МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Часть 1

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
МОСКВА 1979

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Часть 1

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА И ИНФОРМАЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО
МОСКВА 1979

УДК 621.311.019.34(083.96)

Подготовлены ВНИИЭ, МЭИ, ВПТИиНИИ Энергосетьпроект, ЦДУ ЕЭС СССР, ИЭД АН УССР и НИИПТ: введение – ВНИИЭ, ЦДУ ЕЭС СССР, ИЭД; гл.1 – ВНИИЭ, ЦДУ ЕЭС СССР; гл.2 – МЭИ, Энергосетьпроект, ВНИИЭ; гл.3 – МЭИ, Энергосетьпроект; гл.4 – МЭИ, Энергосетьпроект; гл.5 – ВНИИЭ, МЭИ; гл.6 – ВНИИЭ, МЭИ; гл.7 – ВНИИЭ, НИИПТ, ЦДУ ЕЭС СССР; гл.8 – МЭИ; гл.9 – ИЭД; гл.10 – ВНИИЭ, ЦДУ ЕЭС СССР; приложения – ВНИИЭ, МЭИ, Энергосетьпроект, НИИПТ, ИЭД.

Составители д-р техн.наук Л.Г.МАМИКОНЯНЦ (введение, гл.1,5–7,10), канд.техн.наук Л.М.ГОРБУНОВА (гл.6), канд. техн.наук М.Е.ГУРЕВИЧ (гл.6, приложения I,II,I2), инж. Л.Е.ЛИБОВА (гл.2), канд.техн.наук В.Ф.ТИМЧЕНКО (гл.7), д-р техн.наук А.А.ХАЧАТУРОВ (гл.5,8, приложения 1,8,9), ВНИИЭ; д-р техн.наук В.А.ВЕНИКОВ (гл.2–6, 8, приложение I), канд.техн.наук Н.Д.АНИСИМОВА (гл.3,8, приложения 3,4,I4), д-р техн.наук Л.А.ЖУКОВ (гл.2, 5), д-р техн.наук И.В.ЛИТКЕНС (гл.3, приложения 5,6), канд.техн. наук В.А.СТРОЕВ (гл.3,6, приложение I0), канд.техн.наук Д.А.ФЕДОРОВ (гл.4,5), канд.техн.наук А.Н.ЦОВЬЯНОВ(гл.4), МЭИ; д-р техн. наук Д.И.АЗАРЬЕВ (гл.2-4), инж. Ю.В.КИШКИН (гл.2, приложения 2, I8), инж. Ю.В.МОРОШКИН (гл.3), инж. Ю.А.ПОЗДНЯКОВ (гл.3,4, приложение 7), канд.техн.наук З.Г.ХВОЩИНСКАЯ (гл.2, приложение I8), инж. Л.П.ШИПУНОВА (гл.2), Энергосетьпроект; д-р техн.наук С.А. СОВАЛОВ (введение, гл.I,7,I0, приложение I), канд.техн.наук М.Г.ПОРТНОЙ (гл.7,I0), ЦДУ ЕЭС СССР; д-р техн.наук Л.В.ЦУКЕРНИК (гл.9, приложения I5,I6,I7), ИЭД; канд.техн.наук Е.А.МАРЧЕНКО (гл.7, приложение I3), канд.техн.наук В.А.АНДРЕЮК (гл.7, приложение I3), НИИПТ

Редакционная коллегия: Д.И.АЗАРЬЕВ, В.А.ВЕНИКОВ, Л.Г.МАМИКОНЯНЦ, С.А.СОВАЛОВ, А.А.ХАЧАТУРОВ

Методические указания предназначены для специалистов проектных институтов и эксплуатирующих организаций Минэнерго СССР.

Все замечания и предложения по Методическим указаниям направлять по адресу: I03074, Москва, К-74, Китайский пр., д.7, Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР.

Ответственный редактор Р.Р.Ядыкова
Технический редактор Н.Т.Леонтьева
Корректор В.А.Кудрявцева

Л 76915 Подписано к печати 28/III 1979 г. Формат 60x84 1/16
Печ.л. II,5 (усл.печ.л.I0,7) Уч.-изд.л.I0,3 Тираж I000 экз.
Заказ № 93/79 Издат. № 372/76 Цена I руб.55 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго I09432, Москва, Ж-432, 2-й Кожуховский проезд, д.29, корп.6

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго II7292, Москва, В-292, ул.Ивана Бабушкина, д.23, корп.2

О Г Л А В Л Е Н И Е

В в е д е н и е		5
Г л а в а	I. Общие указания по исследованию устойчивости энергосистем	7
	I.I. Основные требования к анализу устойчивости энергосистем	7
	I.2. Методы анализа устойчивости энергосистем	I0
	I.3. Средства анализа устойчивости энергосистем	II
	I.4. Выбор методов и средств анализа устойчивости энергосистем	I4
Г л а в а	2. Подготовка исходных данных, схем и режимов для анализа устойчивости энергосистем. Упрощение схем (эквивалентирование)	I6
	2.I. Расчетные параметры элементов электрических систем	I6
	2.2. Учет коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов при составлении расчетных схем. Приведение схемы к базисным условиям	4I
	2.3. Преобразование (эквивалентирование) сложных электрических систем.....	43
	2.4. Определение собственных и взаимных проводимостей схемы замещения электрической системы	59
Г л а в а	3. Статическая устойчивость	66
	3.I. Основные положения	66
	3.2. Математическое описание сложной электрической системы	69
	3.3. Расчеты статической устойчивости в предположении отсутствия самораскачивания	72
	3.4. Утяжеление исходного режима энергосистемы	76
	3.5. Статическая устойчивость энергосистемы с учетом самораскачивания....	8I
Г л а в а	4. Динамическая устойчивость энергосистем.	87
	4.I. Допущения и предпосылки	87

4.2. Исследование динамической устойчивости в одном-двух циклах изменения относительных углов синхронных машин 89

4.3. Исследование динамической устойчивости при уточненном моделировании синхронных машин и нагрузок 93

4.4. Применение ЦВМ для расчетов динамической устойчивости 97

Глава 5. Результирующая устойчивость энергосистем 99

5.I. Основные положения 99

5.2. Упрощенные расчеты результирующей устойчивости I03

5.3. Особенности выполнения расчетов результирующей устойчивости с помощью АВМ и ЦВМ II9

5.4. Оценка допустимости применения несинхронного АПВ в энергосистемах I2I

Приложение I. Основные определения и соотношения I24

I. Устойчивость энергосистем..... I24

2. Электрические системы I26

3. Электрические машины I30

4. Основные определения параметров синхронных машин и электрической системы I33

5. Условные обозначения I36

Приложение 2. Расчеты параметров исходных установившихся режимов I38

Приложение 3. Выражения для коэффициента a_n характеристического уравнения I44

Приложение 4. Оценка влияния неточности задания параметров на результаты расчетов устойчивости I49

Приложение 5. Примеры расчетов настроечных параметров АРВ по условиям устойчивости синхронных машин I57

Приложение 6. Определение максимально допустимой постоянной времени возбудителя.... I6I

Приложение 7. Способы упрощенного анализа динамической устойчивости I64

Приложение 8. Примеры определения возможности ресинхронизации генераторов в простейших схемах I67

Приложение 9. Примеры расчетов результирующей устойчивости в трехмашинной схеме..... I72

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель начальника
Главного технического
управления по эксплуатации
энергосистем
К.М. АНТИПОВ

24 марта 1977 г.

В В Е Д Е Н И Е

Настоящие Методические указания базируются на [Л.1] и имеют целью дать проектным, исследовательским и эксплуатирующим организациям рекомендации (но не обязательные предписания) по методам определения различных видов устойчивости энергосистем в целом и отдельных их элементов (межсистемных связей, нагрузки и др.), а также по принципиальному выбору мероприятий, необходимых для обеспечения устойчивости энергосистем.

Методические указания содержат общие, принципиальные рекомендации, а не детально разработанные методики. Последние при необходимости могут составляться применительно к конкретным условиям в зависимости от решаемых задач, имеющихся средств для анализа устойчивости энергосистем и т.п.

Как правило, рекомендации даются вариантно, т.е. предоставляется возможность выбрать один или несколько из известных и рекомендуемых к использованию методов анализа устойчивости энергосистем в зависимости от решаемой задачи, имеющихся исходных данных и средств анализа.

При описании отдельных методов отмечаются их основные положения, но детали и особенно выводы используемых формул не приводятся, однако даются ссылки на соответствующие литературные источники. Исключения составляют методы, еще не опубликованные или опубликованные в малотиражных изданиях.

В большей части случаев рекомендуемые методы анализа устойчивости энергосистем иллюстрируются примерами принципиального характера без детального изложения всего расчета.

В настоящее время многие вопросы теории и практики анализа

и способов обеспечения устойчивости энергосистем находятся еще в стадии разработки. В частности, быстро развиваются и совершенствуются методы анализа устойчивости энергосистем с помощью электронных аналоговых и особенно цифровых вычислительных машин (ЦВМ). В связи с этим настоящие Методические указания содержат рекомендации по известным методам и не ограничивают опытное использование новых, не вошедших в них методов анализа устойчивости энергосистем и мероприятий по ее обеспечению.

В настоящие Методические указания включены и некоторые приближенные методы анализа и критерии устойчивости энергосистем и их нагрузок, теоретически недостаточно строго обоснованные, но проверенные на практике. Это, в частности, относится к упрощению схем энергосистем, к ряду практических критериев оценки устойчивости и т.п.

В данных Методических указаниях сохранены определения и термины, принятые в [Л.1] и приведенные также в приложении I.

Методические указания состоят из десяти глав и ряда приложений.

В гл.I сформулированы задачи анализа устойчивости энергосистем на различных стадиях их проектирования и эксплуатации, даны определения видов их устойчивости, изложены общие рекомендации по анализу устойчивости: расчетные режимы, требуемая точность, анализ результатов, выбор средств для анализа и т.п. В гл.2 даются указания по подготовке исходных данных и режимов, по преобразованию схем энергосистем (эквивалентированию).

В гл.3,4,5 приведены рекомендации по анализу соответственно статической, динамической и результирующей устойчивости энергосистем. При этом, где необходимо, для каждого вида устойчивости даны рекомендации по специфическим особенностям применения специальных средств анализа (статических моделей, аналоговых и цифровых вычислительных машин).

Вопросам анализа устойчивости нагрузки посвящена гл.6, при этом рассматриваются случаи, когда изменение режима нагрузки не может существенно повлиять на устойчивость параллельной работы генераторов энергосистемы, т.е. когда напряжение электросети, питающей нагрузку за некоторым сопротивлением, является заданным (не обязательно постоянным) и не зависящим от режима рассматриваемой нагрузки. Более сложный случай, в котором устойчивость соб-

ственно энергосистемы и питающейся от нее нагрузки взаимно сильно связаны, охватываются общими методами, приведенными в гл.3,4 и 5.

Специфические особенности анализа устойчивости энергосистем при наличии слабых межсистемных связей рассматриваются в гл.7.Глава 8 посвящена основным вопросам анализа самовозбуждения (главным образом применительно к случаям наличия в их электросетях значительных емкостей) и самораскачивания (в общем случае учета активных сопротивлений всех элементов энергосистемы). Общие рекомендации по применению ЦВМ для анализа устойчивости энергосистем даны в гл.9. Рекомендации по проведению натурных экспериментов в энергосистемах - в гл.10. Главы 6-10 составляют содержание части 2 Методических указаний.

Изданные ранее "Основные положения и временные руководящие указания по определению устойчивости энергетических систем" будут в дальнейшем пересматриваться и дополняться на основе опыта их использования при проектировании и эксплуатации энергосистем и с учетом новых теоретических разработок. В соответствии с этим предполагается в будущем пересмотреть и дополнить настоящие Методические указания.

Глава 1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1. Основные требования к анализу устойчивости энергосистем

1.1.1. Расчеты устойчивости энергосистем должны выполняться в соответствии с [Л.1].

1.1.2. Требуемая точность анализа устойчивости энергосистем зависит от конкретных решаемых задач, стадий проектирования и нужд эксплуатации, точности исходных данных и т.п.

1.1.3. Ориентировочные расчеты (расчеты на первых стадиях проектирования и перспективные эксплуатационные расчеты, выполняемые при выборе напряжений, количества цепей, принципиальных

схем электропередачи и основных мероприятий, обеспечивающих осуществимость требуемых режимов с необходимым запасом) могут проводиться упрощенно в отношении схем и расчетных условий. Например, расчеты статической и динамической устойчивости заданного режима могут производиться при неизменных значениях ЭДС синхронных машин за их переходными сопротивлениями.

I.I.4. Уточняющие и настроечные расчеты при проектировании и в эксплуатации (выбор схем и рабочих режимов, уточнение параметров оборудования энергосистемы и определение запасов устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах, уточнение требований к защите, системной автоматике, регуляторам возбуждения синхронных машин, определение параметров -уставок- этих устройств и т.п.) следует выполнять по достаточно полным схемам и с учетом основных факторов, которые могут оказать значительное влияние на результаты расчетов. Следует учитывать электромагнитные и электромеханические уравнения основных синхронных машин, статические и динамические характеристики нагрузок, характеристики регуляторов возбуждения, регуляторов первичных двигателей, фактические значения времени действия выключателей, уставки и характеристики устройств системной автоматики и релейной защиты и т.п.

Эти расчеты в условиях эксплуатации целесообразно сочетать с экспериментальными данными, полученными в энергосистеме (см. гл.IO).

I.I.5. Оперативно-эксплуатационные расчеты в зависимости от конкретных задач могут производиться весьма приближенно (грубая прикидка того или иного режима, показывающая наличие большого запаса, и т.п.) и с возможно более точным учетом конкретных условий и характеристик оборудования. В последнем случае целесообразно также использование результатов натурных испытаний.

I.I.6. Исследовательские расчеты также в зависимости от конкретных задач и стадий исследования могут производиться приближенно и возможно более точно, вплоть до представления машин и устройств системной автоматики наиболее полными системами уравнений. Последнее, в частности, оказывается необходимым при анализе влияния на устойчивость энергосистем параметров и характеристик самих машин и связанных с ними систем и устройств автоматики.

I.I.7. Анализ устойчивости энергосистем и выбор мероприятий для ее повышения следует производить с учетом конкретных задач для:

- режима нормальной работы энергосистемы при наиболее напряженных длительных условиях (максимальная активная или реактивная нагрузка энергосистемы, режимы наибольшей нагрузки основных линий электропередачи и других проверяемых элементов; утяжеленные условия питания проверяемых нагрузок для энергосистем с мощными гидроэлектростанциями - режимы паводка при минимальной нагрузке тепловых электростанций; для энергообъединений - режимы максимальных перетоков и т.п.);

- режимов, возникающих в результате отключения какого-либо основного элемента энергосистемы, вызывающих существенные ухудшения условий устойчивости и существующих до вмешательства персонала энергосистемы. Для таких режимов следует выполнять только расчеты статической устойчивости;

- ремонтных режимов, возникающих вследствие вывода в ремонт основных элементов энергосистемы, существенно влияющих на устойчивость энергосистемы в целом или проверяемого звена. При ориентировочных и уточняющих расчетах устойчивость этих режимов не проверяется, так как считается, что в этих режимах нагрузки линий электропередачи могут быть снижены до значений, достаточных для сохранения устойчивости. Однако устойчивость этих режимов должна, как правило, проверяться при выполнении оперативно-эксплуатационных расчетов;

- кратковременных особо тяжелых режимов, отличающихся от обычных меньшей надежностью и поэтому нормально не применяемых, а также для специальных случаев (например, для режимов работы синхронных машин с недовозбуждением).

Необходимость в проверке таких режимов может встретиться преимущественно в эксплуатационных условиях.

I.I.8. При ориентировочных расчетах, как правило, допустимо ограничиваться проверкой статической и динамической устойчивости, не производя проверки устойчивости нагрузки и результирующей устойчивости энергосистемы.

I.I.9. При уточняющих, настроечных и оперативно-эксплуатационных расчетах следует, как правило, анализировать все виды ус-

тойчивости собственно энергосистемы и узлов нагрузок.

I.I.IO. В отдельных случаях, особенно при наличии продольной емкостной компенсации, необходима проверка возможности нарушения статической устойчивости энергосистемы или узлов нагрузки (в состав которых входят синхронные двигатели) вследствие самораскачивания, вызванного в режиме малых нагрузок относительно большим активным сопротивлением. При наличии значительных продольных или поперечных емкостей необходима также проверка на отсутствие самовозбуждения.

I.2. Методы анализа устойчивости энергосистем

I.2.I. Методом аналогий (подобия) следует пользоваться в ориентировочных расчетах, если простым пересчетом параметров на основе соотношений подобия [Л.2] можно свести рассматриваемую задачу к другой, уже имеющей оценку устойчивости на основе данных эксплуатации или по ранее выполненным исследованиям (расчетам, испытаниям и т.п.).

I.2.2. Применение относительно простых критериев устойчивости позволяет решать следующие задачи: определение статической устойчивости по "сползанию" с использованием критерия равенства нулю свободного члена характеристического уравнения системы или эквивалентных ему практических критериев, в которых используются производные передаваемой активной мощности по углу, реактивной мощности по напряжению и т.п.; определение динамической устойчивости по методу площадей; определение результирующей устойчивости по критериям ресинхронизации без выявления характера процесса; проверка отсутствия самовозбуждения по простейшим критериям, определяющим соотношения между индуктивными, емкостными и активными сопротивлениями, при которых это явление не возникает.

I.2.3. Уточненные методы анализа устойчивости энергосистем предназначены для большей части задач. Они основаны на анализе линеаризованных (для статической устойчивости) и нелинейных (для динамической и результирующей устойчивости) уравнений.

Для исследования статической устойчивости используются строгие критерии (Гурвица, Рауса, Михайлова, метод D -разбиения), да-

ющие необходимые и достаточные условия устойчивости. Степень упрощения элементов сложной энергосистемы может быть разной (различное количество электростанций, для которых не учитываются электромагнитные переходные процессы в контурах ротора и которые представляются упрощенно в виде постоянной ЭДС за постоянным сопротивлением, разное представление нагрузок и т.д.).

I.3. Средства анализа устойчивости энергосистем

I.3.I. Исследования устойчивости энергосистем могут выполняться с помощью разных средств, однако возможности каждого из них разные и поэтому различны области их применения. Средства непрерывно развиваются и совершенствуются, новые средства вытесняют менее совершенные. В Методических указаниях дается лишь краткая характеристика средств, используемых в настоящее время для исследования устойчивости энергосистем.

I.3.2. Простейшие средства, позволяющие выполнять расчеты вручную (логарифмическая линеика, арифмометр, клавишная вычислительная машина), следует использовать только при оценке устойчивости энергосистем с помощью методов аналогий, практических критериев и в упрощенных расчетах простых схем.

I.3.3. Аналоговые вычислительные машины (АВМ), предназначенные для решения систем нелинейных дифференциальных уравнений, целесообразны и используются для исследований устойчивости энергосистем, содержащих лишь небольшое количество индивидуально учитываемых электростанций (до трех-четырех), работающих в несложной электросети, так как с усложнением схемы трудности ее математического моделирования резко возрастают. Аналоговые вычислительные машины эффективны для исследования влияния на устойчивость различных средств автоматики и для выбора их характеристик.

Удобством использования АВМ, работающих в соответствии с методами математического моделирования [Л.3], является относительная легкость вариации параметров и характеристик моделируемого оборудования (в том числе с учетом нелинейностей), возможность быстрого получения наглядных результатов. Путем создания сравнительно простых преобразовательных переходных блоков имеется возможность сочетания АВМ с реальными устройствами автоматики.

I.3.4. Статические модели энергосистем, которые долгое время были единственным средством анализа устойчивости сложных энергосистем, еще могут использоваться для расчетов установившихся режимов и анализа апериодической статической устойчивости энергосистем с использованием практических критериев и динамической устойчивости методом последовательных интервалов.

Статические модели содержат активные и реактивные сопротивления, воспроизводящие пассивные элементы схемы замещения электрической системы, и устройства, позволяющие изменять вручную фазу и значения напряжений, подводимых к этой схеме, и таким образом воспроизводить режим работы электростанций.

Статические модели просты и надежны в эксплуатации, однако производительность работы на таких моделях относительно невелика. В настоящее время они вытесняются автоматическими моделями, производительность которых во много раз выше.

I.3.5. Автоматические модели электрических систем [Л.4] могут быть использованы для исследования любых видов устойчивости, однако наиболее эффективны они при исследованиях установившихся режимов и динамической устойчивости.

В отличие от статических моделей в автоматических моделях электрических систем, разработанных в Энергосетьпроекте, синхронные машины и асинхронные двигатели представлены специальными электромеханическими устройствами - генераторными станциями и нагрузками, автоматически воспроизводящими установившиеся режимы, электромеханические переходные процессы синхронных машин и динамические характеристики потребителей энергии. Управление коммутационными переключениями осуществляется программным блоком, а регистрация фаз ЭДС - с помощью автоматического потенциометра (самописца). Предусмотрено также применение цифровой регистрации. Переходный процесс воспроизводится в замедленном масштабе времени (I:I00), причем этот процесс в любой момент может быть остановлен на любое время и вновь продолжен без искажения результатов. Такие модели могут содержать большое количество станций и нагрузок, причем увеличение их числа не увеличивает времени воспроизведения электромеханического переходного процесса, возрастает лишь время набора схемы и установки режима.

Модели с использованием лишь электронных элементов (типа

"Дельта", разработка ВНИИЭ) могут быть использованы для исследования любых видов устойчивости энергосистем, в том числе и для исследований, связанных с асинхронным ходом синхронных машин. Такие модели могут работать в натуральном и ускоренном масштабе времени. Имеются принципиальные возможности непосредственного сочетания модели генераторов с натурными устройствами систем автоматического регулирования и защиты, если рабочая частота модели соответствует рабочей частоте устройств.

Для исследований установившихся режимов и динамической устойчивости энергосистем средней сложности могут также использоваться автоматические модели последовательного действия, разработанные АрмНИИЭ. Основной особенностью этих моделей, отличающих их от описанных, является наличие лишь одного вычислительного устройства, автоматически подключаемого поочередно к элементам и изменяющего фазу и значение напряжения, подводимого к исследуемой схеме в точках, куда подключены синхронные машины, и лишь одного вычислительного устройства, подключаемого к элементам, воспроизводящим нагрузку. Эти вычислительные устройства выполняют роль оператора в статических моделях. Процесс расчета на них аналогичен: при установке режима используется итеративный метод, а при расчете переходного процесса - метод последовательных интервалов. Время расчета на таких моделях увеличивается соответственно увеличению количества станций.

I.3.6. Цифровые вычислительные машины следует рассматривать как наиболее эффективные и перспективные средства анализа устойчивости энергосистем с требуемой для многих проектных, эксплуатационных и исследовательских задач высокой степенью полноты и точности математического описания системы в целом (учет большого количества машин, сложной сети и т.п.), отдельных ее элементов и систем автоматики. Цифровые вычислительные машины и методы анализа устойчивости, выполняемые с их помощью, быстро совершенствуются (см.гл.9).

I.3.7. Физические (электродинамические) модели энергосистем следует применять главным образом для проверки вновь разрабатываемых устройств управления, регулирования и защиты в условиях, близких к тем, которые имеют место в реальных энергосистемах.

Физические модели энергосистем [Л.5] представляют собой лабораторные физические модели генераторов, трансформаторов, линий и других элементов энергосистем, специально разработанные на основе теории подобия. Эти модели допускают изменение параметров в диапазонах, соответствующих реально имеющимся в энергосистемах. Такие модели проще, чем математические, сочетаются с натурными устройствами автоматики и защиты. Они могут работать в комплексе с аналоговыми математическими моделями тех процессов или устройств, физическое моделирование которых затруднительно или нецелесообразно (например, с математическими моделями турбины и ее системы управления).

Физические модели существенно уступают математическим в гибкости и оперативности, но позволяют проводить исследования с учетом ряда факторов, математическое описание которых затруднено или еще отсутствует (например, сложные несимметрии в системе с несколькими генераторными станциями).

I.4. Выбор методов и средств анализа устойчивости энергосистем

I.4.I. Выбор методов и средств анализа устойчивости энергосистем должен производиться с учетом конкретных задач, категорий расчетов и имеющихся возможностей.

I.4.2. Принципиально следует начинать оценку устойчивости энергосистем с более простых методов и применять более сложные, если возможные погрешности результатов, полученных простым методом, больше допустимых для решаемой задачи (например, если полученный запас по устойчивости соизмерим с величиной погрешности метода). Если коэффициенты запаса, полученные по методу аналогий, по практическим критериям устойчивости или в результате расчетов упрощенных схем, значительно превышают нормативные коэффициенты и возможные погрешности метода и исходных данных, то проверку устойчивости более точными методами можно не производить, за исключением случаев, когда это диктуется необходимостью более детального анализа процессов, возможных путей улучшения технико-экономических показателей системы за счет снижения излишних запасов, уточнения параметров и характеристик средств автоматики и защиты.

I.4.3. Более точные методы (расчеты, эксперименты на моделях и в энергосистемах) необходимы в большинстве случаев уточняющих, настроечных, оперативно-эксплуатационных и исследовательских категорий расчетов.

I.4.4. Важнейшее значение для окончательного суждения об устойчивости конкретных энергосистем, а также о различных мероприятиях, направленных на ее повышение, имеет сочетание расчетов с натурными экспериментами в энергосистемах.

I.4.5. Следует учитывать, что все методы анализа устойчивости энергосистем дают приближенные результаты из-за погрешностей самого метода, неточности исходной информации о параметрах и режимах работы энергосистем, а также из-за вероятностного характера как параметров самого исходного режима, так и параметров возмущения (например, места КЗ, его продолжительности и т.п.).

При получении результатов, близких по устойчивости к предельно допустимым (с учетом нормативных коэффициентов запаса), нельзя выносить окончательных суждений о допустимости того или иного режима, о необходимости применения специальных мероприятий для повышения устойчивости, об оптимальной настройке устройств автоматики и защиты только по результатам одного расчета. Для получения более достоверных результатов анализа устойчивости энергосистем в таких случаях следует хотя бы приближенно оценить вероятность возникновения условий, принятых в расчете, в частности возможные пределы изменений исходных режимов, параметров и характеристик системы и нагрузок, и выполнить для них серию расчетов для определения влияния на устойчивость вариаций указанных условий.

I.4.6. Все расчеты устойчивости должны выполняться с учетом действия основных средств для ее повышения [Л.6-I9].

Следует также учитывать:

- вероятность возникновения тех или иных причин нарушения устойчивости (режимов и возмущений);

- последствия нарушения синхронизма, возможность и допустимость асинхронного хода с последующей ресинхронизацией;

- эффективность рассматриваемых средств повышения устойчивости[1].

Глава 2. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, СХЕМ И РЕЖИМОВ ДЛЯ АНАЛИЗА УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ. УПРОЩЕНИЕ СХЕМ (ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ)

2.I. Расчетные параметры элементов электрических систем

2.I.I. Расчеты переходных процессов, а также исходных установившихся режимов выполняются применительно к схемам замещения (расчетным схемам). Расчетная схема электрической системы составляется из схем замещения отдельных элементов системы, связанных друг с другом так же, как соединены соответствующие элементы в рассматриваемой системе [Л.20, 21].

В схемы замещения электрических систем могут входить в отдельных случаях также элементы, представляющие собой схемы предварительно преобразованных участков системы. Эти элементы, являющиеся обобщенными схемами таких преобразованных участков, представляют собой в общем случае многоугольники с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в вершинах.

2.I.2. Линии электропередачи в общем случае представляются П-образными схемами замещения (рис.2.I) с учетом активного $R_л$ и реактивного $X_л$ сопротивления линии и реактивной (емкостной) проводимости $Y_л$ линии электропередачи на землю.

2.I.3. Для определения параметров этих схем исходными данными являются:

- номинальное напряжение линии;
- длина линии;
- количество цепей линии;
- марка и сечение провода;

---

[1] В настоящих Методических указаниях методика технико-экономических расчетов для выбора целесообразных способов и средств повышения устойчивости не рассматривается. Может быть использован метод, основанный на определении приведенных народнохозяйственных затрат для вариантов, отличающихся средствами повышения устойчивости.

- расположение проводов на опоре и расстояние между проводами;

- наличие троса и его марка.

2.I.4. Сопротивления схем замещения линий определяются по формулам

$$\dot{Z}_л = R_л + jX_л \; ; \; X_л = K_X x_0 \ell \; ;$$
$$R_л = K_R r_0 \ell \; ; \; Y_л = K_Y b_0 \ell, \qquad (2.I)$$

где K_R , K_X , K_Y - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние равномерного распределения параметров линии вдоль ее длины;

x_0 - погонное значение индуктивного сопротивления линии, Ом/км;

ℓ - длина линии, км;

r_0 - погонное значение активного сопротивления линии, Ом/км;

b_0 - погонное значение емкостной проводимости линии, См/км.

При длине линии электропередачи до 300 км поправочные коэффициенты принимаются равными I; при длине 300 - I000 км они определяются по формулам

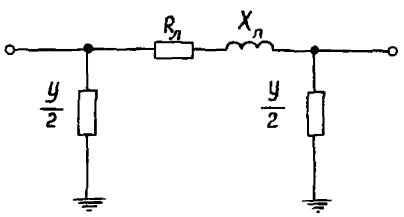


Рис.2.I. Схема замещения линии электропередачи

$$K_R = 1 - \frac{\ell^2}{3} x_0 b_0 \; ; \; K_X = 1 - \frac{\ell^2}{6}\left(x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0}\right) \; ; \; K_Y = 0{,}5 \frac{3 + K_R}{1 + K_R}. \qquad (2.2)$$

При длине линий электропередачи более 700-I000 км параметры схемы замещения определяются с учетом комплексных попра-

вочных коэффициентов ($\dot{k}_Z$; $\dot{k}_Y$) по формулам

$$\dot{Z}_л = \dot{k}_Z \dot{Z}_0 \ell; \quad \dot{Y}_л = \dot{k}_Y \dot{Y}_0 \ell, \tag{2.3}$$

где $\dot{Z}_0$ - погонное значение комплексного сопротивления линии;
$\dot{Y}_0$ - погонное значение комплексной проводимости линии.

$$\dot{k}_Z = \frac{sh \gamma_0 \ell}{\gamma_0 \ell}, \quad \dot{k}_Y = \frac{th \frac{\gamma_0 \ell}{2}}{\frac{\gamma_0 \ell}{2}}, \tag{2.4}$$

где $\gamma_0 = \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0}$ - коэффициент распространения волны.

2.I.5. Погонное значение активного сопротивления в приведенных формулах определяется по справочной таблице приложения к ГОСТ 839-59 на провода или приближенно по формуле

$$r_0 = k_{скр} \frac{\rho}{F}, \tag{2.5}$$

где $k_{скр}$ - коэффициент скрутки (обычно принимается I,02-I,03);
ρ - удельное сопротивление материала провода (при t = = 20°С), для меди ρ = I7,9 $\frac{Ом \cdot мм^2}{км}$; для алюминия

ρ = 29,5 $\frac{Ом \cdot мм^2}{км}$;

F - фактическое сечение проводящей части провода в фазе, $мм^2$.

Погонное индуктивное сопротивление линии (x_0) определяется по формуле

$$x_0 = 0{,}314 \left(0{,}46 \lg \frac{D_{ср}}{R_э} + \frac{0{,}05}{n}\right), \tag{2.6}$$

где $D_{ср} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами (или центрами фаз при расщепленных проводах), мм;

D_{12}, D_{23}, D_{31} - расстояние между проводами на опоре, мм;

$R_э$ - эквивалентный радиус провода, мм;

n - число проводов в фазе.

