$$

для второго генератора:

$$\Delta\delta_{2(n)} = k_2 \cdot \frac{\Delta P_{2(n-1)}}{2} = 360 \cdot f \cdot \Delta t^2 \cdot \frac{\Delta P_{2(n-1)}}{2T_{J2}}, \quad (3.63)$$

Разность этих приращений дает относительное приращение взаимного угла:

$$\Delta\delta_{12(n)} = \Delta\delta_{1(n)} - \Delta\delta_{2(n)} = 360 f \cdot \left(\frac{\Delta P_{1(n-1)}}{T_{J1}} - \frac{\Delta P_{2(n-1)}}{T_{J2}} \right) \frac{\Delta t^2}{2} \quad (3.64)$$

Но так как

$$360 \cdot f \cdot \left(\frac{\Delta P_{1(n-1)}}{T_{j1}} - \frac{\Delta P_{2(n-1)}}{T_{j2}} \right) = a_{12(n)}, \quad (3.65)$$

т.е. равно относительному ускорению, можем написать

$$\Delta \delta_{12(n)} = a_{12(n-1)} \cdot \frac{\Delta t^2}{2}$$

и окончательно $\Delta \delta_{12(n)} = \Delta \delta_{12(n-1)} + a_{12(n-1)} \cdot \Delta t^2$, (3.66)

т.е. расчет можно вести непосредственно для угла. Расчет по существу, сводится к случаю расчета одного генератора.

3.9. Меры повышения запаса динамической устойчивости электрических систем

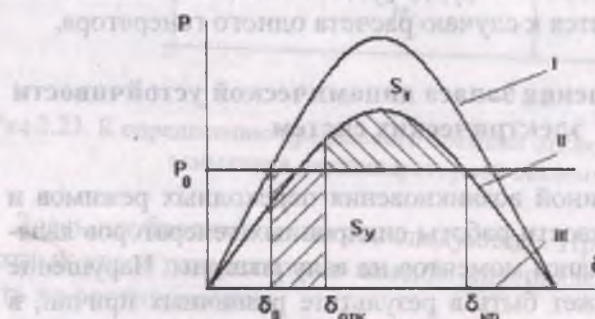
Основной причиной возникновения переходных режимов и нарушения устойчивости работы синхронных генераторов является нарушение баланса моментов на валу машины. Нарушение баланса $P_T = P_G$ может быть в результате различных причин, в том числе, коротких замыканий, отключении нагрузки, части генераторов и т.д. Наиболее тяжелые последствия возникают, если трехфазное короткое замыкание происходит вблизи шин генератора. Поэтому меры, предпринимаемые для сохранения устойчивости генераторов, и, соответственно, электрической системы направлены на обеспечение этого баланса.

Меры, которые были рассмотрены для обеспечения статической устойчивости электрических систем, повышают также и запас динамической устойчивости. Существуют также другие способы, повышающие динамическую устойчивость:

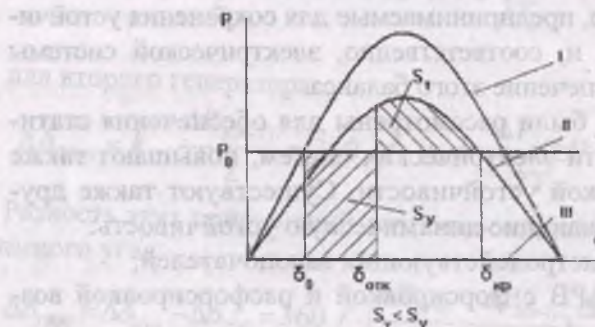
- применение быстродействующих выключателей;
- применение АРВ с форсировкой и расфорсировкой возбуждения;
- повышение номинального напряжения линий передач;
- регулирование турбины и т.д.

Рассмотрим некоторые из них по отдельности.

Быстродействующие выключатели. Необходимо как можно быстрое отключение коротких замыканий для обеспечения динамической устойчивости. Эта мера является наиболее радикальным средством для уменьшения отрицательного влияния аварийного режима на динамическую устойчивость параллельной работы генераторов электрической системы. В пределе, если бы было достигнуто мгновенное отключение аварии, то она не вносила бы никакого нарушения в устойчивую работу системы – режим характеризовался бы переходом сразу на послеаварийную характеристику.



Устойчивость сохраняется



Устойчивость не сохраняется

Рис. 3.24. Влияние на динамическую устойчивость времени (угла) отключения ($\delta_{откл}$) короткого замыкания.

Как видно из приведенных графиков (рис.3.24), быстрое отключение уменьшает площадку ускорения и увеличивает площадку возможного торможения и поэтому повышает коэффициент запаса динамической устойчивости $K_q = S_v.t / S_y$.

Время отключения выключателей на напряжения 6-20 кВ составляет 5-10 периода промышленной частоты (0,1-0,2) сек, а на напряжение 35кВ и выше - 2-5 периода (0,04-0,1) сек. При этом необходимо иметь в виду, что скорость отключения аварии масляными выключателями находится в пределах (0,18-0,2) сек, а воздушных выключателей -(0,08-0,1) сек. В современных условиях все большее применение получают так называемые сверхбыстродействующие синхронизированные выключатели. Синхронизированным выключателем называют выключатель, контакты которого размыкаются в строго определенный момент времени с опережением момента прихода отключаемого тока к нулю приблизительно на 1,5-2,5 мс. Полное время отключения короткозамкнутой цепи синхронизированным выключателем находится в пределах 1 периода (0,02 сек).

В соответствии с существующими требованиями синхронная динамическая устойчивость должна обеспечиваться при следующих видах короткого замыкания в наиболее неблагоприятной точке на линии:

- для сетей 35кВ —при двухфазном коротком замыкании на землю;

- для сетей 500кВ и более — при двухфазном коротком замыкании на землю. Если это требует неоправданно больших капитальных затрат, то допускается обеспечение синхронной динамической устойчивости только при однофазных коротких замыканиях с учетом неуспешного действия автоматического повторного включения (АПВ). Необходимо добавить, что автоматическое повторное включение существенно влияет на сохранение динамической устойчивости, в особенности АПВ линии.

Применение АРВ с форсировкой и расфорсировкой возбуждения.

Автоматические регуляторы возбуждения существенно влияют на динамический переход в течение всего переходного процесса. За период короткого замыкания подъем тока возбуждения еще не успевает дать существенных результатов. В период, непосредственно следующий за моментом отключения повреждения, когда очень важно быстро уменьшить скольжение асинхронных двигателей и затормозить генераторы, значения АРВ велико. Если в первом цикле качаний система устойчива, то нарушение устойчивости в последующих циклах при наличии АРВ практически исключается.

На характер переходных процессов влияет потолочное напряжение (кратность форсировки n) и постоянная времени возбуждения T_e .

Повышение предельно передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости с ростом потолка возбуждения тем заметнее, чем меньше T_e , что видно из графика рис. 3.25.

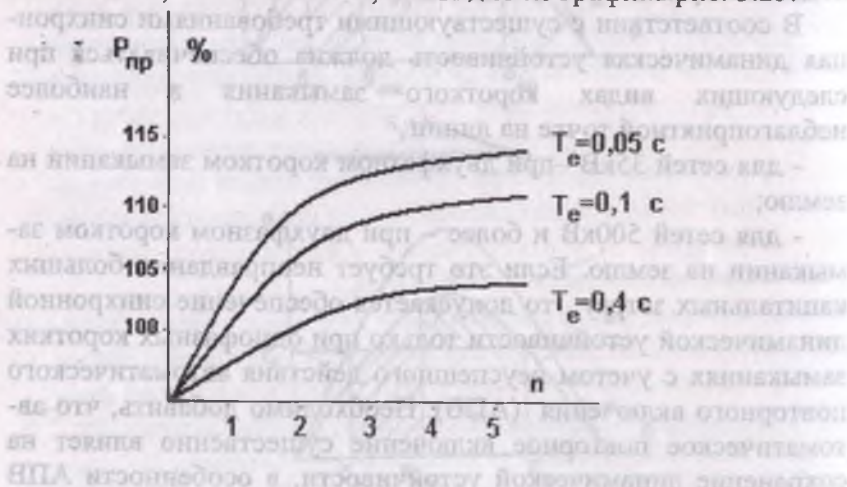


Рис 3.25. Влияние потолка возбуждения n и постоянной времени возбуждителя T_e , т.е. на предельную мощность.

Как было отмечено выше, потолочные значения параметров возбуждения зависят от конструкции и мощности системы возбуждения. Для повышения динамической устойчивости имеют существенное значение потолки напряжения и тока

$$n_u = \frac{U_e}{U_{eH}}, \quad n_I = \frac{i_e}{i_{eH}}, \text{ скорость подъема напряжения.}$$

Необходимо отметить, что для подавления колебаний требуется не только форсировка, но и своевременная расфорсировка – снижение напряжения возбуждения.

Весьма эффективно регулирование возбуждения по второй производной угла. Это происходит из-за того, что вторая производная изменения угла сдвига ротора пропорциональна избыточному моменту на валу генератора

$$\frac{d^2\delta}{dt} = \frac{\Delta P}{T_j}$$

Поэтому действие регулятора точно соответствует причине, вызывающей качание и переходный процесс. Ток возбуждения, а, следовательно, и электромагнитный момент генератора необходимо увеличивать при ускорении ротора и уменьшать при его торможении.

Повышение номинального напряжения линии.

Предел передаваемой мощности прямо пропорционален квадрату напряжения и обратно пропорционален сопротивлению линии, соединяющей эти точки

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_{l2}} = \frac{U^2}{X_{l2}};$$

поэтому повышение номинального значения напряжения существенно для увеличения запаса динамической устойчивости, так как при этом увеличивается предельно передаваемая мощность. Как видно из графика (рис. 3.26), при длине электропередач 200 км повышение напряжения до 220кВ приводит к значительному увеличению предельной мощности.

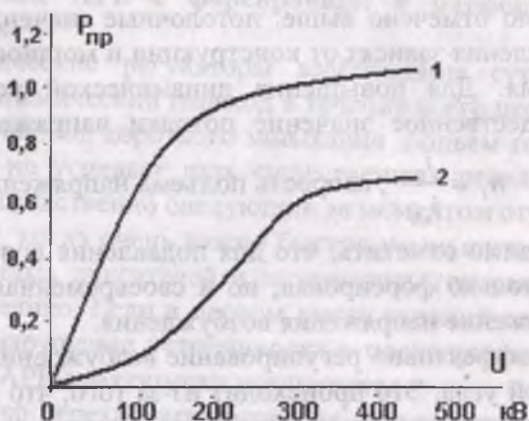


Рис 3.26. Зависимость передаваемой мощности от величины номинального напряжения: 1-длина линии 200 км, 2-длина линии 800 км.

Предельно передаваемая мощность зависит как от величины напряжения, так и от длины электропередачи. На графике приведены значения предельно передаваемых мощностей, когда линия имеет длину 200 км (1) и 800 км (2). Следовательно, с увеличением длины ЛЭП напряжение необходимо повышать.

Увеличение напряжения в два раза равноценно уменьшению сопротивления в четыре раза, что означает увеличение количества цепей в четыре раза. Очевидно, увеличение напряжения более экономично, чем увеличение числа цепей. Область экономического применения различных номинальных напряжений показана на рис.3.27, из которых видно, что возможности передачи на переменном токе далеко не исчерпаны.

Здесь не рассмотрены так называемые полуволновые линии, длиной 3000 км и более или настроенные на полуволну, имеющие уникальные режимные свойства, что является предметом специального курса.

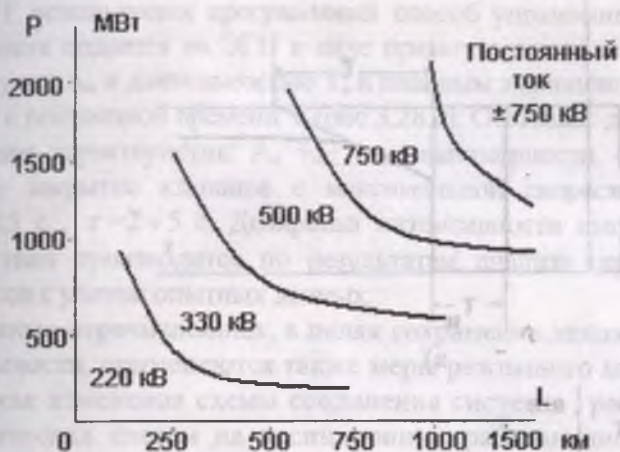


Рис. 3.27. Области экономического применения различных уровней номинального напряжения.

Регулирование турбины. Как было показано выше, переходный режим возникает из-за нарушения баланса вращающего (механического) момента турбины и тормозного (электромагнитного) момента генератора. В целях уменьшения площади ускорения и увеличения площади возможного торможения необходимо снижение мощности турбины, другими словами, при аварийных ситуациях необходима разгрузка электропередачи. Обычно эта мера в случае ГЭС осуществляется отключением части генераторов, что технологически не сложно. Что касается тепловых или атомных станций, где технология отключения и включения гораздо сложнее, применяются другие способы уменьшения мощности турбин. Это так называемое аварийное управление мощностью паровых турбин (АУМПТ). АУМПТ воздействует на систему регулирования паровой турбины (рис.3.28) через электрогидравлический преобразователь (ЭГП) и механизм управления мощностью турбины (МУТ).

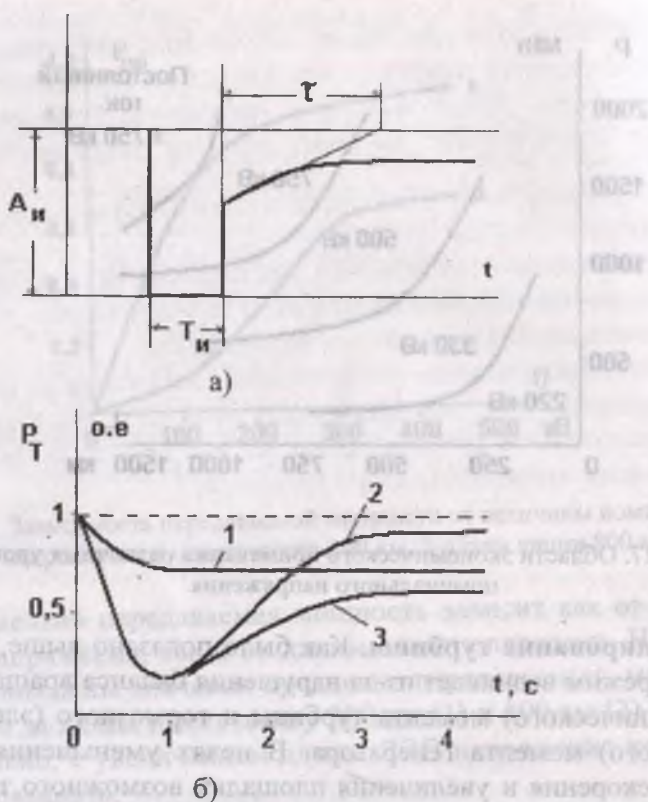


Рис.3.28. Аварийное управление турбиной:

- а) форма импульса аварийной разгрузки,
б) изменение характеристик турбины.

Характеристика 2 (рис.3.28б) соответствует случаю, когда по условиям динамической устойчивости осуществляется кратковременная импульсная разгрузка турбогенератора с восстановлением доаварийного значения мощности.

По условиям статической устойчивости послеаварийного режима требуется частичная разгрузка турбины (характеристика 1,3).

Кратковременная импульсная разгрузка турбин (КРТ) применяется для быстрого гашения избыточной кинетической энергии роторов агрегатов в целях сохранения динамической устойчиво-

сти, с последующим восстановлением мощности турбины. В целях КРТ используется программный способ управления: сигнал управления подается на ЭГП в виде прямоугольного импульса с амплитудой A_n и длительностью T_n и плавным экспоненциальным спадом с постоянной времени τ (рис 3.28.а). Обычные диапазоны изменения характеристик: $A_n = 1-4$ неравномерности, обеспечивающие закрытие клапанов с максимальной скоростью и $T_n = 0,1 \div 0,5$ с, $\tau = 2 \div 5$ с. Дозировка интенсивности импульсного воздействия производится по результатам анализа переходных процессов с учетом опытных данных.

Помимо перечисленных, в целях сохранения динамической устойчивости, применяются также меры режимного характера, такие, как изменения схемы соединения системы, разделения электрических систем на несинхронные работающие части, отключение части шунтирующих реакторов, автоматическая частичная разгрузка и т.д.

Обычно перечисленные меры применяются в комплексе, чтобы обеспечивались не только динамическая устойчивость, но и статическая устойчивость послеаварийного режима.

Пример 3.1. Для приведенной схемы определить предельные углы отключения, если трехфазное короткое замыкание произошло: в начале, в конце, в середине линии электропередачи.

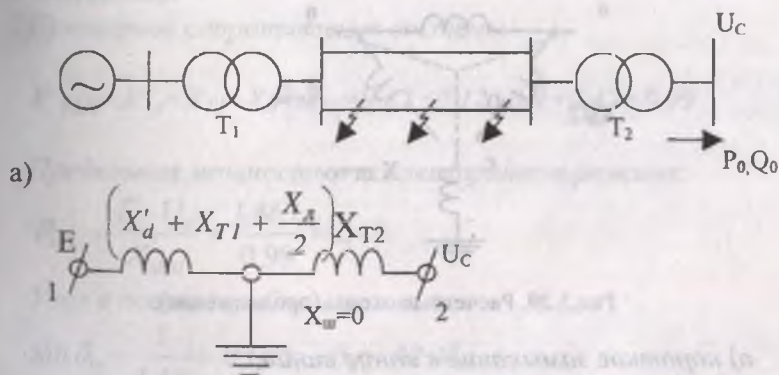
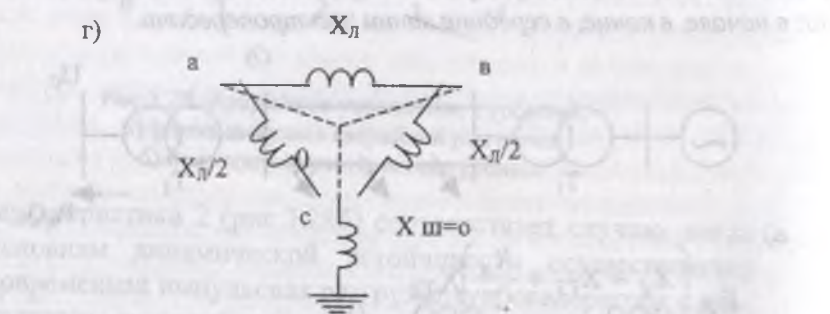


Рис.3.29. Расчетные схемы



Синхронный генератор снабжен АРВ пропорционального типа и переходная э.д.с. при нарушении режима остается постоянной ($E' = \text{пост.}$) Параметры системы: $P_0=1$, $Q_0=0,3$, $U_c=1$, $X'_d=0,35$, $X_{T1}=0,12$, $X_L=0,4$, $X_{T2}=0,12$.

1) Определим параметры нормального режима.

Суммарное сопротивление системы

$$X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_L/2 + X_{T2} = 0,35 + 0,12 + 0,2 + 0,12 = 0,79$$

Переходная э.д.с.

$$E' = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2 + \left(\frac{P_0 \cdot X'_{d\Sigma}}{U_c} \right)^2} = \sqrt{(1 + 0,3 \cdot 0,79)^2 + (1 \cdot 0,79)^2} = 1,467;$$

Предельная мощность в нормальном режиме

$$P_{m1} = \frac{E' \cdot U_c}{X'_{d\Sigma}} = \frac{1,467}{0,79} = 1,857.$$

Угол в нормальном режиме:

$$\sin \delta_0 = \frac{P_0}{P_{m1}} = \frac{1}{1,857} = 0,538, \quad \delta_0 = 33^\circ.$$

2) Параметры послеаварийного режима (одна цепь отключается).

Суммарное сопротивление системы:

$$X'_{d\Sigma\Pi} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{T2} = 0,35 + 0,12 + 0,4 + 0,12 = 0,99$$

Предельная мощность в послеаварийном режиме:

$$P_{m\Pi} = \frac{E' \cdot U_c}{X'_{d\Sigma\Pi}} = \frac{1,467}{0,99} = 1,48.$$

Угол в послеаварийном режиме:

$$\sin \delta_0 = \frac{1}{1,48} = 0,675, \quad \delta_0 = 42,4^\circ.$$

3) Параметры аварийного режима:

а) Трехфазное короткое замыкание в начале линии (рис. 3.29 б)

Взаимное сопротивление между точками 1 и 2.

$$X_{12ш} = (X_d' + X_{T1}) + \left(\frac{X_L}{2} + X_{T2} \right) + \frac{(X_d' + X_{T1}) \cdot \left(\frac{X_L}{2} + X_{T2} \right)}{X_{ш}} = \infty$$

так как аварийный шунт в данном случае $X_{ш} = 0$

Электрической связи между генератором и системой нет,

поэтому $P_{мш} = \frac{E' \cdot U_c}{X_{12ш}} = 0$

б) Трехфазное короткое замыкание в конце линии (рис 3.29.