При нерасщепленных проводах значение $R_э$ равно радиусу провода R. Эквивалентный радиус $R_э$ в зависимости от числа расщепленных проводов внешним диаметром d в фазе при расположении их в вершинах правильного m -угольника со стороной a определяется по формулам

n	2	3	4
$R_э$	$\sqrt{\frac{d}{2}a}$	$\sqrt[3]{\frac{d}{2}a^2}$	$\sqrt[4]{\frac{d}{\sqrt{2}}a^3}$

Реактивная (емкостная) проводимость I км фазы линии b_0 с нерасщепленными проводами (См/км) при частоте 50 Гц определяется по формуле

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{lg\frac{D_{ср}}{R}} . \qquad (2.7)$$

2.I.6. Емкость C (мкФ) одной цепи линии длиной ℓ (км) при любом расположении проводов на опоре определяется по формуле

$$C = \frac{0{,}024\,\ell}{lg\frac{D_{ср}}{R_э}} . \qquad (2.8)$$

для линии с расщепленными фазами емкость определяется по аналогичной формуле

$$C = \xi\frac{0{,}024\,\ell}{lg\frac{D_{ср}}{R_э}} , \qquad (2.9)$$

где ξ - коэффициент, учитывающий влияние земли, тросов и более точного распределения зарядов на емкость линии.

Для линии электропередачи напряжением 500 кВ с двумя тросами и горизонтальным расположением проводов ξ = I,05, поэтому в этом случае

$$b_0 = \frac{7{,}95 \cdot 10^{-6}}{lg\frac{D_{ср}}{R_э}} . \qquad (2.I0)$$

При известной емкостной проводимости емкость, соответствующая П-образной схеме замещения линии, определяется по формуле

$$C_н = C_к = \frac{b_0 \ell n}{2\omega}, \qquad (2.11)$$

где $C_н = C_к$ – емкости в начале и конце линии, Ф;
n – число параллельных цепей;
ω – угловая частота, $\omega = 314\ с^{-1}$.

2.1.7. При упрощенных расчетах активное сопротивление линии принимается равным нулю. В этих же случаях емкость линии с номинальным напряжением 110 кв и ниже, а также для коротких линий с напряжением 150 и 220 кВ не учитывается. При изучении переходных процессов в системах, имеющих малую мощность или содержащих кабельные линии, активные сопротивления и емкость кабельных линий должны учитываться.

2.1.8. Активное и реактивное сопротивления линии для системы токов обратной последовательности имеют те же значения, что и соответствующие сопротивления прямой последовательности.

Активное сопротивление (Ом/км) фазы одноцепной трехфазной линии для системы токов нулевой последовательности $r_{0(0)}$ определяется по формуле

$$r_{0(0)} \approx r_0 + 0{,}15, \qquad (2.12)$$

где r_0 – активное сопротивление провода для системы токов прямой последовательности.

Для одной фазы двухцепной трехфазной линии

$$r_{0(0)} \approx 0{,}5 r_0 + 0{,}15. \qquad (2.13)$$

Реактивное сопротивление нулевой последовательности линии $x_{0(0)}$ при известном сопротивлении прямой последовательности x_0 ориентировочно определяется с помощью табл.2.1.

Таблица 2.1

Характеристика линии	$\frac{x_{0(0)}}{x_0}$
Одноцепная линия:	
без тросов	3,5
со стальными тросами	3,0
с хорошо проводящими тросами	2,0

Окончание табл. 2.I

Характеристика линии	$\frac{x_{0(0)}}{x_0}$
Двухцепная линия:	
без тросов	5,5
со стальными тросами	4,7
с хорошо проводящими тросами	3,0

Емкостная проводимость нулевой последовательности, учитываемая обычно для линий напряжением 500 кВ и выше, составляет 0,6-0,7 соответствующей проводимости прямой последовательности.

2.I.9. Трансформаторы и автотрансформаторы. При составлении схемы замещения электрической системы двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образными схемами (рис.2.2,*а*), трехобмоточные трансформаторы, а также автотрансформаторы - схемами в виде

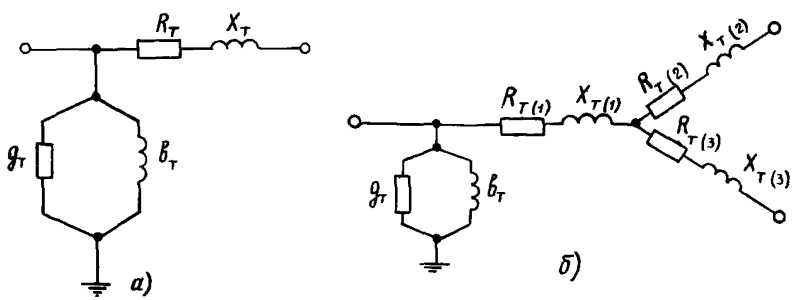


Рис.2.2. Схемы замещения трансформаторов:
а - двухобмоточного; *б* - трехобмоточного

трехлучевой звезды (рис.2.2,*б*), к одному из лучей которой подсоединяется ветвь намагничивания. В общем случае ветвь намагничивания удобно относить к стороне высшего напряжения и объединять с ветвью емкостной проводимости схемы замещения линии, связанной с трансформатором.

2.I.IO. Исходными данными для определения параметров схем замещения трансформаторов являются:

- номинальная мощность;
- номинальные напряжения с указанием рабочих ответвлений трансформаторов;
- потери КЗ;
- потери холостого хода;
- ток намагничивания;
- реактивные сопротивления или напряжения КЗ трансформаторов (для трехобмоточных трансформаторов должны быть даны индивидуальные или междуобмоточные реактивные сопротивления для всех трех обмоток) в процентах или относительных единицах;
- схемы соединений обмоток трансформаторов с указанием заземленных нулевых точек.

2.I.II. Параметры схемы замещения двухобмоточных трансформаторов определяются по следующим формулам. Реактивное сопротивление (Ом)

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} , \qquad (2.I4)$$

активное сопротивление (Ом)

$$R_T = \frac{U_R}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \qquad (2.I5)$$

или

$$R_T = \Delta P_{кз} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} , \qquad (2.I6)$$

активная проводимость (См)

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} ; \qquad (2.I7)$$

реактивная проводимость (См)

$$b_T = \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2} , \qquad (2.I8)$$

где $U_{ном}$ - номинальное междуфазное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трехфазного трансформатора или трехфазной группы однофазных трансформаторов, МВ·А;

U_K, U_R - соответственно реактивная и активная составляющие напряжения КЗ трансформатора, % номинального напряжения;

$\Delta P_{кз}$ - потери КЗ (потери в меди) трех фаз трансформатора, кВт;

ΔP_{xx} - потери холостого хода (потери в стали) трех фаз трансформатора, кВт;

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, % номинального тока.

2.I.I2. Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов индуктивные сопротивления $X_{T(1)}$; $X_{T(2)}$; $X_{T(3)}$ трехлучевой схемы замещения определяются по формулам

$$\left.\begin{aligned} X_{T(1)} = X_в &= \frac{U_{K(вс)} + U_{K(вн)} - U_{K(сн)}}{2} \cdot \frac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}}, \\ X_{T(2)} = X_с &= \frac{U_{K(вс)} + U_{K(сн)} - U_{K(вн)}}{2} \cdot \frac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}}, \\ X_{T(3)} = X_н &= \frac{U_{K(вн)} + U_{K(сн)} - U_{K(вс)}}{2} \cdot \frac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}}. \end{aligned}\right\} \quad (2.I9)$$

Индексы $в$, $с$, $н$ обозначают соответственно величины на стороне высокого, среднего и низкого напряжений.

Если значения напряжений КЗ указаны отнесенными к типовой мощности трансформатора $S_{тип}$ $(U'_{K(вн)}, U'_{K(сн)})$[1], то

---

[1] Для некоторых типов автотрансформаторов напряжения $U'_{K(вн)}$ и $U'_{K(сн)}$ указываются отнесенными к мощности обмотки низшего напряжения $S_{нн} \neq S_{тип}$. В этом случае в указанные ниже формулы вместо $S_{тип}$ подставляется $S_{нн}$.

$$\left.\begin{aligned} U_{к(вн)} &= U'_{к(вн)} \cdot \frac{S_{ном}}{S_{тип}}, \\ U_{к(сн)} &= U'_{к(сн)} \cdot \frac{S_{ном}}{S_{тип}}. \end{aligned}\right\} \qquad (2.20)$$

2.1.13. Активные сопротивления в схеме замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определяются следующим образом. В случае если известны все три значения потерь КЗ между парами обмоток, то они сначала приводятся к номинальной мощности, так как завод-изготовитель сообщает, как правило, эти значения ($\Delta P'_{кз}$) отнесенными к мощности S меньшей обмотки трансформатора или к типовой мощности автотрансформатора

$$\Delta P_{кз} = \Delta P'_{кз} \cdot \frac{S_{ном}}{S} . \qquad (2.21)$$

После этого определяются

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{кз(1)} = \Delta P_{кз(в)} &= \frac{\Delta P_{кз(вн)} + \Delta P_{кз(вс)} - \Delta P_{кз(сн)}}{2}, \\ \Delta P_{кз(2)} = \Delta P_{кз(с)} &= \frac{\Delta P_{кз(вс)} + \Delta P_{кз(сн)} - \Delta P_{кз(вн)}}{2}, \\ \Delta P_{кз(3)} = \Delta P_{кз(н)} &= \frac{\Delta P_{кз(вн)} + \Delta P_{кз(сн)} - \Delta P_{кз(вс)}}{2} \end{aligned}\right\} \qquad (2.22)$$

и активные сопротивления, например:

$$R_{т(1)} = \Delta P_{кз(1)} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S^2_{ном}} . \qquad (2.23)$$

В случае если в каталожных данных указывается только значение максимальных потерь КЗ, то активные сопротивления трехобмоточных трансформаторов определяются следующим образом:

- при равных мощностях обмоток

$$R_{T\,100\%} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{ном}^2}{2 S_{ном}^2} \quad ; \qquad (2.24)$$

- для обмотки, мощность которой составляет 66,7% мощностей остальных двух обмоток,

$$R_{T\,66,7\%} = 1,5\, R_{T\,100\%} ; \qquad (2.25)$$

- при двух обмотках, выполненных на мощность 66,7% мощности третьей обмотки,

$$\left.\begin{aligned} R_{T\,100\%} &= \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{ном}^2}{1,83\, S_{ном}^2} , \\ R_{T\,66,7\%} &= 1,5\, R_{T\,100\%} . \end{aligned}\right\} \qquad (2.26)$$

2.I.I4. При приближенных расчетах активные сопротивления и активные проводимости ветви намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов могут не учитываться, если предметом исследования не являются переходные процессы в режимах малых нагрузок.

2.I.I5. При наличии вольтодобавочных трансформаторов, включенных в нейтраль автотрансформатора (рис.2.3,*а*), схема замещения составляется, как показано на рис.2.3,*б*,*в*,*г* . Сопротивления схемы замещения в этом случае определяются по формулам

$$\left.\begin{aligned} \dot{Z}_{T(1)Э} &= \frac{\dot{Z}_{T(1)} + \frac{n_{13} - n_{23}}{n_{23} \pm n_p} \cdot (\pm n_p\, n_{13}\, \dot{Z}_{T(13)} - \dot{Z}_p)}{(n_{13} \pm n_p)^2} , \\ \dot{Z}_{T(2)Э} &= \frac{\dot{Z}_{T(2)} + \frac{n_{23} - n_{13}}{n_{13} \pm n_p} \cdot (\pm n_p\, n_{23}\, \dot{Z}_{T(3)} - \dot{Z}_p)}{(n_{23} \pm n_p)^2} , \\ \dot{Z}_{T(3)Э} &= \frac{n_{13} \cdot n_{23} \cdot \dot{Z}_{T(3)} + \dot{Z}_p}{(n_{12} \pm n_p)^2\, (n_{23} \pm n_p)} , \end{aligned}\right\} \qquad (2.27)$$

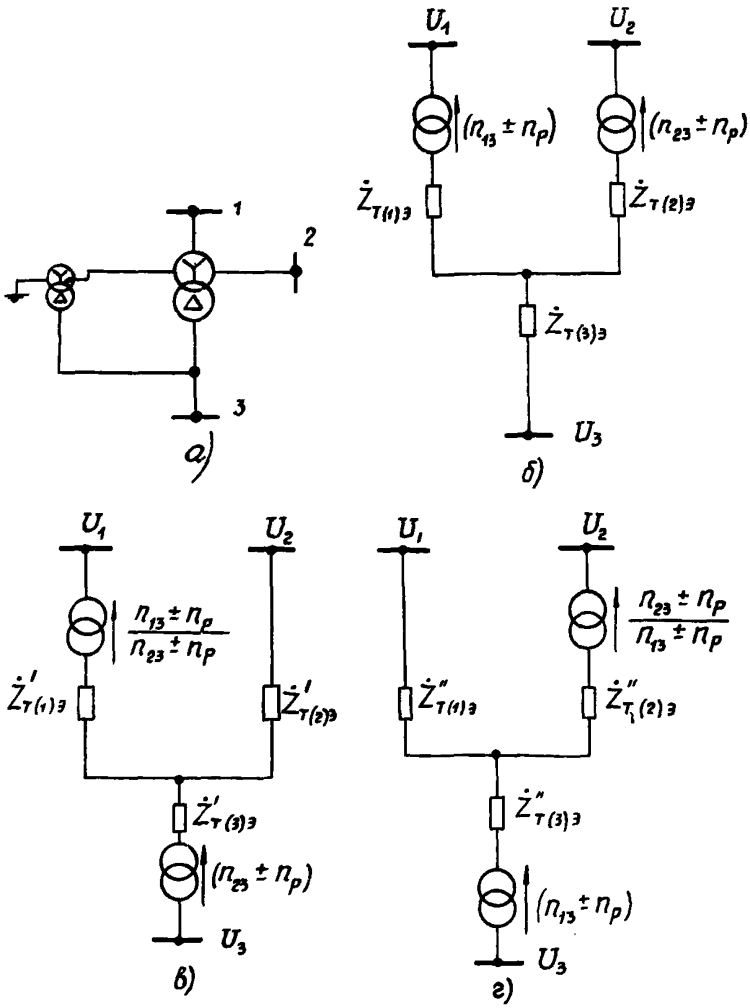


Рис.2.3. Схемы автотрансформатора при наличии вольтодобавочного трансформатора в нейтрали:

а - принципиальная схема; *б* - эквивалентная схема, приведенная к ступени U_3; *в* - эквивалентная схема, приведенная к ступени U_2; *г* - эквивалентная схема, приведенная к ступени U_1

где $\dot{Z}_{T(1)э}$, $\dot{Z}_{T(2)э}$, $\dot{Z}_{T(3)э}$ – сопротивления ветвей высшего, среднего и низшего напряжений эквивалентной схемы замещения с учетом добавочного трансформатора, приведенные к ступени напряжения U_3;

$\dot{Z}_{T(1)}$, $\dot{Z}_{T(2)}$, $\dot{Z}_{T(3)}$ – сопротивления обмоток высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора, приведенные каждое к своему напряжению;

$\dot{Z}_p$ – сопротивление добавочного трансформатора;

n_{12}, n_{13}, n_{23} – соответствующие номинальные коэффициенты трансформации автотрансформатора:

$$n_{12}=\frac{U_{1ном}}{U_{2ном}};\ n_{13}=\frac{U_{1ном}}{U_{3ном}};\ n_{23}=\frac{U_{2ном}}{U_{3ном}};\quad (2.28)$$

$n_p=\frac{U_p}{U_{3ном}}$ – коэффициент трансформации добавочного трансформатора при данном ответвлении.

Представленная на рис.2.3, *б* расчетная схема соответствует положительному регулированию и знаку плюс в вышеприведенных формулах.

2.I.I6. Приведение к другой ступени напряжения осуществляется простым пересчетом сопротивлений. При приведении к ступени напряжения U_2 получаем (см.рис.2.3,*в*):

$$\begin{aligned}\dot{Z}'_{T(1)э}&=(n_{23}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(1)э},\\ \dot{Z}'_{T(2)э}&=(n_{23}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(2)э},\\ \dot{Z}'_{T(3)э}&=(n_{23}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(3)э}.\end{aligned}\quad (2.29)$$

При приведении к ступени напряжения U_1 получаем (см.рис. 2.3, *г*):

$$\begin{aligned}\dot{Z}''_{T(1)э}&=(n_{13}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(1)э},\\ \dot{Z}''_{T(2)э}&=(n_{13}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(2)э},\\ \dot{Z}''_{T(3)э}&=(n_{13}\pm n_p)^2\ \dot{Z}_{T(3)э}.\end{aligned}\quad (2.30)$$

2.I.I7. Сопротивления схемы замещения нулевой последовательности трансформаторов и автотрансформаторов в значительной мере определяются их конструкцией и схемой соединения. Они могут быть определены согласно [Л.9, рис.I3.6 и I3.7].

2.I.I8. Выбор систем уравнений для генераторов, компенсаторов и синхронных двигателей следует проводить с учетом целей расчета, требований к точности результатов и влияния данной синхронной машины на исследуемый процесс.

2.I.I9. Контроль погрешностей, обусловленных допущениями, принятыми в уравнениях машины, в общем случае следует осуществлять заменой этих уравнений более точными.

2.I.20. В расчетах устойчивости генераторов, работающих в сложных энергосистемах, для тех синхронных машин, переходные процессы в которых оказывают существенное влияние на результаты расчетов, следует использовать упрощенные уравнения Парка - Горева, которые во взаимной системе относительных единиц [Л.3] имеют вид

$$\psi_q = u_d ; \qquad (2.3I,а)$$

$$\psi_d = u_q ; \qquad (2.3I,б)$$

$$p\psi_f + r_f i_f = u_f ; \qquad (2.3I,в)$$

$$p\psi_{1d} + r_{1d} \cdot i_{1d} = 0 ; \qquad (2.3I,г)$$

$$p\psi_{1q} + r_{1q} \cdot i_{1q} = 0; \qquad (2.3I,д)$$

$$\omega_c T_J p s + \psi_d i_q - \psi_q i_d = M_T , \qquad (2.3I,е)$$

где d, q - индексы, указывающие, на какую ось (поперечную или продольную) спроектированы соответствующие векторы;

ψ_d, ψ_q - потокосцепления статора;

ψ_f - потокосцепление обмотки возбуждения;

ψ_{1d}, ψ_{1q} - потокосцепления демпферных контуров в поперечной и продольной оси;

$i_d, i_q, i_f, i_{1d}, i_{1q}$ - токи статора, обмотки возбуждения и демпферных контуров;

r_f, r_{1d}, r_{1q} - активные сопротивления;

U_f - напряжение на кольцах ротора;

M_T - момент турбины;

T_J - механическая постоянная инерции агрегата в целом;

ω_c - синхронная скорость;

p - оператор дифференцирования;

S - скольжение по отношению к синхронной оси;

δ - угол между осью q и вектором U, имеющим проекции U_d и U_q.

Уравнения (2.3I,а) - (2.3I,е) дополняются системой уравнений для потокосцеплений

$$\psi_d = x_d i_d + x_{ad}(i_f + i_{1d}); \qquad (2.32,а)$$

$$\psi_q = x_q i_q + x_{aq} i_{1q}; \qquad (2.32,б)$$

$$\psi_f = x_f i_f + x_{ad}(i_d + i_{1d}); \qquad (2.32,в)$$

$$\psi_{1d} = x_{1d} i_{1d} + x_{ad}(i_d + i_f); \qquad (2.32,г)$$

$$\psi_{1q} = x_{1q} i_{1q} + x_{aq} i_q. \qquad (2.32,д)$$

2.I.2I. Полные уравнения Парка-Горева [Л.3,II] следует применять в расчетах, когда требуется учет апериодических составляющих токов статора [Л.22,23].

2.I.22. В расчетах динамической (но не результирующей) устойчивости иногда возможен отказ от учета демпферных контуров. Тогда синхронная машина описывается системой уравнений

$$\left.\begin{aligned} -\psi_q &= u_d \ , \\ \psi_d &= u_q \ , \\ p\psi_f + r_f i_f &= u_f \ , \\ \psi_d &= x_d i_d + x_{ad} i_f \ , \\ \psi_q &= x_q i_q \ , \\ \psi_f &= x_f i_f + x_{ad} i_d \ , \\ \omega_c \tau_J p s + \psi_d i_q - \psi_q i_d &= M_T \ . \end{aligned}\right\} \qquad (2.33)$$

Применяются различные формы записи этих уравнений (см. аналогичные уравнения Лебедева - Жданова - Лонглея в гл.4).

При использовании уравнений (2.33) влияние демпферных контуров может быть приближенно учтено введением соответствующим образом подобранного демпферного коэффициента k_∂ в уравнение движения

$$\omega_c \tau_J p s + k_\partial s + \psi_d i_q - \psi_q i_d = M_T \ . \qquad (2.34)$$

2.I.23. Для синхронных машин, электромагнитные переходные процессы в которых не влияют на результаты расчетов, в расчетах динамической устойчивости (первого цикла качаний) и статической устойчивости (в условиях, обеспечивающих отсутствие самораскачивания) допустимо принимать $E'_q = const$ или $E' = const$; эта ЭДС включается за сопротивлением x'_d .

2.I.24. В схемах замещения обратной последовательности генераторы представляются их реактивными сопротивлениями обратной последовательности x_2 , причем ЭДС за ними считаются равными нулю.

2.I.25. Синхронные генераторы, синхронные двигатели и компенсаторы характеризуются следующими основными параметрами:

- номинальной мощностью;
- номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_{ном}$;
- номинальным напряжением;
- реактивными сопротивлениями x_d , x'_d , x''_d , x_q , x''_q , x_2 , x_0 в относительных единицах;
- постоянной инерции агрегата (генератор + турбина) τ_J, с или маховым моментом GD^2 , т·м^2;

- синхронным числом оборотов n , об/мин;

- постоянной времени обмотки возбуждения при разомкнутом статоре T'_{do}, с.

Дополнительные параметры, необходимые при моделировании генератора схемами для продольной и поперечной оси машины, определяются по каталогам, на основании экспериментов или рассчитываются в соответствии с методиками, изложенными в [Л.3].

2.I.26. Сопротивления генераторов в абсолютных единицах по каталожным данным вычисляются по формуле

$$X = x \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}, \qquad (2.35)$$

где x - в относительных единицах;

$S_{ном}$ - номинальная кажущаяся мощность, МВ·А;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

В эту формулу прдставляется номинальное напряжение той ступени трансформации, к которой относится вычисляемое сопротивление.

При известном маховом моменте механическая постоянная инерция агрегата T_J определяется по формуле

$$T_J = \frac{2{,}74\, GD^2\, n^2}{10^6\, S_{ном}}, \qquad (2.36)$$

где GD^2 - суммарный маховой момент электрической машины и турбины (или приводимого механизма), т·м^2;

n - синхронное число оборотов, об/мин[1].

2.I.27. Нагрузку в схемах замещения электрических систем в зависимости от цели расчетов, требований к их точности и располагаемых средств вычислительной техники следует представлять различными способами:

---

[1] В уравнении движения (2.3I,е), записанном в относительных единицах, часто применяют широко распространенное допущение - замену электромагнитного момента $(\Psi_d i_q - \Psi_q i_d)$ мощностью. Соответственно механический момент также заменяют мощностью.

- постоянными мощностями $P_н + jQ_н$ в расчетах нормальных режимов с уровнями напряжения, близкими к номинальным;

- постоянными сопротивлениями $\dot{Z}_н$ или проводимостями $\dot{Y}_н$ в упрощенных расчетах статической устойчивости или переходных процессов (динамической устойчивости); в последнем случае должна быть уверенность в том, что устойчивость нагрузки (см.гл.6) не нарушается при рассматриваемом возмущении или нарушение ее устойчивости не оказывает существенного влияния на результаты расчетов;

- статическими характеристиками $P_н = f_1(U)$, $Q_н = f_2(U)$*

в расчетах устойчивости главным образом для правильной оценки устойчивости системы и нагрузки в послеаварийном режиме;

- динамическими характеристиками $P_н = f_1(U,t)$, $Q_н = f_2(U,t)$.

Эти характеристики могут быть заложены в расчет как исходные данные, если они известны (например, по экспериментам в системе), для выбранных возмущений. Обычно же такие характеристики определяются в ходе самого расчета, в который вводятся уравнения, отражающие главные виды потребителей (основной из них - асинхронные двигатели), поэтому в данном случае говорят о представлении комплексной нагрузки по ее составу.

2.1.28. Значение сопротивления $\dot{Z}_н$ определяется по заданной мощности нагрузки и напряжению в узле, через который она включается в схему. В тех случаях, когда схема замещения составляется при неизвестных напряжениях в узлах, определение сопротивления нагрузки ведется по номинальному или среднему напряжению.

Для аналитических расчетов целесообразно принимать схему замещения нагрузки в виде последовательно соединенных активного $r_н$ и реактивного $x_н$ сопротивлений, причем

---

*Статические характеристики нагрузки по частоте $P_н = \varphi_1(f)$, $Q_н = \varphi_2(f)$ используются в расчетах, где исследуются процессы понижения частоты в дефицитных районах после их отделения от энергосистемы. При этом учитывается действие АЧР.

$$\dot{Z}_н = r_н + jx_н = \frac{U^2}{S_н}(\cos\varphi_н + j\sin\varphi_н), \qquad (2.37)$$

где $\cos\varphi_н$ - коэффициент мощности нагрузки;

$S_н$ - кажущаяся рабочая мощность нагрузки*.

При использовании моделей переменного тока более удобно нагрузку представлять параллельно соединенными активными и реактивными сопротивлениями, равными

$$r_н = \frac{U^2}{P_н}; \qquad x_н = \frac{U^2}{Q_н}. \qquad (2.38)$$

В схемах обратной последовательности значения сопротивлений нагрузки (отн.ед.) следует принимать равными:

а) при номинальном напряжении 6-10 кВ

$$\dot{Z}_{2н} = 0{,}08 + j\,0{,}24; \qquad (2.39)$$

б) при номинальном напряжении 110 кВ

$$\dot{Z}_{2н} = 0{,}09 + j\,0{,}36. \qquad (2.40)$$

За базисные величины при вычислении этих сопротивлений следует принимать номинальное напряжение питающей сети и кажущуюся рабочую мощность нагрузки $S_н$.

2.1.29. В схемах нулевой последовательности сопротивление нагрузки определяется в соответствии с реальной схемой ее питания. При отсутствии конкретных данных по схеме питания для расчетов при удаленных от нагрузки повреждениях или для определения шунтов короткого замыкания допустимо сопротивление нулевой последовательности нагрузки принимать $j\,0{,}12$ отн.ед. при базисных условиях, указанных выше.

2.1.30. Статические характеристики нагрузки по напряжению [Л.24-31] могут быть заданы на основании натурного эксперимента, расчета с детальным учетом состава нагрузки (причем для характеристик реактивной нагрузки особо важную роль играет учет зависимости потерь холостого хода трансформаторов $Q_м$ от напряжения)

---

*Везде принимается, что $\dot{S} = \dot{U}\hat{I} = P + jQ$.

или на основании статистических данных.

Примеры статических характеристик нагрузки, полученных в результате экспериментов в системах, приведены на рис.2.4.

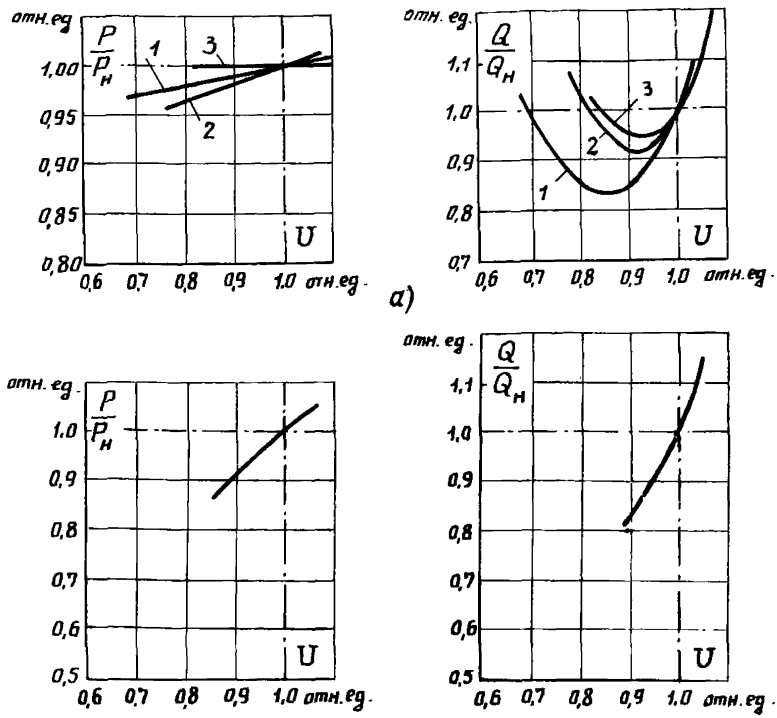


Рис.2.4. Примеры статических характеристик нагрузки (по экспериментальным данным):

а - промышленная нагрузка (узлы: 1,2,3); *б* - городская нагрузка

2.1.31. Статические характеристики по напряжению (при номинальной частоте) основных элементов нагрузки:

а) асинхронные двигатели

$$P \approx const\,; \qquad (2.41)$$

$$Q \approx \frac{k_з^2 x_{ко} \cos^2 \varphi_{ном}}{U^2} + \frac{U^2}{x_м} (0{,}7 + 0{,}3U^4), \qquad (2.42)$$

где $x_{ко}$ – сопротивление короткого замыкания двигателя при скольжениях, близких к нулю;

$k_з$ – коэффициент загрузки;

$x_м$ – сопротивление шунта намагничивания;

б) синхронные двигатели (без учета явнополюсности)

$$P \approx const;$$

$$Q \approx -\frac{E_q U}{x_d} \cos\delta + \frac{U^2}{x_d}, \qquad (2.43)$$

где

$$\delta \approx \arcsin\left(P_{раб} \cdot \frac{x_d}{E_q U}\right);$$

для всех элементов нагрузки принимается, что $Q > 0$ при потреблении реактивной мощности из сети;

в) осветительная нагрузка (лампы накаливания)

$$P \approx g U^{1,6}; \qquad (2.44)$$

г) бытовая нагрузка

$$P \approx g \cdot U^2; \; Q \approx b \cdot U^2; \; \cos\varphi = 0{,}95; \qquad (2.45)$$

д) печи сопротивления

$$P \approx g \cdot U^2; \; Q \approx 0; \qquad (2.46)$$

е) карборундовые печи – см. примерные характеристики на рис.2.5;

ж) дуговые печи – см. примерные характеристики на рис.2.6;

з) индукционные печи – замещаются постоянными активными и индуктивными сопротивлениями;

и) тяговую нагрузку в первом приближении можно заменить постоянными активными и реактивными сопротивлениями;

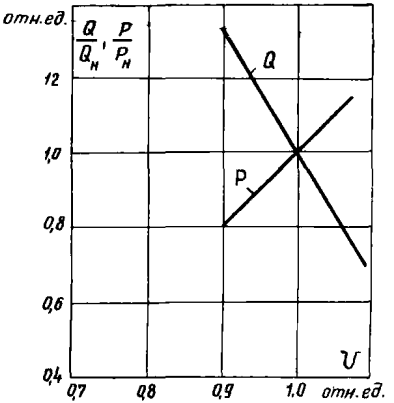


Рис.2.5. Статические характеристики карборундовой печи

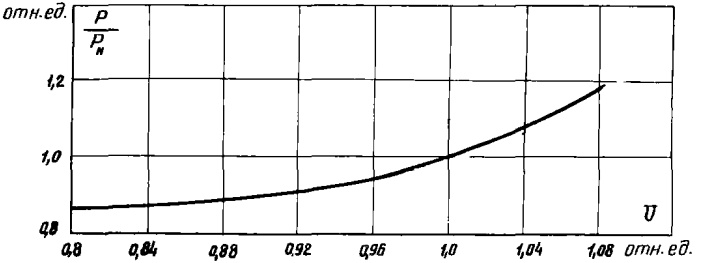


Рис.2.6. Статическая характеристика дуговой печи

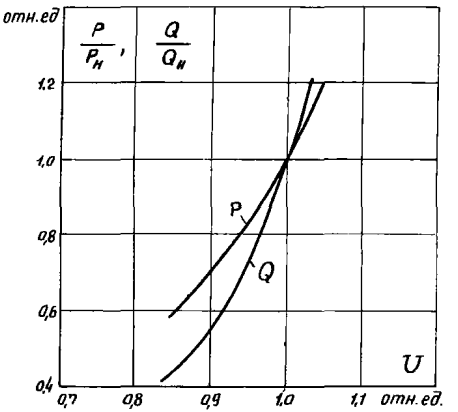


Рис.2.7. Статические характеристики электролизной установки (с учетом ртутных преобразователей)

к) для электролизной установки примерные статические характеристики приведены на рис.2.7;

л) потери холостого хода Q в трансформаторах (ориентировочно)

$$Q \approx Q_{\mu T}\,(0{,}4U + 0{,}6U^{11}), \qquad (2.47)$$

где потери при номинальном напряжении $Q_{\mu T}$ могут быть приняты в размере до 8% от значения $S_{ном.T}$ для низковольтных трансформаторов (их средняя загрузка близка к 30%) и 3% или менее для высоковольтных трансформаторов. Напряжение U в (2.47) - в относительных единицах;

м) батареи конденсаторов

$$Q = -Q_C U^2, \qquad (2.48)$$

где значение Q_C целесообразно подбирать так, чтобы сумма реактивных мощностей всех элементов нагрузки соответствовала реальному значению коэффициента мощности в узле нагрузки.

2.1.32. При расчете статических характеристик активной нагрузки по напряжению следует иметь в виду, что решающее влияние на на вид зависимости оказывает состав потребителей

$$P_H(U) \approx \sum_i P_i(U)\frac{P_{i\,норм}}{P_\Sigma}, \qquad (2.49)$$

где $P_{i\,норм}$ - мощность, потребляемая i -ым элементом нагрузки при нормальном напряжении;

P_Σ - суммарная потребляемая мощность;

$P_H(U)$ и $P_i(U)$ - характеристики суммарной и i - й нагрузок (отн.ед.), причем за единицу принята соответствующая активная нагрузка при нормальном напряжении.

2.1.33. Статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению при отсутствии конкретных данных рекомендуется принимать следующими[1]:

---

[1] Типовые характеристики комплексной нагрузки впервые были предложены в [Л.8]. Здесь приводятся уточненные статистические данные [Л.31]. За единицу приняты нормальные значения напряжения, активной и реактивной мощности. Приведенные выражения справедливы для большего напряжения, чем критического.

- для активной нагрузки в среднем

$$P_н \approx U; \qquad (2.50)$$

с ориентировочным диапазоном вариаций

$$P'_н \approx 0{,}6 + 0{,}4U; \qquad (2.50,а)$$

$$P''_н \approx -0{,}4 + 1{,}4U; \qquad (2.50,б)$$

- для реактивной нагрузки на стороне 110-220 кВ (в зависимости от коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi_н$ при $U = 1$) в среднем

$$Q_н = \frac{4{,}15}{tg\varphi_н} - \frac{9{,}5}{tg\varphi_н}U + \left(\frac{5{,}3}{tg\varphi_н} + 1\right)U^2, \qquad (2.51)$$

с ориентировочным диапазоном вариаций

$$\begin{cases} Q'_н = \dfrac{5{,}6}{tg\varphi_н} - \dfrac{11{,}2}{tg\varphi_н}U + \left(\dfrac{5{,}6}{tg\varphi_н} + 1\right)U^2, & (2.51,а) \\ Q''_н = \dfrac{3{,}35}{tg\varphi_н} - \dfrac{8{,}9}{tg\varphi_н}U + \left(\dfrac{5{,}6}{tg\varphi_н} + 1\right)U^2. & (2.51,б) \end{cases}$$

Такое представление реактивной нагрузки соответствует известным в настоящее время данным о ее параметрах и реально имеющей место резко выраженной зависимости значений регулирующего эффекта $k_{q(u)} = (\partial Q_н/\partial U)_{U=U_{норм}}$ от значений $\cos\varphi_н$ (рис.2.8)*.

---

* При увеличении $\cos\varphi_н$ различие между характеристиками (2.51,а) и (2.51,б), так же как и между значениями $k_{q(u)}$, возрастает, однако с ростом $\cos\varphi_н$ снижается влияние изменений реактивной нагрузки $Q_н$ на режим системы. Последнее обстоятельство превалирует, поэтому можно показать, что погрешности расчета режима, обусловленные неточностью задания характеристики $Q_н = f_2(U)$, для нагрузок с высоким коэффициентом мощности несколько меньше, чем при низких значениях $\cos\varphi_н$.

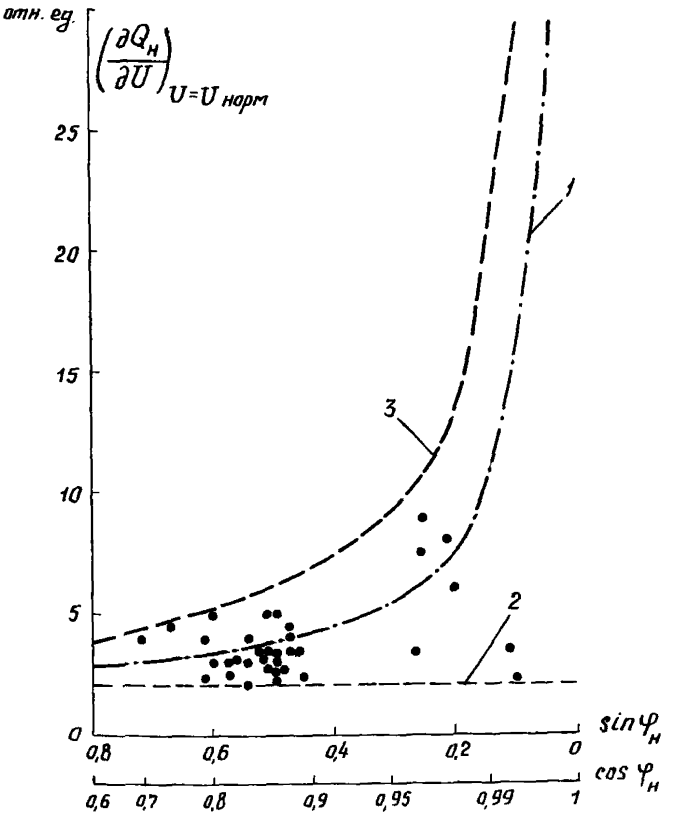


Рис.2.8. Зависимость регулирующих эффектов реактивной нагрузки по напряжению от коэффициента мощности нагрузки:

I - по формуле (2.51); 2 - по формуле (2.51,а); 3 - по формуле (2.51,б); ... - значения регулирующего эффекта по данным натурных экспериментов

2.I.34. При использовании экспериментальных данных о значениях регулирующих эффектов нагрузки по частоте следует учитывать, что они зависят не только от параметров нагрузки и распределительной сети, но и от условий проведения испытаний. Такая зависимость обусловлена тем, что в процессе понижения частоты, как правило, снижается напряжение (под влиянием нагрузки и АРВ генера-

торов). Поэтому значения $(dP_н/df)_{f=f_{ном}}$ зависят также от значений $(dU/df)_{f=f_{ном}}$:

$$\left(\frac{dP_н}{df}\right)_{f=f_{ном}} = \left(\frac{\partial P_н}{df}\right)_{f=f_{ном}} + \left(\frac{dU}{df}\right)_{f=f_{ном}} \cdot \left(\frac{\partial P_н}{\partial U}\right)_{U=U_{норм}}, \quad (2.52)$$

где $(\partial P_н/\partial f)_{f=f_{ном}}$ - регулирующий эффект при $U=const$ (для $Q_н$ - аналогично).

Значение $(dU/df)_{f=f_{ном}}$ ориентировочно равно I,4 если в процессе эксперимента не осуществляется вмешательства в работу АРВ генераторов. Значения $(dP_н/df)_{f=f_{ном}}$ для электроэнергетических систем, по имеющимся данным, составляют 2,0-2,4 (диапазон зарегистрированных вариаций I,5-2,6). Значения $k_{Q(f)} = (\partial Q_н/\partial f)_{f=f_{ном}}$ меняются в очень широких пределах: для нагрузки городов зарегистрированы значения $k_{Q(f)} = -(3\text{-}I5)$.

2.I.35. Динамические характеристики нагрузки следует использовать при выполнении расчетов устойчивости при резких возмущениях (короткие замыкания, АПВ и т.п.) для крупных узлов нагрузки, расположенных вблизи места приложения возмущения и вблизи тех генераторов, устойчивость которых проверяется (см.гл.6).

2.I.36. Для определения сопротивления токоограничивающего и шунтового реакторов необходимо иметь следующие данные:

- номинальный ток или мощность;
- номинальное напряжение;
- относительное индуктивное сопротивление реактора.

Активное сопротивление реакторов в расчетах обычно не учитывается. Реактивные сопротивления для всех последовательностей одинаковы.

Индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора X_p (Ом) определяется по формуле

$$X_p = \frac{U_x U^2_{ном}}{100 S_{ном}} = \frac{U_x U_{ном}}{100\sqrt{3} I_{ном}}; \quad (2.53)$$

то же для шунтового реактора

$$X_p = \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}}, \quad (2.54)$$

где U_x - реактивная составляющая падения напряжения в реакторе, в процентах от номинального напряжения реактора;

$U_{ном}$ - номинальное междуфазное напряжение реактора, кВ;

$I_{ном}$ - номинальный ток реактора, кА;

$S_{ном}$ - номинальная мощность реактора, МВ·А.

2.1.37. Установки продольной емкостной компенсации (УПК) вводятся в расчетную схему сопротивлением X_c, значение которого обычно выбирается на основе расчетов устойчивости. Иногда значение X_c дается в процентах от реактивного сопротивления соответствующей линии.

2.2. Учет коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов при составлении расчетных схем. Приведение схемы к базисным условиям

2.2.1. Расчеты режимов и переходных процессов могут выполняться как в именованных, так и в относительных единицах. В последнем случае все параметры схемы и режима выражаются в долях соответствующих величин, принятых за базисные.

2.2.2. При перспективных расчетах на 5,10,15 лет вперед допустимо использовать средние номинальные коэффициенты трансформации. При этом среднее расчетное напряжение $U_{ср}$ составляет для каждой ступени трансформации одно из следующих значений: 1150; 750; 500; 330; 230; 154; 115;37;20;15,75;13,8;10,5; 6,3;3,15; 0,525 кВ.

В случае конкретных расчетов, когда известны номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов, но отсутствуют данные по установленным ответвлениям трансформаторов, рекомендуется осуществлять приведение параметров схемы по номинальным коэффициентам трансформации трансформаторов.

2.2.3. Если произведение коэффициентов трансформации, входящих в замкнутый контур, отлично от единицы, в расчетную схему должен быть введен дополнительный элемент - идеальный трансформатор. Такой трансформатор характеризуется только коэффициентом трансформации k_T при $x_T = r_T = b_T = g_T = 0$.

идеальный трансформатор включается в замкнутый контур, причем все сопротивления электрической системы приводят к одному напряжению через выбранный расчетный коэффициент трансформации (как правило, за расчетный коэффициент трансформации принимают коэффициент трансформации одного из трансформаторов). Например, если электрические сети 220 и 110 кВ связаны трансформаторами, которые имеют коэффициенты трансформации 242/121 и 209/115, и если считать основным трансформатор с коэффициентом трансформации 242/121, то в точке включения другого трансформатора следует поместить идеальный трансформатор с коэффициентом трансформации 242/121·115/209 = 1,1, работающий на повышение напряжения в направлении шин 110 кВ.

2.2.4. При расчетах в системе относительных единиц за базисные величины при определении сопротивлений и параметров режима электрической системы произвольно могут быть выбраны из следующих четырех: кажущаяся мощность, ток, напряжение и полное сопротивление. Обычно в качестве базисных величин удобно принимать мощность $S_{баз}$ и напряжение $U_{баз}$ на одной из ступеней трансформации. Тогда на этой ступени трансформации базисные сопротивление и ток определяются по формулам

$$Z_{баз} = \frac{U^2_{баз}}{S_{баз}} \; ; \qquad I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}\,U_{баз}} \tag{2.55}$$

На других ступенях трансформации базисные сопротивление и ток вычисляются по аналогичным формулам с тем лишь различием, что в них подставляется базисное напряжение $U'_{баз}$, предварительно пересчитанное через коэффициенты трансформации к рассматриваемой ступени

$$Z'_{баз} = \frac{(U'_{баз})^2}{S_{баз}} ; \qquad I'_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}\,U'_{баз}} \tag{2.56}$$

Параметры схемы и ее режима (отн.ед.) на каждой из ступеней трансформации определяются по абсолютным значениям с помощью формул

$$\left.\begin{aligned} R_* + jX_* &= \frac{R + jX}{Z'_{баз}} \; ; \\ \dot{U}_* &= \frac{\dot{U}}{U'_{баз}} \; ; \end{aligned}\right\} \tag{2.57}$$

$$P_* + jQ_* = \frac{P + jQ}{S_{баз}}\ ; \qquad \dot{I}_* = \frac{\dot{I}}{I'_{баз}}\ . \Bigg| \tag{2.57}$$

2.2.5. При определении в относительных единицах постоянных времени τ и параметров, характеризующих механическое движение элементов электрической системы, за базисные величины принимаются синхронная частота ω_c и время поворота ротора $t_{баз}$ на угол в один радиан при синхронной частоте вращения, т.е.

$$t_{баз} = \frac{1}{\omega_c}\ . \tag{2.58}$$

Поэтому в относительных единицах

$$\tau_* = \omega_c \tau\ ; \qquad \omega_* = \frac{\omega}{\omega_c}\ . \tag{2.59}$$

Постоянные инерции агрегатов системы должны приводиться к базисной мощности:

$$\tau_J = \tau_{J_{ном}} \frac{S_{ном}}{S_{баз}} \tag{2.60}$$

2.3. Преобразование (эквивалентирование) сложных электрических систем

2.3.1. Решение многих практических задач может быть существенно упрощено, если выполнить упрощающие преобразования схемы энергосистемы так, чтобы в расчетной схеме уменьшить количество генераторных станций и узлов нагрузки [Л.32-38].

Преобразованная электрическая система может рассматриваться как эквивалентная исходной системе, но не во всех своих свойствах. С этой особенностью следует считаться при выполнении упрощающих преобразований, осуществляя их при возможно полном сохранении тех свойств системы, которые являются целью исследования.

2.3.2. Оценку возможных упрощений следует делать при составлении схемы замещения электрической системы. При этом надо решить, необходимо ли воспроизводить всю схему системы или достаточно воспроизвести подробно только ее часть, а другую часть упростить. Упрощения могут быть сделаны как весьма грубые, так и

более точные. Так, например, при оценке устойчивости протяженной электропередачи, связывающей станцию с мощной энергетической системой, в последней можно произвести грубые упрощения. К числу таких упрощений относится отбрасывание мелких станций и нагрузок, замена небольших станций и нагрузок одной эквивалентной станцией или нагрузкой, перенос нагрузок или станций в точку присоединения другой станции или нагрузки, разрыв слабых связей, объединение общими шинами пунктов, связанных короткими линиями и т.п. В том же случае, когда в задачу входит исследование устойчивости протяженной электропередачи при коротких замыканиях в приемной энергосистеме, часть системы, где предполагают делать короткие замыкания, следует воспроизвести в расчетной схеме с минимальными упрощениями.

2.3.3. Первым этапом упрощения расчетной схемы является исключение второстепенных элементов схемы: мелких нагрузок, параллельных линий, некоторых замкнутых контуров и т.д. При этом осуществляется перенос мелких нагрузок в узловые точки схемы, преобразование пассивных элементов путем осуществления эквивалентных ее преобразований. Следующим этапом расчета может явиться упрощение схем замещения станции, при котором генераторы приводятся к одному эквивалентному.

2.3.4. Значение τ_j эквивалентного генератора определяется по формуле

$$\tau_j = \frac{\sum_{i=1}^{n} \tau_{Ji} S_{номi}}{\sum_{i=1}^{n} S_{номi}}, \qquad (2.61)$$

где $S_{номi}$ – номинальная кажущаяся мощность i -го из объединяемых агрегатов.

Значение постоянной времени τ'_{do} эквивалентного генератора[1] определяется по формуле

$$\tau'_{do} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \tau'_{doi} S_{номi}}{\sum_{i=1}^{n} S_{номi}}. \qquad (2.62)$$

[1] Определение терминов см. в приложении I.

2.3.5. На заключительном этапе выполняются эквивалентные преобразования предварительно упрощенной схемы. При этом рекомендуется применять изложенную ниже методику, предусматривающую замену группы станций одной эквивалентной.

2.3.6. При анализе устойчивости энергосистемы объединение генераторных станций в одну, которую условно можно назвать эквивалентной, должно осуществляться таким образом, чтобы изменения ее угла δ наилучшим образом отразили движение группы объединяемых станции относительно остальных станций системы. Эта задача может быть решена, если в эквивалентную объединяются станции, относительные углы сдвига роторов которых остаются неизменными в течение всего расчетного интервала переходного процесса.

Погрешность эквивалентирования тем меньше, чем ближе реальное движение объединяемых станций к идеально синфазному и, следовательно, находится в прямой связи с тем, насколько удачно выбрана группа станций для объединения. Для такого выбора рекомендуется пользоваться либо опытом эксплуатации, либо результатами ранее выполненных расчетов переходных процессов, либо, наконец, выполнить специальные расчеты режима объединяемых станций в условиях, которые позволят в той или иной мере оценить расхождение относительных углов. В простейшем случае предусматривается объединение станций с близкими значениями постоянных инерции и примерно равными значениями собственных проводимостей и взаимных проводимостей между ветвями объединяемых станций, а также между этими ветвями и ветвью, в которой предполагается расчетное короткое замыкание.

2.3.7. Объединению не подлежат станции, система автоматического регулирования которых может вызвать самораскачивание генераторов в исследуемых режимах системы. Опыт показывает, что самораскачивание в системах практически возможно при применении тех или иных систем сильного регулирования , поэтому станции, снабженные такими регуляторами, должны учитываться в схеме замещения системы как самостоятельные элементы, не входящие в преобразуемые участки схемы.

2.3.8. В схеме энергосистемы (рис.2.9) выделяются узловые точки, к которым подключены генераторные станции системы. Участки сети на рис.2.9 условно показаны в виде прямоугольников; связь

между участками системы осуществляется ветвями $1,2,\ldots,k$, которые в дальнейшем называются ветвями примыкания преобразуемого участка системы к остальной системе. Для пояснения этого понятия на рис.2.10 показан участок электрической сети, связывающей преобразуемые и непреобразуемые участки системы, в которой выделена ветвь примыкания.

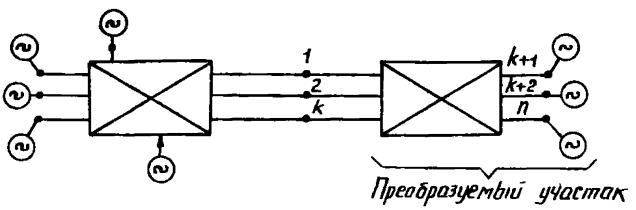


Рис.2.9. Условная схема сложной энергосистемы

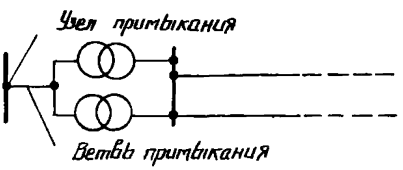


Рис.2.10. Узел и ветвь примыкания

Преобразуемый участок энергосистемы после эквивалентирования в общем случае будет представлен n -угольником, вершинами которого являются:

- узлы примыкания к неэквивалентируемой части системы (рис.2.10);
- узел эквивалентного генератора;
- узел нулевого потенциала ("земля").

Большинство применяемых методов требует:

- приведения эквивалентируемого участка к одной ступени напряжения;
- обьединения шин генераторов станций преобразуемого участка в один узел эквивалентного генератора.

В случае если узлы примыкания представляются в дальнейших расчетах узлами на разных ступенях напряжения, соответствующие ветви полученного эквивалентного n -угольника становятся трансформаторами.

2.3.9. Для практического использования рекомендуются методы эквивалентирования, основанные на:

I) расчете собственных и взаимных сопротивлений между у лами примыкания, узлом эквивалентного генератора и узлом нул вого потенциала;

2) разнесении нагрузок по правилу моментов в сети, представленной только реактивными сопротивлениями;

3) расчете собственных и взаимных сопротивлений с учетом режима сети и сохранением режима в узлах и ветвях примыкания (см.рис.2.9).

2.3.IO. Основные положения первого метода заключаются в следующем:

а) эквивалентируемый участок системы представляется как активными, так и реактивными сопротивлениями;

б) эквивалентируемый участок системы приводится к одной ступени напряжения;

в) генераторы эквивалентируемого участка объединяются в один эквивалентный генератор на их шинах. Активные и реактивные сопротивления, характеризующие эквивалентный генератор, определяются параллельным сложением соответствующих сопротивлений объединяемых генераторов. Постоянная инерции определяется по формуле (2.6I), а постоянные времени - по формуле (2.62);

г) нагрузки эквивалентируемого участка системы представляются постоянными сопротивлениями, определяемыми по номинальному напряжению сети;

д) эквивалентный n -угольник определяется расчетом собственных и взаимных сопротивлений (проводимостей) по любому из известных методов и программ;

е) баланс мощности для эквивалентного генератора и эквивалентного n -угольника для последующей установки режима определяется ориентировочно вручную.

Этот метод применяется для эквивалентирования удаленных частей энергосистем. К недостаткам метода следует отнести: возможность появления отрицательных активных сопротивлений в эквивалентном n -угольнике, затрудняющих моделирование сети, а также трудности баланса и установки режима в узлах и ветвях примыкания.

2.3.II. Основные положения второго метода по пп.б,в,е совпадают с первым методом, а отличающиеся пп. а,г,д выполняются следующим образом:

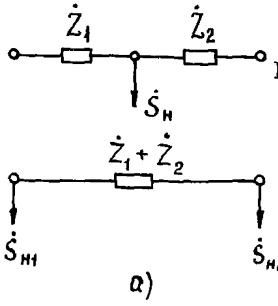
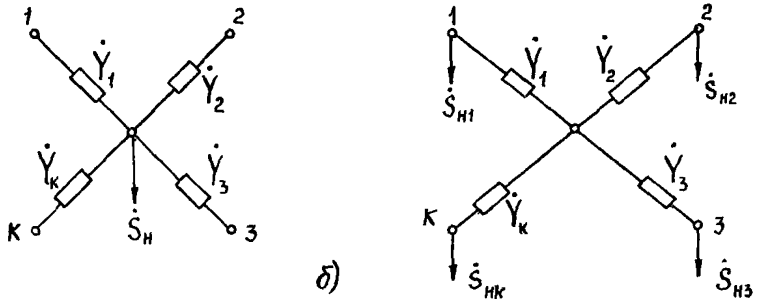


Рис.2.II. Перенос нагрузок из промежуточной точки:
а – в два соседних узла; *б* – в несколько соседних узлов



– эквивалентируемый участок системы представляется только реактивными сопротивлениями;

– нагрузки эквивалентируемого участка системы представляются мощностями и разносятся по правилу моментов на шины генераторного напряжения и в узлы примыкания. При этом перенос нагрузки из промежуточной точки в два соседних узла (рис.2.II) выполняется по формуле

$$\dot{S}_{н1} = \dot{S}_н \frac{\hat{Z}_2}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2} \; ; \qquad \dot{S}_{н2} = \dot{S}_н \frac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2} \; . \qquad (2.63)$$

Перенос нагрузки из промежуточной точки в несколько соседних узлов (см.рис.2.II,*б*) осуществляется по формуле

$$\dot{S}_{нk} = \dot{S}_н \frac{\hat{Y}_k}{\sum_{i=1}^{m} \hat{Y}_i} \; ; \qquad (2.64)$$

– эквивалентный n -угольник определяется или расчетом собственных и взаимных сопротивлений (проводимостей) по любому из известных методов и программ или с помощью широко известных преобразований "треугольник в звезду", "звезда в треугольник", "многолучевая звезда в многоугольник" и т.д. Поскольку этот метод применяется при ручном эквивалентировании, часто разнесение нагрузок и преобразование сети выполняют последовательно друг за другом – сначала разносят нагрузки, затем преобразуют свободный от нагрузок участок сети, затем снова разносят нагрузки и преобразуют сеть до тех пор, пока все нагрузки не оказываются приложенными в узлах примыкания и в узле эквивалентного генератора, а сеть не превратится в эквивалентный n -угольник. Поскольку при таком методе эквивалентирования при преобразовании сети не учитывается емкостная проводимость линий, следует, подсчитав суммарную генерацию реактивной мощности этими линиями, уменьшить на это значение реактивную мощность нагрузок в окончательной эквивалентной схеме.

Этот метод применяется при эквивалентировании энергосистем, сравнительно удаленных от места возмущения, при эквивалентировании вручную сравнительно небольших участков систем, при представлении электростанций одним эквивалентным генератором и т.д. К недостаткам метода следует отнести трудности расчета режима в эквивалентной схеме.

2.3.I2. Третий метод – эквивалентирование с учетом режима сети и сохранением режима в узлах и ветвях примыкания – является наиболее точным и перспективным методом. Связанный с обязательным использованием цифровых вычислительных машин метод позволяет определить режимные параметры эквивалентного генератора и сохранить заранее известный режим в ветвях и узлах примыкания.

Если считать, что станции $k+1, k+2, \ldots, n$ на рис.2.9, выделенные для объединения, работают синфазно, то условиями эквивалентности режима исходной и преобразованной систем являются [Л.I0]: равенство мощностей в ветвях примыкания в обоих схемах; равенство мощности эквивалентной станции сумме мощностей объединяемых станций; определение постоянной инерции эквивалентной станции по (2.6I). Предполагается, что синхронные машины замещаются постоянными ЭДС и постоянными сопротивлениями.

2.3.13. При определении параметров схемы замещения преобразованного участка системы следует различать два случая:

- режим преобразуемого участка предварительно рассчитан, причем найдены напряжения во всех узловых точках сети, а также определены ЭДС объединяемых генераторных станций по значению и фазе;

- известна схема электрических соединений преобразуемого участка системы, мощности нагрузок этого участка, мощности, протекающие в ветвях примыкания, и напряжения в соответствующих им узлах (см.рис.2.10), тогда как для определения режима работы каждой из объединяемых станций нет достаточно достоверных данных.

Первый случай обычно имеет место при анализе переходных процессов уже существующей системы, для которой хорошо известны и параметры оборудования, и условия экономически целесообразного распределения мощности между ее электрическими станциями. Второй случай имеет место при исследовании перспективных режимов существующих систем или при проектных расчетах. В этих условиях строгий расчет нормального режима может быть затруднен и не всегда оправдан из-за отсутствия полных сведений о ряде параметров системы и ее режима.

2.3.14. В первом из указанных случаев сформулированные выше условия эквивалентности режима исходной и преобразованной систем удовлетворяются тогда, когда схема замещения преобразованной части системы имеет структуру, показанную на рис.2.12. Эта схема представляет собой многоугольник с диагоналями и нагрузочными ветвями в узлах примыкания и узле эквивалентной станции. Отличительная особенность схемы заключается в том, что значения входящих в нее сопротивлений должны приниматься различными в зависимости от того, определяется ли режим ветвей примыкания (см.рис.2.12,*а*) или эквивалентной генераторной станции (см. рис.2.12,*б*).

2.3.15. При определении параметров схемы замещения, предназначенной для нахождения мощностей, токов или напряжений в ветвях и узлах примыкания, а также в непреобразуемой части схемы (см. рис.2.12,*а*), ЭДС эквивалентной станции должна выбираться произвольно как по модулю, так и по фазе. Целесообразно эти значения устанавливать такого же порядка, который характерен для ЭДС объ-

единяемых станций. При выбранной ЭДС $\dot{E}_э = E_э \angle \delta_э$ взаимные проводимости между ветвями примыкания и ветвью эквивалентной станции $Y_{\ell э}$ вычисляются по формуле

$$\dot{Y}_{\ell э} = \frac{\sum_{j=k+1}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{\ell j}}{\dot{E}_э} , \quad \ell = 1,2,\ldots,k . \quad (2.65)$$

Числитель этой формулы представляет сумму произведений, каждое из которых в качестве сомножителей содержит ЭДС одной из объединяемых станций E_j $(j=k,k+1,\ldots,n)$ и взаимную проводимость $Y_{\ell j}$ между ветвью этой j -ой станции и той ветвью примыкания ℓ, для которой вычисляется искомая проводимость эквивалентной схемы.