а)

Взаимное сопротивление системы между точками 1 и 2 .

$$X_{12ш} = \left(X_d' + X_{T2} + \frac{X_L}{2} \right) + X_{T2} + \frac{\left(X_d' + X_{T2} + \frac{X_L}{2} \right) \cdot X_{T2}}{X_{ш}} = \infty$$

Максимальная мощность

$$P_{мш} = \frac{E' \cdot U_c}{X_{12ш}} = 0$$

в) Трехфазное короткое замыкание в середине линии электропередачи (рис 3.29 в). Преобразуем схему линии из треугольника в звезду между точками а и в

Сопротивления лучей звезды равны

$$X_{a0} = X_{a0} = \frac{X_L \cdot X_L / 2}{X_L + X_{Л12} + X_{Л12}} = \frac{0,4 \cdot 0,2}{0,4 + 0,2 + 0,2} = \frac{0,08}{0,8} = 0,1$$

$$X_{oc} = \frac{(X_{Л12}) \cdot (X_L / 2)}{X_{Л12} + X_L / 2 + X_L} = \frac{0,2 \cdot 0,2}{0,2 + 0,2 + 0,4} = \frac{0,04}{0,8} = 0,05$$

Окончательно схема замещения системы имеет взаимное сопротивление между точками 1 и 2

$$X_{12Ш} = (X_d' + X_{T1} + X_{\alpha 0}) + (X_{\beta 0} + X_{T2}) + \frac{(X_d' + X_{T1} + X_{\alpha 0}) \cdot (X_{\beta 0} + X_{T2})}{(X_{\alpha 0} + X_{Ш})} =$$

$$= (0,35 + 0,12 + 0,1) + (0,1 + 0,12) + \frac{(0,35 + 0,12 + 0,1) \cdot (0,1 + 0,12)}{(0,05 + 0)} = 3,29$$

Следовательно, даже в случае трехфазного короткого замыкания, если оно произошло в середине линии, электрическая связь между генератором и системой имеется и поэтому мощность, предельно передаваемая в аварийном режиме не равна нулю и имеет конечное значение:

$$P_{мШ} = \frac{E' \cdot U_c}{X_{12Ш}} = \frac{1,467 \cdot 1}{3,29} = 0,44.$$

Предельный угол отключения короткого замыкания при трехфазном коротком замыкании в начале и конце линии:

$$\cos \delta_{н.о.} = \frac{P_0 \cdot (\delta_{кр} - \delta_0) + P_{мII} \cdot \cos \delta_{кр} - P_{мШ} \cdot \cos \delta_0}{P_{мШ} - P_{мII}} =$$

$$= \frac{1 \cdot (137^\circ - 33^\circ) \cdot \frac{\pi}{180} + 1,48 \cdot \cos 137^\circ}{1,48} = 0,49 \quad \delta_{н.о.} \cong 60^\circ,$$

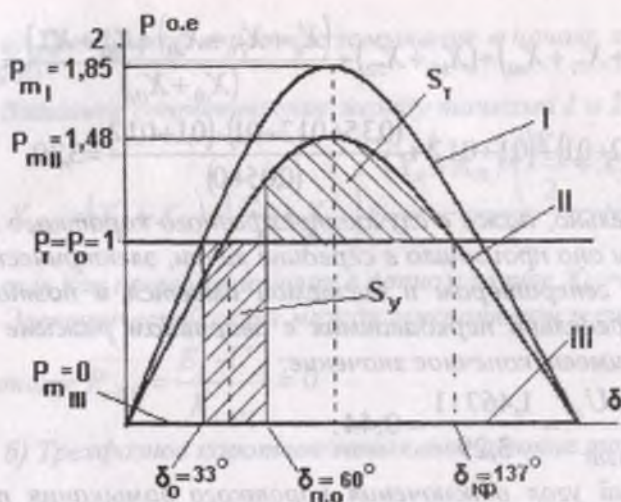
$$\text{где } \delta_{кр} = 180^\circ - \arcsin \frac{P_0}{P_{мШ}} = 180^\circ - \arcsin \frac{1}{1,48} = 137^\circ$$

Тот же угол при трехфазном коротком замыкании в середине линии равен

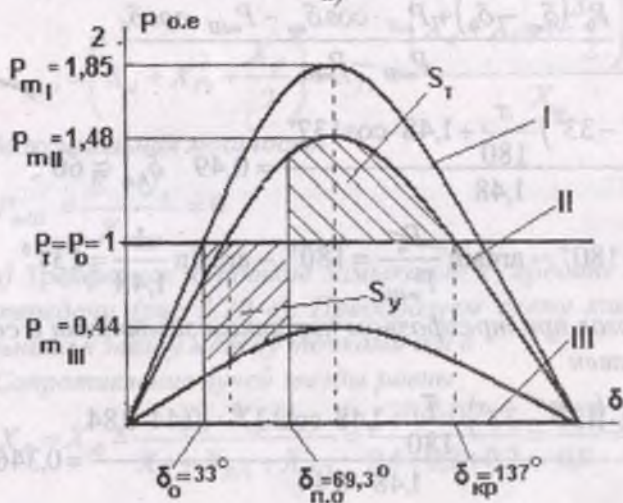
$$\cos \delta_{н.о.} = \frac{1 \cdot (137^\circ - 33^\circ) \cdot \frac{\pi}{180} + 1,48 \cdot \cos 137^\circ - 0,44 \cdot 0,84}{1,48 - 0,44} = 0,346$$

$$\text{и } \delta_{н.о.} \cong 69^\circ,3$$

При определении предельных углов сомножитель в числителе $\pi/180$ появляется для выражения углов в радианах.



а)



б)

Рис 3.30. Площадки ускорения и торможения:

- а) 3-х фазное короткое замыкание в начале и конце линии;
- б) 3-х фазное короткое замыкание в середине линии.

Из сравнения величин площадок ускорения и торможения следует, что наиболее тяжелыми будут короткие замыкания, которые происходят в начале или конце электропередачи.

Контрольные вопросы

1. В чем причина возникновения электромеханических переходных процессов?
2. В чем заключается основная задача исследования динамической устойчивости электрической системы?
3. Что такое аварийный шунт и как он определяется для различных видов несимметричных коротких замыканий?
4. Почему метод площадей является энергетическим методом исследования динамической устойчивости системы?
5. Метод последовательных интервалов и допущений, принимаемых при его использовании.
6. Почему при расчете динамической устойчивости в начальном этапе мощность турбины считается постоянной?
7. Какие меры повышения предела динамической устойчивости знаете?
8. Почему применение быстродействующих выключателей повышает запас динамической устойчивости?
9. Почему регулирование турбины и применение автоматических регуляторов повышает предел передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости?
10. Что такое предельный угол отключения короткого замыкания?

4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

4.1. Нагрузки электрических систем

Потребители электроэнергии различны по своему составу и характеру: это промышленные предприятия, транспорт, сельскохозяйственные потребители, коммунально-бытовая нагрузка и т.д. Регулирование нагрузки каждого из элементов системы не только определяет режим данного элемента, но и влияет на режим системы в целом. Промышленными потребителями являются асинхронные двигатели, использующие и активную и реактивную мощности. Коммунально-бытовая нагрузка – освещение, нагревательные приборы, имеющие тенденцию к росту, потребляют преимущественно активную мощность.

При подключении нагрузок к сети, при изменениях условий их работы или нарушениях режима системы (изменение напряжения, частоты, параметров передач и сетей) происходят переходные процессы. Необходимо изучать поведение или реакцию нагрузки на эти процессы и влияние нагрузок при этих условиях на режим электрической системы. Рассматривают не только отдельные нагрузки, но также и узлы нагрузки, т.е. группы нагрузок, присоединенных к мощной подстанции, к высоковольтному кольцу, к линии передачи и т.п.

Состав потребителей может меняться в довольно широких пределах, но на основе статистических исследований, для промышленно развитых стран установлены примерные соотношения:

мелкие асинхронные двигатели	34 %
крупные асинхронные двигатели	14 %
освещение	25 %
синхронные двигатели	10 %
выпрямители, печи	10%
потери в сетях (без учета коммерческих потерь)	7 %

Отсюда видно, что часть промышленной нагрузки является асинхронной и ее поведение в переходных режимах оказывает заметное влияние на режим системы.

4.2. Механические характеристики приводимых машин

Рассмотрим, как изменяются механические характеристики механизмов, приводимых во вращение асинхронными двигателями. Эти характеристики зависят от характера производства и мощности двигателей, которые в свою очередь зависят от режима питающей сети.

Механические характеристики $M_{\text{мех}} = f(\omega)$ рабочих машин могут быть условно разделены на три основных типа.

1) Механический момент постоянный или мало зависит от скорости вращения двигателя $M_{\text{мех}} = \text{пост}$ и $P_{\text{мех}} \approx \omega$

К такому типу машин относятся подъемные краны, транспортные механизмы.

2) Механический момент примерно пропорционален скорости вращения двигателя $M_{\text{мех}} \approx \omega$ и $P_{\text{мех}} \approx \omega^2$

К этому типу машин относятся механизмы, используемые в текстильной промышленности.

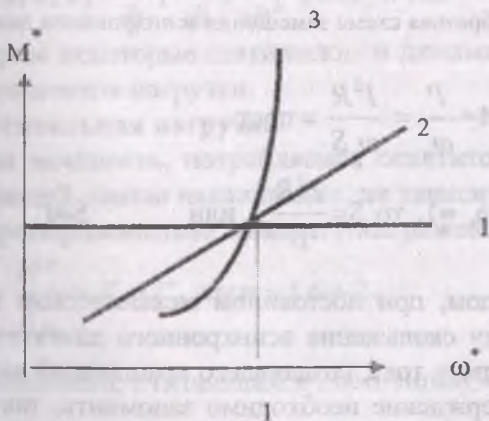


Рис.4.1. Механические характеристики рабочих механизмов.

3) Механический момент пропорционален квадрату скорости: $M_{\text{мех}} \propto \omega^2$ и $P_{\text{мех}} \propto \omega^3$

К этому типу машин относятся вентиляторы, центробежные насосы.

На рис. (4.1) показаны соответствующие характеристики моментов в зависимости от относительной скорости $\omega^* = \omega/\omega_n$, где ω_n - номинальная скорость машины.

Для упрощения примем, что механический момент рабочей машины не зависит от скольжения. Тогда для установившегося режима можем записать с учетом тока I , протекающего по основной цепи Г-образной схемы замещения асинхронного двигателя:

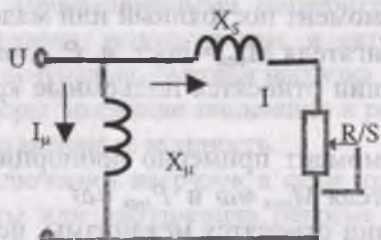


Рис.4.2. Г - образная схема замещения асинхронного двигателя.

$$M_{\text{мех}} = M = \frac{P}{\omega_o} = \frac{I^2 R}{\omega_o S} = \text{пост.} \quad (4.1)$$

$$\text{Если } \omega_o = 1, \text{ то } S = \frac{I^2 R}{P} \quad \text{или} \quad S \equiv I^2 \quad (4.2)$$

Таким образом, при постоянном механическом тормозном моменте на валу скольжение асинхронного двигателя пропорционально квадрату тока, создающего вращающий момент двигателя (это утверждение необходимо запомнить, так как далее оно будет использовано)

4.3. Характеристики потребителей электрической энергии

Потребители электрической энергии по-разному ведут себя при изменении параметров режима: напряжения и частоты системы. Чтобы получить количественную оценку поведения нагрузки при их изменении введено понятие **характеристики приемника**. Под характеристиками приемников понимают зависимости потребляемых ими активной и реактивной мощностей, вращающего момента или тока от напряжения или частоты: $P, Q, M = f(U)$ или $P, Q, M = \varphi(f)$. (4.3)

Различают два вида характеристик – статические и динамические.

Статической характеристикой называется зависимость мощности, момента или тока от напряжения или частоты, снятая при медленных изменениях режима, при котором можно считать каждую её точку, соответствующей установившемуся режиму. Например, $P=f(U)$, $Q=f(U)$, $P=\varphi(f)$, $Q=\varphi(f)$ и т.д.

Динамической называется та же зависимость, но снятая при быстрых изменениях режима, с учетом скорости изменения параметров во времени

$$P = \varphi(U, f, \frac{dU}{dt}, \frac{df}{dt}, \frac{d^2U}{dt^2}, \dots) \text{ и т.д.} \quad (4.4)$$

Рассмотрим некоторые статические и динамические характеристики элементов нагрузки.

а) Осветительная нагрузка.

Активная мощность, потребляемая осветительной нагрузкой, содержащей лампы накаливания, не зависит от частоты и примерно пропорциональна квадрату напряжению:

$$P = \frac{U^n}{R_H} = K \cdot U^n, \text{ где } n = 1,6 \div 2, \quad (4.5)$$

$k = \frac{1}{R_H}$ величина, считающаяся постоянной, но в принципе зависит от температуры материала.

Реактивной мощности осветительная нагрузка не потребляет. Активная мощность, потребляемая люминесцентными лампами, зависит от частоты (уменьшаясь на $0,5 \div 0,8\%$) с изменением частоты.

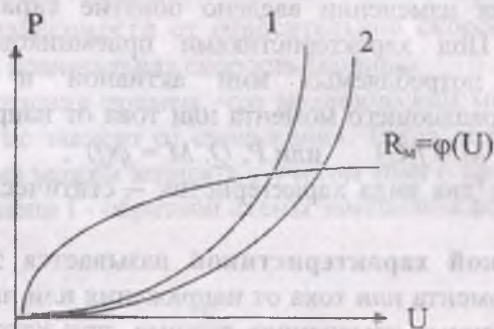


Рис. 4.3. Статическая характеристика осветительной нагрузки

В графике (рис 4.3) представлены характеристики $P=f(U)$ нагрузки, состоящей из ламп накаливания:

1 – потребляемая активная мощность при постоянном сопротивлении нагрузки $R_n = \frac{U^2}{P} = const$;

2 – то же, с учетом изменения активного сопротивления $R_n = \varphi(U)$ в результате нагревания материала провода.

При одном и том же напряжении потребляемая нагрузкой мощность уменьшается, если учесть увеличение сопротивления в результате нагревания.

Динамические характеристики осветительных установок при анализе электромеханических переходных процессов принимаются совпадающими с их статическими характеристиками.

б) Асинхронная нагрузка и критерий ее устойчивой работы.

Асинхронный двигатель как нагрузка потребляет как активную, так и реактивную мощность. Условно можно считать, что активная мощность идет на создание вращающего момен-

та, а реактивная - на создание магнитного поля машины. Наличие вращающейся части ротора требует совместного изучения и электромагнитного и механического процессов в двигателе. Поэтому скольжение асинхронного двигателя, являясь комплексным параметром машины, характеризует машину и в статических, и в динамических режимах. Статические и динамические характеристики асинхронной нагрузки различны. Это различие обусловлено появлением свободных токов при быстром изменении скольжения двигателя.

Сначала рассмотрим статические характеристики асинхронного двигателя, а динамические характеристики в последующих разделах.

Воспользуемся упрощенной Г-образной схемой замещения асинхронного двигателя. При этом потери в статоре относим к сети. Не учитываются также потери активной мощности, связанные с намагничиванием стали.

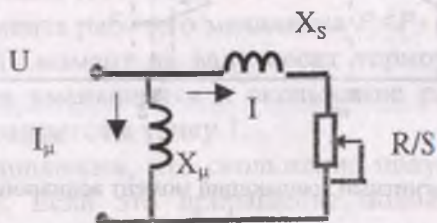


Рис.4.4.

X_s — сопротивление рассеяния статора и ротора, R — приведенное активное сопротивление обмотки ротора,

$S = \frac{\omega_o - \omega_r}{\omega_o}$ — скольжение, ω_o, ω_r — синхронная и рабочая угловые

скорости ротора, X_μ — сопротивление ветви намагничивания.

Обычно для мелких и средних асинхронных двигателей $S = 0,03 \div 0,05$, а для крупных асинхронных двигателей $S = 0,01$.

Потребляемую двигателем активную мощность можно определить, исходя из схемы замещения:

$$P = I^2 \cdot \frac{R}{S} = \frac{U^2}{\left(\sqrt{X_s^2 + \left(\frac{R}{S} \right)^2} \right)^2} \cdot \frac{R}{S} = \frac{U^2 \cdot RS}{(X_s \cdot S)^2 + R^2} \quad (4.6)$$

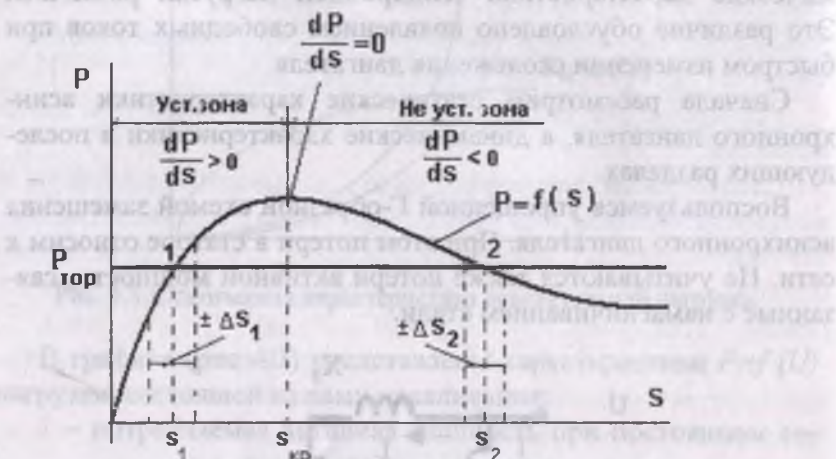


Рис.4.5. Электромагнитный вращающий момент асинхронного двигателя.

Построение характеристики $P=f(S)$ даёт зависимость вида, представленного на рис. 4.5. Обычно эта характеристика дополняется тормозной характеристикой рабочего механизма $P_{\text{тор}}$. Как известно, дифференциальное уравнение асинхронного двигателя имеет вид:

$$T_D \frac{dS}{dt} = P - P_T; \quad (4.7)$$

где T_D - постоянная инерция двигателя совместно с рабочим механизмом, P , P_T - вращающие (момент двигателя и тормозной момент рабочего механизма). Рассмотрим условия устойчивой работы асинхронного двигателя. Основным условием установившегося режима является равенство вращающего

(двигатель) и тормозного (рабочий механизм) моментов на валу $P=P_T$.

Тогда

$$\frac{dS}{dt} = \frac{P - P_T}{T_D} = 0, \quad (4.8)$$

т.е. $S = \text{const.}$ и характеризует установившийся режим работы с неизменным скольжением.

Предположим, что в точке 1 скольжение получает приращение $\pm \Delta S_1$. (рис.4.5). При положительном приращении скольжения $+\Delta S$ вращающий момент двигателя P становится больше, чем тормозной момент рабочего механизма $P > P_T$ и $\Delta P = P - P_T > 0$, т.е. избыточный момент на валу имеет вращающий характер, под действием которого ротор ускоряется, скольжение уменьшается и режим возвращается в точку 1. Если же в этой точке приращение скольжения отрицательное $-\Delta S_1$, то вращающий момент двигателя P становится меньше тормозного момента рабочего механизма $P < P_T$ и $\Delta P = P - P_T < 0$, т.е. избыточный момент на валу носит тормозной характер, скорость ротора уменьшается и скольжение растет и режим двигателя возвращается в точку 1.

Теперь предположим, что скольжение получает приращение в точке 2. Если это приращение положительное, т.е. $S_2 = S_2 + \Delta S$, как видно из рисунка 4.5, вращающий момент двигателя P становится меньше тормозного момента рабочего механизма P_T и $\Delta P = P - P_T < 0$ на валу преобладает тормозной момент, под действием которого ротор тормозится, скольжение увеличивается, что приводит к дальнейшему уменьшению вращающего момента двигателя P и т.д. Наблюдается непрерывный уход от точки 2. Если приращение получилось отрицательным, т.е. $S_2 = S_2 - \Delta S$, то это приводит к увеличению вращающего момента двигателя P над тормозным P_T и $\Delta P = P - P_T > 0$, под действием которого ротор ускоряется, скольжение уменьшается, а это приводит к дальнейшему увеличению электромагнитной мощности двигателя P и режим идет в на-

правлении точки 1. Другими словами, и в этом случае наблюдается уход от точки установившегося режима.

Таким образом, при малом приращении в точке 1 режим возвращается в исходную точку, а такое же приращение в точке 2 приводит к непрерывному удалению от этой точки. Следовательно, точка 1 является точкой **устойчивой** работы, а точка 2 точкой **неустойчивой** работы двигателя.

Максимум мощности (момента) развиваемый двигателем, можно найти, продифференцировав выражение мощности по скольжению и приравняв нулю $\frac{dP}{dS} = 0$

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dS} &= \frac{U^2 R(R^2 + X_s^2 \cdot S^2) - U^2 \cdot R \cdot S \cdot X_s^2 \cdot 2 \cdot S}{(R^2 + X_s^2 \cdot S^2)^2} = 0; \\ U^2 \cdot R[R^2 + X_s^2 \cdot S^2] - 2 \cdot S^2 \cdot X_s^2] &= 0; \\ R^2 - S^2 \cdot X_s^2 &= 0; \quad S = \frac{R}{X_s}; \end{aligned} \quad (4.9)$$

это значение скольжения называют **критическим** и обозначают

$$S_{кр} = \frac{R}{X_s},$$

а максимум характеристики, соответствующей этому значению скольжения, можно найти, подставляя $S_{кр}$ в (4.6):

$$P_m = \frac{U^2 \cdot R \cdot S}{(X_s^2 \cdot S^2)^2 + R^2} = \frac{U^2 \cdot R \cdot \frac{R}{X_s}}{X_s^2 \cdot \frac{R^2}{X_s^2} + R^2} = \frac{U^2 \cdot R^2}{2R^2 \cdot X_s} = \frac{U^2}{2X_s}$$

Таким образом, максимум мощности двигателя равен

$$P_{\text{кр}} = \frac{U^2}{2X_s} \quad (4.10)$$

Интервал изменения скольжения от нуля до критического $S = 0 \div S_{\text{кр}}$ является интервалом устойчивой работы, а интервал $S > S_{\text{кр}}$ неустойчивым. Максимум характеристики $P=f(S)$ определяется критическим скольжением $S_{\text{кр}}$. Двигатель работает устойчиво, если выполняется условие $\frac{dP}{dS} > 0$. Таким образом, критерий устойчивости работы асинхронного двигателя определяется соотношением

$$\frac{dP}{dS} > 0. \quad (4.11)$$

Необходимо отметить, что критическое скольжение от напряжения не зависит, а зависит только от параметров самой машины

В соответствии с электромагнитной характеристикой двигателя $P=f(S)$ при снижении напряжения её максимум уменьшается пропорционально квадрату напряжения, и причем при одном и том же критическом скольжении. Рабочее скольжение двигателя растет тогда как скорость вращения уменьшается.