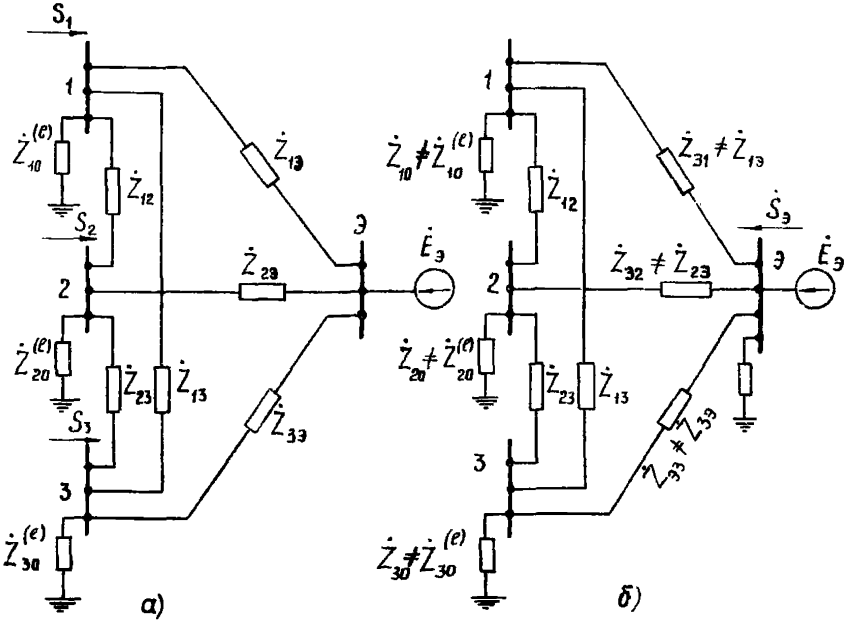


Рис.2.12. Схема замещения преобразованной части энергосистемы для частного случая трех ветвей примыкания:

$а$ – для расчета режима ветвей примыкания; $б$ – для расчета режима эквивалентной станции

Взаимные проводимости между ветвями примыкания $Y_{\ell i}$ $(i = 1,2,\ldots, k;\ \ell = 1,2,\ldots,k; \ell \neq i)$ в эквивалентной схеме, так же

как и собственные проводимости этих ветвей $Y_{\ell\ell}$, имеют те же значения, что и в исходной непреобразованной схеме. При известных собственных и взаимных проводимостях проводимости нагрузочных ветвей в схеме замещения определяются выражениями

$$\left.\begin{aligned} \dot{Y}_{10} &= \dot{Y}_{11} - \sum_{i=2}^{k} \dot{Y}_{1i} - \dot{Y}_{1э}\,, \\ \dot{Y}_{20} &= \dot{Y}_{22} - \sum_{\substack{i=1 \\ i\neq 2}}^{k} \dot{Y}_{2i} - \dot{Y}_{2э}\,, \\ \dot{Y}_{k0} &= \dot{Y}_{kk} - \sum_{i=1}^{k-1} \dot{Y}_{ki} - \dot{Y}_{kэ}\,. \end{aligned}\right\} \qquad (2.66)$$

Для частного случая трех ветвей примыкания (см.рис.2.I2)

$$\left.\begin{aligned} \dot{Y}_{10} &= \dot{Y}_{11} - \dot{Y}_{12} - \dot{Y}_{13} - \dot{Y}_{1э}\,, \\ \dot{Y}_{20} &= \dot{Y}_{22} - \dot{Y}_{12} - \dot{Y}_{23} - \dot{Y}_{2э}\,, \\ \dot{Y}_{30} &= \dot{Y}_{33} - \dot{Y}_{13} - \dot{Y}_{23} - \dot{Y}_{3э}\,. \end{aligned}\right\} \qquad (2.67)$$

Проводимость нагрузочной ветви эквивалентной станции в рассматриваемой схеме принимается равной нулю.

2.3.I6. Параметры схемы замещения, предназначенной для определения мощностей и токов эквивалентной станции (см.рис.2.I2,δ), вычисляются в аналогичной последовательности. При принятой ЭДС эквивалентной станции определяются взаимные проводимости между ветвями примыкания и ветвью эквивалентной станции $Y_{э\ell}$, но по иной, нежели в первом случае, формуле:

$$Y_{э\ell} = \frac{\sum_{j=k+1}^{n} \hat{E}_j \dot{Y}_{j\ell}}{\hat{E}_э} \qquad (2.68)$$

$$(\ell = 1,2,\ldots, k;\ \dot{Y}_{\ell j} \neq \dot{Y}_{j\ell}).$$

2.3.I7. Взаимные проводимости между ветвями примыкания и собственные проводимости этих ветвей принимаются равными соответ-

ствующим значениям в первой схеме, проводимости нагрузочных ветвей вычисляются по формулам

$$\left.\begin{aligned} \dot{Y}_{10} &= \dot{Y}_{11} - \sum_{i=2}^{k} \dot{Y}_{1i} - \dot{Y}_{э1}\ ; \\ \dot{Y}_{20} &= \dot{Y}_{22} - \sum_{\substack{i=1 \\ i\neq 2}}^{k} \dot{Y}_{2i} - \dot{Y}_{э2};\ \dot{Y}_{ko} = \dot{Y}_{kk} - \sum_{i=1}^{k-1} \dot{Y}_{ki} - \dot{Y}_{эk}. \end{aligned}\right\} \quad (2.69)$$

$$\dot{Y}_{ээ} = \frac{1}{(\dot{E}_э)^2} \left(\sum_{j=k+1}^{n} E_j^2 \hat{Y}_{jj} - \sum_{m=k+1}^{n} \dot{E}_m \cdot \sum_{j=k+1}^{n} \hat{E}_j \hat{Y}_{mj} \right). \quad (2.70)$$

2.3.I8. Все приведенные выше формулы справедливы при любом числе ветвей примыкания и объединяемых станций. Для частного случая одной ветви примыкания в схеме возможен также и другой подход к определению параметров схемы замещения преобразуемого участка системы. В этом случае условия эквивалентности режима исходной и преобразованной систем могут быть удовлетворены при одних и тех же сопротивлениях схемы как при определении характеристик режима ветви примыкания и непреобразованной части системы, так и при вычислении мощностей и токов в ветви эквивалентной станции. Однако ЭДС эквивалентной станции при этом должна быть принята разной в зависимости от того, режим какой из ветвей примыкания рассчитывается.

В этом случае при вычислении параметров схемы (рис.2.I3) следует произвольно задаться модулем взаимной проводимости между ветвью примыкания и ветвью эквивалентной станции. Удобно при этом принимать

$$\dot{Y}_{1э} = \sum_{j=2}^{n} \dot{Y}_{1j}\ . \quad (2.7I)$$

Тогда модуль ЭДС эквивалентной станции $E_э^{(1)}$, которая должна учитываться в схеме при расчете характеристик ветви примыкания, определяется по формуле

$$E_э^{(1)} = \frac{\left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \dot{Y}_{1j} \right|}{Y_{1э}}\ , \quad (2.72)$$

а при расчете режима эквивалентной станции –

$$E_э^{(э)} = \frac{\left| \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{1j} \right|}{Y_{1э}}\ . \quad (2.73)$$

Собственная проводимость в ветви примыкания в преобразованной схеме имеет то же значение, что и в исходной схеме, т.е.

$$\dot{Y}_{11}^{(э)} = \dot{Y}_{11}, \qquad (2.74)$$

собственная же проводимость ветви эквивалентной станции определяется выражением

$$\hat{Y}_{ээ} = \frac{1}{|\dot{E}^{(э)}|^2}\left(\sum_{j=2}^{n} E_j^2 \hat{Y}_{jj} - \sum_{m=2}^{n} \dot{E}_m \sum_{\substack{j=2 \\ j\neq m}}^{n} \hat{E}_j \hat{Y}_{mj}\right). \qquad (2.75)$$

Фазные углы ($\delta_э$; $\psi_э$) комплексных ЭДС эквивалентной станции и взаимной проводимости $\dot{Y}_{1э} = \dot{Y}_{э1}$ должны вычисляться по формулам

$$\delta_э = \frac{\gamma_{э1} + \gamma_{э2}}{2}; \quad \psi_{1э} = \psi_{э1} = \frac{\gamma_{э1} - \gamma_{1э}}{2}, \qquad (2.76)$$

где $\gamma_{э1}$ и $\gamma_{1э}$ - аргументы комплексных выражений

$$\sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{1j} = \left|\sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{1j}\right| e^{j\psi_{1э}}; \quad \sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1} = \left|\sum_{j=2}^{n} \dot{E}_j \hat{Y}_{j1}\right| e^{j\psi_{э1}} \qquad (2.77)$$

Результаты всех выполненных расчетов позволяют получить все

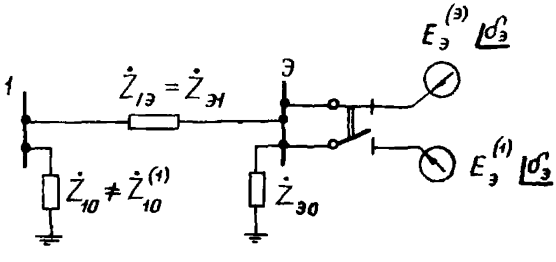


Рис.2.13. Схема замещения при наличии одной ветви примыкания

параметры П-образной схемы замещения, показанной на рис.2.13, причем

$$\left.\begin{aligned} &\dot{Y}_{1э} = \dot{Y}_{э1} = Y_{1э} e^{-j\psi_{1э}}, \quad && \dot{E}_э^{(1)} = E_э^{(1)} e^{j\delta_э}, \\ &\dot{Y}_{10} = \dot{Y}_{11} - \dot{Y}_{1э}, && \dot{E}_э^{(э)} = E_э^{(э)} e^{j\delta_э}, \\ &\dot{Y}_{эо} - \dot{Y}_{ээ} - \dot{Y}_{1э}. \end{aligned}\right\} \qquad (2.78)$$

Обе ЭДС эквивалентной станции характеризуются одним и тем же фазным углом $\delta_э$.

2.3.19. При выполнении преобразований в условиях, когда отсутствуют достоверные данные о режиме работы каждой из объединяемых станций, т.е. при приближенном эквивалентировании, преобразуемый участок системы также представляется схемой замещения, имеющей вид многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями. Причем в этом случае все параметры схемы, а также ЭДС эквивалентной станции не меняются в зависимости от того, режим какой из ветвей предполагается определять на основании такой схемы.

Для их определения составляется полная схема замещения преобразуемого участка системы, в которую нагрузки вводятся постоянными сопротивлениями, вычисляемыми по их заданным мощностям и номинальному напряжению сети. В эту схему входят сопротивления

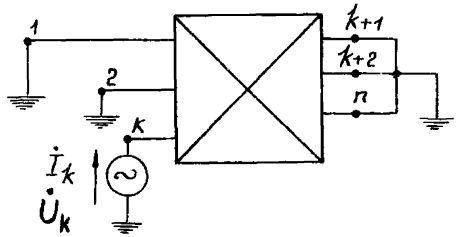


Рис.2.14. Расчетная схема преобразуемого участка системы

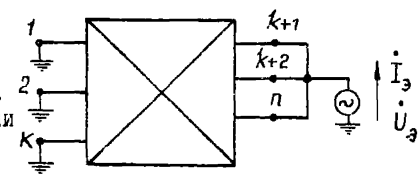


Рис.2.15. Расчетная схема для определения собственной проводимости эквивалентной станции

всех элементов системы, ограниченной узлами примыкания и шинами генераторного напряжения объединяемых станций. Применительно к этой схеме вычисляются собственные проводимости ветвей примыкания и взаимные проводимости между этими ветвями (в соответствии с расчетной схемой, приведенной на рис.2.14). Определяется также собственная проводимость эквивалентной станции, для чего шины

генераторного напряжения объединяемых станций считаются соединенными с общим источником напряжения $U_э$, а ветви примыкания - замкнутыми накоротко. Расчетная схема для определения собственной проводимости эквивалентной станции показана на рис.2.15, из которого следует, что

$$\dot{Y}_{ээ} = \frac{\dot{I}_э}{\dot{U}_э} = Y_{ээ} e^{-j\psi_{ээ}} = Y_{ээ} e^{-j(90-\alpha_{ээ})}. \quad (2.79)$$

2.3.20. Все эти данные служат для определения напряжения на шинах эквивалентной станции по величине и фазе, взаимных проводимостей между ветвью этой станции и ветвями примыкания, а также нагрузочных сопротивлений эквивалентной схемы замещения. Исходными данными при этом служат также суммарные активная P_Σ и реактивная Q_Σ мощности объединяемых станций, которые устанавливаются приближенно, причем

$$P_э = P_\Sigma - (1{,}05 \div 1{,}07)(P_{н\Sigma} - \sum_{i=1}^{k} P_i); \quad (2.80)$$

$$Q_э = Q_\Sigma = P_\Sigma \, tg\varphi_{ср}, \quad (2.81)$$

где $P_{н\Sigma}$ - сумма активных мощностей преобразуемого участка системы;

$\sum_{i=1}^{k} P_i$ - сумма активных мощностей в ветвях примыкания, которые считаются положительными при направлении к преобразуемому участку;

$cos\varphi_{ср}$ - средний коэффициент мощности объединяемых станций, устанавливаемый либо по данным эксплуатации, либо в зависимости от числа трансформаций основного напряжения сети и среднего коэффициента мощности нагрузки.

2.3.21. На основании всех этих величин фазный угол напряжения на шинах $\delta_{U_э}$ эквивалентной станции определяется из следующего трансцендентного уравнения [Л.10], которое может быть решено графоаналитическим методом

$$\left.\begin{aligned}&\frac{1}{\sin\alpha_{ээ}}\left\{P_э-\sum_{i=1}^{k}\left[P_{i\Sigma}\cos 2(\delta_{U_э}-\delta_i)+Q_{i\Sigma}\sin 2(\delta_{U_э}-\delta_i)\right]\right\}=\\&=\frac{1}{\cos\alpha_{ээ}}\left\{Q_э-\sum_{i=1}^{k}\left[P_{i\Sigma}\sin 2(\delta_{U_э}-\delta_i)-Q_{i\Sigma}\cos 2(\delta_{U_э}-\delta_i)\right]\right\}.\end{aligned}\right\}\quad(2.82)$$

В этой формуле $P_{i\Sigma}$ и $Q_{i\Sigma}$ - соответственно активная и реактивная мощности, состоящие из нескольких слагающих мощностей, протекающие в i - й ветви примыкания, причем

$$\left.\begin{aligned}P_{i\Sigma}&=P_i-U_i^2Y_{ii}\sin\alpha_{ii}-U_i\sum_{\substack{j=1\\j\neq i}}^{k}U_jY_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij});\\Q_{i\Sigma}&=-Q_i+U_i^2Y_{ii}\cos\alpha_{ii}-U_i\sum_{\substack{j=1\\j\neq i}}^{k}U_jY_{ij}\cos(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij}),\end{aligned}\right\}\quad(2.83)$$

где P_i и Q_i - активная и реактивная мощности, заданные в i - й ветви примыкания;

$U_i^2Y_{ii}\sin\alpha_{ii}$ и $U_i^2Y_{ii}\cos\alpha_{ii}$ - собственные активная и реактивная мощности в i - й ветви примыкания.

Последние члены в формулах (2.83) характеризуют взаимные мощности в ветвях примыкания, определяемые взаимными сопротивлениями и напряжениями в узлах примыкания. В частном случае при равенстве напряжений в узлах примыкания по фазе ($\delta_1=\delta_2=\cdots=\delta_k=\delta_i$) уравнение приводится к квадратному и, следовательно, решается в общем виде. При этом

$$\sin 2(\delta_{U_э}-\delta_i)=\frac{-ab-c\sqrt{a^2-b^2+c^2}}{a^2+b^2},\quad(2.84)$$

где

$$a=\frac{\sum_{i=1}^{k}P_{i\Sigma}}{\cos\alpha_{ээ}}-\frac{\sum_{i=1}^{k}Q_{i\Sigma}}{\sin\alpha_{ээ}};$$

$$b=\frac{P_э}{\sin\alpha_{ээ}}-\frac{Q_э}{\cos\alpha_{ээ}};$$

$$c=\frac{\sum_{i=1}^{k}P_{i\Sigma}}{\sin\alpha_{ээ}}+\frac{\sum_{i=1}^{k}Q_{i\Sigma}}{\cos\alpha_{ээ}}.$$

2.3.22. Модуль напряжения на шинах эквивалентной станции определяется по формуле

$$U_э = \sqrt{\frac{1}{Y_{ээ}\sin\alpha_{ээ}}\left\{P_э - \sum_{i=1}^{k}\left[P_{i\Sigma}\cos 2(\delta_{U_э} - \delta_i) + Q_{i\Sigma}\sin 2(\delta_{U_э} - \delta_i)\right]\right\}}. \quad (2.85)$$

Взаимные проводимости $\dot{Y}_{iэ}$ между ветвью эквивалентной станции и ветвями примыкания

$$\dot{Y}_{iэ} = Y_{iэ}\, e^{-j\psi_{iэ}} = Y_{iэ}\, e^{-j(90-\alpha_{iэ})}$$

определяются расчетом из выражения

$$Y_{iэ} = \frac{P_{i\Sigma}}{U_i U_э \sin(\delta_i - \delta_{U_э} - \alpha_{iэ})}, \quad (2.86)$$

причем

$$\alpha_{iэ} = arctg\left(-\frac{P_{i\Sigma}}{Q_{i\Sigma}}\right) - \delta_{U_э} + \delta_i. \quad (2.87)$$

В частном случае при одной ветви примыкания

$$\left.\begin{aligned}
&U_э = \sqrt{\frac{P_э + \frac{\sin\beta}{\sin\alpha}(P_1 - U_1^2 Y_{11}\sin\alpha_{11})}{Y_{ээ}\sin\alpha_{ээ}}}; \quad \delta_{1э} = \frac{\alpha+\beta}{2};\\
&Y_{1э} = \frac{P_1 - U_1^2 Y_{11}\sin\alpha_{11}}{U_1 U_э \sin\alpha}; \qquad \alpha_{1э} = \frac{\beta-\alpha}{2};\\
&\alpha = arctg\,\frac{P_1 - U_1^2 Y_{11}\sin\alpha_{11}}{U_1^2 Y_{11}\cos\alpha_{11} - Q_1};\\
&\beta = \arcsin\frac{\cos\alpha_{ээ}(Q_э tg\alpha_{ээ} - P_э)}{\sqrt{(P_1 - U_1^2 Y_{11}\sin\alpha_{11})^2 + (U_1^2 Y_{11}\cos\alpha_{11} - Q_1)^2}} + \alpha_{ээ}.
\end{aligned}\right\} \quad (2.88)$$

2.3.23. Вне зависимости от принятого метода эквивалентирования правильность его результатов должна быть обязательно проверена. Для этого следует по найденным эквивалентным параметрам преобразованной схемы определить полную мощность ветвей примыкания и полную мощность эквивалентной станции. Совпадение значений этих мощностей с заданными мощностями в ветвях примыкания и с суммой мощностей объединяемых станций свидетельствует об отсутствии ошибок в расчетах эквивалентных параметров.

2.4. Определение собственных и взаимных проводимостей схемы замещения электрической системы

2.4.1. Первый метод заключается в приведении схемы замещения системы путем последовательно выполняемых преобразований к виду многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в узлах. При этом применяются в последовательности, зависящей от конфигурации схемы, следующие преобразования: замена треугольника эквивалентной звездой и обратно, замена многолучевой звезды эквивалентным многоугольником, последовательное и параллельное сложение сопротивлений отдельных ветвей.

2.4.2. В многоугольнике, являющемся конечным результатом преобразований, сопротивления сторон и диагоналей представляют собой значения, обратные взаимным проводимостям, с индексами, отвечающими нумерации узлов, между которыми включены указанные сопротивления. Собственные проводимости ветвей схемы $\dot{Y}_{ii}$ определяются по формуле

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq j}}^{n} \dot{Y}_{ji} = \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^{n} \frac{1}{\dot{Z}_{ji}} . \qquad (2.89)$$

Недостатком рассматриваемого метода является отсутствие общего алгоритма расчета, последовательность которого варьируется в зависимости от структуры системы. Этот метод преобразований рекомендуется для определения собственных и взаимных проводимостей только сравнительно простых схем.

2.4.3. Второй метод состоит в том, что все ветви в схеме замещения, для которых определяются собственные и взаимные проводимости, кроме одной (i - й), замкнуты на обратный провод, а в од-

ну из ветвей включен источник напряжения $\dot{U}_i$. По результатам этого расчета определяются проводимости

$$\dot{Y}_{ij} = \frac{\dot{I}_j}{\dot{U}_i}, \quad (i,j = 1,2,\ldots,n), \qquad (2.90)$$

где n - число ветвей, для которых определяются искомые проводимости.

Расчеты повторяются при включении источника напряжения последовательно во все ветви, для которых определяются собственные и взаимные проводимости.

2.4.4. При использовании ЦВМ для определения проводимостей по данному методу в ветвь каждой из генераторных станций (последовательно) включается источник напряжения, тогда как ЭДС других генераторных станций считаются равными нулю. Результаты такого расчета позволяют определить собственные и взаимные проводимости по формуле (2.90).

2.4.5. Третий метод рекомендуется для схем с двумя генераторными станциями, соединенными схемой электропередачи. Собственные $\dot{Z}_{11}$, $\dot{Z}_{22}$ и взаимные $\dot{Z}_{12}$ сопротивления определяются через комплексные константы $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$, $\dot{D}$ соответствующего четырехполюсника по формулам

$$\dot{Z}_{11} = \frac{\dot{B}}{\dot{D}}; \quad \dot{Z}_{22} = \frac{\dot{B}}{\dot{A}}; \quad \dot{Z}_{12} = \dot{B}. \qquad (2.91)$$

2.4.6. Для определения констант $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$ и $\dot{D}$ анализируемая схема должна быть разбита на участки, для каждого из которых (рассматриваемого в свою очередь в качестве четырехполюсника) известны значения констант. Схема электропередачи с установкой продольной компенсации и шунтирующими реакторами (рис.2.16) со-

держит пять последовательно включенных четырехполюсников: два из них соответствуют участкам линии, один - батарее конденсаторов и два - шунтирующим реакторам. Константы четырехполюсников определяются следующим образом:

- для участка линии длиной ℓ

$$\left.\begin{aligned} \dot{A}_л &= \dot{D}_л = ch\ \dot{\gamma}\ell \approx \cos\alpha\ell\ ; \\ \dot{B}_л &= \dot{Z}_c\, sh\ \dot{\gamma}\ell \approx j\dot{Z}_c \sin\alpha\ell; \\ \dot{C}_л &= \frac{sh\ \dot{\gamma}\ell}{\dot{Z}_c} \approx j\ \frac{\sin\alpha\ell}{\dot{Z}_c}\ , \end{aligned}\right\} \qquad (2.92)$$

где $\dot{Z}_c = \sqrt{\frac{\dot{Z}_0}{\dot{Y}_0}}$ - волновое сопротивление линии;

$\dot{\gamma} = \beta + j\alpha = \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0}$ - коэффициент распространения волны на единицу длины линии;

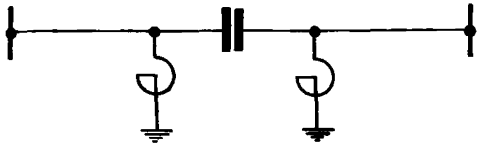


Рис.2.16. Схема замещения электропередачи

- для установки продольной компенсации

$$\left.\begin{aligned} \dot{A}_к &= \dot{D}_к = 1\ , \\ \dot{B}_к &= \dot{Z}_к\ , \\ \dot{C}_к &= 0\ . \end{aligned}\right\} \qquad (2.93)$$

где $\dot{Z}_к$ - сопротивление батареи конденсаторов;

- для шунтирующих реакторов с сопротивлением, равным $\dot{Z}_р$,

$$\left.\begin{aligned} \dot{A}_р &= \dot{D} = 1, \\ \dot{B}_р &= 0, \\ \dot{C}_р &= \frac{1}{\dot{Z}_р}\ . \end{aligned}\right\} \qquad (2.94)$$

2.4.7. Константы всей совокупности взаимно связанных четырехполюсников вычисляются по правилам сложения четырехполюсников. При последовательном сложении двух четырехполюсников (рис.2.17) эквивалентные параметры находятся путем перемножения квадратных матриц, составленных из констант первого и второго четырехполюсников:

$$\begin{bmatrix} \dot{A}_э & \dot{B}_э \\ \dot{C}_э & \dot{D}_э \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A}_1 & \dot{B}_1 \\ \dot{C}_1 & \dot{D}_1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{A}_2 & \dot{B}_2 \\ \dot{C}_2 & \dot{D}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A}_1\dot{A}_2 + \dot{B}_1\dot{C}_2 & \dot{A}_1\dot{B}_2 + \dot{B}_1\dot{D}_2 \\ \dot{A}_2\dot{C}_1 + \dot{D}_1\dot{C}_2 & \dot{B}_2\dot{C}_1 + \dot{D}_1\dot{D}_2 \end{bmatrix}. \quad (2.95)$$

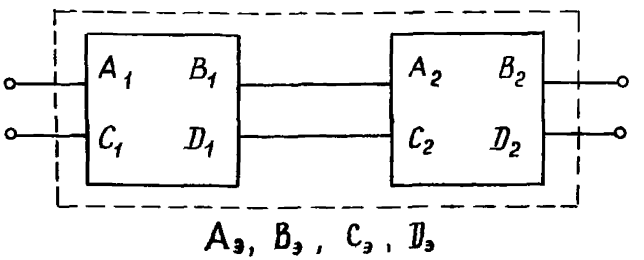


Рис.2.17. Схема сложения двух четырехполюсников

Таким образом,

$$\begin{aligned} \dot{A}_э &= \dot{A}_1\dot{A}_2 + \dot{B}_1\dot{C}_2 ; \\ \dot{B}_э &= \dot{A}_1\dot{B}_2 + \dot{B}_1\dot{D}_2 ; \\ \dot{C}_э &= \dot{A}_2\dot{C}_1 + \dot{C}_2\dot{D}_1 ; \\ \dot{D}_э &= \dot{B}_2\dot{C}_1 + \dot{D}_1\dot{D}_2 . \end{aligned} \quad (2.96)$$

Для n последовательно включенных четырехполюсников эквивалентные константы определяют произведения матриц

$$\begin{bmatrix} \dot{A}_э & \dot{B}_э \\ \dot{C}_э & \dot{D}_э \end{bmatrix} = \prod_{j=1}^{n} \begin{bmatrix} \dot{A}_j & \dot{B}_j \\ \dot{C}_j & \dot{D}_j \end{bmatrix}. \quad (2.97)$$

2.4.8. При расчете собственных и взаимных проводимостей очень сложных и разветвленных электрических систем могут встретиться случаи, когда одним расчетом не удается определить все искомые

величины из-за ограниченного объема памяти ЦВМ. В этих случаях схему замещения следует разбить на отдельные подсхемы, для каждой из которых вычислить собственные проводимости ветвей примыкания подсхем друг к другу и взаимные проводимости между этими ветвями. В результате такого расчета каждая из выделенных подсхем будет представлена схемой замещения, имеющей вид многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в узлах примыкания. Если расчет собственных и взаимных проводимостей выполнен методом преобразований, то в результате непосредственно определяются параметры такой схемы замещения. Если расчет ведется иным образом и результатом его являются значения собственных и взаимных проводимостей для каждой из ветвей примыкания, то для получения значений нагрузочных сопротивлений используется формула

$$\dot{Y}_{io} = \dot{Y}_{ii} - \sum_{j=1}^{q} \dot{Y}_{ij} , \qquad (2.98)$$

где q - число сторон и диагоналей многоугольника, связанных с i -м узлом.

Возможно также представление части выделенных из общей схемы участков в виде многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями при сохранении исходной схемы замещения, составленной из сопротивлений элементов системы для других участков. Такая схема может быть также получена не только при определении собственных и взаимных проводимостей какого-либо выделенного участка системы, но и при упрощающих преобразованиях этого участка с целью уменьшения числа генераторных станций в его расчетной схеме. В каждом из этих случаев полученная схема может служить для вычисления собственных и взаимных проводимостей исходной системы. При выполнении соответствующих расчетов могут быть применены все указанные выше методы.

2.4.9. Если нужно определять собственные и взаимные проводимости для схем, отличающихся друг от друга лишь сопротивлением ограниченного числа элементов, то соответствующие расчеты могут быть существенно упрощены, если за исходные данные принять собственные и взаимные проводимости участка системы, не претерпевающего изменений при переходе от одной расчетной схемы к другой. Тогда изменение схемы может рассматриваться как включение доподд-

нительных сопротивлений в те или иные ее ветви. При включении такого сопротивления $\Delta\dot{Z}_k$ в ветвь k схемы, имеющей n ветвей, для которых вычисляются собственные и взаимные проводимости, новые значения искомых проводимостей определяются по формулам

$$\left.\begin{aligned} \dot{Y}'_{kk} &= \frac{\dot{Y}_{kk}}{1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}}; \quad \dot{Y}'_{km} = \dot{Y}'_{mk} = \frac{\dot{Y}_{km}}{1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}}; \\ \dot{Y}'_{mm} &= \dot{Y}_{mm} - \frac{\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}^2_{km}}{1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}}; \quad \dot{Y}'_{mi} = \dot{Y}'_{im} = \dot{Y}_{mi} + \frac{\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{ki}\dot{Y}_{km}}{1+\Delta\dot{Z}_k\dot{Y}_{kk}}. \end{aligned}\right\} \quad (2.99)$$

При включении дополнительных сопротивлений в две ветви и более приведенные формулы следует применять последовательно для постепенно усложняющихся схем. Каждая последующая из них должна отличаться от предыдущей включением дополнительного сопротивления лишь в одну из ветвей первоначальной схемы.

2.4.10. Для частного случая двухмашинной схемы замещения системы собственные и взаимные проводимости при включении дополнительных сопротивлений в цепи обеих генераторных станций могут быть найдены по формулам

$$\left.\begin{aligned} \dot{Y}''_{11} &= \frac{\dot{Y}_{11} + \Delta\dot{Z}_2(\dot{Y}_{11}\dot{Y}_{22} - \dot{Y}^2_{12})}{\dot{A}}; \\ \dot{Y}''_{22} &= \frac{\dot{Y}_{22} + \Delta\dot{Z}_1(\dot{Y}_{11}\dot{Y}_{22} - \dot{Y}^2_{12})}{\dot{A}}; \quad \dot{Y}''_{12} = \frac{\dot{Y}_{12}}{\dot{A}}; \end{aligned}\right\} \quad (2.100)$$

где

$$\dot{A} = 1 + \Delta\dot{Z}_1\dot{Y}_{11} + \Delta\dot{Z}_2\dot{Y}_{22} + \Delta\dot{Z}_1\Delta\dot{Z}_2(\dot{Y}_{11}\dot{Y}_{22} - \dot{Y}_{12})^2.$$

2.4.11. При определении собственных и взаимных проводимостей для ветвей сложной системы при изменениях параметров некоторых элементов и схемы замещения можно также воспользоваться приемом разделения схемы замещения на две части (подсхемы), связанные друг с другом одной ветвью примыкания. Одна из подсхем (I) при этом должна включать ветви, сопротивлениям которых при расчете переходных процессов предполагается придавать несколько значений.

Другая подсхема (II) состоит из элементов с неизменяющимися сопротивлениями. При таком подходе подсхема I характеризуется рядом значений собственных и взаимных проводимостей, тогда как каждая из проводимостей ветвей подсхемы II имеет одно единственное значение.

Собственные и взаимные проводимости для схемы замещения всей системы в целом определяются по приведенным ниже формулам, в которые входят собственные и взаимные проводимости, предварительно вычисленные для подсхем I и II. При этом [Л.10] собственная проводимость i -й станции, расположенной в подсхеме I, определяется по формуле

$$\dot{Y}_{ii} = \dot{Y}'_{ii} - \frac{\dot{Y}'^{2}_{i0}}{\dot{Y}'_{00} + \dot{Y}''_{00}}; \qquad (2.101)$$

для взаимной проводимости между ветвью i и ветвью k, расположенной в подсхеме II, справедлива формула

$$\dot{Y}_{ik} = \frac{\dot{Y}_{0k}\,\dot{Y}_{i0}}{\dot{Y}'_{00} + \dot{Y}''_{00}}. \qquad (2.102)$$

Взаимная проводимость между ветвями i и n, расположенными в одной и той же подсхеме I, определяется по формуле

$$\dot{Y}_{in} = \dot{Y}'_{in} - \frac{\dot{Y}_{i0}\,\dot{Y}_{n0}\,\dot{Y}''_{00}}{(\dot{Y}'_{00})^2 + \dot{Y}'_{00}\dot{Y}''_{00}}, \qquad (2.103)$$

где $\dot{Y}'_{ii}$ - собственная проводимость ветви i подсхемы I;

$\dot{Y}'_{00}$ - собственная проводимость ветви примыкания в подсхеме I;

$\dot{Y}'_{i0}$ - взаимная проводимость между ветвью i и ветвью примыкания в подсхеме I;

$\dot{Y}''_{00}$ - собственная проводимость ветви примыкания в подсхеме II;

$\dot{Y}''_{0k}$ - взаимная проводимость между ветвью k и ветвью примыкания в подсхеме II;

$\dot{Y}'_{ik}$ - взаимная проводимость между ветвями i и k в подсхеме I*.

---

*По этим алгоритмам в проблемной лаборатории электрических систем МЭИ составлена программа на языке АЛГОЛ-60.

2.4.12. Некоторые частные случаи расчета параметров установившегося режима приведены в приложении 2.

Глава 3. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

3.1. Основные положения

3.1.1. При полном анализе статической устойчивости сложной электрической системы следует рассматривать как общее перемещение роторов всех генераторов по отношению к синхронно вращающейся оси (т.е. изменения частоты), так и взаимное перемещение роторов генераторов системы при малой взаимной скорости и соответственно взаимную устойчивость их по отношению друг к другу.

3.1.2. В обычных случаях достаточно рассматривать только взаимное перемещение роторов (взаимную или относительную устойчивость) независимо от общего перемещения роторов. При рассмотрении статической устойчивости предполагается только нахождение условий возникновения относительного движения роторов генераторов системы и выявление его характера в начальной стадии движения машин (возможность возникновения монотонно или колебательно нарастающего переходного процесса) без подробного анализа дальнейшего протекания процесса.

3.1.3. При учете динамики автоматического регулирования скорости первичных двигателей анализ статической устойчивости системы может выявить также возможность появления монотонного или колебательного изменений частоты (несмотря на затухание взаимного движения машин) - "неустойчивость частоты". Однако анализ динамики автоматического регулирования скорости первичных двигателей рассматривается как отдельная задача, которая решается для условий автономной работы (одного или двух генераторов, включенных на общие шины станции). Решения, принимаемые на основе такого анализа, практически исключают возможность неустойчивости частоты в системе. При наличии в системе регулирования частоты и активной мощности иногда может возникнуть необходимость в анализе статической устойчивости системы и в отношении возможного изменения частоты (хотя вторичное регулирование частоты и мощности является обычно медленно действующим, что существен-

но облегчает обеспечение устойчивости регулирования).

3.1.4. Расчеты статической устойчивости электрических систем имеют цель:

а) определение параметров предельных режимов, например предельной передаваемой мощности по тем или иным линиям электропередачи ($P_{пр}$) , критического напряжения $U_{кр}$ основных узловых точек системы, питающих нагрузку, и т.д. [Л.13] ;

б) определение значений коэффициентов запаса и допустимых потоков активной мощности по линиям электропередачи :

– коэффициента запаса по мощности

$$K_P = \frac{P_{пр} - P_0 - \Delta P}{P_0} 100\%, \qquad (3.1)$$

где P_0 – мощность, передаваемая в исходном режиме;

ΔP – нерегулируемый межсистемный переток, он учитывается в случае межсистемной связи;

– допустимой передаваемой мощности по линии при заданном коэффициенте запаса

$$P_{доп} = \frac{P_{пр} - \Delta P_н}{K_{Pн} + 100} \cdot 100, \qquad (3.2)$$

где $K_{Pн}$ и $\Delta P_н$ – соответственно значения коэффициента запаса и нерегулируемого межсистемного перетока по мощности, принятые для рассматриваемого режима в соответствии с [Л.1] ;

– коэффициента запаса по напряжению

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} 100\% \qquad (3.3)$$

где U_0 , $U_{кр}$ – напряжения узловой точки соответственно в исходном и предельном (критическом) режимах;

– коэффициента запаса по настроечным параметрам АРВ

$$S_K = \frac{K_{макс} - K_{мин}}{K_{макс} + K_{мин}}, \qquad (3.4)$$

где $K_{макс}$ и $K_{мин}$ – максимальное и минимальное значения настроечных параметров, соответствующих границе области статической устойчивости;

в) выбор мероприятий для повышения статической устойчивости энергосистем или обеспечения заданной пропускной способности передачи;

г) разработка требований, направленных на улучшение устойчивости и качества переходных процессов. При этом выбирается настройка автоматических регуляторов возбуждения, обеспечивающая требуемую точностью поддержания напряжения, и выявляются запасы устойчивости по границе самораскачивания, а также лучшие показатели качества переходных процессов.

Выбор расчетных методов и расчетных средств определяется назначением расчетов, степенью идеализации и сложностью системы.

3.I.5. Так как процесс нарушения статической устойчивости (по характеру изменения относительных углов δ) может быть апериодическим или периодическим, то следует рассматривать две задачи статической устойчивости [Л.I0,I2,39] .

Предполагается, что устройства автоматического регулирования обеспечивают во всех проверяемых режимах отсутствие самораскачивания в электрической системе. В этом случае задача состоит в определении предельного режима электрической системы:

- по условию равенства нулю свободного члена характеристического уравнения, описывающего рассматриваемую систему;
- по соответствующему практическому критерию устойчивости;
- по сходимости специально организованного итерационного процесса расчета режима работы энергосистемы.

Во многих случаях допустимо ограничиваться анализом апериодической устойчивости.

Расчеты статической устойчивости с учетом возможности возникновения самораскачивания проводятся в соответствии с методами, приведенными в [Л.I0,39,40] . Эти расчеты необходимы в тех случаях, когда в электрической системе появляются новые элементы: мощные удаленные станции с генераторами новых конструкций, с новыми системами возбуждения и регулирования, дальние линии электропередачи и т.п.; когда изменяется конфигурация схемы системы: объединяются две системы, присоединяется промежуточная система, вводятся дополнительные подстанции и т.п.

3.2. Математическое описание сложной электрической системы

3.2.I. При решении задач статической устойчивости сложных электрических систем [Л.IO-I2] допустим отказ от учета следующих факторов:

- электромагнитных переходных процессов в статорных цепях электрических машин;
- насыщения магнитных цепей синхронных и асинхронных машин.

Насыщение магнитной цепи синхронных машин может быть учтено введением нелинейной характеристики холостого хода и зависимостью реактивных сопротивлений от параметров режима (или использованием постоянных значений этих сопротивлений, но соответствующих режиму насыщения).

3.2.2. Уравнения переходных процессов энергосистемы, содержащей N синхронных машин, соединенных сложными связями, с нагрузками, представленными постоянными сопротивлениями, записываются следующим образом [Л.IO, II].

Уравнения движения роторов синхронных машин (все величины в относительных единицах):

$$T_{Ji} p^2 \delta_i + P_i = P_{Ti} \; (i = 1,2,\dots,N), \qquad (3.5)$$

где P_i , P_{Ti} - электромагнитная мощность и мощность турбины i-й машины.

Выражение электромагнитной мощности i - й синхронной машины имеет вид

$$P_i = \sum_{k=1}^{N} E_i E_k y_{ik} \sin (\delta_{ik} - \alpha_{ik}), \qquad (3.6)$$

где E_i , E_k - ЭДС синхронных машин.

Формула (3.6) может быть записана через ЭДС E' или через фиктивные (расчетные) ЭДС E_q [Л.II]; для упрощения записи здесь введено $\delta_{ii} = 2\alpha_{ii}$.

Уравнение электромагнитных переходных процессов в цепи возбуждения i -й синхронной машины [Л.8]:

$$T_{doi} p E'_{qi} + E_{qi} = E_{qei} \; (i = 1,2,\dots,N), \qquad (3.7)$$

где τ_{doi} - постоянная времени обмотки возбуждения,
E_{qi}, E_{qi}, E_{qei} - синхронная, переходная и вынужденная ЭДС.

3.2.3. При линеаризации системы уравнений, необходимой для анализа статической устойчивости, в качестве независимых переменных удобно принять углы δ_k и ЭДС E_k, где k принимают все значения от I до N; ЭДС E_k (введена для общности записи) в зависимости от схемы замещения k-й станции может быть равна E_{qk} для неявнополюсных, E_{qk} для явнополюсных синхронных машин.

Приращение вынужденной ЭДС, зависящее от принятого закона регулирования [Л.10],

$$\Delta E_{qei} = \sum_j W_{\Pi_{ij}}(p)\Pi_{ij}, \qquad (3.8)$$

где $W_{\Pi_{ij}}(p)$ - передаточная функция регулятора возбуждения, включающая учет переходных процессов в автоматическом регуляторе возбуждения (постоянная времени τ_p) и в возбудителе (постоянная времени τ_e) i-й синхронной машины по j - му параметру регулирования Π_{ij}.

Суммирование по j -ым параметрам Π_{ij} необходимо в тех наиболее распространенных случаях, когда регулирование осуществляется по нескольким режимным параметрам (например, по току и напряжению, частоте и напряжению и т.д.).

Передаточная функция АРВ сильного действия по параметру Π с учетом постоянных времени дифференцирующих звеньев $\tau_д$ (при некоторой идеализации) определяется по формуле

$$W_\Pi(p) = \frac{1}{(1+\tau_e p)(1+\tau_p)}\left[K_{оп} + \frac{pK_{1п}}{1+\tau_д p} + \frac{p^2 K_{2п}}{(1+\tau_д p)^2}\right], \qquad (3.9)$$

где коэффициенты усиления АРВ имеют размерности:

$$K_{оп}\left[\frac{ед.возб.хх.}{ед.\Pi}\right], \quad K_{1п}\left[\frac{с \cdot ед.возб.хх.}{ед.\Pi}\right],$$

$$K_{2п}\left[\frac{с^2 \cdot ед.возб.хх.}{ед.\Pi}\right];$$

П - режимные параметры в относительных единицах.

3.2.4. Система линеаризованных уравнений имеет следующий вид:

$$\left.\begin{aligned}
&\sum_{k=1}^{N}\left[\left(\Delta_{ik}\tau_{Ji}p^2+\frac{\partial P_i}{\partial\delta_k}\right)\Delta\delta_k+\frac{\partial P_i}{\partial E_k}\Delta E_k\right]=0,\\
&\sum_{k=1}^{N}\left[\left(\tau_{doi}p\frac{\partial E'_{qi}}{\partial\delta_k}+\frac{\partial E_{qi}}{\partial\delta_k}-\frac{\partial E_{qei}}{\partial\delta_k}\right)\Delta\delta_k+\right.\\
&\left.+\left(\tau_{doi}p\frac{\partial E'_{qi}}{\partial E_k}+\frac{\partial E_{qi}}{\partial E_k}-\frac{\partial E_{qei}}{\partial E_k}\right)\Delta E_k\right]=0,
\end{aligned}\right\}\quad(3.10)$$

где Δ_{ik} – символ Кронекера. При $i=k$ $\Delta_{ik}=1$. При $i\neq k$ $\Delta_{ik}=0$.

3.2.5. Характеристический определитель для системы (3.10) определяется матричным выражением

$$D_0(p)=\begin{vmatrix}\Delta_{ik}\,\tau_{Jk}p^2+C_{ik} & B_{ik}\\ E_{ik} & D_{ik}\end{vmatrix},\quad(3.11)$$

где τ_{Jk} – диагональная матрица постоянных инерций (размером $N\times N$);

C,B,E,D – квадратные матрицы размером $N\times N$, элементами которых являются следующие выражения:

$$C_{ik}=\frac{\partial P_i}{\partial\delta_k};\qquad B_{ik}=\frac{\partial P_i}{\partial E_k};$$

$$E_{ik}=\tau_{doi}p\frac{\partial E'_{qi}}{\partial\delta_k}+\frac{\partial E_{qi}}{\partial\delta_k}-\sum_j\frac{\partial n_{ij}}{\partial\delta_k}W_{n_{ij}}(p);$$

$$D_{ik}=\tau_{doi}p\frac{\partial E'_{qi}}{\partial E_k}+\frac{\partial E_{qi}}{\partial E_k}-\sum_j\frac{\partial n_{ij}}{\partial E_k}W_{n_{ij}}(p).$$

Расчетные выражения частных производных режимных параметров для сложной системы, состоящей из N станций, и для простой системы, содержащей одну автоматически регулируемую станцию, соединенную через сложную связь с приемной системой конечной мощности или с приемной системой бесконечной мощности, приведены в [Л. 10].

3.2.6. При анализе влияния АРВ на статическую устойчивость электрической системы ее характеристическое уравнение следует рассматривать в виде

$$D_0(p) = D_i(p) + \sum_j W_{nj}(p) \sum_m \Delta_{mn} p^m = 0. \qquad (3.12)$$

В первый многочлен входят коэффициенты характеристического уравнения, не зависящие от АРВ рассматриваемой станции. Поэтому он характеризует условия устойчивости системы при отсутствии автоматического регулирования на ней. Второй многочлен отражает влияние на устойчивость регулирования возбуждения выделенной станции. Коэффициенты Δ_{mn} ("единичных добавок") имеют разное выражение для каждого регулируемого параметра n_j и для каждого из m слагаемых второго многочлена. Форма записи (3.12) целесообразна во всех случаях, когда в задачу расчета входит вариация электромагнитных постоянных времени регулятора возбуждения выделенной синхронной машины. Для решения этой задачи рекомендуются методы, описанные в [Л.10].

3.3. Расчеты статической устойчивости в предположении отсутствия самораскачивания

3.3.1. Расчеты статической устойчивости параллельной работы синхронных машин без учета самораскачивания проводятся для получения информации о степени надежности работы энергосистем в основных расчетных режимах. Надежность полученных расчетных данных существенным образом зависит от точности исходной информации. Это положение должно учитываться при выборе методов расчета и степени принимаемой идеализации [Л.41]. Расчеты статической устойчивости при учете возможных отклонений в исходных данных можно проводить по методике, изложенной в [Л.42,43].

3.3.2. Расчет статической устойчивости при отсутствии самораскачивания выполняется анализом знака свободного члена характеристического уравнения a_n (при p^0): система устойчива, если $a_n > 0$. Предельный по апериодической устойчивости режим выявляется путем постепенного утяжеления его параметров, начиная с исходных.

3.3.3. Свободный член характеристического уравнения при регулировании возбуждения синхронных машин системы только по взаимным параметрам выражается в виде определителя (см.приложение 3)

$$a_n = D_0(0) = \begin{vmatrix} \tau_{J1} & C_{12} & \dots & C_{1N} & B_{11} & \dots & B_{1N} \\ \tau_{J2} & C_{22} & \dots & C_{2N} & B_{21} & \dots & B_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \tau_{JN} & C_{N2} & \dots & C_{NN} & B_{N1} & \dots & B_{NN} \\ 0 & E_{12}(0) & \dots & E_{1N}(0) & D_{11}(0) & \dots & D_{1N}(0) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & E_{N2}(0) & \dots & E_{NN}(0) & D_{N1}(0) & \dots & D_{NN}(0) \end{vmatrix}. \qquad (3.13)$$

Здесь $E_{ik}(0)$ и $D_{ik}(0)$ соответствуют (3.II) при $p = 0$.

Элементы этого определителя, а следовательно, и значение a_n зависят от параметров системы и ее режима, а также от коэффициентов регулирования возбуждения по отклонению параметров Π_j.

3.3.4. Режим системы рассчитывается на основе решения следующей системы уравнений [Л.26,31] при допущении о постоянстве проводимостей

$$\left.\begin{aligned} P_i &= E_i^2 y_{ii} \sin\alpha_{ii} + E_i E_1 y_{i1} \sin(\delta_{i1} - \alpha_{i1}) + \dots + \\ &\quad + E_i E_n y_{iN} \sin(\delta_{iN} - \alpha_{iN}), \\ E_k &= E_{qok} + K_{ouk}(U_{ok} - U_k) + K_{oik}(I_k - I_{ok}) - i_{dk}(x_{dk} - x_{qk}), \end{aligned}\right\} \qquad (3.14)$$

где K_{ouk}, K_{oik} – коэффициенты регулирования по отклонению напряжения и тока;

$$I_k = \sqrt{i_{dk}^2 + i_{qk}^2};$$

$$U_k = \sqrt{(E_{qk} - i_{dk} x_{qk})^2 + (i_{qk} x_{qk})^2};$$

$$i_{qk} = E_1 y_{k1} \sin(\delta_{k1} - \alpha_{k1}) + \dots + E_n y_{kN} \sin(\delta_{kN} - \alpha_{kN});$$

$$i_{dk} = -E_1 y_{k1} \cos(\delta_{k1} - \alpha_{k1}) - \dots - E_n y_{kN} \cos(\delta_{kN} - \alpha_{kN});$$

U_{ok}, I_{ok} – уставки регуляторов.

3.3.5. Выбор целесообразных коэффициентов регулирования K_{ov} и K_{oI} при этом может быть совмещен с расчетами режимных параметров (решением приведенной системы уравнений).

Если среди параметров стабилизации АРВ имеется абсолютный угол, то элементы определителя свободного члена зависят от производных других параметров Π_j . Выражение для этого определителя приведено в [Л.10].

Статическую устойчивость системы по знаку свободного члена характеристического уравнения рассчитывают с помощью ЦВМ.

Примеры по определению условий апериодической устойчивости электрических систем даны в приложении 3 и [Л.44].

3.3.6. Расчеты могут быть существенно упрощены допущением о постоянстве ЭДС синхронных машин E_x за сопротивлением x . При этом вносится некоторая погрешность. Значение ЭДС E_x зависит от параметров машины и характеристик регуляторов. Для нерегулируемой машины $x = x_d = x_q$, $E_x = E_q$. При наличии на генераторах АРВ пропорционального действия $x = x'_d$, $E_x = E'_q$. Если генераторы снабжены АРВ сильного действия, то $x = 0$ (т.е. неизменно напряжение на шинах генераторов, а иногда и на шинах высокого напряжения станции). При допущении о постоянстве E_x и x свободный член характеристического уравнения имеет вид [Л.8,11] :

$$a_n = \begin{vmatrix} \alpha_{12}^{12} & \alpha_{12}^{13} & \dots & \alpha_{12}^{1n} \\ \alpha_{13}^{12} & \alpha_{13}^{13} & \dots & \alpha_{13}^{1n} \\ \dots & \dots & & \dots \\ \alpha_{1n}^{12} & \alpha_{1n}^{13} & \dots & \alpha_{1n}^{1n} \end{vmatrix}, \qquad (3.15)$$

где α - относительные ускорения роторов станций, взятых попарно, причем нижний индекс указывает, между какими станциями рассматривается перемещение, а верхний - по какому углу берется производная. Например:

$$\alpha_{12}^{12} = \frac{1}{\tau_{J1}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{\tau_{J2}} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \; ; \; \alpha_{1n}^{13} = \frac{1}{\tau_{J3}} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{\tau_{Jn}} \cdot \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{13}} .$$

В выражения относительных ускорений входят частные производные мощностей по относительным углам и постоянные инерции синхронных машин. Если в системе одна из станций замещается шинами неизменного напряжения ($T_I \to \infty$), то относительные ускорения, а следовательно, и свободный член характеристического уравнения не зависят от соотношения постоянных инерций остальных синхронных машин.

3.3.7. Если принять ряд допущений [Д.8,45,46] , то устойчивость сложной системы в отсутствие самораскачивания можно определить по практическим критериям апериодической устойчивости. Выбор практического критерия следует производить, учитывая характер режима, т.е. какие из координат режима являются "сомнительными" с точки зрения устойчивости. Если при закреплении этих координат устойчивость режима можно считать обеспеченной, то,освобождая последовательно эти координаты, можно с помощью соответствующих им критериев определить наличие статической устойчивости системы при полном числе степеней свободы.

3.3.8. Применение критерия $dP_k / d\delta_{ki} > 0$ целесообразно в системах с протяженными или сильно загруженными линиями электропередачи, где при ухудшении исходного режима устойчивость проверяется по углу ЭДС векторов генераторных станций (i и k).

При этом в режиме, соответствующем пределу по мощности системы, имеет место равенство $dP_k / d\delta_{ki} = 0$. Использование этого критерия позволяет свести расчеты апериодической устойчивости системы к определению условий передачи максимальной мощности от станции (или группы станций), что существенно упрощает задачу.

3.3.9. Критерий $d\Delta Q_{гн} / dU < 0$ следует применять для расчетов устойчивости энергосистем, где имеются узловые подстанции с крупными потребителями. При этом устойчивому режиму в условиях сохранения баланса активной мощности в узле соответствует указанное неравенство, в котором $\Delta Q_{гн}$ - разность реактивных мощностей, передаваемых от генераторных станций и потребляемых нагрузкой, в узловой точке, U - напряжение узловой точки.

3.3.10. Практический критерий $dE / dU > 0$ следует применять при проверке устойчивости нагрузки сложной системы, причем под нагрузкой можно понимать и отдельные части энергосистемы. В последнем случае часть энергосистемы, рассматриваемая как нагруз-

ка, представляется в точке примыкания ее к остальной системе по схемой замещения, а зависимостями $P_н = f_1(U)$, $Q_н = f_2(U)$, имеющими место в действительности.

Области применения различных практических критериев статической устойчивости показаны в сводной табл.3.I. Там же приведены основные расчетные выражения. Примеры расчетов статической устойчивости по практическим критериям приведены в [Л.44]. Способ оценки погрешностей в значениях предела по статической апериодической устойчивости см. в приложении 4.

3.4. Утяжеление исходного режима энергосистемы

3.4.I. Выбор способа утяжеления режима ("траектории утяжеления") в условиях реальных энергосистем не является однозначным.

3.4.2. Практически принимаемый способ утяжеления режима должен учитывать свойства рассматриваемой системы и те критерии устойчивости, по которым определяется предельный режим. Рекомендуются следующие способы утяжеления режима или комбинации их:

- перераспределение активных мощностей между генераторными станциями;
- увеличение нагрузки на наиболее загруженных узловых подстанциях;
- снижение напряжения в тех или иных узлах системы.

3.4.3. Утяжеление режима путем перераспределения активных мощностей между генераторными станциями следует применять для систем, содержащих протяженные или сильно загруженные линии электропередачи. Этот способ утяжеления позволяет определить пропускную способность рассматриваемых линий. Для оценки апериодической устойчивости используется критерий $dP/d\delta > 0$.

При данном способе утяжеления режима для каждой конкретной системы должны быть выбраны передающая и балансирующая станции (или группы их) с таким расчетом, чтобы увеличивающийся поток активной мощности проходил по линиям электропередачи исследуемого направления или через определенное сечение.

В ряде случаев последнее сразу установить трудно, поэтому рассматриваются различные варианты перераспределения активных мощностей, что позволяет выявить потенциальные возможности сис-

темы, различного рода ограничения, имеющийся на генераторных станциях резерв по активной мощности и другие особенности схемы.

3.4.4. Правильность выбора общей мощности и числа станций, между которыми в процессе утяжеления режима ведется перераспределение активных мощностей, следует контролировать вариантными расчетами, поскольку увеличение числа станций, мощность которых во всех утяжеленных режимах фиксирована, снижает расчетную величину пропускной способности электропередачи.

При выборе станций, между которыми производится перераспределение мощностей, следует учитывать, насколько данная траектория утяжеления режима вероятна в условиях рассматриваемой энергосистемы. Суждение, хотя бы приближенное, о вероятности реализации на практике того или иного варианта утяжеления режима нужно для правильной оценки получаемых в расчетах значений коэффициентов запаса по устойчивости.

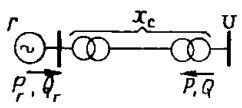
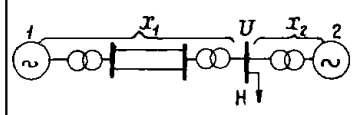
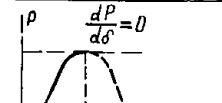
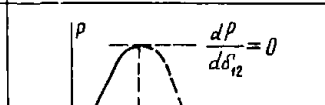
3.4.5. При утяжелении режимов концентрированных систем, т.е. таких, где генераторные станции и узлы с мощной нагрузкой расположены вблизи друг от друга, рассматривается увеличение нагрузки основных узлов приемной части системы или снижение напряжения в узловых точках (т.е. снижение некоторых ЭДС). Эти же способы утяжеления режима системы следует применять при исследованиях статической устойчивости узлов нагрузки. Предельный режим в обоих случаях определяется по знаку свободного члена характеристического уравнения или по практическим критериям

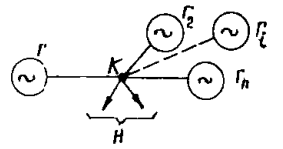
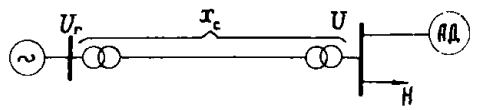
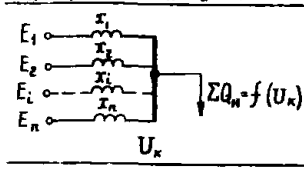
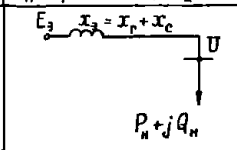
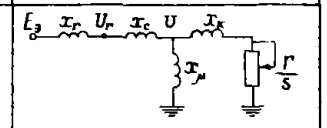
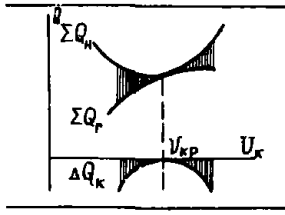
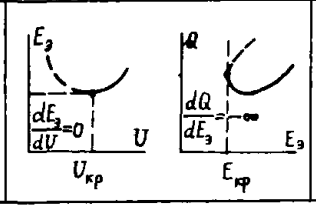
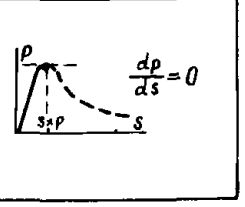
$$d\Delta Q_{rH} / dU < 0, \; dE/dU > 0.$$

3.4.6. В проектных расчетах последовательно утяжеляемых режимов допускается перегрузка части оборудования, но если при подходе к пределу устойчивости перегрузки оказываются во много раз больше допустимых, то это свидетельствует о том, что выбранный способ утяжеления режима является нереальным.

Вопрос о необходимости учета ограничений следует решать в зависимости от того, является ли расчет проектным, исследовательским или эксплуатационным. Такое ограничение, как потолок возбуждения генераторов, следует учитывать всегда. Неучет ряда ограничений оправдывается тем, что при проведении проектных разработок иногда неизвестны размещение резервов в системе, точное значение нагрузок и возможность появления новых потребителей.

Таблица 3.I

Типичная схема (E_i = const)	Простейшая электрическая система (генератор-шины) 	Два эквивалентных генератора соизмеримой мощности работают на общую нагрузку 
Способ задания нагрузки		$Z_н$ = const
Схема замещения системы		
Критерий статической устойчивости	$\frac{dP}{d\delta} > 0$	$\frac{dP}{d\delta_{12}} > 0$
Условие подхода к пределу при получении критерия	$P_н$ = var	U = var
Независимая переменная	δ	δ_{12}
Определяемый параметр режима	$P_{пр}$, K_P	$P_{пр}$, K_P
Расчетные выражения	$E_г = \sqrt{\left(U + \frac{QX_{г\Sigma}}{U}\right)^2 + \left(\frac{PX_{г\Sigma}}{U}\right)^2}$; $P = \frac{E_г U}{x_{г\Sigma}} \sin\delta$; $P_{пр} = \frac{E_г U}{x_{г\Sigma}}$; $K_P = \frac{P_{пр} - P}{P}$	$P = E_1^2 y_{11} \sin d_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - d_{12})$; $P_{пр} = E_1^2 y_{11} \sin d_{11} + E_1 E_2 y_{12}$; $K_P = \frac{P_{пр} - P}{P}$
Графическое представление критерия устойчивости		

Многомашинная система, имеющая узловую точку 	Эквивалентный генератор, питающий через ВЛ нагрузку соизмеримой мощности. 	
Статические характеристики по напряжению $P_н = f_1(U)$; $Q_н = f_2(U)$	Статические характеристики по напряжению $P_н = f_1(U)$; $Q_н = f_2(U)$,	Эквивалентный асинхронный двигатель (см. гл. 6)
		
$\frac{d\Delta Q_к}{dU_к} < 0$	$\frac{dE_э}{dU} > 0$;	$\frac{dP}{dS} > 0$
$P_н + jQ_н$ = var или E_i = var	U = var; $P_н + jQ_н$ = var	P = var
$U_к$	U	S
$U_{к.кр}$, K_U	$U_{кр}$; $E_{кр}$; K_U ; K_E	$P_{пр}$, $S_{кр}$, $U_{кр}$, K_P , K_U
$Q_{гi} = \frac{E_i U_к}{x_i} \cos\delta_i - \frac{U_к^2}{x_i}$ $\Delta Q_К = \Sigma Q_г - \Sigma Q_н$; $K_U = \frac{U_к - U_{к.кр}}{U_к}$.	$E_э = \sqrt{\left(U + \frac{Q_н x_э}{U}\right)^2 + \left(\frac{P_н x_э}{U}\right)^2}$ $Q_г = Q_н + \frac{P_н^2 + Q_н^2}{U^2} x_э$; $K_E = \frac{E_э - E_{кр}}{E_э}$; $K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}$;	$E_э = \sqrt{\left(U + \frac{Q x_э}{U}\right)^2 - \left(\frac{P x_э}{U}\right)^2}$ $P = \frac{U^2 r s}{x_к^2 s^2 + r^2}$; $Q = \frac{U^2}{x_м} + \frac{U^2 x_к s^2}{x_к^2 s^2 + r^2}$ $P_{кр} \approx \frac{E_э^2}{2(x_к + x_c + x_г)}$; $S_{кр} \approx \frac{r}{x_к + x_c + x_г}$
		

3.4.7. В расчетах, выполняемых для нужд эксплуатации энергосистем, в начале следует провести серию расчетов режимов с проверкой устойчивости при длительно допустимых эксплуатационных ограничениях[1]. Если достигается предел устойчивости системы, то расчет заканчивается. Если предел устойчивости не достигнут, а нарушается какое-либо из ограничений, то может быть произведена вариация режима внутри заданных эксплуатационных ограничений. Наконец, если эта возможность исчерпана, то эксплуатационные ограничения могут быть сняты и заменены кратковременно допустимыми техническими ограничениями[2].

Таким образом, получается достаточно полная и реальная оценка запаса устойчивости с дифференциацией в отношении длительно допустимых режимов или режимов, кратковременно возможных по условиям статической устойчивости, но требующих немедленного вмешательства (автоматического или оперативного) для дальнейшего перехода к длительно допустимому режиму. Запас устойчивости определяется в отношении заданных режимных параметров (допустимого изменения нагрузки, или перетока в линиях, или напряжений в узлах системы).

3.4.8. В этих расчетах нагрузка может представляться:

- постоянным полным сопротивлением, найденным по параметрам исходного режима;

---

[1] К эксплуатационным ограничениям относятся ограничения обусловленные тепловым режимом машин и элементов сети, уровнем напряжения в заданных точках системы, желаемыми перетоками в некоторых линиях связи, располагаемой реактивной мощностью синхронных машин и т.д. Действие автоматических устройств учитывается при этом (в расчете утяжеления режимов) по внешним характеристикам (статические характеристики нагрузки должны учитывать, хотя бы ориентировочно, влияние автоматического регулирования напряжения в сетях).

[2] К техническим ограничениям относятся: кратковременно возможная перегрузка машин и трансформаторов, кратковременно допустимое изменение значений напряжения и т.д. Кратковременность рассматриваемых режимов зависит также от уставок времени срабатывания соответствующих релейных защит. Действие автоматических устройств учитывается при этом (в расчете утяжеления режимов) по "внутренним" характеристикам с учетом быстродействия (статические характеристики нагрузки не должны учитывать медленнодействующие системы регулирования напряжения в сетях и мощности или тока у потребителей).