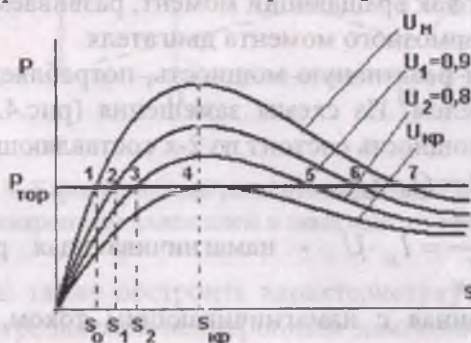


Рис.4.6. Изменение вращающего момента двигателя при изменении напряжения на шинах машины.

Напряжение, при котором максимум электромагнитной мощности двигателя равен тормозной мощности рабочего механизма, называют **критическим напряжением** U_k . Этой точке соответствует точка 4 на графике $P=f(S)$ (рис.4.6) и $U_4=U_{кр}$ на графике $S=f(U)$ (рис.4.7).

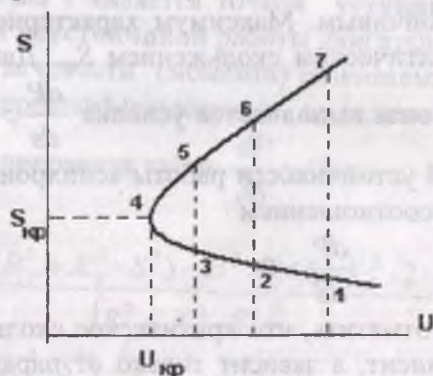


Рис.4.7. Определение критического скольжения и напряжения асинхронного двигателя.

Дальнейшее уменьшение напряжения приводит к остановке двигателя, так как вращающий момент, развиваемый двигателем, меньше тормозного момента двигателя.

Можно найти реактивную мощность, потребляемую асинхронным двигателем. Из схемы замещения (рис.4.4.) видно, что реактивная мощность состоит из 2-х составляющих

$$Q_{\Sigma} = Q_{\mu} + Q_S, \quad (4.12)$$

где $Q_{\mu} = \frac{U^2}{X_{\mu}} = I_{\mu} \cdot U$ - намагничивающая реактивная

мощность, связанная с намагничивающим током, где $I_{\mu} = (0,2 \div 0,6)I_N$ - ток холостого хода, зависящий от мощности и скорости вращения двигателя, I_N - номинальный ток двигателя; $Q_S = I^2 X_S$ - мощность рассеяния, связанная с созданием полей рассеяния статора и ротора.

С увеличением напряжения насыщение машины растет, что приводит к уменьшению индуктивных сопротивлений двигателя, в том числе сопротивления цепи намагничивания X_{μ} . При этом увеличивается потребление реактивной мощности $Q_{\mu}=f(U)$, которая приближается к квадратичной характеристике.

Выше было показано, что скольжение пропорционально квадрату тока $S \propto I^2$ при постоянном моменте сопротивления на валу. Проведя аналогию, следует отметить, что так как реактивная мощность Q_S пропорциональна квадрату тока, то можно считать, что зависимости $Q_S=f(U)$ и $S=f(U)$ аналогичны и будут отличаться только масштабом. Исходя из этого, можно построить $Q_S=f(U)$ при постоянстве частоты $f = const$ (рис.4.8)

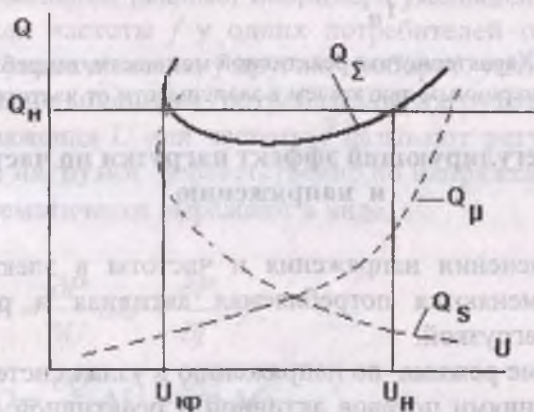


Рис.4.8. Характеристика реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем в зависимости от напряжения.

Можно также построить характеристику реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем в зависимости от частоты f при $U=const$ и постоянном моменте сопротивления рабочего механизма. Так как $S \propto f^2$, то очевидно, что $Q_s \propto f^2$, т.е пропорционален квадрату частоты, а намагничивающая

мощность увеличивается с уменьшением частоты

$$Q_{\mu} = \frac{U^2}{X_{\mu}} \equiv \frac{1}{f} \quad (\text{рис. 4.9})$$

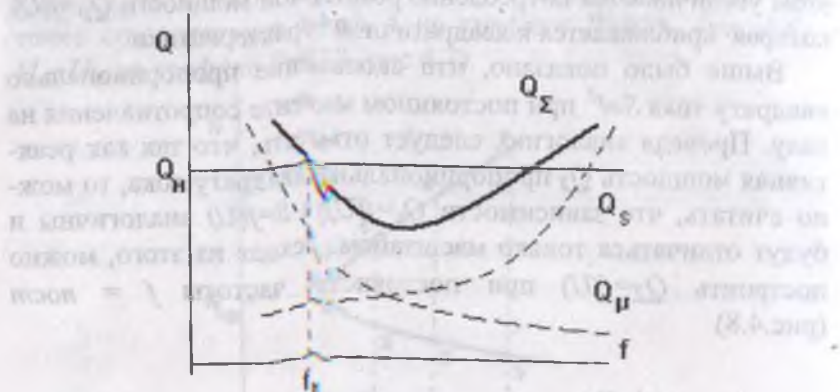


Рис. 4.9. Характеристика реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем в зависимости от частоты.

4.4. Регулирующий эффект нагрузки по частоте и напряжению

При изменении напряжения и частоты в электрической системе изменяются потребляемая активная и реактивная мощности нагрузкой.

Изменение режима напряжению в узлах системы связано с изменениями потоков активной и реактивной мощности и потерь в элементах электрической системы и, так как потоки различны, то будут также отличаться уровни напряжений в узлах электрической системы. Восстановление напряжения связано с балансом реактивной мощности, источниками которой являются синхронные генераторы и компенсаторы различной конструкции, синхронные двигатели, статические источники реактивной мощности, устанавливаемые в узлах нагрузки, вдоль линий электропередач и т.д.

Изменение частоты связано с нарушением баланса активной мощности в электрической системе. Этот баланс нарушается в тех случаях, когда присоединенная к системе активная нагрузка потребителей не соответствует располагаемой активной мощности электрических станций. При этом изменение частоты происходит одновременно и одинаково по всей электрической системе. В результате действия регуляторов скорости наступает новое равновесие (баланс) между выработкой и потреблением активной мощности.

Необходимо отметить, что если новое значение частоты будет отличаться от исходного и, например, уменьшаться, то это приведет и к снижению напряжения, так как будет расти потребление реактивной мощности в системе.

При изменении режима, например уменьшении напряжения U или частоты f у одних потребителей потребляемая мощность увеличивается, у других, наоборот, уменьшается.

Изменение мощности, потребляемой нагрузкой, при перемене напряжения U или частоты f называют **регулирующим эффектом нагрузки** соответственно по напряжению или частоте и математически выражают в виде:

$$\begin{aligned}\Delta P &= \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f; \\ \Delta Q &= \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f;\end{aligned}\tag{4.17}$$

где dP/dU , dP/df , dQ/dU , dQ/df — регулирующие эффекты по напряжению и частоте, характеризуют реакцию нагрузки на изменения параметров режима (так как производную определяют только для одного параметра при постоянстве другого, впредь будем считать $\frac{\partial P}{\partial \Pi} = \frac{dP}{d\Pi}$ и т.д., где Π — параметр режима).

Чем больше значение производной, тем резче меняется мощность, потребляемая нагрузкой при изменении напряжения или частоты.

Если при снижении U или f потребление P и Q уменьшится, то регулирующий эффект называется положительным, в противном случае регулирующий эффект - отрицательный.

Рассмотрим регулирующий эффект некоторых видов нагрузки

4.5. Регулирующий эффект нагрузки, представленной постоянным сопротивлением

Регулирующий эффект нагрузки, представленной постоянным сопротивлением, рассмотрим на основе схемы:

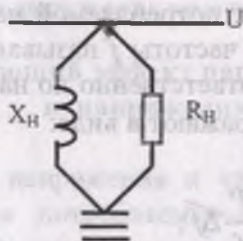


Рис. 4.10

Как известно, активные и реактивные мощности, потребляемые нагрузкой, представленной постоянным сопротивлением, находятся из выражений:

$$P_n = \frac{U^2}{R_n} ; Q_n = \frac{U^2}{X_n} \quad (4.14)$$

Согласно определению регулирующего эффекта найдем производные

$$\frac{dP_H}{dU} = \frac{2U \cdot U}{R_H \cdot U} = \frac{2}{U} \cdot \frac{U^2}{R_H} = \frac{2P_H}{U} \quad (4.15)$$

$$\frac{dQ_H}{dU} = \frac{2U \cdot U}{X_H \cdot U} = \frac{2}{U} \cdot \frac{U^2}{X_H} = \frac{2Q_H}{U},$$

при $Q_H = P_H = U = 1$

$$\frac{dP_H}{dU} = \frac{dQ_H}{dU} = 2$$

Таким образом, нагрузка, представленная постоянным сопротивлением имеет положительный регулирующий эффект, т.е. при снижении напряжения потребляемая ею активная и реактивная мощности уменьшаются и тем самым режим системы не нарушается.

4.6. Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению и частоте

Как было отмечено выше, примерно половина всех потребителей электрической энергии промышленных предприятий составляют асинхронные двигатели, поэтому они представляют наибольший интерес с точки зрения изменения потребления мощности с переменной U и f .

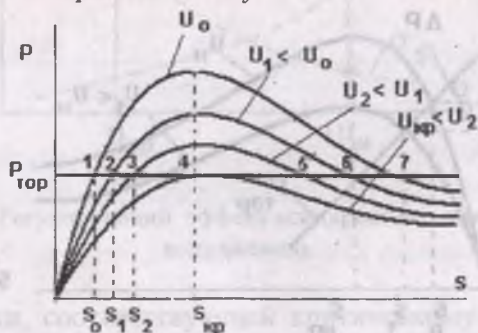


Рис.4.11. Влияние изменения напряжения на характеристики асинхронного двигателя. Тормозной момент постоянен $M_{\text{тор}} = \text{пост.}$

Здесь мы рассмотрим регулирующий эффект единичного асинхронного двигателя, питаемого от шин с заданным напряжением.

а) Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению ($f=\text{const}$).

Ранее было получено соотношение:

$$P = \frac{U^2 \cdot R \cdot S}{(X_s \cdot S)^2 + R^2} \quad (4.16)$$

При уменьшении напряжения рабочее скольжение растет и, следовательно, эквивалентное сопротивление ротора R уменьшается. Режим переходит из точки 1 в точку 2 (рис.4.11) где опять соблюдается равенство тормозного и вращающего моментов.

Если рассмотреть статический переход, то очевидно регулирующий эффект равен нулю $\frac{dP}{dU} = 0$, поскольку величина электрической мощности не изменилась (потери для упрощения не учитываем).

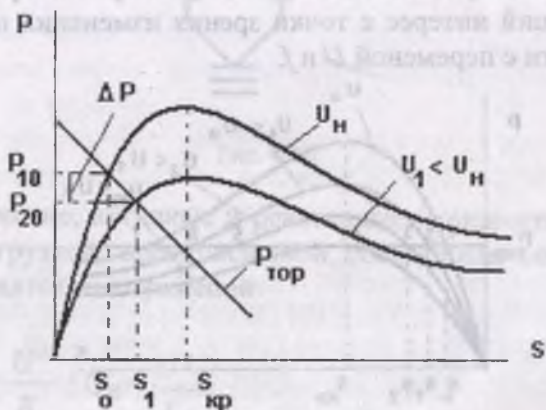


Рис. 4.12. Влияние изменения напряжения на характеристики асинхронного двигателя. Тормозной момент зависит от скорости $M_{\text{top}} = \omega$

Если же тормозной момент имеет вид, показанный на рис (4.12), то уменьшение напряжения с U_H до U_I приводит к уменьшению потребляемой двигателем активной мощности на ΔP , с P_{I0} до P_{20} и увеличению скольжения с S_0 до S_I . поэтому регулирующий эффект положителен $\frac{dP}{dU} > 0$,

Остановимся на регулирующем эффекте реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем по напряжению.

Рассмотрев изменение суммарной реактивной мощности при перемене напряжения, находим, что регулирующий эффект положителен в области номинального напряжения

$\frac{dQ}{dU} > 0$, так как при снижении напряжения потребляемая реактивная мощность уменьшается (рис.4.13).

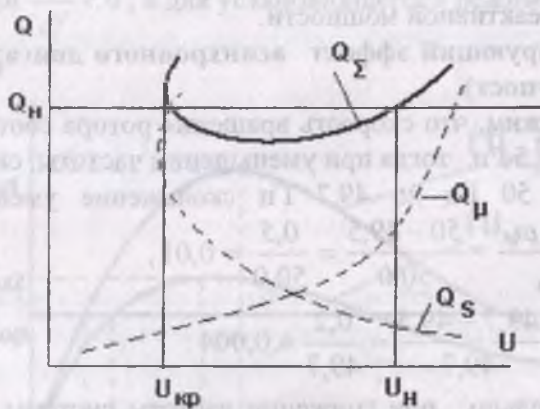


Рис.4.13. Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению.

Для точки, соответствующей критическому напряжению $U_{кр} \frac{dQ}{dU} = -\infty < 0$, регулирующий эффект отрицателен, двигатель потребляет повышенную реактивную мощность..

Таким образом, асинхронный двигатель устойчиво работает только в одном интервале — этот интервал лежит между скольжением, соответствующем синхронной работе $S=0$ и критическим скольжением $S_{кр}$. При снижении напряжения или увеличении момента сопротивления двигатель может оказаться в критическом режиме. Если при этом шины нагрузки в электрическом отношении удалены от точки, в которой напряжение или э.д.с. можно считать постоянной или не зависящей от режима двигателя, может наступить неустойчивый режим из-за опрокидывания (остановки) двигателя и неконтролируемого снижения напряжения. Такой режим особенно опасен для узловых точек системы в которых может возникнуть, так называемая **лавина напряжения** — прогрессирующее снижение напряжения и соответственно массовое опрокидывание (остановка) двигателей, из-за резкого увеличения потребляемой реактивной мощности.

б) Регулирующий эффект асинхронного двигателя по частоте f ($U=\text{пост}$).

Предположим, что скорость вращения ротора соответствует частоте 49,5 Гц, тогда при уменьшении частоты системы f , например с 50 Гц до 49,7 Гц скольжение уменьшается

$$\text{с } S_{50\text{Гц}} = \frac{\omega_0 - \omega_p}{\omega_0} = \frac{50 - 49,5}{50,0} = \frac{0,5}{50,0} = 0,01,$$

$$\text{до } S_{49,5\text{Гц}} = \frac{49,7 - 49,5}{49,7} = \frac{0,2}{49,7} = 0,004.$$

Следовательно, при снижении частоты системы рабочее скольжение уменьшается. Так как максимум мощности и критическое скольжение двигателя соответственно

$$P_m = \frac{U^2}{2X_s} \quad \text{и}$$

$$S_{кр} = \frac{R}{X_s}, \quad \text{то очевидно, что с уменьшением частоты } f \text{ критическое скольжение и максимум мощности растут.}$$

Таким образом, характеристика электромагнитной мощности асинхронного двигателя при снижении частоты $f_1 < f_H$ повышается по отношению к исходной характеристике, построенной при номинальной частоте f_H . (рис.4.14). При этом справедливы соотношения:

$$\begin{aligned} P_{m1}(f_1 < f_H) &> P_{m_o} f_H \\ S_{кр}(f_1 < f_H) &> S_{кр} f_H \\ S_o(f_1 < f_H) &< S_o f_H \end{aligned} \quad (4.17)$$

Другими словами, снижение частоты аналогично увеличению приложенного напряжения. Для переходного режима, когда частота уменьшается с f_H до f_1 , регулирующий эффект отрицателен $\frac{dP}{df} < 0$, а для установившегося режима $\frac{dP}{df} = 0$,

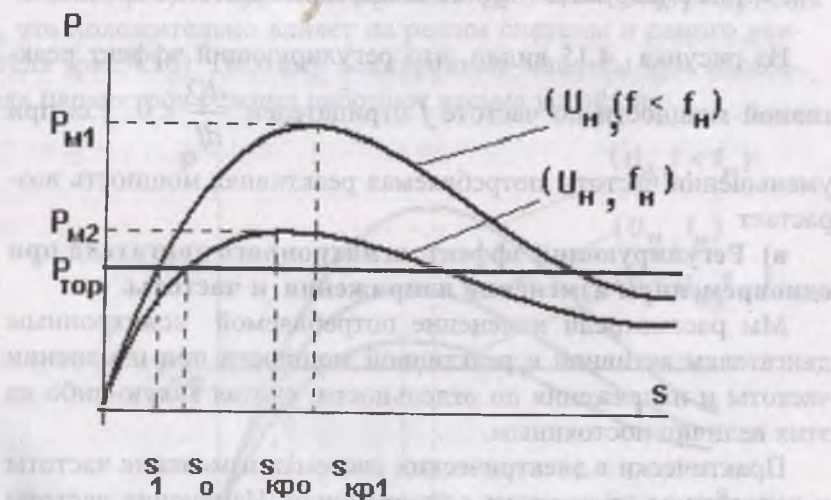


Рис.4.14. Регулирующий эффект асинхронного двигателя по частоте.

Можно рассмотреть, как меняется потребляемая реактивная мощность асинхронного двигателя, при уменьшении частоты f

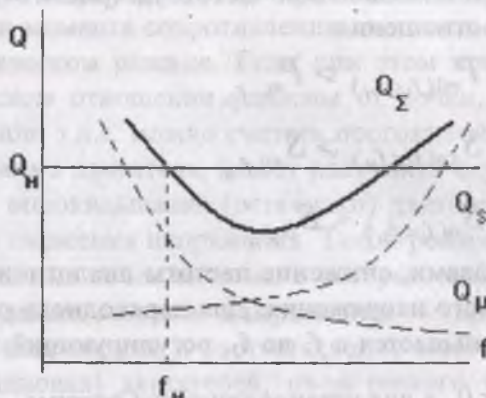


Рис.4.15. Регулирующий эффект асинхронного двигателя по частоте

Из рисунка 4.15 видно, что регулирующий эффект реактивной мощности по частоте f отрицателен $\frac{dQ}{df} < 0$, т.е. при уменьшении частоты потребляемая реактивная мощность возрастает

в) Регулирующий эффект асинхронного двигателя при одновременном изменении напряжения и частоты.

Мы рассмотрели изменение потребляемой асинхронным двигателем активной и реактивной мощности при изменении частоты и напряжения по отдельности, считая какую-либо из этих величин постоянным.

Практически в электрических системах изменение частоты и напряжения происходит одновременно. Изменения частоты является результатом небаланса между вырабатываемой активной мощности генераторами электрической системы и потребляемой нагрузкой. Этот небаланс является не только источником электромеханического переходного процесса, но

также приводит к изменению потерь активной и реактивной мощности, напряжений в узловых точках электрической системы. Например, когда вследствие увеличения нагрузки напряжение U падает, также падает и частота f .

Рассмотрим, как меняется потребляемая активная и реактивная мощности асинхронного двигателя при одновременном изменении напряжения и частоты. Предположим, что напряжение уменьшилось из-за увеличения потребляемой мощности, что приводит также к снижению частоты. С одной стороны, уменьшение напряжения ввиду квадратичной зависимости характеристики двигателя $P=f(S)$ от напряжения приведет к снижению максимума характеристики, с другой, этот же максимум увеличивается из-за уменьшения частоты и индуктивных сопротивлений двигателя, так как $P_m = \frac{U^2}{2X_s}$.

В итоге результирующая кривая $P=f(S)$ мало деформируется, что положительно влияет на режим системы и самого двигателя (рис.4.16). Поэтому асинхронные машины при колебаниях параметров режима работают весьма устойчиво.