- неизменными активными и реактивными мощностями;
- статическими характеристиками по напряжению.

При рассмотрении устойчивости нагрузок последние должны быть заданы статическими характеристиками по напряжению. Аналогичное требование имеет место при выявлении предельного режима системы по практическому критерию $d\Delta Q_{гн}/dU<0$. Учет статических характеристик нагрузки по напряжению требуется тогда, когда в процессе утяжеления режима существенно изменяется напряжение в нагрузочных узлах, в частности, исследование статической устойчивости послеаварийного режима предполагает учет действительных характеристик нагрузок.

Примеры определения пределов по мощности при разных способах представления нагрузок даны в [Л.44].

3.5. Статическая устойчивость энергосистемы с учетом самораскачивания

3.5.1. Расчеты статической устойчивости энергосистемы с учетом самораскачивания проводятся, когда имеется опасность его возникновения.

В электрической системе, находящейся в эксплуатации, такая опасность может возникнуть при резком изменении конфигурации схемы (объединении двух систем, включении промежуточных систем, присоединении новой ВЛ и т.п.) вблизи станций, у которых проявляется тенденция к самораскачиванию. Эти станции характеризуются либо большой удаленностью, малыми запасами устойчивости и работой при углах δ, близких к 90°, либо ухудшенными параметрами синхронных машин (малыми постоянными инерции, большими реактивными сопротивлениями), либо трудностями настройки автоматических регуляторов возбуждения, особенно АРВ сильного действия. Такие станции должны быть выявлены на первом этапе расчета статической устойчивости. В этом случае задача исследования - выявить причину и устранить возможность самораскачивания с помощью корректировки рабочей настройки АРВ или введения каких-либо дополнительных мероприятий.

3.5.2. На стадии проектирования составляются технические требования к системе возбуждения и автоматическому регулированию возбуждения синхронных машин по условию обеспечения статической

устойчивости. Под этим понимается либо выбор схемы возбуждения (если рассматривается несколько вариантов ее исполнения), либо способа регулирования возбуждения (закона регулирования, структурной схемы и параметров регулирования), либо схемы присоединения измерительных элементов АРВ, либо его конструктивных параметров.

При выборе способа регулирования возбуждения предпочтение следует оказывать тому варианту, при котором при равных пределах статической устойчивости:

- обеспечивается наиболее простая и надежная схема присоединения измерительного элемента;

- предъявляются наименее жесткие требования к конструктивным параметрам: не требуется специального уменьшения постоянной времени возбудителя, выпрямительных и дифференцирующих звеньев автоматического регулятора возбуждения;

- обеспечивается возможность постоянной настройки АРВ при всех возможных режимах и схемах проектируемой электрической системы (схема нормального и послеаварийного режима, выдача мощности станцией в одном или двух направлениях, схема с включенными или отключенными устройствами продольной и поперечной компенсации, реверсивный режим работы электропередачи, схема с включенными или отключенными промежуточными энергосистемами или узлами нагрузок и т.д.);

- обеспечиваются наибольшие области устойчивости относительно настроечных значений коэффициентов регулирования;

- обеспечиваются лучшие показатели качества переходных процессов.

3.5.3. Настроечные параметры, входящие в закон регулирования возбуждения, при решении задачи выбора области рабочих настроек АРВ разбиваются на две группы:

1) коэффициенты регулирования по отклонениям режимных параметров $K_{0П}$;

2) коэффициенты регулирования по производным режимным параметрам $K_{1П}$; $K_{2П}$.

3.5.4. Коэффициенты регулирования $K_{0П}$ выбираются:

- по условию поддержания напряжения в заданной точке энергосистемы с требуемой точностью;

- по условию обеспечения заданного предела апериодической устойчивости (т.е. полной или частичной компенсации реактивного сопротивления генератора или трансформатора или того и другого).

Оба эти условия, как правило, выполняются при регулировании по отклонению напряжения с коэффициентом усиления K_{ou} = 50÷100 ед.возб. х.х. /ед.напр (или 25÷50 ед.возб.ном /ед.напр)* и отклонению тока, либо в виде компаундирования измерительного элемента напряжения АРВ, либо в виде регулирования по отклонению тока.

3.5.5. Коэффициенты регулирования по производным режимных параметров (стабилизирующие) выбираются из условия исключения самораскачивания в системе во всех возможных режимах при заданных коэффициентах по отклонению.

Стабилизирующие параметры АРВ сильного действия условно подразделяются на основные и дополнительные. Основные играют главную роль в обеспечении условий отсутствия самораскачивания в системе (например, регулирование по отклонению частоты и ее первой производной - K^{**}_{of}, K_{if}), в то время как дополнительные (например, K_{iu}) предназначены для устранения самораскачивания в режимах холостого хода генератора, либо для улучшения условий выбора основных стабилизирующих параметров в рабочих режимах (увеличения размеров области устойчивости в плоскости основных параметров), либо для улучшения показателей качества.

3.5.6. *Исследования статической устойчивости с учетом самораскачивания* [Л.47-52] целесообразно проводить путем построения областей устойчивости в координатах основных стабилизирующих параметров АРВ выделенной станции для нескольких, наиболее характерных режимов работы электрической системы (выявленных при анализе апериодической устойчивости). Если в результате расчетов

---

*Размерность значений коэффициентов ед.возб. х.х/ед.напр применяется в теоретических и практических расчетах, размерность ед.возб.ном/ед. напр. - при маркировке АРВ.

**Регулирование по отклонению частоты дает эффект, близкий к регулированию по первой производной абсолютного угла, но имеет некоторые дополнительные недостатки.

оказывается, что размер общего участка построенных областей недостаточен [Л.10], то при существующих АРВ с постоянной настройкой это может быть причиной ограничения предельно передаваемой мощности.

3.5.7. Изменение коэффициентов регулирования в современных АРВ производится переключателями, шкала которых, как правило, имеет десять делений. Практически необходимо, чтобы устойчивость системы обеспечивалась не при одном делении шкалы коэффициентов, соответствующим выбранной настройке, а по меньшей мере при трех соседних делениях. При этом минимально необходимый размер области устойчивости (по каждому коэффициенту регулирования), удовлетворяющий этому требованию в единицах деления шкалы, должен равняться $K_{настр} \pm 0{,}1K_{макс}$. Режим, при котором практически исключается возможность работы при постоянных коэффициентах регулирования, является предельным и определяет $P_{макс}$, $\delta_{макс}$ или $U_{кр}$. Чтобы уточнить существование такого ограничения, следует повторить расчеты с учетом некоторых уточняющих факторов (например учет насыщения синхронной машины, электромагнитных переходных процессов в демпферных контурах ротора, реальных характеристик нагрузок энергосистемы и др.).

3.5.8. Для устранения ограничения предельно передаваемой мощности следует рассмотреть мероприятия по улучшению закона регулирования, т.е. по изменению или расширению множества настроечных параметров, внутри которого можно выбирать рабочую настройку АРВ.

В качестве таких мероприятий следует рассмотреть целесообразность пересоединения измерительного элемента АРВ к измерительным трансформаторам (тока или напряжения), включенным в других точках станции (выводы генератора, шины станции и т.д.), введения дополнительных стабилизирующих устройств в систему регулирования, целесообразность использования (в кратковременных режимах) рабочей настройки АРВ, лежащей вне области (за безопасной границей) статической устойчивости, изменения структурной схемы (иногда путем введения дополнительных обратных связей) или конструктивных параметров системы возбуждения и регулирования.

Для выбора структуры АРВ, при которой устраняются ограничения предельно передаваемой мощности, целесообразно применять раз-

работанные в МЭИ методы синтеза [Л.53-55].

3.5.9. При расчетах статической устойчивости с учетом самораскачивания могут применяться критерий Гурвица, либо критерий Рауса, либо метод Д-разбиения в соединении с критерием Михайлова. Последний наиболее эффективен для сравнительно сложных систем и при решении задач, связанных с выбором систем возбуждения и и регулирования.

Описания критериев устойчивости приведены в [Л.12,39], в приложении 5 дается ряд примеров решения задач для простых схем.

3.5.10. Построение областей устойчивости в сложной энергосистеме (многомерных областей устойчивости) может быть выполнено следующим упрощенным способом.

Вначале АРВ задаются некоторыми значениями настроечных параметров для всех машин, кроме выделенной, для которой рассчитывается область устойчивости и выбираются настроечные параметры внутри нее. Затем для второй синхронной машины с АРВ рассчитывается область устойчивости с учетом выбранных параметров АРВ на первой машине и заданных на остальных. Расчеты продолжаются до тех пор, пока не будут определены области устойчивости в плоскости настроечных параметров АРВ каждой синхронной машины. В качестве первой синхронной машины, для которой рассчитывается область устойчивости, следует брать машину с наиболее тяжелым режимом (например, наиболее удаленную и загруженную), поскольку задаться настроечными параметрами АРВ такой машины значительно труднее, чем на остальных (ввиду уменьшения размеров области устойчивости с увеличением загруженности и удаленности машины). Таким образом, по рассмотренному способу вначале выбирается точка, достаточно удаленная от границы области устойчивости, лишь в плоскости двух параметров (путем расчета области устойчивости в плоскости настроечных параметров АРВ выделенной синхронной машины при заданных настроечных параметрах АРВ остальных машин) и далее проводятся сечения многомерной области устойчивости плоскостями, проходящими через эту точку (путем расчета областей устойчивости в плоскости настроечных параметров АРВ остальных синхронных машин). Этим достигается значительное сокращение объема вычислений по сравнению с другими методами.

3.5.11. Для предварительного задания коэффициентов основных

стабилизирующих параметров АРВ сильного действия следует рассмотреть условия устойчивости основного и относительного движения, характерные для схем электрических систем, обладающих внутригрупповой симметрией.

Область устойчивости относительного движения между параллельно работающими синхронными машинами обычно ограничивает максимально допустимые коэффициенты регулирования по производным, а область устойчивости основного движения в режимах больших нагрузок - минимально допустимые.

3.5.12. Расчет областей устойчивости относительного движения проводится для схем эквивалентный генератор - шины неизменного напряжения в точке объединения генераторов. В качестве предварительно задаваемых коэффициентов основных стабилизирующих параметров АРВ следует выбирать коэффициенты, расположенные внутри области относительного движения, рассчитанной для номинальной нагрузки синхронной машины.

3.5.13. При невозможности строгого разделения движения на основное и относительное (например, при использовании для стабилизации АРВ только общих для всех синхронных машин станции параметров) с некоторым приближением, вполне оправданным для целей предварительного задания коэффициентов стабилизации, можно строить область относительного движения по схеме станция - шины неизменного напряжения, где в качестве таких шин выбирается ближайшая к данной станции узловая точка системы.

3.5.14. Порядок проведения расчетов статической устойчивости сложной системы, содержащей несколько станций (подстанций) с АРВ сильного действия:

а) выбираются коэффициенты регулирования по отклонению режимных параметров всех АРВ (исходя из заданной точности поддержания напряжения на шинах станции) и коэффициенты дополнительных стабилизирующих параметров (по условию устойчивости генераторов на холостом ходу);

б) рассчитываются области устойчивости относительного движения в плоскости коэффициентов основных стабилизирующих параметров каждой эквивалентной синхронной машины в режиме номинальной мощности и выбираются (на всех станциях, кроме выделенной) наибольшие коэффициенты внутри области;

в) рассчитываются области устойчивости основного движения в плоскости основных стабилизирующих параметров АРВ выделенной эквивалентной синхронной машины для заданных характерных режимов;

г) если область устойчивости для выделенной станции не существует, то вводятся дополнительные стабилизирующие параметры для АРВ этой станции и расчет (п.3) повторяется;

д) если область устойчивости для выделенной станции существует, то выбираются коэффициенты внутри нее (равноудаленные от границ) и далее проводится расчет областей устойчивости основного движения последовательно для всех остальных синхронных машин системы.

Некоторые вопросы построения областей устойчивости для АРВ сильного действия с применением D-разбиения рассмотрены в приложении 6.

Глава 4. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.1. Допущения и предпосылки

4.1.1. Для анализа динамической устойчивости расчетная схема описывается системой дифференциальных уравнений, которые в общем случае решаются численным интегрированием с помощью ЦВМ.

Для электрических машин используются либо полные уравнения Парка-Горева (2.31), либо те же уравнения, но без учета переходных процессов в статоре [те же уравнения, но с заменой (2.31,а) и (2.31,б) на (2.32,а), (2.32,б)] , либо уравнения без учета демпферных контуров (2.33). Последние известны в различных формах записи.

4.1.2. Уравнения Парка-Горева (в большинстве случаев упрощенные) следует применять:

- для расчетов устойчивости отдельной группы генераторов или одного генератора с детальным учетом влияния многих факторов;

- в сложной энергосистеме для учета генераторов наиболее мощных электростанций, чьи переходные процессы, особенности ре-

гулирования и т.п. могут оказать решающее влияние на результаты расчетов;

- для генераторов, ближайших к месту приложения возмущения.

Для остальных генераторов следует рассмотреть возможность их упрощенного описания - без учета демпферных контуров или $E' = const$.

4.I.3. Во многих практических случаях при анализе динамической устойчивости учет апериодических составляющих токов статора не является обязательным. Это обусловливается тем, что в электромеханическом переходном процессе основное значение имеет переходная составляющая токов статора.

4.I.4. Модели синхронных машин, описываемые теми или другими уравнениями, должны дополняться уравнениями учета динамики автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и скорости первичных двигателей (АРС), а также учета динамических характеристик нагрузок в узлах электрической сети.

4.I.5. При выборе упрощений математического описания энергосистемы решающую роль играют конкретные цели расчетов и особенности рассматриваемой энергосистемы. То же самое относится и к упрощениям при учете величин, вида и места приложения расчетных возмущений.

4.I.6. Упрощенное моделирование генераторов (постоянной ЭДС E' за сопротивлением x'_d) обычно оправдано для генераторов, удаленных от места приложения КЗ настолько, что изменение напряжения на их шинах не превышает I5-20% при пропорциональном регулировании возбуждения. В случае быстродействующих систем возбуждения часто требуется более точное моделирование синхронной машины.

4.I.7. Упрощенное моделирование часто допустимо для генераторов, работающих в концентрированных энергосистемах, соединенных слабыми связями, при рассмотрении возмущений на межсистемных электропередачах.

4.I.8. Нагрузку при удаленных КЗ и небольших (до I5%) изменениях напряжения допустимо учитывать неизменным полным сопротивлением, вычисленным по параметрам исходного доаварийного режима. Такое представление возможно и для более точных расчетов, если изменения напряжения на нагрузках в электромеханическом

переходном процессе не превысят 10%. В противном случае следует представлять нагрузку ее динамическими характеристиками, например, уравнениями эквивалентного асинхронного двигателя и статической нагрузкой (см.гл.6) или переменным полным сопротивлением, определяемым по заранее построенным типовым кривым [Л.4,8,56].

Количество элементов в расчетной схеме, соответствующей исследуемой электрической сети, является существенным фактором, ограничивающим применение тех или иных расчетных средств и приемов, моделей синхронных машин и их систем регулирования. Способы и методы упрощения расчетных схем замещения описаны в гл.2.

4.2. Исследования динамической устойчивости в одном-двух циклах изменения относительных углов синхронных машин

4.2.1. Подобные исследования динамической устойчивости обычно выполняются на первых этапах перспективного проектирования энергосистем, а также при разработке перспективных режимов в эксплуатации, т.е. в случаях ориентировочных расчетов, когда требования к точности получаемых результатов сравнительно невелики. При этом допускается значительное упрощение расчетных схем замещения, расчетных условий, моделей синхронных машин с системами регулирования и нагрузок. Чаще всего эти исследования выполняются при постоянстве ЭДС генераторов за некоторым реактивным сопротивлением (обычно x'_d) и представлении нагрузок неизменными полными сопротивлениями с возможным введением ряда уточнений.

4.2.2. Простейшая система. Если анализ динамической устойчивости можно свести к исследованию простейшей схемы замещения, содержащей эквивалентный генератор и шины неизменного напряжения (и частоты) или два генератора конечной мощности, то решение задачи можно существенно упростить. Соответствующая математическая модель ограничивается уравнением движения эквивалентного генератора, которое особенно упрощается при неучете активных сопротивлений (и, следовательно, неучете асинхронного момента). В общем случае оно имеет следующий вид

$$T_J \frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = P_T - \frac{E_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} - \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \sin (\delta_{12} - \alpha_{12}). \qquad (4.1)$$

4.2.3. Система, содержащая два эквивалентных генератора, описанных упрощенными уравнениями, сводится (при исследовании только их относительного движения) к схеме генератор - шины неизменного напряжения следующим образом.

Дифференциальные уравнения относительного движения роторов двух синхронных машин конечной мощности

$$\left.\begin{aligned} \tau_{J1}\frac{d^2\delta_1}{dt^2} &= p_{T1} - \frac{E_1^2}{z_{11}}\sin\alpha_{11} - \frac{E_1E_2}{z_{12}}\sin(\delta_{12}-\alpha_{12}),\\ \tau_{J2}\frac{d^2\delta_2}{dt^2} &= p_{T2} - \frac{E_2^2}{z_{22}}\sin\alpha_{22} - \frac{E_1E_2}{z_{12}}\sin(\delta_{12}+\alpha_{12}) \end{aligned}\right\} \qquad (4.2)$$

можно привести к простейшей форме уравнения движения эквивалентного генератора, работающего на шины неизменного напряжения

$$\tau_J\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = p_T - \sin(\delta_{12}+\alpha), \qquad (4.3)$$

если принять, что

$$\tau_J = \frac{\tau_{J1}\tau_{J2}}{\frac{E_1E_2}{z_{12}}\sqrt{\tau_{J1}^2 + 2\tau_{J1}\tau_{J2}\cos 2\alpha_{12} + \tau_{J2}^2}},$$

$$p_T = \frac{\left(p_{T1} - \frac{E_{11}^2}{z_{11}}\sin\alpha_{11}\right)\tau_{J2} - \left(p_{T2} - \frac{E_2^2}{z_{22}}\sin\alpha_{22}\right)\tau_{J1}}{\frac{E_1E_2}{z_{12}}\sqrt{\tau_{J1}^2 + 2\tau_{J1}\tau_{J2}\cos 2\alpha_{12} + \tau_{J2}^2}},$$

$$\alpha = arctg\left[\frac{\tau_{J1}-\tau_{J2}}{\tau_{J1}+\tau_{J2}}\,tg\,\alpha_{12}\right].$$

4.2.4. Ориентировочные расчеты, выполняемые для простейших схем, обычно имеют целью:

- проверить выбранные уставки релейной защиты для заданного режима;
- найти предельное время отключения повреждения или АПВ;
- найти предельную мощность станции по условиям динамической устойчивости.

Здесь возможно применение разнообразных расчетных приемов, в том числе основанных на ручном счете с помощью логарифмической линейки, клавишных вычислительных машин, таблиц, номограмм и т.п. Указанные приемы иллюстрируются в приложении 7 на примере конкретных расчетов по уравнению (4.I).

4.2.5. Метод последовательных интервалов. Общий способ решения уравнения типа (4.I) или более сложных систем подобных уравнений заключается в их численном интегрировании. Применительно к исследованию динамической устойчивости электрической системы традиционным методом является метод последовательных интервалов. Методика расчета методом последовательных интервалов подробно освещена в [Л.4,8,II] . При рассмотренных выше допущениях величина расчетного интервала при расчетах вручную или на статических моделях энергосистем берется в пределах 0,05-0,Ie. Меньшее значение следует принимать для синхронных машин с малыми постоянными инерции T_j . В программах расчета синхронной динамической устойчивости на ЦВМ, реализующих метод последовательных интервалов, можно брать Δt = 0,02 с, если не применяются полные уравнения Парка - Горева.

4.2.6. В исследованиях динамической устойчивости в I-2 циклах изменения относительных углов синхронных машин применительно к современным автоматически регулируемым энергосистемам, содержащим протяженные линии электропередачи сверхвысокого напряжений с УПК, крупные генераторы, нередко требуется уточнение моделей генераторов и нагрузок по сравнению с упрощенным представлением неизменными ЭДС и полными сопротивлениями.

Для генераторов это прежде всего учет АРВ, а также синхронной и переходной явнополюсностей $x_d \neq x_q \neq x'_d$.
Такому представлению соответствуют уравнения (2.33). Их целесообразно использовать в записи через ЭДС E'_q

$$\left.\begin{aligned} E'_q &= E_q + i_d\,(x_q - x'_d)\,, \\ E_q &= E_\sigma + i_d\,(x_d - x_q)\,, \\ \dot{E}_\sigma &= \dot{U} + j\dot{I}\,x_q\,, \end{aligned}\right\} \qquad (4.4)$$

где $\dot{U}$ - вектор напряжения на шинах генератора;
$\dot{I}$ - вектор тока;
i_d - составляющая $\dot{I}$ по оси d;
E'_q - проекция переходной ЭДС E' на ось q;
$\dot{E}_\sigma$ - вектор фиктивной ЭДС за сопротивлением x_q.

Вектор $\dot{E}_\sigma$ совпадает с направлением поперечной оси q (его фаза точно соответствует угловому положению ротора).

Изменение потокосцепления ротора по продольной оси, обусловленное реакцией статора и действием АРВ

$$\tau'_{do} \cdot \frac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E_q\,, \qquad (4.5)$$

где E_{qe} - ЭДС, пропорциональная напряжению обмотки возбуждения.

Активная мощность генератора

$$P = u_d\, i_d + u_q\, i_q\,. \qquad (4.6)$$

Уравнение движения не зависит от допущений, сделанных при учете электромагнитных процессов

$$\omega_c \tau_J\, p s + P = M_T^*\,. \qquad (4.7)$$

Уравнения (4.4) - (4.7) образуют систему уравнений, известную как уравнения Лебедева-Жданова или уравнения Лонглея.

Уравнение (4.5) дополняется моделью АРВ, который в простейшем случае описывается уравнением апериодического звена I-го порядка с эквивалентной постоянной времени регулятора возбуждения и возбудителя. В качестве параметра регулирования используется отклонение значения напряжения на шинах генератора. Также предусматривается простейший учет ограничения напряжения возбужде-

---

*Принимается, что изменения скорости малы, при этом момент турбины равен ее мощности.

ния сверху и снизу. Описанная упрощенная модель АРВ соответствующим образом модифицируется в зависимости от конкретных особенностей системы АРВ (электромашинная, быстродействующая релейная форсировка и релейное развозбуждение и т.д.). Действие системы регулирования первичного двигателя приближенно учитывается принятием $M_T = const$, либо заданием в графической или табличной форме закона регулирования $M_T = f(t)$ при учете системы быстродействующего управления моментом первичного двигателя.

4.2.7. Уточнение модели нагрузки может быть достигнуто различными способами (см.гл.6). В рассматриваемых уравнениях целесообразно учитывать зависимость эквивалентного полного сопротивления комплексной нагрузки от изменения напряжения нагрузочного узла в переходном процессе. Это может быть сделано, например, вычислением на каждом расчетном интервале результирующего полного сопротивления схемы замещения эквивалентного асинхронного электродвигателя по текущим значениям его скольжения и напряжения нагрузочного узла, используя уравнение движения двигателя. При этом параметры схемы замещения, электрические и механические характеристики двигателя приближенно описывают усредненные динамические характеристики узла нагрузки.

4.3. Исследование динамической устойчивости при уточненном моделировании синхронных машин и нагрузок

4.3.I. Уточнение моделей синхронных машин и нагрузок при исследованиях динамической устойчивости возможно по двум направлениям:

I) использование более полного математического описания переходных процессов в элементах электрической системы на основе точных уравнений Парка - Горева;

2) уточнение моделей, описываемых упрощенными уравнениями, введением дополнительных слагаемых, коэффициентов, полуэмпирических зависимостей и т.п.

Рамки первого направления ограничиваются не только трудностями вычислительного порядка, но главным образом неточным знанием необходимых параметров элементов электрической системы, что

может привести к большей погрешности результатов по сравнению с погрешностями, обусловленными упрощением моделей. Использование уравнений Парка - Горева для моделирования синхронных машин требует уточнения модели их систем АРВ и АРС. Детальное моделирование всех элементов этих устройств, включая дифференциальные уравнения, связывающие передаточные функции отдельных частей регулятора, а также инерционность и насыщение магнитных цепей, практически осуществимо главным образом для простых схем и в специальных случаях.

4.3.2. Для практических целей часто используют уравнения Лебедева - Жданова, уточняя модели АРВ и АРС [Л.57,58]. Применяют представление системы регулирования с упрощенным разделением элементов регулятора и выделением каналов по отклонениям и производным тех или иных режимных параметров. В большинстве случаев допустимо использовать модель АРВ, отображающую как обычное пропорциональное, так и сильное регулирование по отклонению и первым производным тока, напряжения и частоты с релейной форсировкой возбуждения при снижении напряжения на шинах генератора до заданной уставки U_{ϕ}:

$$\left.\begin{aligned} &\tau_e \frac{dE_{qe}}{dt} = E_{qe(o)} + K_I \cdot I + K_{I'} \frac{dI}{dt} + K_U (U_o - U) + \\ &+ K_{U'} \frac{dU}{dt} + K_f \Delta f + K_{f'} \frac{d\Delta f}{dt} - E_{qe} \,, \\ &E_{qe\,мин} \leq E_{qe} \leq E_{qe\,макс} \,, \\ &E_{qe} = E_{qe\,макс} \text{ при } U < U_{\phi} \,, \end{aligned}\right\} \quad (4.8)$$

где τ_e - эквивалентная постоянная системы АРВ;

$E_{qe(o)}$ - независимая составляющая напряжения возбуждения;

$K_I, K_{I'}, K_U, K_{U'}, K_f, K_{f'}$ – коэффициенты регулирования по току, напряжению, отклонению частоты и их производным;

U_o – уставка АРВ по напряжению статора;

U_ϕ – уставка АРВ по релейной форсировке возбуждения.

При необходимости эта модель может дополняться учетом постоянных времени по отдельным каналам регулирования и регулятора в целом.

4.3.3. Модель системы регулирования скорости первичного двигателя учитывается апериодическим звеном I-го порядка с введением ограничений

$$\left.\begin{aligned} &\tau_p \cdot \frac{dP_T}{dt} = P_{TO} - P_T - \frac{S}{\sigma}\ , \\ &P_{T.мин} \le P_T \le P_{T.макс}\ , \\ &\Delta P_{T.мин} \le \Delta P_T \le \Delta P_{T.макс}\ , \end{aligned}\right\} \qquad (4.9)$$

где τ_p – постоянная времени регулятора;

P_{TO} – уставка регулятора по мощности;

S – скольжение генератора относительно синхронной оси;

σ – коэффициент статизма регулятора;

ΔP_T – приращение мощности первичного двигателя за шаг интегрирования;

$\Delta P_{T.мин}, \Delta P_{T.макс}$ – приращения мощности первичного двигателя за шаг интегрирования, соответствующие минимальной и максимальной скоростям открытия (закрытия) регулирующих клапанов.

Уставку P_{TO} можно изменять по некоторому закону в функции времени.

4.3.4. Уточнение модели комплексной нагрузки при использовании уточненных моделей генераторов и их систем регулирования достигается детализацией моделей отдельных потребителей и главным образом асинхронных двигателей, которые могут описываться дифференциальными уравнениями, учитывающими электромагнитные и электромеханические переходные процессы (см. гл. 6).

4.3.5. Строгий учет влияния успокоительных контуров синхронных машин в электромеханическом переходном процессе возможен только при использовании уравнений Парка – Горева. Для приближенных

уравнений этот учет сводится к вычислению асинхронных мощностей генераторов P_{ac} и дополнительных тормозных моментов ΔP, возникающих при резких изменениях режима. Простейшей оценкой этих факторов служит введение в уравнение движения синхронной машины соответствующих слагаемых

$$T_J \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - (P + P_{ac} + \Delta P). \quad (4.10)$$

4.3.6. В тех случаях, когда генераторы представлены неизменной переходной ЭДС E', а нагрузки - постоянными полными сопротивлениями (т.е. электрическая сеть описана собственными и взаимными проводимостями генераторов, включающими в себя сопротивления x'_d), асинхронная мощность может быть вычислена по соотношению [Л.3]

$$P_{ac(i)} = P_{ac(ii)} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_{ac(ij)}, \quad (4.11)$$

где собственная асинхронная мощность i-го генератора

$$P_{ac(ii)} = (E'_{(i)})^2 y_{ii} \sin\alpha_{ii} k \frac{s_i}{1+s_i};$$

k_i - частотный регулирующий эффект нагрузки в i-м узле.

Составляющая $P_{ac\,(ii)}$ учитывает изменение мощностей нагрузок от частоты; средняя асинхронная мощность от взаимного скольжения между генераторами i, j выражается формулой

$$P_{ac(ij)} = \left(\frac{E'_{(j)}\, x'_{d(i)}\, y_{ij}}{U_{iH}}\right)^2 \cdot M_{ac(i)},$$

где $M_{ac(i)} = f(s_{ij})$ берется из кривой среднего асинхронного момента генератора при номинальном напряжении. Для исследований динамической устойчивости достаточно иметь начальный участок кривой до значений $s < 0{,}1$.

4.3.7. Дополнительное торможение при КЗ вблизи шин генератора наиболее упрощенно можно оценивать по формуле [Л.3]

$$\Delta P = U_r^2 M_{ac(s=1)} \cdot \frac{(x''_d)^2}{(x''_d + x_{\beta H})^2} \cdot e^{-\frac{2t}{\tau_a}}, \quad (4.12)$$

где $U_г$ - напряжение на шинах генератора до КЗ;
$x_{вн}$ - электрическая удаленность генератора от точки КЗ;
T_a - постоянная времени цепи статора при замкнутой цепи ротора.

Необходимо иметь в виду, что при несимметричных, а также удаленных от шин генератора трехфазных КЗ влияние указанного тормозного момента на изменения угла δ невелико. Для более строгого учета влияния успокоительных контуров можно преобразовать уравнения Парка-Горева с использованием сверхпереходных параметров и получить связь между сверхпереходными ЭДС и проекциями напряжения генератора на оси d, q:

$$u_q = E''_q + i_d x''_d - r i_q,$$
$$u_d = E''_d - i_q x''_q - r i_d. \qquad (4.13)$$

4.4. Применение ЦВМ для расчетов динамической устойчивости

4.4.1. Исследования динамической устойчивости отдельного генератора, группы генераторов или узла нагрузки в простых схемах на аналоговых машинах и электродинамических моделях целесообразно выполнять по специально разработанным экспериментальным программам узкого назначения, составление и отладка которых не должны требовать больших трудозатрат. Могут быть также использованы эталонные программы. При этом необходимо иметь в виду, что те и другие программы, как правило, не содержат достаточного количества средств автоматизации и сервисных подпрограмм обработки исходных данных и результатов расчета. Это может увеличить трудозатраты в случае проведения больших серий расчетов.

4.4.2. Для расчетов динамической устойчивости сложных энергосистем необходимо применять программы расчета электромеханических переходных процессов, образующие единый комплекс с программами расчета установившегося режима и считывающие с внешних запоминающих устройств ЦВМ параметры элементов схемы замещения и параметры режима, проверяемого на устойчивость, см., например, [Л.59]. В результате обеспечивается значительное сокраще-

ние трудозатрат и исключается появление ошибок по сравнению с ручной подготовкой указанной информации. Разработанные программы для ЦВМ второго и третьего поколений предназначены главным образом для исследования устойчивости при эксплуатации энергосистем, когда имеется необходимое количество достоверной исходной информации. Эффективность этих программ при выполнении проектных расчетов проявляется в меньшей степени.