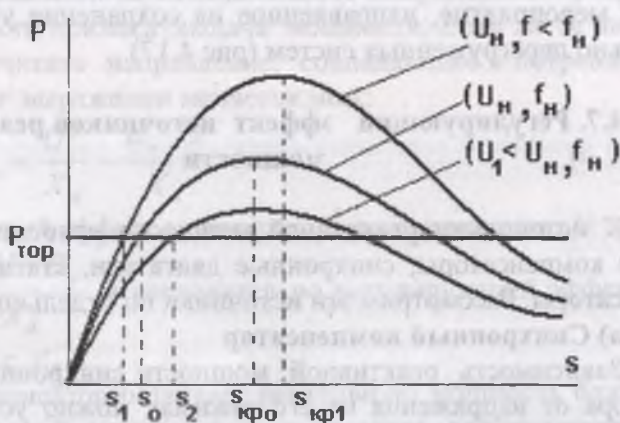


Рис. 4.16. Регулирующий эффект асинхронного двигателя при одновременном изменении напряжения и частоты.

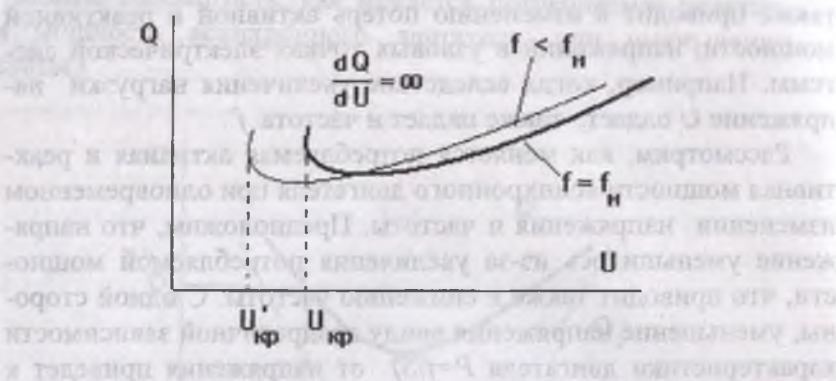


Рис.4.17. Регулирующий эффект асинхронного двигателя при одновременном изменении напряжения и частоты.

Рассматривая эти характеристики, следует отметить, что уменьшение f дает как бы эффект увеличения напряжения и наоборот.

Снижение частоты влияет на устойчивость двигателя аналогично повышению напряжения. Кроме того, приводит к понижению $U_{кр}$ и может рассматриваться как некоторое временное мероприятие, направленное на сохранение устойчивости сильно перегруженных систем (рис 4.17)

4.7. Регулирующий эффект источников реактивной мощности

К источникам реактивной мощности относятся синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, статические конденсаторы. Рассмотрим эти источники по отдельности.

а) Синхронный компенсатор

Зависимость реактивной мощности синхронного компенсатора от напряжения на его зажимах можно установить из векторной диаграммы компенсатора (рис 4.18).

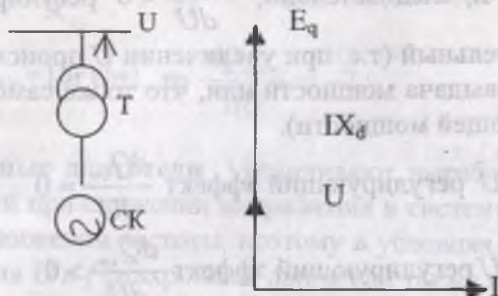


Рис.4 18. Векторная диаграмма синхронного компенсатора.

Реактивная мощность синхронного компенсатора:

$$E_q - U = I X_d \quad ; \quad I = \frac{E_q - U}{X_d}$$

$$Q_{ск} = UI = \frac{E_q \cdot U}{X_d} - \frac{U^2}{X_d} \quad (4.18)$$

В этом выражении за положительное направление реактивной мощности принята выдача мощности. Если же за положительное считать направление, совпадающее с потреблением, то в этом выражении меняется знак:

$$Q_{ск} = \frac{U^2}{X_d} - \frac{E_q \cdot U}{X_d} \quad (4.19)$$

Регулирующий эффект компенсатора по напряжению U :

$$\frac{dQ_{ск}}{dU} = \frac{2 \cdot U - E_q}{X_d} \quad \text{и следовательно регулирующий эффект}$$

зависит от э.д.с. E_q

Когда компенсатор развивает реактивную мощность близкую к номинальной, он должен иметь высокое возбуждение и обычно:

$E_\varphi > 2U$ и, следовательно, $\frac{dQ_{\text{ст.к.}}}{dU} < 0$ регулирующий эффект отрицательный (т.е. при увеличении U происходит не потребление, а выдача мощности или, что то же самое уменьшение поступающей мощности).

При $E=2U$ регулирующий эффект $\frac{dQ_{\text{ст.к.}}}{dU} = 0$

При $E < 2U$ регулирующий эффект $\frac{dQ_{\text{ст.к.}}}{dU} > 0$

б) Статический конденсатор

Реактивная мощность статических конденсаторов пропорциональна квадрату напряжения, как и для всякого постоянного сопротивления.

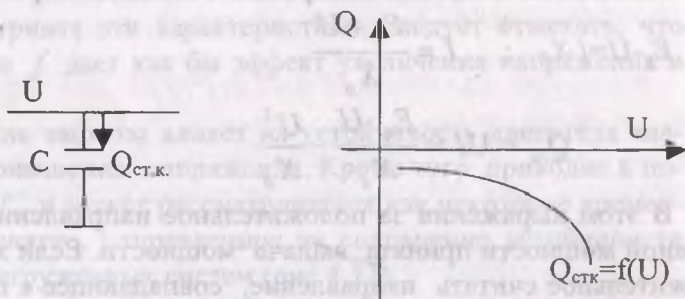


Рис.4.19. Регулирующий эффект статического конденсатора.

$$Q_{\text{ст.к.}} = -\frac{U^2}{X_c}, \text{ где } X_c = \frac{1}{\omega \cdot C}$$

Конденсаторы отдают реактивную мощность в сеть, следовательно, получаемая ими реактивная мощность отрицательна (рис.4.19).

Регулирующий эффект статических конденсаторов отрицателен и равен:

$$\frac{dQ_{ст.к.}}{dU} = -\frac{2U}{X_c} = -\frac{2Q_{ст.к.}}{U} \text{ и если считать, что}$$

$$Q'_{ст.к.} = Q_{ст.к.} = 1 \text{ и } U=1, \text{ то } \frac{dQ_{ст.к.}}{dU} = -2$$

Синхронные двигатели увеличивают выработку реактивной мощности при снижении напряжения в системе и уменьшают его при снижении частоты, поэтому в условиях одновременного снижения U и f синхронные двигатели также влияют на устойчивость нагрузки в целом, как и асинхронные двигатели.

Таким образом, регулирующий эффект источников реактивной мощности по напряжению невелик и находится в пределах 2, что объясняется их статическими характеристиками.

Необходимо отметить, что сказанное относится к случаям, когда эти источники нерегулируемые. Современные источники реактивной мощности, такие как статические источники реактивной мощности, синхронные компенсаторы продольно-поперечного возбуждения имеют гораздо больший регулирующий эффект, так как снабжаются автоматическими регуляторами, позволяющими изменять реактивную мощность весьма быстро и в широких пределах. Поэтому их эффективность весьма высока и обеспечивает постоянство напряжений в контролируемых точках подключений.

4.8. Расчет запаса устойчивости узла комплексной нагрузки

Ранее мы рассмотрели зависимости потребления мощности от напряжения одиночной нагрузки U . Но обычно от некоторого электрического узла питаются не одиночные потребители, а ряд потребителей, причем в состав этих потребителей входят и вращающиеся машины. Наличие вращающейся машины, главным образом, асинхронных двигателей вносит изменения на протекание переходных процессов и может привести к неустойчивости всей комплексной нагрузки.

Обычно асинхронные двигатели имеют большие запасы устойчивости: отношение максимального вращающего момента к рабочему составляет $\frac{P_m}{P_o} = (1,5 \div 1,7)$ и следовательно не-

большое снижение напряжения не может повлиять на их устойчивую работу. Все это относится к единичному двигателю, получающему питание от источника напряжения, которое не зависит от режима двигателя.

Если двигатель или группа двигателей питается от генератора соизмеримой мощности и, следовательно, напряжение на шинах нагрузки зависит от режима, то картина устойчивости меняется. Рассмотрим схему в котором в конце передачи имеется узел комплексной нагрузки. Предположим, что нагрузка представлена эквивалентным двигателем.

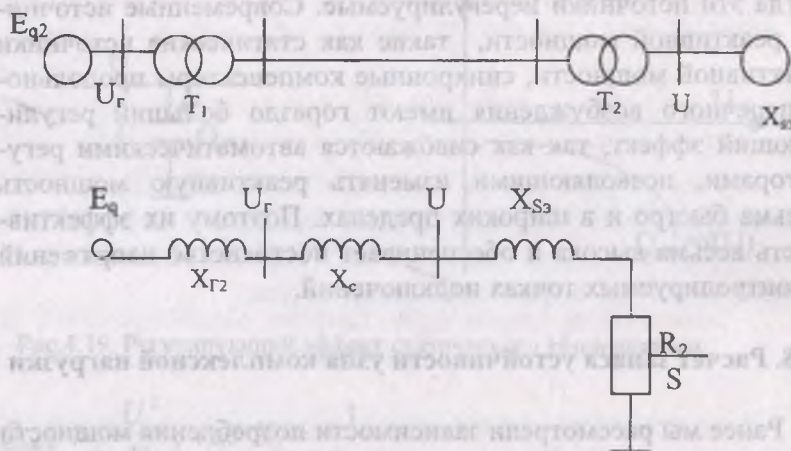


Рис.4.20. Расчет узла комплексной нагрузки.

Нагрузка представлена эквивалентным двигателем.

Очевидно, что максимум мощности характеристики эквивалентного двигателя $P=f(S)$ должен быть определен, исходя из постоянства напряжения той точки, где напряжение счита-

ется постоянным. Максимумы мощностей определим из соотношения:

$$P_{эл.} = \frac{E_a^2}{2X_{\Sigma}}, \quad (4.20)$$

где $X_{\Sigma} = X_d + X_c + X_{S_3}$, $X_c = X_{T1} + X_L + X_{T2}$ – суммарное эквивалентное сопротивление и сопротивление системы. Расчеты проведем при условии, что вся нагрузка заменена одним эквивалентным двигателем, а генераторы отправного конца – одним эквивалентным генератором. Сравним максимумы характеристик эквивалентного двигателя при условии постоянства напряжений в разных точках (рис 4.21):

напряжение на шинах двигателя

$$U = \text{пост.}, S_{кр1} = \frac{R_2}{X_{S_3}}, P_{m1} = \frac{U^2}{2X_s}; \quad (4.21)$$

напряжения на шинах генератора

$$U_T = \text{пост.}, S_{кр2} = \frac{R_2}{(X_c + X_{S_3})}, P_{m2} = \frac{U_T^2}{2(X_c + X_{S_3})} \quad (4.22)$$

переходная э.д.с.

$$E' = \text{пост.}, S_{кр3} = \frac{R_2}{(X_d' + X_c + X_{S_3})}, P_{m3} = \frac{(E')^2}{2(X_d' + X_c + X_{S_3})} \quad (4.23)$$

э.д.с. холостого хода.

$$E_q = \text{пост.}, S_{кр4} = \frac{R_2}{X_d + X_c + X_{S_3}}, P_{m4} = \frac{(E_q)^2}{2(X_d + X_c + X_{S_3})} \quad (4.24)$$

Очевидно, что выполняются условия:

$$\begin{aligned} P_{m1} &> P_{m2} > P_{m3} > P_{m4} \\ S_{кр1} &> S_{кр2} > S_{кр3} > S_{кр4} \end{aligned} \quad (4.25)$$

при одновременном увеличении рабочего скольжения.

Наибольший запас устойчивости обеспечивается при постоянстве напряжения на шинах двигателя, а наибольшая опасность опрокидывания двигателя при $E_q = \text{пост.}$, так как

$\frac{P_m}{P_0}$ имеет наименьшее значение, хотя условие устойчивости $\frac{dP}{ds} > 0$ выполняется.

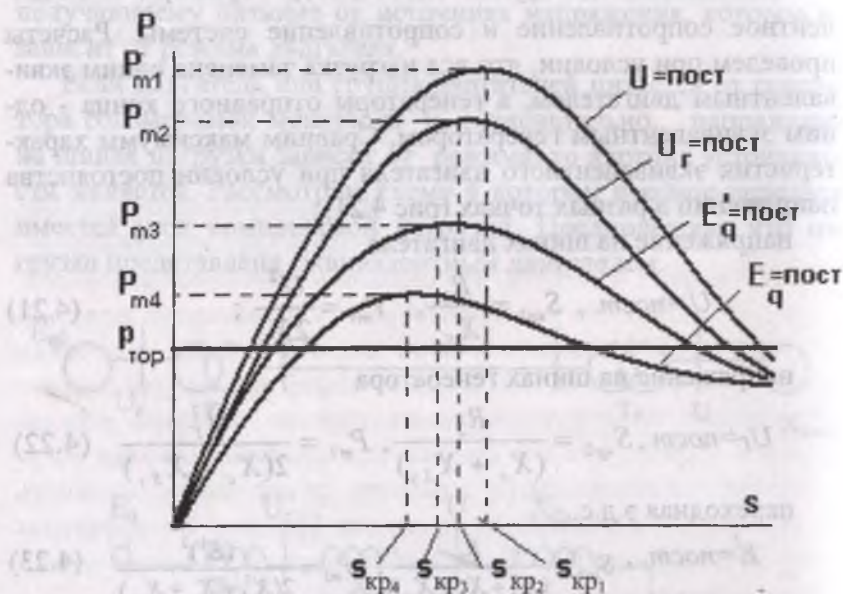


Рис. 4.21. Электромагнитная характеристика эквивалентного асинхронного двигателя в зависимости от постоянства напряжения

Из характеристик видно, что опрокидывание двигателя может произойти из-за незначительного изменения напряжения нагрузки. Поэтому при соизмеримых мощностях генераторов и двигателей необходимо расчет произвести исходя не из напряжения на зажимах двигателя, а из постоянства тех э.д.с. генераторов, которые в данных условиях постоянны. Эта э.д.с. разная при различных регулированиях возбуждения синхронных генераторов:

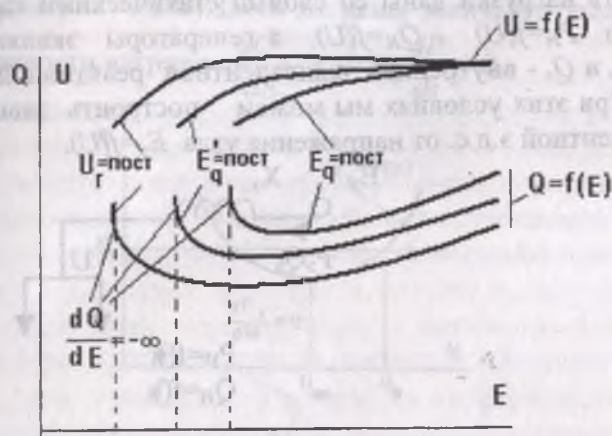


Рис. 4.22. Характеристики узла комплексной нагрузки при постоянстве напряжений в различных точках.

- $E_q = \text{const.}$, $X_{\Gamma} = X_d$ - отсутствует АРВ,
- $E_q \approx E = \text{const.}$, $X_{\Gamma} = X_d$ - АРВ пропорционального типа,
- $U_2 = \text{const.}$, $X_{\Gamma} = 0$ - АРВ сильного действия.

Из построенных характеристик видно (рис.4.22), что с уменьшением э.д.с. в области, где $\frac{dQ}{dE} < 0$, происходит прогрессирующее увеличение потребления реактивной мощности, что может привести к лавине напряжения, если не принять соответствующих мер.

Для расчета режимов системы, имеющей различного рода потребители, а узлы комплексной нагрузки являются таковыми, определение параметров эквивалентного двигателя является трудной задачей, поэтому пользоваться критерием устойчивости единично работающего двигателя $\frac{dP}{dS} > 0$ не всегда оправдано. Для определения условий устойчивости в данном случае рассмотрим узел комплексной нагрузки.

Пусть нагрузки даны со своими статическими характеристиками $P_H=f(U)$ $Q_H=f(U)$, а генераторы эквивалентной э.д.с. E_s и Q_s - внутренней эквивалентной реактивной мощностью. При этих условиях мы можем построить зависимость эквивалентной э.д.с. от напряжения узла $E_s=f(U)$.

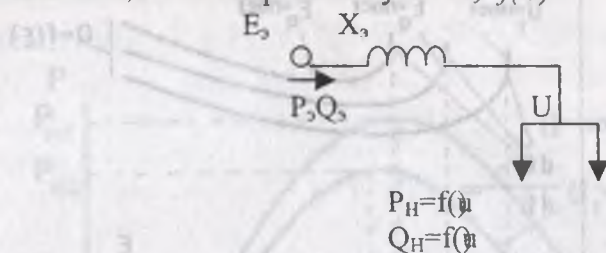


Рис.4.2.3.

Зададимся различными значениями напряжения на шинах комплексной нагрузки и для каждого значения U_i определим активные P_i и реактивные мощности Q_i , потребляемые каждой нагрузкой по их статическим характеристикам и в целом - узлом комплексной нагрузки. Далее определим значение эквивалентной э.д.с. E_s для фиксированной U_i . При этом могут быть два варианта:

- если заданы активная и реактивная мощности нагрузки, то

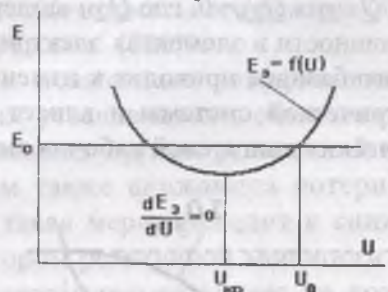
$$E_s = \sqrt{\left(\frac{P_s \cdot X_s}{U}\right)^2 + \left(U + \frac{Q_s \cdot X_s}{U}\right)^2} \quad (4.26)$$

- если же заданы P_s и Q_s , E_s , то можем определить напряжение на шинах нагрузки:

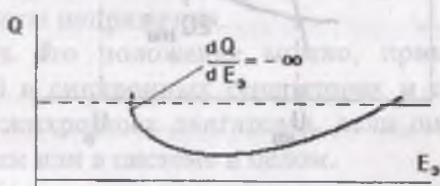
$$U = \sqrt{\left(E_s - \frac{Q_s \cdot X_s}{E_s}\right)^2 + \left(\frac{P_s \cdot X_s}{E_s}\right)^2} \quad (4.27)$$

Далее можем построить требуемую характеристику $E_s=f(U)$. В точке минимума этой характеристики $\frac{dE_s}{dU} = 0$, и напряжение в этой точке соответствует критическому напря-

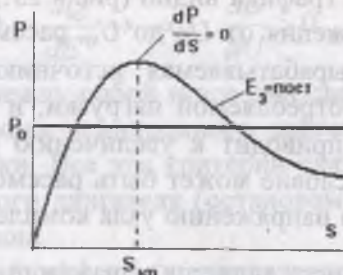
жению $U_{кр}$ (на рис. 4.24а). Здесь же даны эквивалентные условия устойчивости нагрузки. $\frac{dQ}{dE_s} = -\infty$ и $\frac{dP}{ds} > 0$.



а)



б)



в)

Рис. 4.24. Равноценные критерии устойчивости нагрузки:

- а) зависимость эквивалентной э.д.с. от напряжения нагрузки $E_s = f(U)$,
- б) зависимость реактивной мощности от эквивалентной э.д.с. $Q(E_s)$,
- в) характеристика одиночного асинхронного двигателя.

Баланс реактивной мощности в электрической системе определяется равенством вырабатываемой источниками реактивной мощности (СГ, СК, конденсаторы и т.д.) и потребляемой нагрузкой ΔQ $\Sigma Q_{\text{ген}} - Q_{\text{наг}} = 0$, где $Q_{\text{наг}}$ содержит также потери реактивной мощности в элементах электрической сети.

Нарушение этого баланса приводит к изменению напряжения в узлах электрической системы и влияет на производительность электрических двигателей рабочих механизмов.

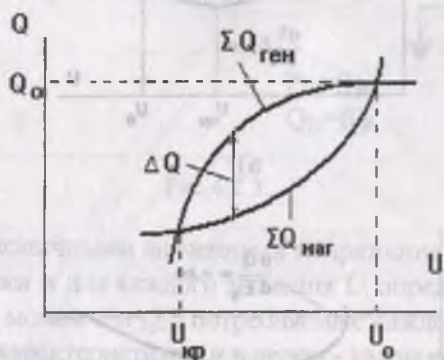


Рис.4.25. Баланс реактивной мощности и устойчивости узла комплексной нагрузки.

Из построенного графика видно (рис.4.25.), что в диапазоне изменения напряжения от U_0 до $U_{кр}$ рассматриваемый баланс ΔQ , т.е. вырабатываемая источниками реактивная мощность больше потребляемой нагрузки, и поэтому уменьшение напряжения приводит к увеличению разности ΔQ . В этой связи данное условие может быть рассмотрено как условие устойчивости по напряжению узла комплексной нагрузки.

Критерием устойчивости является выражение $\frac{d(\Delta Q)}{dU} < 0$.

Коэффициент запаса по напряжению, как для этой характеристики, так и для характеристики узла комплексной нагрузки $E_s = f(U)$, определяют как:

$$K_{cm} = \frac{U_o - U_{кр}}{U_o} \quad (4.28)$$

Его величина для нормального режима (15±0) % и для послеаварийного режима (5±0) %.

Обычно для повышения коэффициента мощности нагрузки у её шин устанавливают статические конденсаторы, тем самым уменьшив приток реактивной мощности от системы. При этом также снижаются потери в электрических сетях. Однако такая мера приводит к снижению вырабатываемой генератором реактивной мощности и соответственно его э.д.с., что отрицательно влияет на коэффициент запаса устойчивости системы. Резко увеличивается значение критического напряжения $U_{кр}$ и создаются условия для возникновения лавины напряжения.

Исправить это положение можно, применяя соответствующее АРВ в синхронных генераторах и синхронных компенсаторах, синхронных двигателях, если они установлены в узлах нагрузки или в системе в целом.

Таким образом, мы получили три условия устойчивости нагрузки, которые иногда называют практическими критериями

$$\frac{dP}{dS} > 0, \quad \frac{dQ}{dE} \rightarrow -\infty, \quad \frac{dE}{dU} > 0 \quad (4.29)$$

равноценными между собой и все они связаны с уровнем напряжения на шинах асинхронного двигателя или узла комплексной нагрузки. Все эти критерии связаны с опрокидыванием асинхронного двигателя (остановом) и возникновением лавины напряжения.

Регулирующий эффект по напряжению комплексной нагрузки составляет 1,5÷3,5 для реактивной мощности и 0,3÷0,75- для активной мощности. Регулирующий эффект комплексной нагрузки по частоте составляет 1,5÷3 для активной мощности и для реактивной мощности от 1 до 5÷6.

Из проведенного анализа следует, что процессы в узлах комплексной нагрузки в основном зависят от процессов, происходящих в асинхронном двигателе или группах двигателей. Нарушение устойчивости работы асинхронного двигателя может привести к нарушению устойчивости в целом узла нагрузки в виде лавины напряжения. Тяжелые условия работы узлов нагрузки возникают в случаях, когда они оказываются в электрическом центре качений системы или вблизи от него. Во избежание нарушения устойчивости в узлах нагрузки в нормальных условиях их работы должны быть обеспечены резервы по активной, в особенности, по реактивной мощности. В этих целях установка в синхронных генераторах и двигателях современных АРВ и подключение синхронных компенсаторов и регулируемых статических источников реактивной мощности отвечают этому требованию.

4.9. Электрический центр качаний системы и его влияние на устойчивость нагрузки

Согласно формуле мощности,

$$P = \frac{E \cdot U}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta, \quad (4.43)$$

где $X_{\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_L + X_{T2}$ (рис.4.26), увеличение угла приводит к росту тока в статорной цепи генератора и передаваемой мощности от него и поэтому напряжение в промежуточных точках электропередачи падает. Если э.д.с. E и напряжение U приемного конца закреплены, то наименьшее значение напряжения и наибольшее значение тока в средней точке достигаются при угле, близком к 180° , когда векторы э.д.с. E и напряжения приемной системы направлены в противоположные стороны. Такой режим может возникать во время качаний генераторов или асинхронного хода синхронного генератора, возникшего в результате аварии в системе возбуждения машины или нарушения устойчивости в результате короткого замыкания или перегрузки линий. В этот

замыкания или перегрузки линий. В этот период в системе при данном ее исходном режиме существует точка, где напряжение оказывается минимальным. Эта точка носит название «электрического центра системы». Наибольшая опасность нарушения устойчивости нагрузки может иметь место в случаях, когда нагрузка оказывается в электрическом центре системы или вблизи от него.

Если система полностью симметрична, т.е. э.д.с генераторов равны по величине и постоянны, сопротивления однородны, то в электрическом центре, находящемся в этом случае в середине передачи, напряжение будет падать до нуля, при расхождении э.д.с. генераторов на 180° . (рис 4.26, 4.27)

Следовательно, потребители, расположенные в электрическом центре, будут периодически попадать в режим, равносильный трехфазному короткому замыканию.

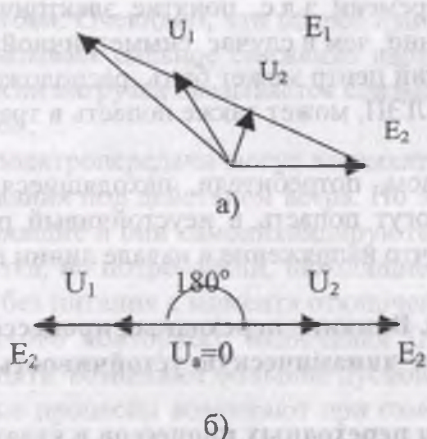


Рис.4.26. Электрический центр системы.
а) векторная диаграмма; б) напряжение при симметричной системе.

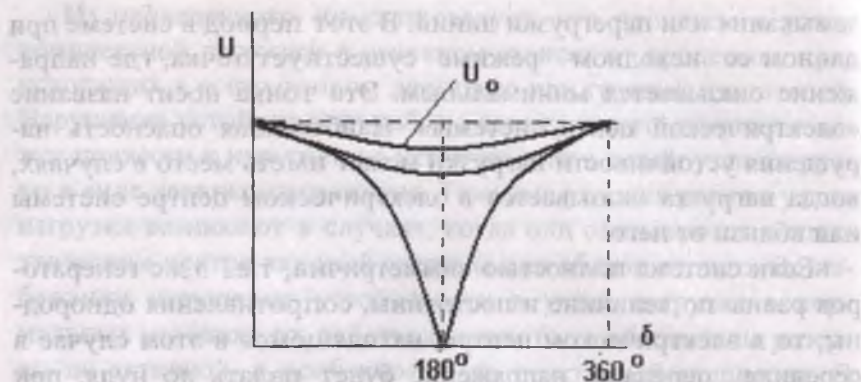


Рис. 4.27. Изменения напряжения в электрическом центре системы.

В реальной электрической системе при неоднородных элементах системы, а также неравных по величине и изменяющихся во времени э.д.с, понятие электрического центра менее определено, чем в случае симметричной системы.

Электрический центр может быть расположен ближе к началу или концу ЛЭП, может также попасть в трансформатор, в генератор и т.д.

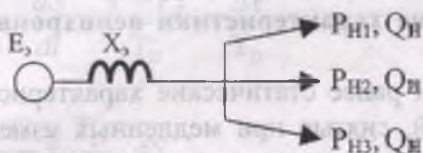
Таким образом, потребители, находящиеся в электрическом центре, могут попасть в неустойчивый режим работы, несмотря на то, что напряжение в начале линии постоянное.

4.10. Влияние переходных процессов нагрузки на динамическую устойчивость системы

Особенности переходных процессов в узлах нагрузки

Переходные процессы в нагрузке при больших возмущениях могут существенно повлиять на устойчивость электрической системы. Это влияние выражается в колебаниях параметров режима, в особенности напряжений в узловых точках, где сосредоточена промышленная нагрузка с преобладанием асинхронных двигателей.

Переходные процессы в этих узлах при больших возмущениях отличаются от тех переходных процессов, которые мы рассмотрели при малых возмущениях. Кроме того, переходные процессы при больших возмущениях имеют ряд особенностей.



К наиболее характерным переходным процессам, влияющим на состояние узлов электрических систем, относятся процессы, происходящие при пуске двигателей.

Современные мощные двигатели при пуске имеют большие пусковые токи. Очевидно, что потребление больших пусковых токов вызывает сильное снижение напряжения на шинах нагрузки, если нагрузка оказывается соизмеримой по мощности с системой.

На линиях электропередачи могут возникать междуфазные короткие замыкания под действием ветра. Но эти короткие замыкания преходящие и они самоликвидируются при отключении этого участка, но потребители, находящиеся на этом участке, остаются без питания с момента отключения и до момента автоматического повторного включения (АПВ) линии. В момент АПВ опять возникают большие пусковые токи.

Аналогичные процессы возникают при самозапуске двигателей. Условия самозапуска должны быть рассчитаны, с тем чтобы при самозапуске вся остальная система не испытывала такого понижения напряжения U и частоты f , которое могло бы привести к нарушению устойчивой нормальной работы системы в целом.

К следующим особенностям относятся толчки и резкопеременные нагрузки, вызванные производственной необходи-

мостью производства, приводящих к толчкообразному изменению напряжения в системе.

На изменения параметров режима при динамических возмущениях нагрузки реагируют в соответствии со своими динамическими характеристиками. Поэтому рассмотрим эти характеристики для основных видов нагрузок.

а) Динамические характеристики асинхронных двигателей.

Мы рассмотрели ранее статические характеристики асинхронных двигателей, снятые при медленных изменениях режима. Нами не учитывалось влияние механических процессов, влияющих на характер изменения режима системы. Ранее на основе Г-образной схемы замещения асинхронного двигателя была получена формула электромагнитной вращающей мощности в зависимости от скольжения:

$$P = \frac{U^2 R_2 \cdot S}{(X_s \cdot S)^2 + R_2^2} \quad (4.30)$$

Из нее легко получить еще одну формулу

$$P = \frac{2P_m}{\frac{S}{S_{кр}} + \frac{S_{кр}}{S}}, \quad (4.31)$$

где $P_m = U^2 / 2X_s$, $S_{кр}$, S - критическое и текущее скольжение асинхронного двигателя.

Уравнение движения ротора двигателя имеет вид

$$T_D \frac{dS}{dt} = P - P_T, \quad (4.32)$$

где T_D – постоянная инерции двигателя с рабочим механизмом, P_T – момент сопротивления рабочего механизма.

Решая это уравнение, можем получить зависимость изменения скольжения во времени $S = f(t)$ при заданном виде возмущения:

$$\frac{dS}{dt} = \frac{P - P_T}{T_D} = \frac{\Delta P}{T_D}; \quad (4.33)$$

$$\text{или } dt = T_D \cdot \frac{dS}{\Delta P} = \frac{T_D}{\Delta P} \cdot dS$$

и окончательно получим решение в виде:

$$t = T_D \int_{S_0}^S \frac{dS}{\Delta P} \quad (4.34)$$

Задаваясь различными значениями напряжения, можно построить характеристики момента и изменения во время скольжения машины. Необходимо отметить, что при изменении напряжения максимум электромагнитной мощности асинхронного двигателя изменяется пропорционально квадрату напряжения (рис.4.28).

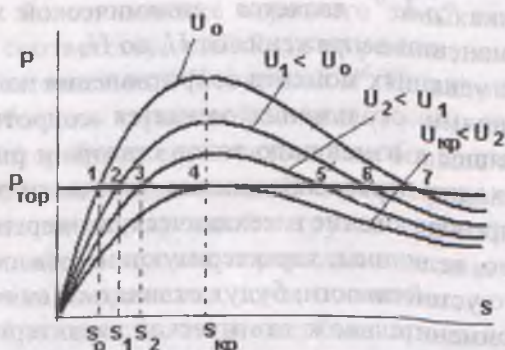
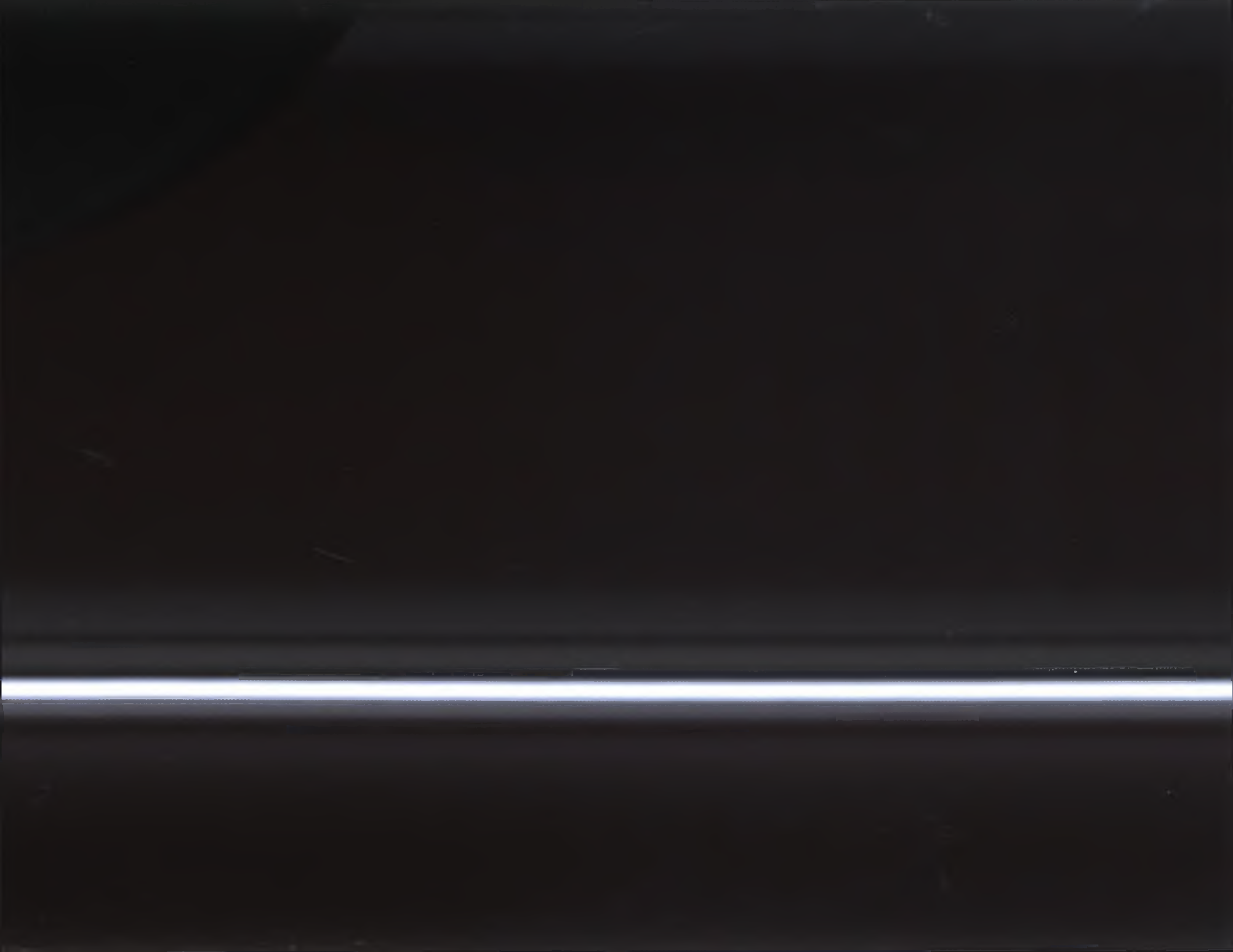


Рис.4.28. Электромагнитная характеристика асинхронного двигателя при различных напряжениях на шинах



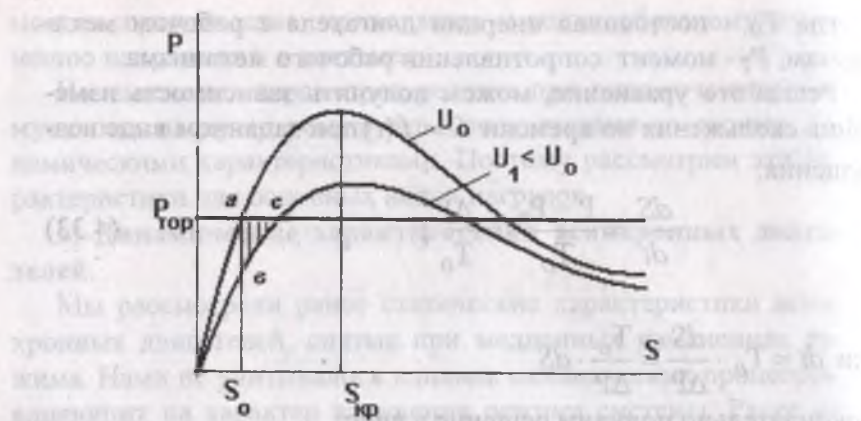


Рис.4.29. Изменение характеристики двигателя при изменении напряжения на шинах машины.

При снижении напряжения с U_0 до $U_1 < U_0$ режим двигателя определяется точкой "в", где тормозная мощность более вращающего $P_T > P_I$, под действием которого ротор тормозится, скольжение растет и новый режим установится в точке "с" после ряда колебания (рис.4.29). При этом колеблется также (в соответствии с колебаниями напряжения и ротора) реактивная мощность потребляемой машиной.

Характеристика "а-в" является динамической характеристикой при изменении напряжения от U_0 до U_n .

При резких изменениях момента сопротивления нагрузки в связи с изменениями скольжения меняется сопротивление машины, приводящее к изменению токов статора и ротора. И очевидно, происходит перераспределение той части энергии, которая шла на преобразование в механическую энергию.

Следовательно, величины, характеризующие режим двигателя, условия его устойчивости, будут отличаться от величин, определенных применительно к статической характеристике.

Если вблизи шин нагрузки происходит короткое замыкание, изменение динамических характеристик двигателя можно проследить на рис 4.30. Как видно, при этом вращающий мо-

мент двигателя падает, скольжение растет и режим двигателя определяется характеристикой III и точкой в.

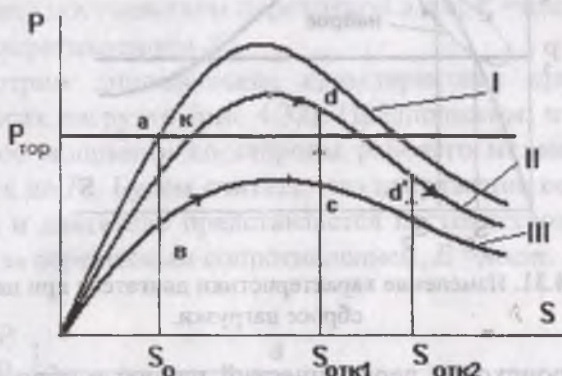


Рис. 4.30. Изменение характеристики двигателя при коротком замыкании вблизи шин машины:

I – характеристика нормального режима U_n , II – характеристика послеаварийного режима, III – характеристика режима короткого замыкания.

При отключении короткого замыкания при $S_{откл1}$ на валу возникает избыточный вращающий момент ($P_T < P$), так как режим двигателя определяется точкой d' под действием которого скорость вращения двигателя увеличивается и возникает новый установившийся режим в точке к.

Если же отключение короткого замыкания произошло в момент, соответствующей $S_{откл2}$, то режим двигателя определяется характеристикой II и точкой d' . На валу попрежнему будет преобладать тормозной момент ($P_T > P$), под действием которого ротор будет тормозиться еще больше и процесс закончится остановкой двигателя. В случае промышленного узла и преобладании асинхронной нагрузки в подобных случаях может произойти массовое опрокидывание двигателей и возникнуть лавина напряжения, из-за повышенного потребления реактивной мощности, что может быть причиной нарушения устойчивости всей системы.

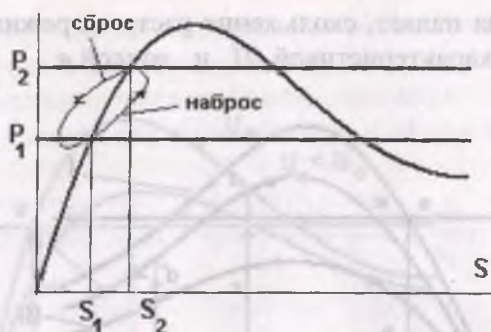


Рис. 4.31. Изменение характеристики двигателя при набросе и сбросе нагрузки.

Если происходит периодический наброс и сброс нагрузки при неизменности напряжения, то режимные параметры будут колебаться между скольжениями S_1 и S_2 (рис.4.31)

В узлах нагрузки помимо асинхронных двигателей могут быть установлены и крупные синхронные двигатели, которые также учитываются при расчетах устойчивости узла комплексной нагрузки.

б) Динамические характеристики синхронных двигателей.

В отличие от асинхронного синхронный двигатель имеет систему возбуждения, что приводит к разнообразию его динамических характеристик.

При изменении подведенного напряжения, мощность синхронного двигателя и вращающий момент изменяются прямо пропорционально величине напряжения в соответствии с выражением

$$P = \frac{E_q \cdot U}{X_d} \sin \delta \quad \text{и} \quad M = \frac{P}{\omega} \quad (4.35)$$

Характерной особенностью синхронного двигателя при изменениях режима нагрузки является то, что за счет системы возбуждения и свободных токов результирующее потокосцеп-

ление обмотки возбуждения остается неизменным, по крайней мере, в начальный момент времени, что позволяет представлять машину постоянством переходной э.д.с; $E = \text{const}$ за переходным сопротивлением X'_d .

Рассмотрим динамические характеристики при толчках или набросах нагрузки (рис 4.32). Предположим, что произошёл наброс мощности со стороны рабочего механизма и P_0 изменяется до P_1 . Будем считать, что напряжение остается постоянным и двигатель представляется постоянством переходной э.д.с. за переходным сопротивлением, $E = \text{const}$.

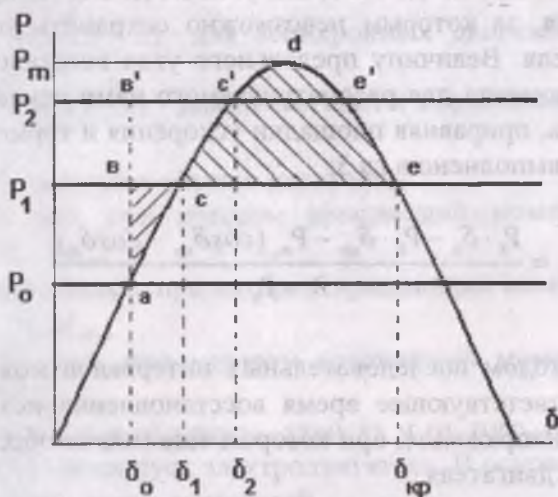


Рис.4.32. Наброс нагрузки на синхронный двигатель.