4.4.3. Указанные программы предусматривают выполнение расчетов с непосредственным выходом на пульт ЦВМ инженера или оператора, знакомого со спецификой и возможностями программ, который может контролировать ход расчета и при необходимости вмешиваться в него, особенно на этапах начальных расчетов установившегося режима и динамической устойчивости. Возложение этой работы на операторов, не знакомых со спецификой расчетов и особенностями программ, ведет к значительному перерасходу машинного времени и увеличению сроков выполнения исследования. Последующие этапы расчетов можно проводить методом операторского счета при условии продуманной и тщательной организации расчетов.

4.4.4. При выборе тех или иных программ и использовании их для конкретного исследования динамической устойчивости электрической системы необходимо учитывать особенности реализованных в них алгоритмов и методик.

4.4.5. Увеличение отрезка времени, в течение которого рассматривается электромеханический переходный процесс, даже при использовании точных методов численного интегрирования, требует правильного выбора шага интегрирования, особенно в том случае, когда метод не предусматривает оценки накапливающейся погрешности. На этот выбор, с другой стороны, влияет и уточнение моделей генераторов и нагрузок, с которым связано появление малых постоянных времени, например успокоительных контуров ротора и звеньев систем регулирования синхронных машин. В любом случае следует исходить из приближенной оценки шага интегрирования $\Delta t \approx 0{,}2T$, где T - наименьшая из постоянных времени.

4.4.6. Выполняя проектные исследования динамической устойчивости с помощью ЦВМ, необходимо выполнять пробный расчет для каждого расчетного случая с целью получения информации о степени снижения напряжения в нагрузочных узлах. Это даст возможность

уточнить способ представления нагрузок в основных расчетах [Л.60,61].

4.4.7. Следует обращать внимание на организацию выдачи информации об электромеханическом переходном процессе. С увеличением числа генераторов и нагрузок снижается наглядность графической информации, резко возрастает объем табличного материала и тем самым затрудняется анализ и обработка результатов. Применяемые в настоящее время программы не содержат специальных подпрограмм для систематизации, обработки или преобразования информации об электромеханическом переходном процессе в удобную для анализа форму.

Целесообразно осуществлять подробную выдачу только в нескольких начальных расчетах, после выполнения которых можно уточнить и сократить объем требуемой информации для дальнейших расчетов.

Глава 5. РЕЗУЛЬТИРУЮЩАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

5.1. Основные положения

5.1.1. В зависимости от причины и характера нарушения устойчивости системы и других факторов следует различать:

- продолжительный асинхронный режим, для ликвидации которого потребуется разделение системы на отдельные несинхронно работающие части;
- кратковременный асинхронный режим, завершающийся ресинхронизацией.

В последнем случае считается, что в системе обеспечивается результирующая устойчивость [Л.1,10,11]. Во многих случаях самопроизвольная ресинхронизация после нарушения устойчивости происходит без применения каких-либо специальных мероприятий и устройств автоматики [Л.62-64]. Этому способствует ряд факторов, основными из которых являются: асинхронные и синхронные моменты вращения генераторов, средства автоматического регулирования возбуждения и скорости вращения агрегатов, автоматическая частотная разгрузка системы и т.п.

5.1.2. В тех случаях нарушения устойчивости, когда предел

передаваемой мощности по линии в послеаварийном режиме ниже мощности, передававшейся по электропередаче в нормальном режиме, для обеспечения результирующей устойчивости следует проверить эффективность специальных мероприятий по ограничению величины передачи мощности по линии. При этом нужно учитывать, что, если в переходном процессе после нарушения устойчивости произойдет временная ресинхронизация, то вслед за этим синхронизм вновь будет нарушен, как только передача мощности по линии превысит значение предела статической устойчивости. Для обеспечения результирующей устойчивости в подобных случаях необходимо применять следующие мероприятия: в передающей части системы - ограничение мощности агрегатов, отключение части агрегатов; в приемной части системы - частотный запуск резервных гидрогенераторов, перевод генераторов, работающих в режиме СК, в режим выдачи активной мощности, автоматическую частотную разгрузку. Выбор тех или иных мероприятий определяется конкретными условиями.

5.I.3. При нарушениях устойчивости на линиях, связывающих крупные объединенные энергосистемы с небольшими по мощности энергосистемами, работающими постоянно в режиме потребления при отсутствии резерва мощности, могут иметь место случаи, когда мощность, отключенная устройствами АЧР, недостаточна для восстановления частоты в дефицитном районе до значения, при котором возможна ресинхронизация. Невозможность ресинхронизации может быть обусловлена тем, что часть устройств АЧР может при асинхронном ходе не срабатывать или значения уставки медленно действующих очередей АЧР-П ниже частоты ресинхронизации. В результате этого в системе возникает длительный асинхронный ход с небольшой разностью частот. Для предотвращения этого явления в энергосистемах объем и уставки АЧР следует выбирать с учетом асинхронных режимов так, чтобы обеспечивался подъем частоты до значений, необходимых для ресинхронизации, или применяют схемы с автоматическим подъемом уставок возврата АЧР-П, обеспечивающим срабатывание очередей АЧР-П и подъем частоты до тех пор, пока не произойдет ресинхронизация.

5.I.4. Основной задачей определения результирующей устойчивости является выяснение возможности ресинхронизации после нарушения синхронизма. В ряде случаев для этого не требуется прове-

дения специальных расчетов и могут быть использованы результаты экспериментов, проведенных в энергосистеме, а также данные опыта эксплуатации по применению кратковременных асинхронных режимов в аналогичных условиях.

В отдельных случаях для простых схем определение возможности ресинхронизации может быть выполнено на основе практических критериев с проведением несложных расчетов. Например, для схемы генератор - шины неизменного напряжения в ряде случаев вопрос о ресинхронизации решается по характеристике изменения частоты вращения.

5.1.5. Одной из задач анализа устойчивости сложных энергосистем является определение условий, при которых асинхронный ход не приводит к дополнительным нарушениям устойчивости, и разработка соответствующих мероприятий по предотвращению таких нарушений устойчивости и определению условий ресинхронизации.

5.1.6. Определение возможности сохранения результирующей устойчивости следует проводить как для эксплуатируемых энергосистем, так и для вновь проектируемых.

Конечная цель, которая при этом преследуется, заключается в том, чтобы установить, возможна ли самопроизвольная ресинхронизация после нарушения устойчивости. Если быстрая и самопроизвольная ресинхронизация не обеспечивается или происходит нарушение работы ответственных потребителей, то на основании расчетов устанавливаются дополнительные мероприятия, способствующие сохранению результирующей устойчивости, сокращению длительности асинхронного режима и уменьшению отрицательного влияния этих режимов на потребителей. Одновременно должен быть решен вопрос о допустимости и целесообразности обеспечения результирующей устойчивости в системе. В случае, если ориентация на ресинхронизацию нецелесообразна, определяется порядок ликвидации асинхронного режима делением системы на отдельные несинхронные части.

5.1.7. Решение задачи определения результирующей устойчивости проводится в следующей последовательности:

I) оценивается возможность ресинхронизации в рассматриваемом случае по результатам испытаний и по данным опыта эксплуатации в аналогичных условиях. Если эта оценка указывает на то, что результирующая устойчивость обеспечивается с большим запасом, то дальнейшие расчеты могут не проводиться;

2) определяется возможность сохранения результирующей устойчивости на основе простейших расчетов и практических критериев. Так же, как и в п.1, если условия ресинхронизации выполняются с большим запасом, то дальнейшие расчеты не проводятся;

3) проводится более подробный анализ с помощью вычислительных устройств, если на основе способов, указанных в двух предыдущих пунктах, не представляется возможным решить вопрос о ресинхронизации или они дают сомнительный результат (с малыми запасами), или указывают на неустойчивость .

Такой анализ может потребовать решения ряда специальных вопросов, например при уточнении требований к устройствам релейной защиты, системной автоматики и т.д;

4) определяются условия, облегчающие восстановление параллельной работы, если результаты расчетов по п.3 показывают, что ресинхронизация не обеспечивается;

5) выносится окончательное решение после проведения испытаний в энергосистеме о возможности ресинхронизации, о допустимости или недопустимости кратковременного асинхронного режима.

5.1.8. При анализе результирующей устойчивости системы необходимо учитывать поведение нагрузки при асинхронном режиме. При этом следует иметь в виду, что нарушение электроснабжения нагрузки возможно и в период, предшествующий возникновению асинхронного режима в системе. В частности, если асинхронный ход в системе возник вследствие нарушения динамической устойчивости системы при коротком замыкании или вследствие НАПВ, то следует оценить поведение нагрузки во время короткого замыкания или непосредственно в момент НАПВ в системе [Л.64]. После того как проведена указанная проверка и установлено, что электроснабжение нагрузки в период, предшествующий возникновению асинхронного хода в системе, существенно не нарушается, рассчитываются переходные процессы в узле нагрузки при асинхронном режиме в системе.

Следует учитывать также, что начальное возмущение (обычно короткое замыкание на линии электропередачи) и последующий асинхронный режим могут вызвать самоотключения значительной части нагрузки: по имеющимся данным, в тех узлах, где напряжение снижается более чем на 30-50%, возможен сброс до 50% нагрузки. Это обстоятельство может привести к существенному изменению ба-

ланса мощности в системе и, следовательно, сказаться на характере изменения частоты. Изменение нагрузки из-за самоотключений потребителей целесообразно учитывать тогда, когда этот фактор может ухудшить условия ресинхронизации. Расчеты в этом случае выполняются по общей методике , но при введении соответствующих изменений в величины нагрузок в узлах.

5.I.9. Аналитические расчеты результирующей устойчивости могут быть выполнены для схем, содержащих:

- эквивалентный генератор, работающий на шины неизменного напряжения;
- два эквивалентных генератора соизмеримой мощности;
- три эквивалентных генератора.

При большем числе эквивалентных генераторов исследования проводятся с применением вычислительных устройств или электродинамических моделей энергосистем.

5.2. Упрощенные расчеты результирующей устойчивости

5.2.I. При упрощенных расчетах результирующей устойчивости принимаются следующие основные допущения:

- постоянство переходной ЭДС генератора, в соответствии с чем в схему замещения генератора вводятся ЭДС E' и реактивное сопротивление x'_d;
- местная нагрузка вводится в схему замещения постоянным сопротивлением $\dot{Z}_н$;
- условием обеспечения результирующей устойчивости принимается переход скольжения через нуль, хотя при строгом решении требуется исследовать возможность продолжения асинхронного хода с противоположным знаком скольжения. для обычных условий эксплуатации принятое упрощение является вполне приемлемым[1].

---

[1] При необходимости подробные расчеты результирующей устойчивости с учетом возможности сохранения асинхронного режима после изменения знака скольжения могут выполняться аналитически [Л.65] или с помощью вычислительных машин.

5.2.2. Основные расчетные случаи для упрощенной оценки результирующей устойчивости выбираются на основании рис.5.I. В случае, показанном на рис.5.I, *г*, следует учитывать, что токи подпитки от компенсатора во время асинхронного режима, увеличивая потери мощности, создают дополнительное торможение генераторов, испытывающих и без того дефицит мощности. Это обстоятельство препятствует ресинхронизации. Отключение СК в асинхронном режиме в ряде случаев способствует ресинхронизации. При составлении расчетной схемы СК вводится в схему замещения переходным сопротивлением x'_d и ЭДС E' и совместно с генератором рассматривается как один эквивалентный генератор, т.е. схема приводится к виду рис.5.I,*в*.

5.2.3. В случае работы генератора на шины мощной энергосистемы при отсутствии местной нагрузки (см.рис.5.I,*а*) следует учитывать, что наиболее существенным процессом при отключении линии электропередачи вследствие короткого замыкания или ошибочного действия персонала, а также при возникновении короткого замыкания на отходящей линии или в цикле НАПВ является повышение частоты вращения агрегата.

5.2.4. Скольжение к концу бестоковой паузы НАПВ или к моменту отключения трехфазного короткого замыкания определяется из уравнения движения ротора (отн.ед.)

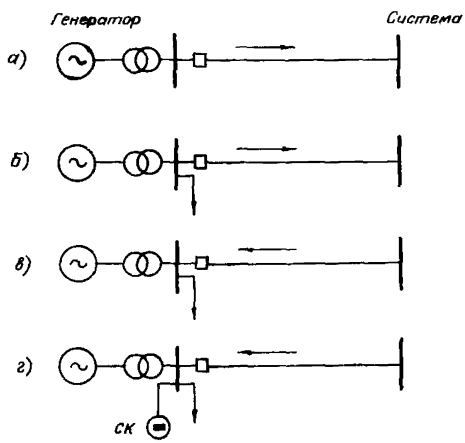


Рис.5.I. Схемы простейшей энергосистемы:
а – генератор – шины мощной энергосистемы;
б – схема передачи мощности от генератора с местной нагрузкой в энергосистему; *в* – схема передачи мощности от мощной энергосистемы к генераторам с местной нагрузкой;
г – то же при наличии синхронного компенсатора

$$\tau_J \frac{ds}{dt} = M_T - M_{11}, \qquad (5.1)$$

где M_{11} – собственный момент генератора, определяемый потерями мощности в линии передачи от токов КЗ.

Для гидрогенераторов момент турбины при сбросе нагрузки определяется следующей приближенной зависимостью [Л.66] :

$$M_T = M_{TO}\left(1 - \frac{t}{t_з}\right) + M_{торм}\frac{t}{t_з}, \qquad (5.2)$$

где M_{TO} – момент турбины в режиме, предшествующем отключению линии передачи, отн.ед.;

$t_з$ – время полного закрытия направляющего аппарата турбины при сбросе нагрузки M_{TO}, с;

$M_{торм}$ – тормозной момент турбины, отн.ед.

Закон изменения скольжения

$$s = \frac{t}{\tau_J}\left[M_{TO}\left(1 - \frac{t}{2t_з}\right) + M_{торм}\frac{t}{2t_з} - M_{11}\right]. \qquad (5.3)$$

Расчет по (5.3) проводится, если длительность цикла НАПВ $(t_{НАПВ})$ или длительность короткого замыкания $(t_{КЗ})$ не превышает времени $t_з$.

При $t_{НАПВ} > t_з$ и $t_{КЗ} > t_з$ скольжение для турбогенераторов и гидрогенераторов определяется по характеристике сброса нагрузки или по статической характеристике агрегата.

5.2.5. Характеристика изменения частоты вращения гидрогенераторов после сброса нагрузки, как правило, имеет перерегулирование (рис.5.2,*а*) и, следовательно, она благоприятна с точки зрения ресинхронизации, так как при снижении среднего значения скольжения до величины $s < s_{ср.доп.}$ генератор может втянуться в синхронизм под действием взаимного момента [Л.65] . Поэтому для гидрогенераторов при отсутствии местной нагрузки и малых потерях в линиях передачи можно определять возможность ресинхронизации без проведения расчетов, основываясь только на характеристике изменения скорости вращения при сбросе нагрузки, примерный характер которой представлен на рис.5.2,*а*. Наличие перерегулирования, т.е. перехода скольжения через нуль, свидетельствует о сохранении результирующей устойчивости.

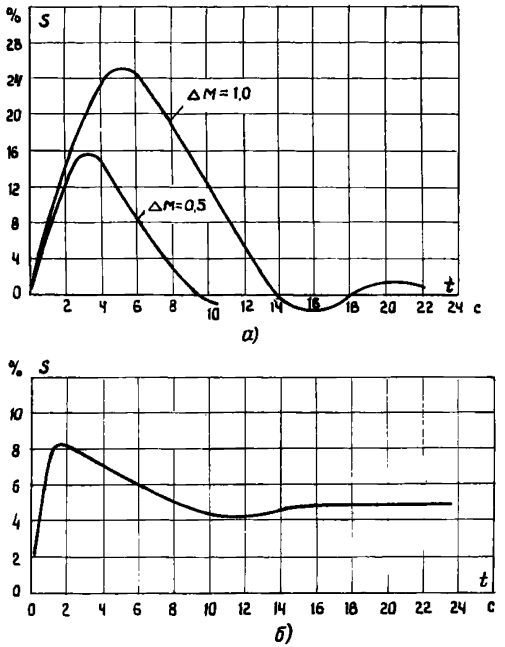


Рис.5.2. Изменение скольжения при сбросе нагрузки:
а – гидрогенератора; *б* – турбогенератора

5.2.6. У турбогенераторов (см.рис.5.2, *б*) и отдельных типов гидрогенераторов, характеристика которых не имеет перерегулирования или оно незначительно, а также в случае отсутствия экспериментальной зависимости $s = f(t)$ определение возможности ресинхронизации производится на основании следующего условия:

$$\left| s_{уст} \right| < s_{ср\,доп}. \qquad (5.4)$$

Входящее в критерий (5.4) установившееся скольжение $s_{уст}$ определяется по следующему выражению (все величины в относительных единицах):

$$s_{уст} = (M_{то} - M_{ас} - M_{11})\,\sigma\,, \qquad (5.5)$$

где σ – определенный экспериментально или расчетный коэффициент статизма регулятора частоты вращения турбины;

$M_{ас}$ – средний асинхронный момент, развиваемый генератором в асинхронном режиме[1].

Среднее допустимое скольжение $(s_{ср.доп})$ определяется в относительных единицах по выражению

$$s_{ср.доп} = \sqrt{\frac{M_{12}}{314 T_J}}\,, \qquad (5.6)$$

где M_{12} – взаимный момент, отн.ед.;

T_J – механическая постоянная инерции, с.

Выражения (5.4) – (5.6) учитывают только статические характеристики регулирования частоты вращения и могут применяться для определения возможности ресинхронизации при возникновении асинхронного режима по любой причине и вне зависимости от числа цепей электропередачи.

Примеры расчетов возможности ресинхронизации приведены в приложении 8.

5.2.7. При выполнении аналитических расчетов условий ресинхронизации следует учитывать, что величины моментов на валу в этих расчетах иногда относят к значению $M_{ном}$ (так принято на рис.5.2 и в приложении 8). При использовании обычных относительных единиц, в частности в выражении (5.6), базисной является кажущаяся мощность. Для перехода от первых единиц ко вторым следует учитывать, что $P_{ном} = S_{ном} \cos \varphi_{ном}$.

5.2.8. Расчеты возможности ресинхронизации генераторов избыточной части системы при наличии местной нагрузки (см.рис.5.1,*б*) отличаются тем, что при отключении линии генератор сбрасывает только часть нагрузки. Изменение момента турбины за время цикла

---

[1] В приближенных расчетах величина $M_{ас}$ может быть принята постоянной и равной среднему асинхронному моменту, определенному при скольжении, равном критическому $(s = s_{кр})$.

АПВ* определяется по (5.2)

$$M_T = (M_{TO} - M_{11(0)}) \cdot (1 - \frac{t}{t_з}) + M_{11(0)} ;$$

местная нагрузка учитывается в значении M_{11}.

Изменение скольжения за время t определяется выражением

$$s = \frac{t}{T_J} \left[(M_{TO} - M_{11(0)}) - (M_{TO} - M_{TOPM}) \frac{t}{2t_з} \right], \quad (5.7)$$

где $M_{11(0)}$ - собственный момент генератора после отключения линии передачи, определяемый по электрическому расчету и зависящий в основном от мощности местной нагрузки (для случая НАПВ);

$t_з$ - время закрытия направляющего аппарата, соответствующее сбросу нагрузки от M_{TO} до $M_{11(0)}$.

далее определяются значения $s_{уст}$ и $s_{ср.доп}$ и проводится их сравнение.

5.2.9. В схему замещения нагрузка вводится постоянным сопротивлением $\dot{Z}_н$ в соответствии с выражением

$$\dot{Z}_н = \frac{U^2}{S_н} (\cos \varphi_н + j \sin \varphi_н),$$

где U - напряжение в точке подключения нагрузки;

$S_н, \cos \varphi_н$ - мощность и коэффициент мощности нагрузки.

Генератор вводится в схему замещения ЭДС E' и реактивным сопротивлением x'_d. После НАПВ или отключения короткого замыкания имеем

$$\dot{Z}_н = jx'_d + \frac{\dot{Z}_н \dot{Z}_{вн}}{\dot{Z}_н + \dot{Z}_{вн}} = r + jx ,$$

где $\dot{Z}_{вн}$ - внешнее сопротивление схемы, состоящее из сопротивлений трансформатора и линии передачи.

---

*Если отключению линии предшествует близкое трехфазное КЗ, то сброс нагрузки в этот период может быть больше. Если $t_{НАПВ} \gg t_{КЗ}$, то это обстоятельство можно не учитывать.

5.2.10. Для генераторов, работающих в дефицитной части системы (см.рис.5.1,*в*), наиболее существенным процессом является снижение частоты вращения после нарушения синхронизма. При отсутствии резерва мощности, что является наиболее тяжелым случаем, изменение скольжения за время цикла НАПВ определяется по выражению:

$$s = \frac{\Delta M}{\tau_J} t_{НАПВ} , \qquad (5.8)$$

где $\Delta M = - M_{11(0)} + M_{TO}$.

5.2.11. После НАПВ линии или после отключения короткого замыкания характер процесса определяется соотношением моментов турбины и электромагнитного момента генератора. Здесь возможны два случая:

1) $M_T + M_{ac} > M_{11}$;

2) $M_T + M_{ac} < M_{11}$.

В первом случае частота вращения будет возрастать и генератор достигнет синхронной частоты приближенно за время

$$t = \frac{s_0 \tau_J}{\Delta M} , \qquad (5.9)$$

где $\Delta M = M_T + M_{ac} - M_{11}$,

s_0 - скольжение в момент НАПВ.

Во втором случае понижение частоты вращения будет продолжаться до тех пор, пока под действием частотной разгрузки не будет отключена такая мощность, что значение ΔM станет положительным.

Пример расчета условий ресинхронизации генераторов дефицитной части энергосистемы см. в приложении 8 (пример 3).

5.2.12. Условия ресинхронизации двух генераторов соизмеримой мощности (рис.5.3) имеют ту особенность, что при наличии перетока мощности в предшествующем режиме разрыв связи или нарушение устойчивости при сохранении связи приводит в одной части системы к повышению частоты, в то время как в другой части системы происходит понижение частоты. Взаимное скольжение s_{12} определяется как разность скольжений каждого из эквивалентных генераторов

по отношению к синхронной частоте вращения[1]:

$$s_{12} = s_1 - s_2 .$$

Значения скольжений s_1 и s_2 за время цикла НАПВ при приближенном учете действия регуляторов скорости определяются по выражениям (5.3) или (5.7) в зависимости от наличия или отсутствия местной нагрузки после разрыва связи между генераторами. При сбросе нагрузки первым генератором и набросе нагрузки на второй генератор знак s_1 будет отрицательным, а знак s_2 - положительным. Взаимное скольжение при этом будет равно сумме абсолютных значений скольжений отдельных генераторов.

5.2.13. Расчет результирующей устойчивости для двух генераторов может быть сведен к расчету устойчивости для случая генератор - шины мощной системы. Уравнения движения роторов эквивалентных агрегатов для каждой из частей системы

$$\tau_{J1}\frac{ds_1}{dt} = M_{T1} - M_{э1} = M_{T1} - M_{11} - M_{12}\sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) - M_{ac1} \qquad (5.10)$$

$$\tau_{J2}\frac{ds_2}{dt} = M_{T2} - M_{э2} = M_{T2} - M_{22} + M_{12}\sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + M_{ac2}, \qquad (5.11)$$

где $M_{э1}$ и $M_{э2}$ - электрические мощности;

M_{ac1} и M_{ac2} - средние асинхронные моменты, развиваемые генераторами I и 2 в асинхронном режиме,

α_{12} - угол, дополняющий до 90^0 импедансный угол системы.

Относительное движение генераторов, описываемых выражениями (5.10) и (5.11), определяется уравнением

$$\tau_{J12}\frac{ds_{12}}{dt} = M_{T12} - M_{э12}, \qquad (5.12)$$

которое по структуре совпадает с уравнением движения ротора генератора, работающего на шины мощной системы.

---

[1] При коротком замыкании в системе иногда возможен случай, когда и первая и вторая части системы испытывают сброс нагрузки и разгоняются за время КЗ. Однако здесь рассматривается более тяжелый случай, когда знаки скольжений отдельных частей системы различны.

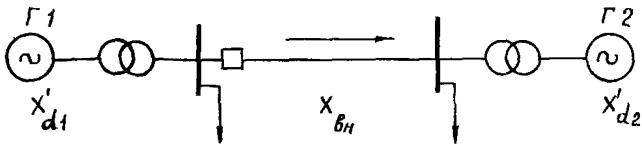


Рис.5.3. Схема параллельной работы двух генераторов соизмеримой мощности

Здесь T_{J12} - эквивалентная постоянная инерции, равная

$$T_{J12} = \frac{T_{J1} T_{J2}}{T_{J1} + T_{J2}}$$

M_{T12} - эквивалентный момент турбины, равный

$$M_{T12} = \frac{T_{J2} M_{T1} - T_{J1} M_{T2}}{T_{J1} + T_{J2}};$$

$M_{эл12}$ - эквивалентный электромагнитный момент, равный

$$M_{эл12} = \frac{T_{J2}(M_{11} + M_{ac1}) - T_{J1}(M_{22} + M_{ac1}) + M_{12}[T_{J1} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + T_{J2} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})]}{T_{J1} + T_{J2}},$$

где

$$M_{12} = \frac{E'_1 E'_2}{x'_{d1} + x'_{d2} + x_{вн}}.$$

5.2.I4. Для данного случая основной критерий ресинхронизации (5.4) используется в виде

$$|S_{12\,уст}| < S_{12\,ср.доп.}. \qquad (5.I3)$$

Установившееся скольжение определяется по выражению (5.5)

$$S_{12\,уст} = (M_{T10} - M_{11} - M_{ac1})\delta_1 - (M_{T20} - M_{22} + M_{ac2})\delta_2, \qquad (5.I4)$$

где M_{T10} и M_{T20} - начальные моменты турбин генераторов I и 2 до отключения линии передачи или до нарушения устойчивости, если последнее происходит без разрыва связи между ними.

Среднедопустимое скольжение определяется аналогично (5.6)

$$s_{12\,ср.доп} = \sqrt{\frac{M_{12}}{314 T_{J12}}} \,. \qquad (5.15)$$

5.2.15. При расчете ресинхронизации двух генераторов соизмеримой мощности следует учитывать особенности определения асинхронных моментов. В рассматриваемом случае, помимо асинхронного момента генератора I, возникает также асинхронный момент в генераторе 2. При этом, когда генератор I вследствие сброса нагрузки увеличивает свою частоту вращения, торможению машины I способствует не только момент M_{11} и средний асинхронный момент генератора I, но также и средний асинхронный момент генератора 2, так как для генератора I потери мощности в контурах ротора генератора 2, вызванные асинхронным ходом при отрицательном скольжении $s_{12} = s_1 - s_2$, являются дополнительным тормозным моментом [Л.20].

Таким образом, избыточный тормозной момент ΔM_1, действующий в данном режиме на генератор 1, определяется выражением

$$\Delta M_1 = M_{11} + M'_{ac1}(s_{12}) + M'_{ac2}(s_{12}) - M_{T1} \,. \qquad (5.16)$$

В то же время средний асинхронный момент генератора 2 будет ускоряющим для этого генератора (средний асинхронный момент изменит свой знак вследствие изменения знака скольжения), в сторону ускорения генератора 2 будет действовать также средний асинхронный момент генератора I. Избыточный ускоряющий момент, действующий на генератор 2, определяется выражением

$$\Delta M_2 = M_{T2} + M'_{ac2}(s_{12}) + M'_{ac1}(s_{12}) - M_{22} \,, \qquad (5.17)$$

где $M'_{ac1}(s_{12})$ – составляющая асинхронного момента генератора I, вызванного несинхронной работой его относительно генератора 2, приближенно определяется выражением

$$M'_{ac1}(s_{12}) = M_{ac.ном1} \left(\frac{x'_{d1}}{x'_{d1} + x'_{d2} + x_{вн}} \frac{E'_2}{} \right)^2 ; \qquad (5.18)$$

$M'_{ac2}(s_{12})$ – составляющая асинхронного момента генератора 2, вызванного несинхронной его работой относительно генератора I, приближенно определяется выражением

$$M'_{ac2}(s_{12}) = M_{ac.ном2}\left(\frac{x'_{d2}\ E'_1}{x'_{d1}+x'_{d2}+x_{вн}}\right), \qquad (5.19)$$

где $M_{ac.ном}$ - максимальное значение асинхронного момента, возникающего при номинальном напряжении на шинах генератора.

Полный средний асинхронный момент, действующий на каждый из генераторов и способствующий их ресинхронизации, определяется суммой двух составляющих моментов

$$\left|M_{ac1}\right| = \left|M_{ac2}\right| = \left|M'_{ac1}(s_{12})\right| + \left|M'_{ac2}(s_{12})\right|. \qquad (5.20)$$

5.2.16. В схеме, содержащей три и более эквивалентных генератора, помимо явлений, характерных для рассмотренных выше простых схем, возникают дополнительные явления, связанные с влиянием асинхронного хода одного из генераторов на другие генераторы, работающие синхронно.

Аналитическое исследование результирующей устойчивости слож-

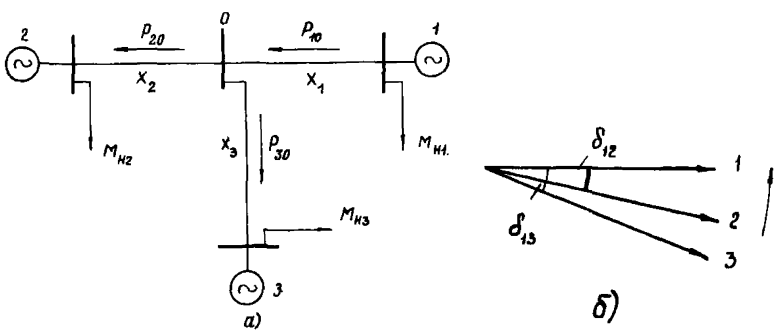


Рис.5.4. Параллельная работа трех эквивалентных генераторов: *а* - схема; *б* - векторная диаграмма

ной системы представляет значительные трудности вследствие необходимости решения большого числа нелинейных дифференциальных уравнений переходных процессов. Поэтому подобные исследования следует выполнять с помощью ЦВМ.

5.2.I7. Если сложная система может быть приближенно представлена тремя связанными между собой эквивалентными генераторами (рис.5,4,*а*), то приближенный анализ результирующей устойчивости может проводиться с помощью рассматриваемых ниже практических критериев без расчета всего переходного процесса.

5.2.I8. Если в системе, изображенной на рис.5.4,*а*, по тем или иным причинам возник асинхронный режим генератора I, то нужно считаться со следующими возможностями:

а) через некоторый промежуток времени генератор I ресинхронизируется, не вызвав в системе никаких дополнительных нарушений устойчивости, т.е. результирующая устойчивость обеспечивается;

б) генератор I не ресинхронизируется и возникает длительный асинхронный режим, не вызывающий, однако, нарушения синхронизма между генераторами 2 и 3;

в) в результате асинхронного режима (кратковременного или длительного) генератора I нарушается синхронизм между генераторами 2 и 3;

г) происходит ресинхронизация между генератором I и одним из генераторов, работавших ранее синхронно, но второй из последних выпадает из синхронизма.