Так как ротор синхронного двигателя инерционен, переход из точки a в новую точку c в произойдет в соответствии с постоянной инерции агрегата. В данном случае динамический режим будет устойчивым, так как площадка ускорения, " a в c ," меньше площадки торможения " c d e ." Если же величина наброса тормозного момента возрастает до P_2 то устойчивость

двигателя будет нарушена, так как площадка ускорения, "a в с" больше площадки торможения "с d e c".

Аналогичный процесс произойдет при резких изменениях напряжения, например, уменьшении ее на короткое время в результате удаленного короткого замыкания.

В данном случае уменьшается амплитудное значение угловой характеристики двигателя, и если площадка ускорения окажется больше площадки торможения, то двигатель теряет устойчивость.

Для сохранения устойчивости необходимо восстановить напряжение на шинах до того, как угол не дошел до предельного значения, за которым невозможно сохранить устойчивость двигателя. Величину предельного угла восстановления тормозного момента для рассматриваемого нами случая можно определить, приравняв площадки ускорения и торможения, как это было выполнено в гл 3:

$$\delta_{n.o} = \frac{P_1 \cdot \delta_0 - P_0 \cdot \delta_{кр} - P_{\pi_0} (\cos \delta_{кр} - \cos \delta_0)}{P_1 - P_0} \quad (4.36)$$

Далее, методом последовательных интервалов можно определить соответствующее время восстановления исходного момента или напряжения, при котором еще можно обеспечить устойчивость двигателя.

в) Пуск двигателей. Пуск двигателей в ход - это процесс перехода двигателей и соответственно рабочих механизмов из неподвижного состояния в состояние вращения с нормальной скоростью.

Пуск двигателей относится к числу нормальных переходных процессов.

При расчете пуска двигателей возникает ряд режимных вопросов. Существенными из которых является выяснения условия, сможет ли данный двигатель разогнать присоединенный к нему механизм, определение величины тока двигателей при пуске, допустимость полученных пусковых токов, с

точки зрения работы системы и сети. Большие токи могут вызвать понижение напряжения, вплоть до возникновения лавины напряжения, если отсутствует соответствующий источник реактивной мощности.

Во время пуска двигатель должен развить вращающий момент, необходимый для следующих целей:

1) во-первых, для преодоления момента сопротивления механизма;

2) во-вторых, для создания определенной кинетической энергии вращающихся масс агрегата.

Кратность пускового тока к номинальному составляет:

$$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_N} = (1,5 - 2) - \text{для асинхронных двигателей с фазным}$$

ротором и $(5 - 8)$ – для двигателей с короткозамкнутым ротором

Условия пуска обычно делят на:

- легкие, при котором вращающий момент составляет $(10 \div 40)\% M_{\text{ном}}$,

- нормальные, при котором вращающий момент составляет $(50 \div 75)\% M_{\text{ном}}$,

- тяжелые, при котором вращающий момент составляет $100\% M_{\text{ном}}$.

Переходные процессы зависят и от того, по какой схеме осуществляется пуск электродвигателя. В основном существует 3 способа пуска двигателей.

- прямой пуск;

- реакторный пуск;

- автотрансформаторный пуск;

Основная задача при пуске-доведении вращения двигателя до номинального как можно быстро, не допуская больших пусковых токов и обеспечивая снижение напряжения в допустимых пределах.

г) Самозапуск двигателей. Самозапуск – процесс восстановления нормальной работы двигателей после её кратковременного нарушения.

При самозапуске в отличие от пуска двигателей, часть двигателей или все двигатели вращаются с некоторой скоростью и этот процесс происходит как правило под нагрузкой и поэтому снижение напряжения и уменьшение вращающих моментов электродвигателей происходит в большей степени, чем при пуске.

Самозапуск можно считать обеспеченным, если при пониженном напряжении избыточный момент электродвигателей достаточен для доведения механизмов до номинальной скорости и если за это время нагрев обмоток электродвигателей не достигнет недопустимой величины.

Определение возможности самозапуска асинхронного двигателя в итоге сводится к решению двух вопросов.

1. К установлению достаточности момента вращения электродвигателя за время самозапуска с учетом пониженного напряжения.

2. Определение дополнительного нагрева электродвигателя, вызванного удлинением времени разгона.

Эти задачи можно свести к следующему.

1. Определение выбега за время нарушения электроснабжения.

2. Определение напряжения и избыточного момента для самозапуска.

3. Определение времени самозапуска и дополнительный нагрев.

Рассмотрим некоторые из них по отдельности.

Допустимое скольжение в момент самозапуска может быть найдено по времени перерыва питания путем решения уравнения движения двигателя:

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = M - M_{\text{мех}} = \Delta M. \quad (4.37)$$

Интегрируя, получим

$$S_c = S_y + \frac{1}{T_J} \int_0^t M_{\text{мех}} dt \quad (4.38)$$

где: S_c - скольжение в момент самозапуска, t_c - время перерыва питания.

При постоянном моменте сопротивления это выражение принимает вид:

$$S_c = S_y + \frac{M_{\text{мех}}}{T_j} \cdot t_c \quad (4.39)$$

Напряжение на шинах нагрузки при самозапуске должно быть, во-первых, достаточным, чтобы обеспечить положительный избыточный момент двигателей в течение всего процесса их разгона и во-вторых, должно быть достаточным для нормальной работы других видов нагрузки (освещения и т.д.), если таковые подключены к данному узлу.

Минимально допустимое напряжение на зажимах двигателей определяется из условия возможности осуществления самозапуска следующим образом:

а) для механизмов с постоянным моментом сопротивления;

$$U^2 \cdot M_{\text{min}} \geq 1,1 \cdot M_{\text{мех}} \quad (4.40)$$

б) для механизмов с вентиляторной характеристикой момента сопротивления;

$$U^2 \cdot M_{\text{max}} \geq 1,1 \cdot M_{\text{мех}}, \quad (4.41)$$

где: M_{min} и M_{max} - минимальный и максимальный моменты вращения двигателя

Если время нарушения электроснабжения невелико и избыточный момент в начале и в конце самозапуска отличается не более чем на 20-25%, время самозапуска может определяться по среднему избыточному моменту

$$t_c = T_j \cdot \frac{S_c}{\Delta M_{\text{ср}}} \quad (4.43)$$

Для обеспечения самозапуска двигателей необходимо использование синхронных двигателей с АРВ и форсировкой возбуждения. Необходимо применять секционирование распредустройств, с тем, чтобы общая мощность электродвигателей, участвующих при самозапуске, уменьшилась.

Применяют также последовательный самозапуск, при котором самозапускаются сначала мелкие двигатели, после восстановления напряжения самозапускаются тяжелые агрегаты. Весьма эффективно применение автоматического повторного включения линий, трансформаторов, двигателей и автоматический ввод резерва.

Контрольные вопросы

1. Какие типы механических характеристик рабочих механизмов Вы знаете?

2. Статические и динамические характеристики нагрузок, их отличие.

3. Характеристика асинхронного двигателя и критерий её устойчивой работы.

4. Критическое скольжение и от чего оно зависит?

5. Критическое напряжение и от чего оно зависит?

6. Регулирующий эффект нагрузки. В чём его смысл?

7. Регулирующий эффект асинхронного двигателя по напряжению и частоте?

8. Как влияет учет сопротивления системы на устойчивости асинхронной нагрузки?

9. Практические критерии устойчивости комплексной нагрузки.

10. Электрический центр качаний системы.

5. РЕЗУЛЬТИРУЮЩАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

5.1. Общая характеристика

Уникальностью электрической энергии как продукции является необходимость ее потребления в момент производства, так как в больших количествах нет возможности ее хранения. Причиной нарушения устойчивости генераторов при авариях является нарушение баланса вырабатываемой генераторами и потребляемой нагрузкой мощности. Колебания параметров режима при авариях, пока регуляторы обеспечат требуемый баланс, естественны, так как всем элементам электрической системы свойственна инерционность, т.е. запаздывание в выполнении операции, передачи сигналов и т.д. Очевидно, если бы мощность турбины следовала изменениям мощности генератора без заметного запаздывания во времени, то небаланс на валу машины был бы сведен до минимума и возможность опасных колебаний и соответственно нарушений устойчивости была бы исключена.

В соответствии с характеристикой мощности синхронного генератора

$$P_r = \frac{E_q U}{X_{d\tau}} \sin \delta \quad (5.1)$$

и уравнением относительного движения ротора

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_r = P_T - \frac{E_q U}{X_{d\tau}} \sin \delta \quad (5.2)$$

в результате небаланса $\Delta P = P_T - P_r \neq 0$, $P_T \neq P_r$, скорость вращения машины отличается от синхронной $\omega_p \neq \omega_0$, что и явля-

ется причиной колебания параметров режима: угла δ , мощности P , напряжения и т.д. Электрическая и магнитная несимметрия ротора синхронного генератора ($Z_d \neq Z_q, X_d \neq X_q$, одноосность обмотки возбуждения) является еще одной причиной, по которой параметры режима колеблются.

В результате затяжного короткого замыкания или перегрузки генератора машина выходит из синхронизма и в процессе качаний значение угла δ становится более 90° и начинается устойчивый асинхронный режим.

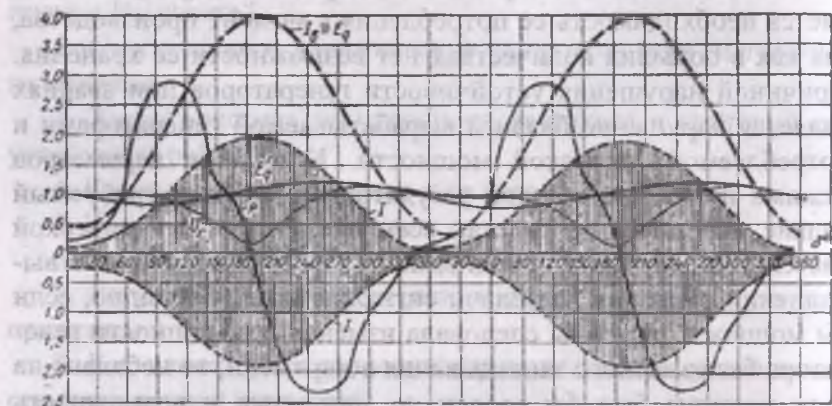


Рис 5.1. Изменение параметров режима при асинхронном ходе.

При асинхронном режиме наблюдается периодическое изменение вектора напряжения и других параметров режима, выпавшего из синхронизма генератора на угол, большее 360° (рис.5.1).

Необходимо отметить, что к асинхронному режиму относят все режимы, в которых скорости вращения роторов существенно отличаются от синхронной: это режимы самосинхронизации, потеря статической или динамической устойчивости в результате самопроизвольного отключения возбуждения или короткого замыкания, процессы восстановления синхронного режима- ресинхронизации после нарушения устойчивости и т.д.

При выпадении генератора из синхронизма электромагнитный момент, пропорциональный напряжению генератора или его э.д.с, меньше вращающего момента турбины и поэтому на валу машины будет преобладать ускоряющий избыточный момент, под действием которого ротор ускоряется, скольжение растет. Генератор вырабатывает дополнительную мощность как асинхронной генератор, поэтому эту мощность называют асинхронной.

Таким образом, на валу будут действовать три составляющие момента: электромагнитный синхронный (пропорциональный э.д.с E), асинхронный (зависящий от скольжения) и вращающий момент турбины. Тогда уравнение относительно движения ротора переписется в виде.

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_G - P_a, \quad (5.3)$$

где P_a - асинхронный момент (мощность) синхронного генератора.

Опыт эксплуатации электрических систем показал, что генераторы, выпавшие из синхронизма, можно не отключать определенное время и в дальнейшем синхронизировать их путем регулирования возбуждения и скорости турбины или применяя другие меры, приводящие к восстановлению баланса мощностей на валу машин. Это объясняется тем, что в этом режиме генераторы могут выдавать определенную активную мощность. Например, крупный турбогенератор может выдавать до 50-70% номинальной активной мощности. В связи с этим допускается работа в асинхронном режиме:

- до 30 минут турбогенераторов при потере возбуждения и несколько меньше без потери возбуждения;
- до 4 минут гидрогенераторов при наличии возбуждения.

В течение указанного времени необходимо устранить неисправность в системе возбуждения, перевести генератор на резервное возбуждение или перевести нагрузку на другие станции.

Временные ограничения допустимости асинхронного режима синхронного генератора связаны вероятностью нарушения устойчивости нормально работающей части электрической системы под влиянием колебаний параметров режима асинхронно работающего генератора и снижения напряжения в узлах нагрузки, так как при этом генератор потребляет из сети большую реактивную мощность.

При этом намагничивающий ток, потребляемый генератором из сети, определяется соотношением

$$I_{\mu} = \frac{2U}{X_d + X_q} \quad (5.4)$$

Для турбогенераторов $I_{\mu} = (0,4 \div 0,65) I_N$, а для гидрогенераторов $I_{\mu} > I_N$, где I_N — номинальный ток статора.

Величина асинхронной мощности зависит от конструкции генератора и значения установившегося скольжения машин. В турбогенераторах массив (тело) ротора является мощной демпферной системой, поэтому величина асинхронной мощности, вырабатываемой генератором, может быть соизмеримой с номинальной мощностью (рис.5.2).

В гидрогенераторах развиваемый им асинхронный момент гораздо меньше, чем в турбогенераторе, но из-за наличия демпферной системы все же проявляется с увеличением скольжения.

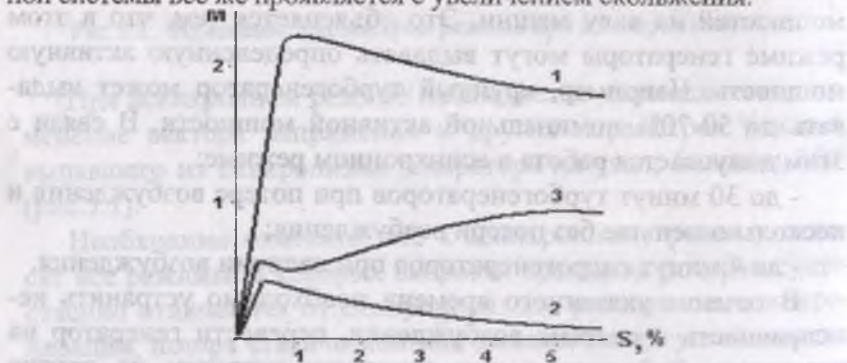


Рис. 5.2. Средние асинхронные моменты синхронных генераторов:

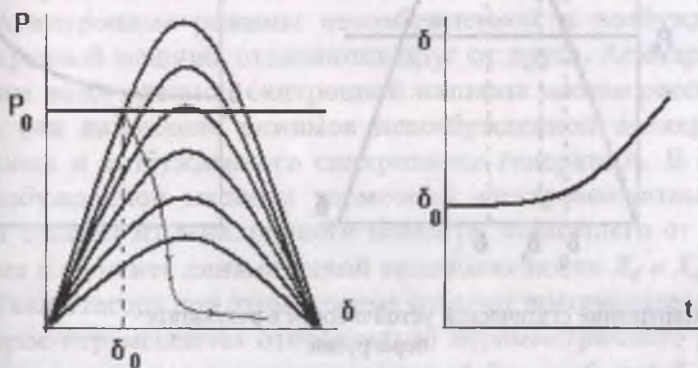
- 1- турбогенератор, 2- гидрогенератор без демпферной обмотки,
- 3- гидрогенератор с демпферной обмоткой.

Это видно из кривых рис. 5.2. Если для турбогенератора характеристика асинхронного момента (мощности) аналогична характеристике асинхронного двигателя, то для гидрогенераторов характерный изгиб объясняется наличием демпферной системы. Демпферная система гидрогенератора не является полностью симметричной и мощной, как массив ротора турбогенератора и поэтому их характеристики отличаются.

5.2. Процесс возникновения асинхронного режима

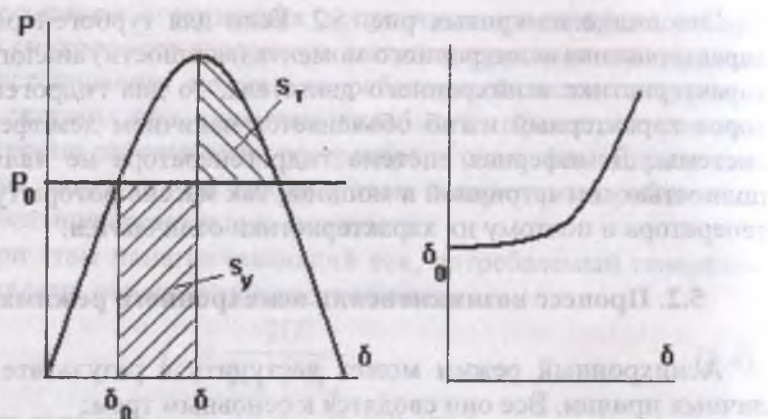
Асинхронный режим может наступить в результате различных причин. Все они сводятся к основным трем:

- потеря возбуждения синхронным генератором;
- нарушение динамической устойчивости в результате близкого к шинам короткого замыкания;
- нарушение статической устойчивости в результате перенагрузки.

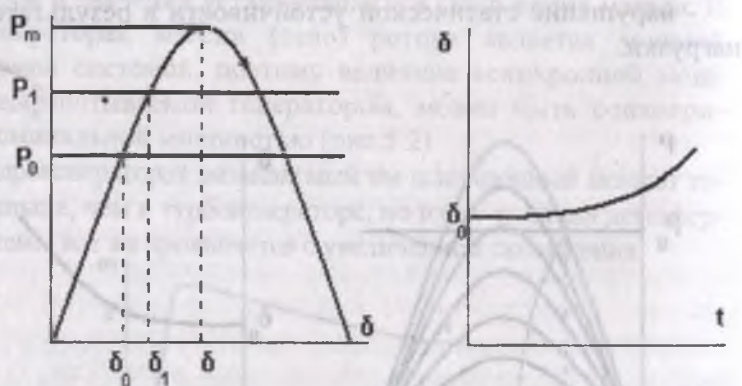


а) Потеря возбуждения.

Рис.5.3. К процессу возникновения асинхронного режима синхронного генератора.



б) Динамическое нарушение режима.



в). Нарушение статической устойчивости в результате перегрузки.

Рис.5.3. К процессу возникновения асинхронного режима синхронного генератора (окончание).

На рис 5.3 приведено примерное изменение угла для этих случаев. В первом случае (рис.5.3 а) электромагнитная мощность падает весьма быстро и по существу вся мощность тур-

бин идет на увеличение скорости ротора генератора. Генератор работает как асинхронный и выдает только асинхронную мощность. Во втором случае (рис 5.3б) в результате затягивания отключения короткого замыкания $S_p > S_T$ генератор выходит из синхронизма. Так как возбуждение не отключается, генератор выдает и синхронную и асинхронную мощности. В третьем случае (рис 5.3в) асинхронный режим возникает в результате перегрузки. Здесь также генератор выдает асинхронную и синхронную мощности.

Во всех трех случаях генератор потребляет из сети реактивную мощность.

Параметры асинхронного режима зависят, по крайней мере, на начальном этапе, от того, регулируется ток возбуждения или нет. Если регулирование тока возбуждения отсутствует, то мощность, ток и другие параметры режима определяются э.д.с. исходного режима E_q . В случае регулирования тока возбуждения, обеспечивающего постоянство результирующего потокоцепления с обмоткой возбуждения, асинхронный режим генератора определяется переходной э.д.с. исходного режима E'_q .

Асинхронные режимы невозбужденной и возбужденной синхронной машины отличаются друг от друга. Асинхронный режим возбужденной синхронной машины можно рассматривать как наложение режимов невозбужденной асинхронной машины и возбужденного синхронного генератора. В случае невозбужденной машины тормозной электромагнитный момент состоит из асинхронного момента, зависящего от скольжения и момента динамической явнополюсности $X_d \neq X_q$, $X_d \neq X_q$. Токи статора при этом режиме создают вращающееся поле, которое перемещается относительно несимметричного ротора со скоростью скольжения s и частотой $f_2 = s \cdot f_1$, где f_1 — промышленная частота. Как было отмечено выше, несимметрия, проявляющаяся в неравенстве сопротивлений по продольной и поперечной осям $Z_d \neq Z_q$ в асинхронном режиме, приводит к неравенству токов статора по этим же осям $I_q \neq I_d$, которых можно разложить на токи прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей. Токи прямой I_1 и обратной последовательностей I_2

создают магнитные поля прямой и обратной последовательностей, вращающиеся относительно ротора соответственно со скоростями:

$$\begin{aligned} n_{1c} &= n + Sn_1 = (1-S)n_1 + Sn_1 = n_1, \\ n_{2c} &= n - Sn_1 = (1-S)n_1 - Sn_1 = (1-2S)n_1 \end{aligned} \quad (5.5)$$

Очевидно, что частота токов обратной последовательности I_2 в обмотках статора равна

$$f_{2c} = (1-2S)f_1, \quad (5.6)$$

а токов прямой последовательности I_1

$$f_{1c} = f_1. \quad (5.7)$$

Таким образом, токи обмоток статора имеют составляющие разных частот, т.е. они несинусоидальные.

При асинхронном ходе возбужденной машины в результате взаимодействия потока возбуждения, вращающегося со скоростью $(1-S)n_1$ и потока якоря от токов частоты сети f_1 , вращающегося со скоростью n_1 , возникает сильный пульсирующий момент, который имеет частоту Sf_1 и накладывается на асинхронный момент. Если нагрузка на валу и скольжение S малы, то под действием этих моментов машина, находящаяся в асинхронном режиме, втягивается в синхронизм. При тех же условиях гидрогенератор втягивается в синхронизм и без возбуждения, в результате действия параметрического момента, за счет неравенства сопротивлений по продольной и поперечной осям: $X_d \neq X_q$

$$\frac{U^2}{2} \cdot \frac{(X_d - X_q)}{X_d \cdot X_q} \cdot \sin 2\delta \quad (5.8)$$

Рассмотрим процесс выпадения из синхронизма синхронного генератора и переход в установившийся асинхронный режим в результате нарушения динамической устойчивости.

Рассмотрим схему с двухцепной электропередачей. (рис 5.4.а). Предположим, что одна из линий отключилась и повторно включилась. Время задержки оказалось достаточной, чтобы генератор вышел из синхронизма. Будем считать, что возбуждение машины сохраняется и обеспечивается $E = \text{const.}$ за X_d и $P = M$.

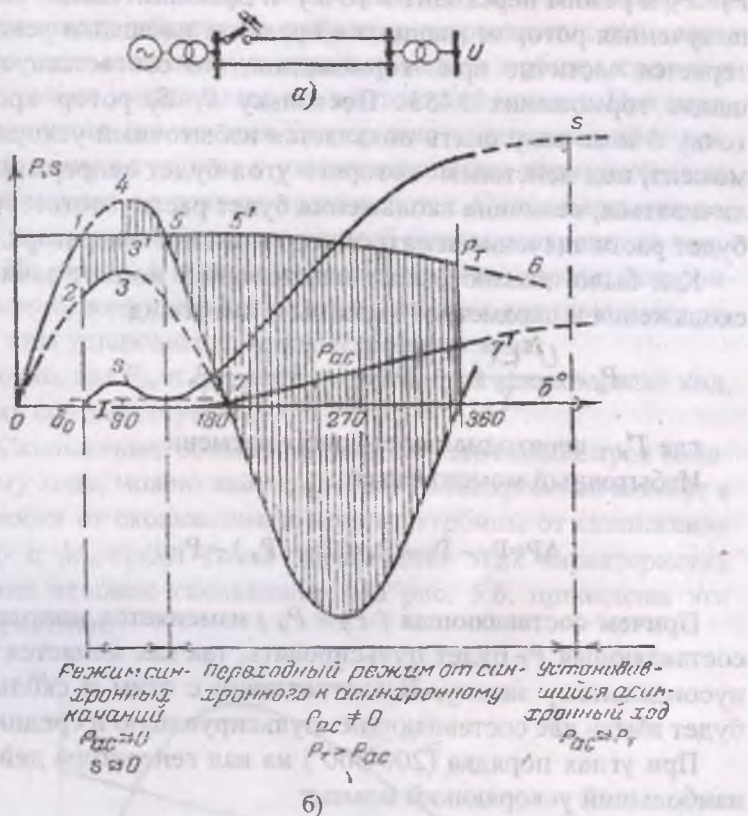


Рис.5.4. Процесс возникновения асинхронного режима.

Анализ выхода из синхронизма проведем на основе метода площадей. В результате отключения одной из линий режим работы генератора определяется послеаварийной характеристикой. До момента повторного включения линии ротор машины ускоряется под действием избыточного ускоряющего момента $\Delta P = P_T - P_G > 0$, так как в пределах площадки ускорения $1233' P_T > P_G$ и в точке 3 режим генератора изменяется: в результате повторного включения линии на валу скачком появляется избыточный тормозной момент и $\Delta P < 0$, так как теперь

$P_T < P_G$ и режим переходит в точку 4. Дополнительная энергия, полученная ротором машины в пределах площадки ускорения теряется частично при торможении, это соответствует площадке торможения 3453. Поскольку $S_T < S_v$ ротор проходит точку 5 и на валу опять появляется избыточный ускоряющий момент, под действием которого угол будет непрерывно увеличиваться, величина скольжения будет расти, соответственно будет расти значение асинхронного момента генератора.

Как было сказано выше, асинхронный момент зависит от скольжения и параметров машины и имеет вид:

$$P_a = \frac{U^2 (X_d - X_d')}{X_d \cdot X_d'} \cdot \frac{T_d' \cdot S}{(1 + (T_d' \cdot S)^2)}, \quad (5.9)$$

где T_d' – переходная постоянная времени.

Избыточный момент равен:

$$\Delta P = P_T - P_G - P_a = (P_T - P_a) - P_G. \quad (5.10)$$

Причем составляющая $(P_T - P_a)$ изменяется монотонно, а составляющая P_G будет пульсировать, так как меняется по синусоидальному закону. В соответствии с этим и скольжение будет иметь две составляющие: пульсирующую и среднюю.

При углах порядка (200-300°) на вал генератора действует наибольший ускоряющий момент

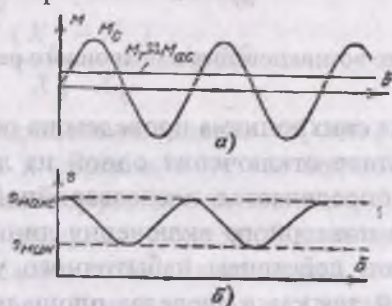


Рис. 5.5 Изменение пульсирующего синхронного момента (а) и соответствующее изменение скольжения (б).

Через определенное время в результате увеличения скорости ротора начинает действовать регулятор скорости, под действием которого уменьшается впуск пара или воды в турбину агрегата и соответственно уменьшается его вращающий момент. При некотором значении скольжения непрерывно уменьшающийся вращающий момент турбины и увеличивающийся тормозной асинхронный момент генератора уравниваются. С этого времени наступает установившийся асинхронный режим синхронного генератора. На рис 5.4.б показаны соответствующие зоны: синхронных качаний, зона перехода от синхронного к асинхронному режиму и зона установившегося асинхронного хода.

В точке, где P_{ac} и P_T равны, установится асинхронный ход, которому соответствует S_{∞} .

Скольжение, соответствующее установившемуся асинхронному ходу, можно найти, построив асинхронный момент в зависимости от скольжения и момент турбины от скольжения $M_T = \varphi(S)$ и $M_{ac} = \varphi(S)$. Точка пересечения этих характеристик определит искомое скольжение. На рис. 5.6. приведены эти характеристики.

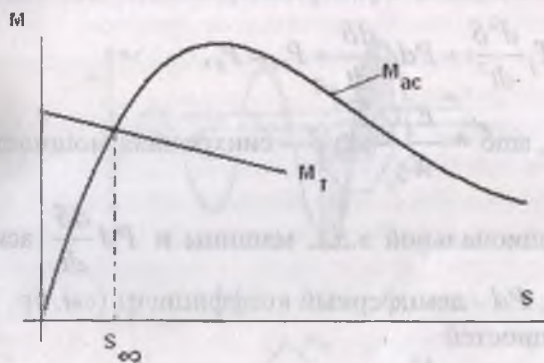


Рис.5.6 Изменение асинхронного момента синхронного генератора и момента турбины при изменении скольжения.

Таким образом, пульсации параметров режима и в том числе скольжения вызваны синхронным моментом, а также элек-

трической и магнитной несимметрией ротора генератора. Такой режим предопределяет условия вхождения в синхронизм ресинхронизации асинхронного работающего генератора.

Скольжение меняется от максимального значения $S_{\max}$ до минимального $S_{\min}$ и под действием синхронного момента проходит при углах близких к 180° через наименьшее значение, причем и значение синхронного момента близко к нулю. Колебания скольжения происходят относительно среднего скольжения (рис. 5.5).

5.3. Ресинхронизация синхронных генераторов

Ресинхронизация — это процесс вхождения в синхронизм асинхронно работающих синхронных генераторов. Необходимым условием ресинхронизации является переход скольжения через нулевое значение, поэтому рассмотрим процесс изменения среднего значения и пределов колебания скольжения асинхронно работающего синхронного генератора.

Как было отмечено выше, дифференциальное уравнение относительно движения ротора в рассматриваемом режиме имеет вид:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + Pd \cdot \frac{d\delta}{dt} + P_r = P_T, \quad (5.11)$$

где $P_r = P_m \sin \delta = \frac{E_g U}{X_{d\pm}} \sin \delta$ - синхронная мощность гене-

ратора пропорциональной э.д.с. машины и $Pd \frac{d\delta}{dt}$ асинхронная мощность, Pd - демпферный коэффициент (см. ур. 2.11).

Сумма мощностей

$$Pd \frac{d\delta}{dt} + P_m \sin \delta. \quad (5.12)$$

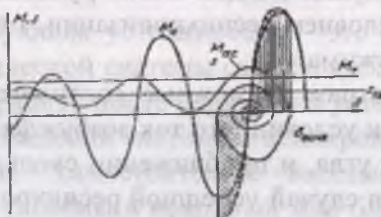
представляет суммарную электрическую мощность, развиваемую генератором при отклонении скорости от синхронной. Здесь синхронная мощность, пропорциональная э.д.с. машины, пульсирует, если ток возбуждения не отключается и ее среднее

значение близко к нулю и асинхронной мощности, которая зависит от наличия демпферной обмотки. Когда ротор машины ускоряется, как было показано, угол δ растет и производная $\frac{d\delta}{dt}$ положительна и следовательно положительна мощность

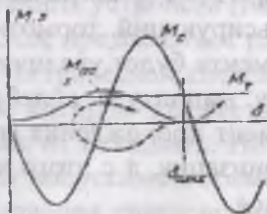
$P_d \frac{d\delta}{dt}$. Другими словами, в период ускорения ротора демп-

ферная обмотка и эквивалентные замкнутые контуры ротора увеличивают электромагнитную мощность генератора, что равносильно дополнительному торможению и соответственно уменьшению роста угла δ .

Предположим, что ток возбуждения постепенно повышается, что приводит к увеличению амплитуды P_T и скольжения S . Но среднее значение скольжения в связи с колебаниями P_T колеблется около среднего значения с довольно значительной амплитудой, величина которой тем больше, чем больше э.д.с. (рис 5.7). Затем в результате закрытия клапанов или направляющего аппарата турбины под действием регулятора скорости среднее значение скорости ротора начинает падать.



a)



б)

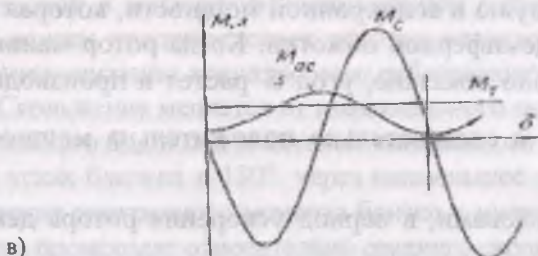


Рис 5.7. Процесс вхождения в синхронизм:
а) успешная синхронизация, б) критический случай,
в) неуспешная синхронизация.

Как видно из рис.5.5 и 5.7, минимальное значение скольжения значительно меньше среднего его скольжения. Когда скольжение проходит нулевое значение, скорость ротора будет равна синхронной, т.е. может наступить мгновенный синхронный режим. Останется генератор в синхронной работе или нет - зависит от соотношения синхронной мощности генератора и мощности турбины, так как при $S=0$ асинхронная мощность становится равной нулю. Следовательно, условие $S=0$ является необходимым условием ресинхронизации, т.е. восстановления синхронного режима.

Поэтому рассмотрим возможные соотношения моментов на валу машины при условии, что ток возбуждения увеличивается по мере роста угла, и приближении скольжения к нулю. На рис. 5.7а показан случай успешной ресинхронизации, соответствующий случаю прохождения скольжения генератора через нулевое значение при $P_G > P_T$, когда на валу будет действовать избыточный пульсирующий тормозной момент. Амплитуда синхронного момента будет увеличиваться от периода к периоду и поэтому амплитуда колебаний скольжения также возрастает и в момент прохождения его значения через ноль наступает ресинхронизация, а с этого момента значение угла δ начнет уменьшаться.

Условие $P_G = P_T$ соответствует граничному случаю, аналогичному ему, неустойчивому равновесию: любое возмущение приводит к успешной ресинхронизации или же к увеличению угла и возникновению нового асинхронного режима (рис. 5.7.6).

Условие $P_I < P_T$ соответствует случаю, когда ресинхронизация не произойдет, так как ротор после некоторого торможения снова начнет ускоряться (рис. 5.7 в).

Следовательно, ресинхронизация асинхронно работающего синхронного генератора происходит при углах, близких к 180° и малом значении момента турбины. Увеличение тока возбуждения при приближении значения скольжения к нулю обеспечит спокойное вхождение генератора в синхронизм.

Таким образом условиями успешной ресинхронизации являются: в момент прохождения скольжения через нуль на валу должен преобладать тормозной момент $S=0$ и $P_G > P_T$, и регулирование тока возбуждения должно быть определено, исходя из этого требования.

5.4. Результирующая устойчивость электрических систем

Результирующая устойчивость — это особое свойство режима электрической системы самостоятельно восстанавливать синхронную работу после нарушения устойчивости исходного режима и нахождении системы в асинхронном режиме.

Выражение “самостоятельно восстанавливать” означает возвращение системы в исходный или близкому к исходному режим в результате режимных свойств генераторов и под действием регулирующих устройств (АРВ, АРС)

Это определение предполагает работу отдельных генераторов или части электрической системы в режиме, отличной от синхронной, при котором параметры режима могут существенно отклоняться от исходных. Но такие режимы кратковременны, величины допустимых времен были приведены ранее. Отказ от использования кратковременных асинхронных режи-

мов привел бы к необходимости отключения нагрузок, что связано с производственным ущербом.

Исследования переходных режимов электрических систем, связанных с большими колебаниями, показывают разнообразие возникающих условий при обеспечении результирующей устойчивости.

Установлено, что наличие регуляторов турбин, различных типов АРВ, учет демпферных моментов при возникновении колебаний для относительно больших интервалов времени определяет такой характер изменения относительных углов в многоаппаратной системе, который не дает оснований считать систему ни динамически устойчивой, ни неустойчивой. В начальном этапе процесса наблюдаются значительное нарастание относительных углов и возрастание скольжения генераторов, свидетельствующее о возникновении асинхронного режима. В дальнейшем под действием регуляторов, в связи с регулированием поступающей в турбины энергоносителей относительные углы уменьшаются и при прохождении скольжения через нулевое значение генераторы втягиваются в синхронизм. Такие режимы принято характеризовать как нарушение динамической устойчивости системы, в то же время сохраняется результирующая устойчивость, так как генераторы продолжали в асинхронном режиме выдачу мощности в систему.

Электрическая система предполагается удовлетворяющей условиям результирующей устойчивости, если некоторое время часть ее генераторов работает несинхронно относительно других генераторов. При этом асинхронный режим может быть трех видов:

- установившийся асинхронный режим с постоянным скольжением;
- неустойчивый асинхронный режим, когда выпавший из синхронизма генератор под действием регуляторов и асинхронного момента без вмешательства персонала входит в синхронизм;
- синхронно-асинхронный режим, когда генератор, находящийся в асинхронном режиме восстанавливает синхронную

работу, но опять из-за невыполнения условий ресинхронизации переходит в асинхронный режим.

В каждом из рассмотренных асинхронных режимах должны быть определены условия их допустимости, длительность такого режима, предусмотрено применение соответствующих законов регулирования параметров режима для реализации ресинхронизации. Обычно проверяют условия, возможность и резервы регулирования баланса реактивной мощности и частоты в электрических системах, выпавших из синхронизма, чтобы избежать лавины напряжения и недопустимого отклонения частоты от номинального. При этом если синхронизация происходит в произвольный момент времени, т.е. в результате несинхронного включения выпавшего из синхронизма генераторов или части системы, то ориентируются и проверяют соблюдение условия ресинхронизации по соотношению

$$|S_{cp}| \leq S_{cr.кр}, \quad (5.13)$$

где $S_{cr.кр}$ - критическое скольжение установившегося среднего скольжения, при котором ресинхронизация происходит под влиянием синхронного момента, вызывающего колебания мгновенного скольжения около среднего значения.

Определение баланса активной и реактивной мощности предполагает определение значения перетоков, и напряжений в узлах, в том числе, с целью нахождения местоположения электрического центра качаний и условий работы нагрузок в его близости. Опыт эксплуатации показывает случаи самопроизвольной ресинхронизации после нарушений статической устойчивости в системе, однако такая ресинхронизация, как правило, бывает как следствие значительной саморазгрузки потребителей из-за снижения напряжения в близких к электрическому центру качаний узлах нагрузки при асинхронном режиме.

Асинхронные режимы могут быть причиной развития аварий и дополнительных нарушений устойчивости и возникновения особо опасного одно- или многочастотного режима.

Здесь необходимо отметить вероятность возникновения электромеханического резонанса, являющегося аварийным режимом при приближении изменяющейся в процессе асинхронного хода и ресинхронизации частоты возмущающего воздействия к частоте собственных колебаний синхронно работающих генераторов или частей энергосистемы.

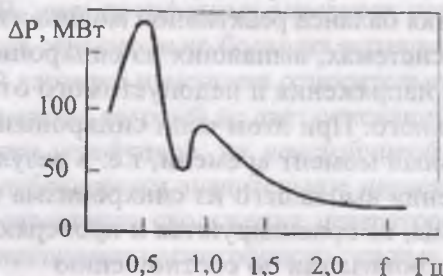


Рис.5.8. Кривая зависимости колебаний мощности одной из электропередач напряжением 500 кВ от возмущающей частоты, с ярко выраженным двухчастотным резонансом.

На рис. 5.8 приведена кривая зависимости колебаний активной мощности одной из реальной электропередачи от частоты гармонического возмущения, в которой имеются два резонансных пика: основной – при частоте 0,5 и второй – при частоте 0,95 Гц. Между тем частоты собственных колебаний, например, турбогенераторов мощностью 200 и 1200 МВт при их постоянных инерции 7 и 9,3 сек и одинаковой синхронизирующей мощности, равной 1,5 соответственно, будут (без учета демпферного момента, см. раздел 2.4):

$$\alpha = \sqrt{\frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \frac{\omega_0}{T_j}} = 8,20 \text{ и } 7,1 \text{ рад/с} \quad (5.14)$$

$$\text{и } f_z = \frac{\alpha}{2\pi} = 1,3 \text{ и } 1,13 \text{ Гц,}$$

$$(5.15)$$

т.е. близки к частоте гармонического возмущения и возможны электромеханический резонанс, авария с тяжелыми последствиями.

Таким образом, в сложной электрической системе в результате асинхронного режима отдельного генератора или части электрической системы могут возникать многочастотные асинхронные режимы. В отличие от одночастотного или двухчастотного асинхронного режима, в которых наблюдается один центр электрических качаний, в трехчастотном или многочастотном асинхронном режиме местоположение центра качаний может измениться и перемещаться при вращении векторов э.д.с. асинхронно работающих генераторов, причем может быть несколько центров, в которых будет наблюдаться глубокое снижение напряжения. Такой режим создает угрозу нарушений работы узлов нагрузки и выхода из синхронизма генераторов или электростанций, попадающих в эту зону, т.е. имеется вероятность дальнейшего развития аварий с увеличением числа несинхронно работающих генераторов или частей системы.

В современных энергосистемах применяют различные автоматические устройства, защищающие от затяжных и недопустимых асинхронных режимов, в частности, устройства автоматики ликвидации асинхронного режима, действующего на деление системы несинхронных частей при длительности асинхронного режима, превышающего установленное предельно допустимое значение времени. Эти устройства контролируют различные параметры режима: углы между векторами э.д.с. генераторов, скорости изменения этих углов, скольжение генератора, значения напряжения, токов с целью определения местоположения электрического центра качаний и т.д. Они также обеспечивают ресинхронизацию несинхронно работающих частей энергосистемы или их разделение при нарушении синхронизма, в случае необходимости отключение нагрузки в дефицитной части и генераторов в избыточной части энергосистем. Поэтому прекращение асинхронных режимов разделением системы на части, разгрузок по признакам лави-

ны частоты и напряжения являются локализующими. Воссо-
единение разделенных частей энергосистемы и восстано-
вление энергоснабжения потребителей являются восстано-
вляющими средствами управления.

Контрольные вопросы

1. Характеризуйте асинхронные режимы, возникающие в электрических системах.
2. Можно ли допускать асинхронные режимы и почему?
3. Причины возникновения асинхронных режимов.
4. Как возникает установившийся асинхронный ход?
5. В чем отличие асинхронного хода возбужденной и не-
возбужденной машин?
6. Что такое ресинхронизация?
7. Необходимое условие ресинхронизации асинхронно ра-
ботающего генератора.
8. Результирующая устойчивость. Дайте ее определение.
9. Чем опасен многочастотный асинхронный режим?

6. ЛАВИНА ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И МЕРЫ ЕЕ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

6.1. Общая характеристика изменения и регулирувания частоты.

Нагрузка электрической системы потребляет активную и реактивную мощности, величины которых определяются напряжением на ее зажимах и частотой. Баланс активных мощностей определяет стабильность частоты во всей системе, а реактивных мощностей — напряжения в узловых точках электрической системы.

При заданных параметрах режима электрической системы турбина развивает мощность, зависящая только от частоты сети и поэтому электромагнитная мощность генератора будет также зависеть от частоты $P_G = \varphi(f)$. Однако изменение активной мощности потребляемой нагрузкой обязательно приведет к изменению не только частоты, но и напряжения, так как при этом меняются э.д.с. генераторов, величины реактивных сопротивлений всех ветвей системы, потери активной и реактивной мощности и следовательно, баланс реактивной мощности. Например, если растет активная мощность потребителей или снижается активная мощность генераторов, то будет наблюдаться снижение частоты. Это снижение частоты обязательно приведет к восстановлению баланса, во первых, из-за уменьшения потребления нагрузкой активной мощности в результате уменьшения напряжения на ее шинах и во-вторых, регуляторы скорости первичных двигателей увеличат выпуск пара или воды в турбины, тем самым повышая активную мощность в системе.

Следовательно, в каждый момент времени при параллельной работе генераторы должны вырабатывать активную мощ-

ность, равную мощности потребителей с учетом потери в элементах сети – должен соблюдаться баланс:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P = \sum P_{\text{П}}, \quad (6.1)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – генерируемая в электрической системе активная мощность, $\sum P_{\text{H}}$ – мощность, потребляемая нагрузкой, $\sum \Delta P$ – суммарные потери, $\sum P_{\text{П}}$ – суммарное потребление активной мощности.

Причинами нарушения баланса активной мощности и изменения частоты могут быть отключение генераторов, наброс мощности, отключение линий электропередач. Приведение в соответствие вырабатываемой генераторами активной мощности с мощностью нагрузки осуществляется регуляторами скорости турбин, изменяющих выпуск энергоносителей (пара или воды). При этом регулирование осуществляется различными законами: астатическому, т.е. с возвратом скорости (частоты) к исходному значению и статическому, т.е. с возвратом скорости (частоты) к значению, отличающейся от исходного на $\Delta f = f_0 - f$, где f_0 – исходная частота, f – текущая частота (рис.6.1). Обычно рассматривают отношение

$$\sigma = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{f_0 - f}{P_0 - P}, \quad (6.2)$$

которое, называется **коэффициентом статизма регулятора**, характеризующий степень участия агрегата в распределении активной мощности при изменении частоты и для современных турбин его величина колеблется в пределах (3-6)%.

Изменение частоты в нормальных режимах от исходного допускается : нормальное – в пределах $\pm 0,2$ Гц и максимальное – в пределах $\pm 0,4$ Гц. В послеаварийных режимах допускается отклонение частоты от $\pm 0,5$ Гц до 1 Гц общей продолжительностью за год не более 90 ч.

Необходимо отметить, что астатическое регулирование, как правило, в чистом виде применяется редко, так как распределение мощности нагрузки становится неопределенным и не привязанным к значению частоты (например, изменение мощности от $P_{0\text{H}}$ до $P_{1\text{H}}$ не меняет значения частоты, рис.6.1б).

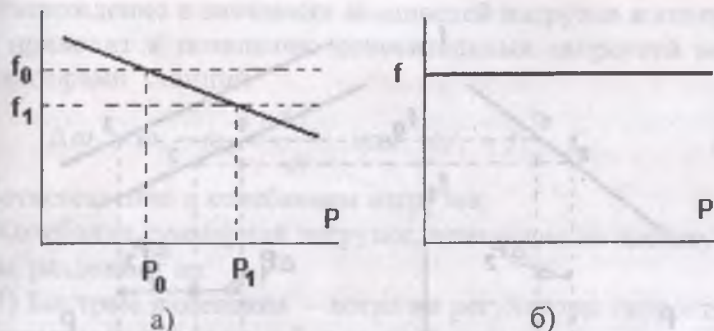


Рис.6.1. Регулирование частоты по законам
а) статическому, б) астатическому.

При статическом законе регулирования существует однозначная связь между мощностью, развиваемой генератором и частотой. При изменении мощности от P_{0H} до P_{1H} частота уменьшается на $\Delta f = f_0 - f_1$. Регулятор скорости увеличивает только мощность, а частота не восстанавливается до исходного значения. Поэтому такое регулирование называют **первичным регулированием**, а $\Delta f = f_0 - f_1$ — остаточной неравномерностью регулирования. Это отклонение частоты устраняется **вторичным регулированием** — регулятором частоты, устанавливаемой на одной или группе станций электрической системы и называемой балансирующей по частоте, т.е. регулирующей частоту.

На рис.6.2. приведены статические характеристики для двух генераторов, имеющих разные коэффициенты статизма, из которых видно, что распределение нагрузки $\sum P_H$ между ними происходит согласно статическим характеристикам, т.е. обратно пропорционально их коэффициенту статизма — чем больше значение коэффициента статизма, тем меньше мощность, которую генератор выдает и наоборот. Для восстановления частоты до исходного необходимо переместить характеристику параллельно самой себе вверх до достижения $f = f_0$, которую выполняет механизм изменения скорости вращения (МИСВ).

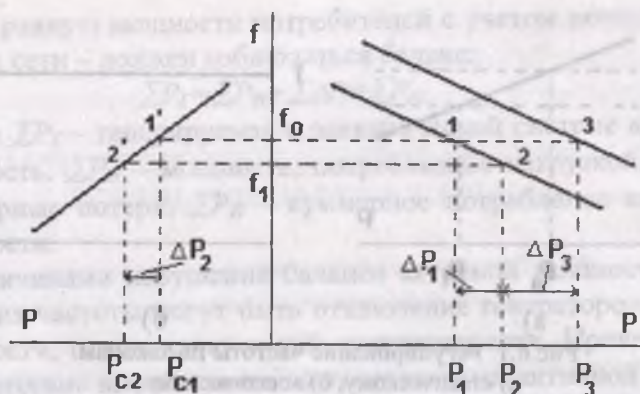


Рис.6.2. Регулирование частоты одной электростанцией.

Рассмотрим пример. Балансирующая по частоте станция несет нагрузку P_1 , а остальные станции системы выдают мощность P_{C1} . Общая нагрузка системы

$$\sum P_c = P_1 + P_{C1} \quad (6.3)$$

В результате увеличения мощности нагрузки частота уменьшается с f_0 до f_1 . Если эта нагрузка воспринимается всеми генераторами системы, то регулирующая частоту станция догружается до $P_2 = P_1 + \Delta P_1$, а остальные станции $P_{C2} = P_{C1} + \Delta P_2$, но при этом частота не восстанавливается до f_0 . Если же эту нагрузку ($\Delta P_1 + \Delta P_2$) воспринимает частота регулирующая станцию, то МИСВ параллельно перенесет характеристику до точки 3, где обеспечивается баланс активной мощности и восстанавливается частота до f_0 .

Смещение характеристики параллельно самой себе происходит за 30-40 сек.

Обычно регуляторы скорости турбин агрегатов, которые являются частоторегулирующими, снабжаются также и вторичным регулятором частоты – МИСВ.

Расхождение в значениях мощностей нагрузки и генераторов приводит к появлению относительных скоростей между генераторами станций

$$\Delta\omega_i = \omega_i - \omega_o = \frac{d\delta_i}{dt} \quad \text{или} \quad \Delta f_i = f_i - f_o \quad (6.4)$$

и соответственно к колебаниям нагрузок.

Колебания суммарной нагрузки, влияющие на частоту системы, разделяют на:

1) Быстрые изменения – когда ни регуляторы скорости, ни регуляторы частоты не действуют. Они имеют период колебания 1-3 сек., а изменение частоты $\Delta f = (0,01 \div 0,02)$ Гц. Величина колебаний нагрузок $0,001 P_{ген.}$

2) Средние изменения – здесь действуют регуляторы скорости. Период $(10 \div 30)$ сек, а $\Delta f = (0,1 \div 0,2)$ Гц, колебания нагрузки $0,01 P_{ген.}$

3) Медленные изменения – в этом случае в работу включаются регуляторы скорости и частоты. Период составляет от 1 до 10 минут.

Характер выравнивания частоты по всей системе зависит главным образом, от параметров элементов, входящих в систему.

Таким образом, в принципе, если в системе нагрузка увеличивается на $\sum P_H$, то она распределяется между генераторами согласно соотношению

$$\sum \Delta P_H = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n \quad (6.5)$$

$$\text{причем} \quad \Delta P_1 = \frac{\Delta f}{\sigma_1}, \quad \Delta P_2 = \frac{\Delta f}{\sigma_2}, \quad \dots \quad \Delta P_m = \frac{\Delta f}{\sigma_n},$$

т.е., как было отмечено обратно пропорционально статизму характеристик регуляторов турбин.

В зависимости от мощности электрической системы выделяют одну или несколько генераторов, как правило, гидрогенераторов, в качестве частоторегулирующей, которые и воспринимают эту нагрузку и тем самым восстанавливают частоту в системе. Для этого агрегат или группа агрегатов, выделенные как частоторегулирующие, должны иметь возможность регулирования мощности, т.е. соответствующий резерв

по мощности. Так, например, необходимость поддержания частоты с точностью $\pm 0,2\%$ ограничивает колебания нагрузки тепловых агрегатов значениями (3-4)%.

Вопросы регулирования частоты в электрических системах решается в зависимости от их структуры, которые, в свою очередь, разделяют на три типа:

К первому типу относятся системы, имеющие энергодефицитные станции, такие как гидростанции с ограниченными водохранилищами суточного регулирования или же тепловые станции, работающие на высококачественном или дефицитном топливе. В таких системах энергодефицитные станции используются для покрытия пиков нагрузки и соответственно частоты в наиболее ответственный период прохождения суточных нагрузок.

Ко второму типу относятся системы, не имеющие остродефицитные станции, но имеют в своем составе гидростанции, которые и являются частоторегулирующими.

К третьему типу относятся системы, в составе которых отсутствуют энергодефицитные и гидростанции и частоту регулирует выделенная тепловая станция.

6.2. Лавина частоты

Мы ранее рассмотрели лавинообразное уменьшение напряжения. То же самое может произойти и с частотой в системе, т.е. может возникнуть лавина частоты, если в системе не будет обеспечен баланс активной мощности, не имея соответствующий резерв. Небольшое ее начальное уменьшение может вызвать быстрое и сильное уменьшение частоты.

Рассмотрим, от чего это зависит.

Как видно из рис.6.3., при увеличении нагрузки с $P_{Н1}$ до $P_{Н2}$ происходит увеличение мощности генератора под действием регуляторов скорости. Этот процесс продолжится до точки 3, когда направляющий аппарат или паровпускной клапан откроются максимально.

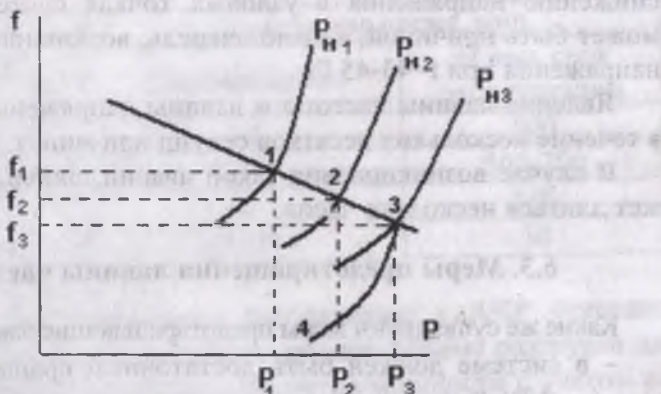


Рис.6.3.

Когда направляющий аппарат или паровпускной клапан полностью откроются, очевидно, дальнейшее увеличение мощностей генератора не происходит и изменение характеристики мощности идет по естественной характеристике 3-4 агрегата, соответствующей максимальному открытию.

В случае отсутствия в электрической системе резерва по мощности дальнейшее увеличение мощности нагрузки может привести, к неконтролируемому снижению частоты, получившее название «лавины частоты».

Причина лавины частоты связана с уменьшением мощности, выдаваемой генераторами при снижении частоты, когда отсутствует вращающийся резерв системы или когда резерв системы исчерпан, а нагрузка продолжает расти.

При уменьшении частоты производительность оборудования собственных нужд в тепловых станциях также падает: характеристика 3-4 соответствует пониженной производительности собственных нужд тепловых станций.

Понижение частоты в системе вызывает также уменьшение выдачи реактивной мощности и в то же время увеличение потребления реактивной мощности нагрузкой, так как уменьшается индуктивность сопротивлений элементов, что приводит к

снижению напряжения в узловых точках системы, которое может быть причиной, в свою очередь, возникновения лавины напряжения при $f=43-45$ Гц.

Явления лавины частоты и лавины напряжения протекают в течение нескольких десятков секунд или минут.

В случае возникновения такой аварии, ликвидация их может длиться несколько часов.

6.3. Меры предотвращения лавины частоты

Какие же существуют меры предотвращающие лавину частоты?

- в системе должен быть достаточный вращающийся резерв (до 20% $P_{\Sigma 0}$).

- когда отключают некоторую часть нагрузки при определенном понижении частоты (автоматическая частотная разгрузка – АЧР).

Рассмотрим более подробно автоматическую частотную разгрузку (АЧР). АЧР – основное средство по предотвращению опасного развития аварии, вызванных возникновением значительного дефицита активной мощности. Подобные аварии могут вызвать лавину частоты и напряжения с остановкой электростанций и нарушением электроснабжения потребителей. Особенно значительную опасность представляют аварии с каскадным развитием и дальнейшей потерей генерирующей мощности системы.

К устройствам АЧР предъявляются требования, полностью исключающие возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц, не допускающие работы с частотой ниже 47,5 Гц более 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц более 60 сек. Это требование предотвращает нарушение работы собственных нужд тепловых станций, так как при такой частоте резко снижается производительность питательных насосов, могут быть отключения дутьевых вентиляторов и т.д.

На основе опыта эксплуатации электрических систем установлены ограничения длительности работы паровых турбин при изменениях частоты (табл.).

Таблица

Частота	Допустимое время, мин.	
	единовременно	за весь срок эксплуатации
50,5 – 51,0	3-5	500
49,0 – 47,0	2-5	500-700
48,0 – 47,0	1	180
47,0 - 46	0,17	30

К основным режимным требованиям к АЧР относятся обеспечение минимально необходимого объема разгрузки для всего диапазона аварийных дефицитов мощности с учетом вероятности таких аварийных изменений мощности и частоты.

Чтобы привести в соответствие величины разгрузки образовавшемуся аварийному дефициту активной мощности, применяются следующие категории автоматической частотной разгрузки (АЧР):

- АЧР I – быстродействующая разгрузка, предназначенная для прекращения снижения частоты. При этом верхний предел уставок (АЧР) изменяется от 48,5 до 49,2 Гц, нижний предел не ниже 46,5 Гц, а уставка по времени до 0,3 сек.

- Суммарный объем разгрузки в данном случае определяется из соотношения $P_{АЧР I} \geq \Delta P_r + 0,05$, где ΔP_r – размер дефицита мощности, а 0,05 – запас.

- АЧР II – относительно медленно действующая разгрузка, предотвращающая снижение частоты при сравнительно медленном нарастании дефицита мощности. При этом верхний предел по частоте от 48,8 до 48,6 Гц, а нижний предел 48,5-48,3 Гц, начальная уставка по времени 5-10 сек, при этом конечная уставка по времени может приниматься в пределах 90-120 с. При этом величина разгрузки определяется соотношением $P_{АЧР II} \geq 0,4 P_{АЧР I}$.

- дополнительной, действующей для увеличения объема и ускорения разгрузки при особо больших дефицитах мощности, когда АЧР I и АЧР II не обеспечивают предотвращения опасного снижения частоты. Следовательно, отличительная особенность

дополнительной разгрузки – ее быстрое действие. Это может быть, когда дефицит активной мощности больше предельно допустимого значения дефицита мощности, приводящего к снижению частоты ниже 45 Гц (отключения генераторов, питающих линий трансформаторов). Дополнительная разгрузка также должна предотвращать недопустимое снижение напряжения, приводящее к лавине напряжения.

Спецочереды АЧР с уставками 49,3-49,4 Гц, действующие в случаях, когда дефицит возникает при недостаточном резерве мощности, линии работают на пределе устойчивости, в связи с чем не удастся оперативно ограничить потребителей.

Важнейшим мероприятием, предотвращающим полное нарушение работы резко дефицитной части энергосистемы при неэффективности АЧР I и АЧР II и дополнительной разгрузки является **делительная автоматика** по частоте. Успешное действие делительной автоматики по частоте обеспечивает сохранение в работе выделенных генерирующих мощностей и электроснабжение части наиболее ответственных потребителей. Эта автоматика выполняется с двумя пусковыми органами: одним с частотой срабатывания 45-46 Гц и временем срабатывания 0,5 с и другим с частотой срабатывания около 47 Гц и временем срабатывания 30-40 с.

Необходимо отметить, что эта автоматика действует на отделение также при повышении частоты сверх номинальной, в пределах 52,5-53,5 Гц.

Таким образом, условия обеспечения надлежащих значений частоты и напряжения в сетях электрической системы сводятся к следующему:

- 1) Располагаемая активная мощность станций должна быть достаточной для того, чтобы покрыть всю активную нагрузку системы и потери активной мощности в сетях при нормальных напряжениях и частоте. Невыполнение этого условия приводит к изменению частоты.

- 2) Располагаемая реактивная мощность генераторов и синхронных компенсаторов должна быть достаточной для того, чтобы покрыть всю реактивную нагрузку системы и потери

реактивной мощности в сетях при нормальных напряжениях и частоте. Невыполнение этого условия приводит к изменению напряжений.

3) Распределение располагаемой реактивной мощности в системе должно быть таким, чтобы в каждом районе, отделенном от других районов относительно длинными линиями, реактивная нагрузка всех потребителей вместе с потерями реактивной мощности в сетях в основном могла быть покрыта местными генераторами и компенсаторами и уравнивающие потоки реактивной мощности между районами были бы небольшими и не приводили к значительной потере напряжения в сетях.

4) Должен быть обеспечен необходимый суммарный резерв по активной мощности, включающий нагрузочный, аварийный, ремонтный и компенсационный. Нагрузочный резерв служит для покрытия случайных колебаний нагрузки, аварийный предназначен для замены агрегатов, вышедших из строя в результате аварии, ремонтный резерв должен обеспечивать возможность проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования электростанций и компенсационный резерв обеспечивает возможное повышение потребления электроэнергии по сравнению с запланированным. Суммарный резерв энергосистемы оценивается в процентах от максимальной нагрузки, а не от установленной мощности электростанций.

Контрольные вопросы.

1. От чего зависит стабильность частоты в системе?
2. Роль регуляторов скорости и частоты в поддержании баланса активной мощности в системе.
3. Что такое коэффициент статизма регулятора скорости?
4. В чем отличие статического и астатического регулирования скорости турбин?
5. Как возникает лавина частоты?
6. Какие меры предотвращения лавины частоты Вы знаете?

Литература

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1964. -378 с.; 1978. - 414 с.
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979. - 456 с.
3. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. —М.: Энергия, 1969. -350 с.
4. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова. —М.: Энергоатомиздат, 1983. -502 с.
5. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. Под ред. В.А. Веникова. —М.: Высшая школа, 1981.-287с.
6. Блок В.М. Электрические сети и системы. —М.: Высшая школа, 1986. -431 с.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. —М.: Энергоатомиздат, 1989. -591 с.
8. Важнов А.И. Электрические машины. —Л.; Энергия 1969. -786 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под ред. С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро. М.Энергия, 1977. -287 с.
10. Автоматизация управления энергообъединениями. —М.: Энергия, 1979. -428 с.
11. Проектирование электрической части воздушных линий электропередач 330-500 кВ. / Под ред. С.С. Рокотяна. Изд. 2-ое. —М.: Энергия, 1974. -468 с.
12. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. / Под ред. Ю.Н. Руденко.—М.: МЭИ, 2000. -646 с.

13. Лукашов Э.С. Уравнения малых колебаний дальних электропередач и исследование их на устойчивость. — Новосибирск: Наука, 1966. -215 с.

15. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. —М.: Энергоатомиздат, 1983. -348 с.

16. Глебов И.А. Научные основы проектирования систем возбуждения мощных синхронных машин. / Под.ред. С.И. Логинова. —Л.: Наука, 1988. —332с.

17. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем. / Под. ред. В.А.Веникова. — М.: Высшая школа, 1979. -448 с.

18. И.В. Литкенс, В.и, Пуго. Колебательные свойства электрических систем. М. Энергоатомиздат, 1988. 215 с.

19. Совалов С.А, Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. —М.: Энергия 1988. -415 с.

20. Электрические системы. Управление переходными режимами электроэнергетических систем.—М.: Высшая школа, 1982. -247 с.

21. Вольдек А.И. Электрические машины. —Л.: Энергия, 1974. -840 с.

22. Строев В.А, Филиппова Н.Г, Шелухина Т.И. Исследование переходных процессов и устойчивости сложных регулируемых электроэнергетических систем: Учеб.пособие. —М.; МЭИ, 2003. -65 с.

23. О कोरोков Р.В, Першиков Г.А, Смоловик С.В. Основы переходных процессов электроэнергетических систем. Конспект лекций. Часть —СПБ: Санкт-Петербургский политехнический университет, 2003. -76 с.

24. Ахматов М.Г. Синхронные машины. Специальный курс. —М.: Высшая школа, 1984. -135 с.

25. Соколов Н.И, Фокин А.К. и др. Сравнение эффективности работы статорных и синхронных компенсаторов на линии электропередачи 1150 кВ. —М.: Электрические станции, 1987, №8. С.45-52

АЛЛАЕВ КАХРАМОН РАХИМОВИЧ

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Редактор – Н.С. Покачалова

Технический редактор – Р.А. Сытдыков

Компьютерная верстка – А. Мойдинов

Подписано к печати 22.08.2007 г. Формат 60x84^{1/16}.

Гарнитура «Times New Roman». Печатный лист 17,5.

Издательский лист 16,63. Тираж 400. Заказ №149

Цена договорная

Издательство «Молия», Ташкент, ул. Х. Арипова.

Договор №11-07.

Отпечатано в типографии «Fan va texnologiyalar markazining
bosmaxonasi». г. Ташкент, ул. Алмазар, 171.