5.2.I9. В случаях, указанных в пп. б,в,г, результирующая устойчивость не сохраняется, и необходимо принять специальные меры для восстановления нормальной работы энергосистемы. Поэтому анализ результирующей устойчивости сложных энергосистем в отличие от рассмотренных выше простейших схем нельзя ограничивать только оценкой возможности ресинхронизации, необходим также анализ влияния асинхронного режима по рассматриваемой электропередаче на работу других частей энергосистемы и, в частности, проверка сохранения синхронизма между ними и сохранения устойчивости работы потребителей.

5.2.20. В системе с тремя эквивалентными генераторами переходный процесс рассматривается с самого начала, включая и время перерыва питания, определяемое циклом НАПВ электропередачи генератора I (см.рис.5.4,*а*). При этом рассматривается более общий случай, когда генератор отключается от сети вместе с приведенной к его зажимам нагрузкой.

При отключении генератора I в процессе цикла НАПВ происходит перераспределение нагрузки между генераторами 2 и 3. Опре-

деление изменения потокораспределения в системе производится на основании рассмотрения векторной диаграммы нормального режима, предшествующего отключению генератора.

5.2.2I. Для режима передачи мощности из системы I с распределением ее в системы 2 и 3 (рис.5,4,*а*) векторная диаграмма нормального режима представлена на рис.5.4,*б*, где показано, что вектор ЭДС системы 3 отстает как от вектора ЭДС системы I, так и от вектора ЭДС системы 2. В первый момент после отключения системы I взаимный угол δ_{2-3} остается неизменным в силу механической инерции агрегатов 2 и 3. В связи с этим передача мощности[1] по связи 2-3 определяется выражением

$$M_{23} = M'_{23} \sin \delta_{230}, \qquad (5.2I)$$

где M'_{23} – амплитуда взаимного момента систем 2-3 после отключения системы I, определяемая выражением

$$M'_{23} = \frac{E'_2 \cdot E'_3}{x_2 + x_3};$$

δ_{230} – начальный угол между векторами ЭДС систем 2-3 перед отключением системы I.

Так как вектор ЭДС системы 2 опережает ЭДС системы 3, то в рассматриваемом случае передача мощности будет направлена от системы 2 в сторону системы 3, хотя в предшествующем режиме система 2 потребляла мощность, т.е. по линии 2-0 (см.рис.5.4,*а*) мощность изменяет свое направление.

5.2.22. Возмущение, возникающее в системах 2 и 3 вследствие отключения системы I, может привести к нарушению устойчивости между системами 2 и 3. Для того чтобы определить, сохранится ли динамическая устойчивость между системами 2 и 3, необходимо сов-

---

[1] В относительных единицах мощность равна моменту, если частота в сети остается близкой к 50 Гц, поэтому для простоты далее везде мощность заменена моментом. Кроме того при определении взаимных моментов принято, что нагрузки включены за переходными сопротивлениями генераторов.

местно решить уравнения (5.IO) и (5.II), составленные для генераторов 2 и 3. Совместное решение этих двух уравнений при условии $\alpha_{23} = 0$, что для большинства практических расчетов вполне приемлемо, позволяет использовать следующее условие сохранения устойчивости между системами 2 и 3 при отключении генератора I [Л.67] :

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M'_{23}} \leq \frac{\cos \delta_{230} + \cos \delta_{23\infty}}{\pi - \delta_{230} - \delta_{23\infty}}, \qquad (5.22)$$

где

$$\Delta M_{дин} = \frac{(M_{T2} - M'_{22})\tau_{J3} - (M_{T3} - M'_{33})\tau_{J2}}{\tau_{J2} + \tau_{J3}};$$

$$\delta_{23\infty} = arcsin \frac{\Delta M_{дин}}{M'_{23}}.$$

Здесь M_{T2}, M_{T3} - моменты турбин до отключения линии I;

M'_{22}, M'_{33} - собственные моменты систем 2 и 3 после отделения генератора I;

$\delta_{23\infty}$ - установившееся значение угла δ_{23}.

5.2.23. После несинхронного включения генератора I и возникновения кратковременного асинхронного хода этого генератора по отношению к двум другим в системе возможно нарушение устойчивости между синхронно работавшими генераторами 2 и 3 вследствие :

- возникновения электромеханического резонанса при совпадении частоты собственных колебаний генераторов 2 и 3 с вынужденной частотой внешней возмущающей силы, обусловленной асинхронным ходом генератора I;

- динамического изменения режима генераторов 2 и 3 при возникновении асинхронного хода генератора I;

- превышения предела передаваемой мощности по связи между системами 2 и 3 при асинхронном ходе генератора I.

5.2.24. В соответствии с указанными причинами для качественного исследования характера переходного процесса после НАПВ рекомендуются следующие три практических критерия [Л.67] :

I) при асинхронном ходе системы I и ее ресинхронизации с системами 2-3, работающими синхронно, последние не выпадут из синхронизма друг относительно друга, если среднее допустимое скольжение, при котором происходит втягивание системы 1 в синхронизм (по действием взаимного момента), будет больше резонансного скольжения систем 2-3

$$s_{ср.доп1} > s_{23рез}, \qquad (5.23)$$

где

$$s_{ср.доп1} = \sqrt{\frac{T_{J1}+T_{J2}+T_{J3}}{314\,T_{J1}(T_{J2}+T_{J3})}}\sqrt{M_{12}^2+2M_{12}M_{13}\cos\delta_{23ср}+M_{13}^2},$$

$$s_{23рез} = \sqrt{\frac{M_{23}}{314\,T_{J23}}}, \qquad T_{J23} = \frac{T_{J2}\,T_{J3}}{T_{J2}+T_{J3}}.$$

Если условие (5.23) не выполняется, то уточненную оценку возможности нарушения устойчивости между генераторами 2-3 при асинхронном ходе генератора I следует провести по методам, изложенным в [Л.68, 69];

2) после НАПВ и возникновения асинхронного хода системы I нарушение устойчивости между системами 2 и 3 вследствие вызванного НАПВ перераспределения нагрузки между ними не произойдет, если соблюдается условие (5.22), где

$$\Delta M_{дин} = \frac{(M'_{T2}-M_{22})T_{J3}-(M'_{T3}-M_{33})T_{J2}}{T_{J2}+T_{J3}};$$

$$\delta_{230} = \arcsin\frac{\Delta M_{дин}}{M_{23}}, \qquad (5.24)$$

где M'_{T2} и M'_{T3} - моменты турбин перед НАПВ линии I;
M_{23}, M_{22}, M_{33} - взаимный и собственные моменты систем 2 и 3 после включения линии I;

3) асинхронный ход системы I не приведет к нарушению устойчивости между системами 2 и 3, работающими синхронно, если выполняется условие

$$\Delta M_{23} \leq M_{23} - \frac{1}{2}\sqrt{M_{12}^2 + M_{13}^2} = M_{23\,пр}, \quad (5.25)$$

где $M_{23\,пр}$ – предельное значение передаваемой мощности от системы 2 к системе 3 при асинхронном ходе системы I.

$\Delta M_{23} = M_{T2} - M_{23}$ – избыток (дефицит) мощности в системе 2 после включения линии I;

$M_{23} = \dfrac{E_2' \; E_3'}{x_2 + x_3 + \dfrac{x_2 x_3}{x_1}}$ – амплитуда взаимного момента между генераторами 2 и 3.

Аналогично определяются взаимные моменты M_{12}, M_{13}*.

5.2.25. Указанные критерии являются достаточными, но не необходимыми. Они найдены с учетом ряда допущений, ухудшающих условия сохранения устойчивости. Невыполнение этих критериев не означает, что устойчивость в системе будет нарушена. В действительности может оказаться, что устойчивость будет сохранена. Поэтому в тех случаях, когда расчеты по этим критериям указывают на возможность нарушения устойчивости, требуется провести более подробный расчет с учетом большего числа факторов и с большей точностью. Если же приведенные условия выполняются, то это означает, что НАПВ и асинхронный ход одной системы не приводят к нарушению устойчивости между двумя остальными системами. В этом случае расчетная схема еще более упрощается, так как системы 2 и 3, между которыми устойчивость не нарушается, могут быть представлены одной эквивалентной системой. Таким образом, рассматриваемая сложная система приводится к более простой: две системы соизмеримой мощности или даже к случаю работы эквивалентного генератора на шины неизменного напряжения.

Примеры расчета трехмашинной схемы приведены в приложении 9.

5.2.26. В тех случаях, когда количество источников питания составляет 4 и более, необходимо привести схемы системы к более

---

* При выводе этого критерия принималось, что генераторы 2 и 3 не обладают инерционностью ($T_j = 0$), что дает определенный запас надежности, так как при наличии инерционности влияние асинхронного хода генератора I на генераторы 2 и 3 будет меньше, чем в рассматриваемом случае. При этом максимальная мощность, которая может быть передана от генератора 2 к генератору 3 (или обратно), имеет место при $\delta_{23} = 90°$.

простому случаю и выполнить упрощенный расчет по приведенной выше методике. Если упрощение схемы оказывается недопустимым, проводится подробное исследование (на ЦВМ, АВМ, электродинамической модели) или проводятся испытания в энергосистеме. Аналитический расчет асинхронного режима синхронной машины с учетом свободных токов в обмотке возбуждения и демпферных контурах может быть выполнен по методике, изложенной в [Л.70,71] .

5.3. Особенности выполнения расчетов результирующей устойчивости с помощью АВМ и ЦВМ

5.3.I. Расчеты результирующей устойчивости в сложных энергосистемах в большинстве случаев могут производиться по уравнениям движения при постоянстве переходной ЭДС генераторов.

Нагрузка в зависимости от схемы и режима энергосистемы моделируется постоянным сопротивлением или статическими характеристиками по напряжению (см.гл.2 и 6). Для дефицитной части энергосистемы предпочтительнее использование статических характеристик; для избыточной части энергосистемы, а также в случаях, когда напряжение в узле нагрузки изменяется при асинхронном режиме незначительно, нагрузка может моделироваться постоянным сопротивлением.

В тех случаях, когда требуются более точные исследования устойчивости (для выбора законов регулирования возбуждения, определения влияния параметров генераторов или специальных мероприятий на пределы устойчивости и т.п.), генераторы (все или частично) моделируются по уравнениям Парка - Горева с некоторыми упрощениями в зависимости от конкретной задачи, а нагрузка при необходимости - с учетом динамических характеристик.

5.3.2. Необходим учет регуляторов скорости турбин, так как последние оказывают существенное влияние на процесс ресинхронизации. Контроль правильности моделирования регуляторов скорости может осуществляться по совпадению характеристик сброса нагрузки (изменений скорости от времени) модели и оригинала.

5.3.3. При расчетах результирующей устойчивости необходимо учитывать, что условия ресинхронизации зависят от того, с каким углом генератор подходит к синхронной скорости. Этот угол зави-

сит от многих факторов и не может быть определен однозначно, поэтому следует считать, что результирующая устойчивость может быть обеспечена только в том случае, когда ресинхронизация происходит при любом значении этого угла. Это означает, что в расчетах нужно обеспечить варьирование этого угла с помощью небольших изменений в исходных данных.

5.3.4. Асинхронные моменты генераторов следует учитывать в тех случаях, когда они соизмеримы с остальными составляющими момента, действующего на ротор.

5.3.5. Расчеты результирующей устойчивости должны проводиться для различных возможных в эксплуатации режимов, включая и наиболее тяжелые по условиям ресинхронизации.

Если расчеты покажут, что самопроизвольная ресинхронизация в энергосистеме не происходит, то определяются мероприятия, которые обеспечивают условия восстановления синхронизма и сокращают время асинхронного режима в системе.

5.3.6. Расчеты результирующей устойчивости с использованием аналоговых вычислительных машин целесообразно проводить для схем, содержащих до трех-четырех эквивалентных генераторов.

Расчеты результирующей устойчивости на ЦВМ могут выполняться как для простых, так и для сложных энергосистем. Возможности исследования устойчивости сложных энергосистем, состоящих из большого числа генерирующих источников, на ЦВМ значительно шире, чем на АВМ, а точность получаемых результатов существенно выше. Кроме того, следует иметь в виду, что на ЦВМ расчеты могут быть выполнены при более полном учете всех существенно влияющих факторов: генераторы могут представляться уравнениями Парка-Горева; регуляторы скорости и возбуждения также могут быть представлены полными уравнениями, учитывающими постоянные времени и запаздывания в системах регулирования; нагрузки могут быть представлены с учетом динамических характеристик и т.п. (На АВМ указанные факторы могут быть учтены обычно только для одного-двух генераторов).

5.3.7. В программах расчета результирующей устойчивости на ЦВМ является существенным выбор численного метода решения дифференциальных уравнений. Должен быть принят достаточно точный метод, который не давал бы накопления погрешности даже при большой длительности расчетного интервала времени (до 10 с и более).

5.4. Оценка допустимости применения несинхронного АПВ в энергосистемах

5.4.1. При определении допустимости несинхронного автоматического повторного включения [Л.72,73] определяющим является значение электромагнитного момента, а не тока. Максимальное значение электромагнитного момента возникает при угле включения $\delta_0 \approx 120^0$ для турбогенераторов и $\delta_0 \approx 135^0$ для гидрогенераторов.

Определение моментов в реальной электрической системе при НАПВ представляет большие трудности, нежели определение токов. Поэтому допустимость НАПВ рекомендуется оценивать по значению тока несинхронного включения, соответствующего максимально допустимому значению электромагнитного момента [Л.64,72,73].

5.4.2. Несинхронное АПВ для всех типов генераторов и синхронных компенсаторов допустимо, если максимальное значение кратности тока при включении с углом расхождения фаз $\delta_0 \approx 180^0$ удовлетворяет следующим неравенствам

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0{,}625}{x''_d} \qquad (5.26)$$

для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками;

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq 3 \qquad (5.27)$$

для гидрогенераторов без успокоительных обмоток;

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0{,}84}{x''_d} \qquad (5.28)$$

для синхронных компенсаторов,

где $I_{нс}$ – максимальное значение периодической составляющей тока несинхронного включения;

$I_{ном}$ – номинальное значение тока генератора.

5.4.3. Условия (5.26) – (5.28) предусматривают некоторый запас, учитывающий возможность несинхронного включения генераторов при повышенных значениях ЭДС и частоты. Если заведомо известно, что несинхронное включение происходит при значениях частоты и напряжений, отличающихся от номинальных не более чем на ±5%,

то максимально допустимые токи несинхронного включения можно увеличить на I3 и 35% соответственно для турбогенераторов и гидрогенераторов.

5.4.4. Расчеты тока при несинхронном включении производятся в относительных единицах по схеме замещения, приведенной путем упрощений к схеме двух станций, соединенных линией электропередачи. Генераторы в этой схеме представляются сопротивлениями x''_d и ЭДС E'' в том случае, если они имеют успокоительные обмотки, и x'_d и E' в том случае, если успокоительные обмотки отсутствуют. Линии электропередачи и трансформаторы замещаются только последовательными реактивными сопротивлениями. Как правило, расчет допустимости несинхронного АПВ ведется без учета нагрузок в схеме замещения. ЭДС каждой станции принимается равной I,05, а угол сдвига между ЭДС равным I80°.

5.4.5. Максимальное значение периодической составляющей тока несинхронного включения находится по выражению

$$I_{нс} = \frac{E''_1 + E''_2}{x_{экв}}, \qquad (5.29)$$

где $E''_1 = E''_2 = 1{,}05$;

$x_{экв}$ – эквивалентное сопротивление схемы замещения.

Далее находится распределение полученного по (5.29) тока между всеми генераторами системы и проверяются условия (5.26) – (5.28).

5.4.6. Расчет необходимо вести для худшего режима, когда в рассматриваемой части системы включено в работу минимальное число агрегатов, так как при отключении части агрегатов ток несинхронного включения, приходящийся на каждый из оставшихся в работе генераторов, увеличивается.

5.4.7. В расчетах допустимости несинхронного АПВ должна проверяться кратность тока не только для генераторов, но и для трансформаторов, за исключением схем блоков, где мощность трансформатора равна мощности генератора или генераторов, подключенных к этому трансформатору.

Несинхронное АПВ для трансформаторов допустимо, если максимальное значение кратности тока при включении с углом $\delta_0 = 180^\circ$ не превышает допустимой кратности тока короткого замыка-

ния за реактивным сопротивлением питающей сети

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq k_T \frac{1}{u_к\left(1+\frac{S_{ном}}{u_к S_{кз}}\right)}, \qquad (5.30)$$

где $u_к$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

k_T – коэффициент, учитывающий отличие принимаемых при расчетах значений ЭДС генераторов, равных 1,05, от возможных в реальных условиях; k_T = 0,85 и 0,95, если расчет ведется при повышенных значениях ЭДС соответственно для гидрогенераторов и турбогенераторов; k_T = 1, если повышения ЭДС не ожидается и расчет ведется при условии $E'' = U$ = 1,05;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания электрической сети (МВ·А); этой величиной определяется расчетное сопротивление питающей сети.

5.4.8. Условие (5.30) применимо как для двухобмоточных, так и для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Так как трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы рассчитываются на усилия при коротком замыкании поочередно на выводах каждой из обмоток при питании с двух других сторон, то допустимый ток несинхронного выключения должен быть определен для каждой из обмоток. Учитывая, что в трехобмоточных трансформаторах индуктивность одной из ветвей схемы замещения равна примерно нулю, допустимый ток ограничивается ветвью, имеющей большое значение $u_к$ (обычно это обмотка высшего напряжения).

Мощность $S_{кз}$ (в соответствии с ГОСТ 17545-72) принимает следующие значения в зависимости от уровня высшего напряжения сети $(U_{вн})$

$U_{вн}$ кВ	6-15	20-35	110	150	220	330	>330
$S_{кз}$ МВ·А	2000	2500	15000	20000	25000	35000	50000

5.4.9. Определение тока несинхронного включения без учета нагрузки дает правильные результаты в тех случаях, когда нагруз-

ка в отделившейся части энергосистемы оказывается значительно меньше суммарной мощности генераторов, работающих в этой части энергосистемы. Если к отделившейся электростанции или части энергосистемы остается подключенной значительная нагрузка, то расчеты без учета нагрузки дают завышенные значения кратностей токов. Нагрузка в начальный момент несинхронного включения вследствие накопленной ею электромагнитной энергии представляет собой дополнительную генерирующую мощность. При несинхронном АПВ из-за отсоса нагрузкой части уравнительного тока снижаются кратности токов в генераторах той части системы, где подключена нагрузка.

Поэтому, если расчеты без учета нагрузки дают кратности токов, превышающие допустимые, то следует повторить расчеты с учетом нагрузки. При этом в схему замещения нагрузка вводится сопротивлением $x_н = 0{,}35$, отнесенным к ее мощности, и ЭДС $E''_н = 0{,}9$. Примеры выполнения расчетов см. [Л.64].

Приложение I

ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СООТНОШЕНИЯ

I. Устойчивость энергосистем[1]

Статическая устойчивость (устойчивость в малом) - способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений (отклонений напряжений, углов и т.д. от их значений, соответствующих положению равновесия проверяемого режима).

Нарушение статической устойчивости может иметь различный характер, в соответствии с чем различают:

---

[1] Приведенные ниже определения видов устойчивости энергосистем даны в соответствии с ГОСТ 21027-75. Следует обратить внимание на то, что часто использовавшееся понятие "синхронной динамической устойчивости" заменяется равнозначным ему понятием "динамической устойчивости".

- апериодическое нарушение ("сползание"), при котором отклонения режимных параметров энергосистемы от их значений, соответствующих положению равновесия, возрастают монотонно;

- колебательное нарушение (самораскачивание), при котором происходит периодическое возрастание отклонений режимных параметров энергосистемы от их значений, соответствующих положению равновесия.

Специфическими, получившими особые наименования, случаями нарушения статической устойчивости являются:

- лавина напряжения - апериодическое нарушение устойчивости, заключающееся в лавинообразном снижении напряжения в энергосистеме в целом или в отдельных ее частях (узлах нагрузки) вследствие нарушения баланса реактивной мощности;

- лавина частоты - апериодическое нарушение устойчивости, заключающееся в лавинообразном снижении частоты в энергосистеме (или в отдельных ее частях, отделившихся или работающих несинхронно), вследствие нарушения баланса активной мощности;

- самовозбуждение - вид электромагнитной неустойчивости режима электрической системы, имеющей значительные емкостные элементы, заключающийся в росте напряжений и токов во всей энергосистеме или в отдельных ее элементах, при этом неустойчивость обусловлена параметрическим резонансом в контурах, содержащих емкостные сопротивления линий и компенсирующих устройств и индуктивные сопротивления электрических машин и сети. Нарушение устойчивости может иметь апериодический характер (синхронное самовозбуждение) или периодический характер (асинхронное самовозбуждение);

- самораскачивание - периодическое нарушение устойчивости в режимах малых нагрузок при больших активных сопротивлениях элементов энергосистемы.

Динамическая устойчивость - способность энергосистемы без перехода в асинхронный режим возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений (короткие замыкания, отключение генераторов, нагрузки, работа АПВ и т.п.); послеаварийный установившийся режим (после затухания переходных процессов) может быть отличен от исходного.

Результирующая устойчивость - способность энергосистемы вос-

ставливать синхронную работу после возникновения асинхронного режима.

2. Электрические системы

Способы анализа устойчивости энергосистем и выбор мероприятий для повышения устойчивости могут зависеть от структуры энергосистемы (рис.III.I). Во многих случаях достаточно сложные схемы (см.рис.III.I, *в* и *г*)могут рассматриваться *в первом приближении как* простые(см.рис.III.I,*а* и *б*)или в них могут выделяться участки, которые целесообразно рассматривать как простые схемы. Следует от-

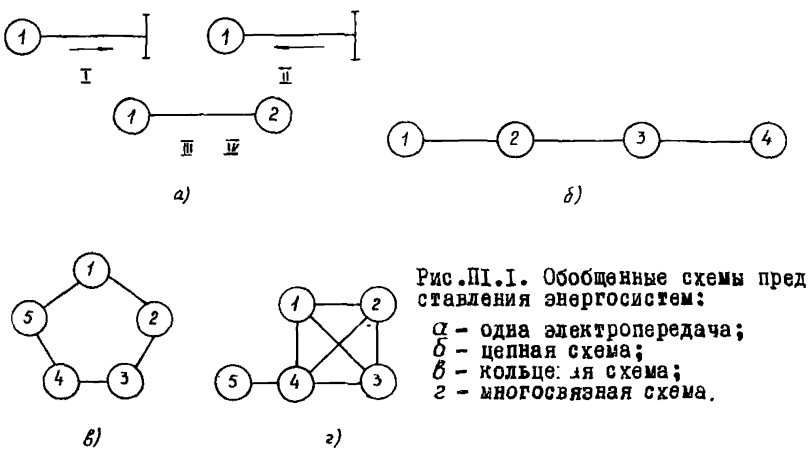


Рис.III.I. Обобщенные схемы представления энергосистем:
а - одна электропередача;
б - цепная схема;
в - кольцевая схема;
г - многосвязная схема.

метить, что при анализе условий устойчивости в каждой из упомянутых схем имеет большое значение соотношение установленных мощностей в отдельных частях системы, соотношение между генерацией и потреблением и отношение пропускной способности электропередачи к установленной мощности частей системы.

Схемы, которые могут рассматриваться как одна электропередача.

Первая группа электропередач (схема I на рис. III.I,*а*) характеризуется тем, что значительная часть мощности генераторов передающей системы отдается в приемную систему, мощность кото-

рой (по сравнению с передающей) настолько велика, что можно не считаться с изменениями частоты в приемной системе при нарушении режима работы передачи.

Нарушение устойчивости этой группы электропередач связаны с возмущениями или отклонениями режима от нормального на самой электропередаче или в передающей энергосистеме (короткими замыканиями, которые вызывают отключения линий, потерей возбуждения и превышением предела статической устойчивости).

Последствия нарушений устойчивости в таких случаях, как правило, не слишком тяжелы, если только нет ответственных потребителей, расположенных вблизи центра качаний. Поэтому для таких электропередач можно допускать нарушение синхронной динамической устойчивости при тяжелых, но сравнительно редких видах коротких замыканий, обеспечивая при этом результирующую устойчивость.

Вторая группа электропередач (схема II на рис.III.1,*а*) характеризуется тем, что в энергосистема малой мощности значительная часть нагрузки покрывается за счет приема энергии из энергосистемы, мощность которой в несколько раз больше.

Нарушение устойчивости параллельной работы в таких энергосистемах происходит главным образом вследствие возмущений на линии или в приемной энергосистеме или разрывов связи между системами.

Последствия нарушений устойчивости в таких системах, как правило, весьма тяжелые, так как они сопровождаются понижением частоты и отключением значительной части нагрузки. Поэтому целесообразно принимать меры для обеспечения динамической устойчивости даже на случай маловероятных аварий.

В тех случаях, когда динамическая устойчивость не обеспечивается, в частности при несинхронных АПВ, должны приниматься меры для ресинхронизации и сокращения длительности асинхронного режима и восстановления нормальной работы потребителей электроэнергии. В отдельных случаях, например при наличии больших активных сопротивлений на линиях электропередачи, асинхронные режимы в таких системах могут оказаться нежелательными вследствие дополнительного наброса мощности на дефицитную часть энергосистемы.

Третья группа электропередач (см.схему Ш на рис.П1.1,$а$) сходна со второй и отличается лишь тем, что передающая энергосистема соизмерима по мощности с приемной.

Причинами нарушений устойчивости в этом случае (помимо перечисленных для второй группы) могут быть внезапные возмущения в передающей энергосистеме, в частности отключение значительной нагрузки.

К четвертой группе электропередач (схема IУ на рис.П1.1,$а$) относятся так называемые "слабые" связи (см.гл.7). Основными причинами нарушений нормального режима работы таких электропередач являются нарушения статической устойчивости вследствие отключения одной из параллельных линий, колебаний мощности в связываемых энергосистемах или внезапного возникновения в них небаланса мощности (отключение генератора или нагрузки).

Последствия нарушений устойчивости слабых связей, как правило, не являются тяжелыми для энергосистем, поэтому для таких электропередач в ряде случаев можно ориентироваться на обеспечение результирующей устойчивости.

Цепные схемы (рис.П1,1,$б$) очень часто могут рассматриваться по аналогии с описанными выше простыми случаями, однако им присущ ряд особенностей, которые связаны прежде всего с взаимным влиянием соседних электропередач.

Взаимное влияние электропередач может проявляться в большей или меньшей степени в зависимости от соотношения между генерирующей мощностью и мощностью нагрузок в узлах, от отношения мощности генераторов к предельной мощности электропередач и от направления перетока мощности.

Если по всем участкам цепной схемы мощность передается в одном направлении, то взаимное влияние электропередач на устойчивость параллельной работы минимально, так как при нарушении устойчивости на любом из участков остальные участки разгружаются. Но с точки зрения понижений частоты ущерб от нарушения устойчивости в этом случае может быть значительным. Если же к какому-либо узлу энергосистемы мощность притекает с двух сторон или передается от этого узла в двух направлениях, то взаимное влияние проявляется в максимальной степени. В этих условиях нарушение устойчивости одной электропередачи может сопровождаться

нарушением устойчивости другой электропередачи. Причем одно нарушение следует за другим очень быстро. Путем отключения части агрегатов (если в узле, где сходятся электропередачи, имеется избыток мощности) или путем отключения части нагрузки (для дефицитного узла) это влияние может быть в значительной степени ослаблено. Однако возможность нарушения устойчивости одной электропередачи вследствие раскачивания, вызванного асинхронным ходом по другой электропередаче, может иметь место и при сравнительно малых передаваемых мощностях.

В случае цепной схемы (или более сложных схем) за счет взаимного влияния возможно такое нарушение устойчивости электропередачи, работающей с малым запасом устойчивости, при возмущениях на других электропередачах, даже существенно удаленных от первой.

Кольцевые схемы (см.рис.II.I,*б*) имеют следующие особенности: в замкнутом кольце асинхронный режим возникает не менее чем по двум связям; разрыв кольца часто является причиной нарушения устойчивости оставшихся в работе связей.

Если кратковременный асинхронный режим вызывает недопустимые с точки зрения питания потребителей нарушения работы кольца, то приходится прибегать к его размыканию, имея в виду отмеченную вторую особенность. Если же кратковременный асинхронный режим допустим, то следует принимать упоминавшиеся выше меры по ускорению ресинхронизации.

Для разомкнутого кольца остается в силе все сказанное выше о цепных схемах.

Многосвязные схемы характеризуются, как правило, наилучшими условиями устойчивости. В этом отношении весьма полезным является параллельная работа сетей различных напряжений. Обычно сеть высшего напряжения менее развита, чем сеть низшего напряжения, поэтому замыкание сетей низшего напряжения во многих случаях существенно повышает уровень устойчивости и надежности энергосистемы в целом. Замыкание сетей различных напряжений в некоторых случаях может вызвать трудности с обеспечением экономичного распределения нагрузок, но эти трудности могут быть преодолены продольным и поперечным регулированием напряжения.

Следует также отметить, что по условиям устойчивости совре-

менные мощные электростанции выгоднее проектировать таким образом, чтобы часть блоков работала на сеть высшего напряжения, а другая часть - на напряжение ступенью ниже. При такой схеме электростанции каждая из ее частей служит своеобразным демпфером, повышающим устойчивость другой части при тяжелых коротких замыканиях вблизи шин этой электростанции.

3. Электрические машины

В большинстве методов исследования устойчивости синхронных машин используются уравнения Парка-Горева, записанные в координатных осях d и q, жестко связанных с ротором. При этом принимается, что ось d опережает ось q.

В ряде задач, где это оказывается более удобным, применяются и другие системы координатных осей, например синхронно вращающихся осей d_c и q_c; осей α и β, неподвижных относительно статора. Порядок чередования осей в этих случаях сохраняется таким же, как и для системы d, q, т.е. в системе α, β ось α опережает ось β.

При построении векторной диаграммы синхронной машины, как правило, ось d направляется по мнимой оси, ось q - по действительной оси.

Если в каком-либо отдельном случае будет удобнее принимать другое направление мнимой и действительной осей (при этом совмещение с системой осей d, q не обязательно), то с соответствующей оговоркой это может быть допущено.

Для обозначения проекций всех величин на координатные оси принят единый принцип: проекциям присваивается индекс соответствующей оси: например, проекции ЭДС E и E' на ось q обозначаются E_q и E'_q (вместо E_d и E'_d, как это было принято в большинстве работ раньше).

На векторной диаграмме положительное направление вращения осей и направление отсчета углов принято против часовой стрелки. При этом угол δ между векторами U и E синхронной машины отсчитывается от первого ко второму. Скольжение определяется как

$$s = \frac{\omega_p - \omega_c}{\omega_c} = \frac{d\delta}{dt}, \qquad (III.1)$$

где ω_p - частота вращения ротора;

ω_c - синхронная частота в сети.

Таким образом, скольжение считается положительным при частоте вращения ротора выше синхронной. Для асинхронных двигателей(см.гл.6) принято,с соответствующей оговоркой,что $s=-d\delta/dt$, т.е. скольжение положительно в двигательном режиме.

Потокосцепления считаются положительными, если они совпадают с положительным направлением соответствующих осей, при этом положительные направления токов и потокосцеплений связаны правовинтовой системой.

Взаимосвязь между ЭДС и потокосцеплением определяется соотношением

$$e=-\frac{d\psi}{dt}\ , \qquad \text{(II.2)}$$

т.е. ЭДС считается положительной, если ток, который протекает в результате действия этой ЭДС, создает положительный поток.

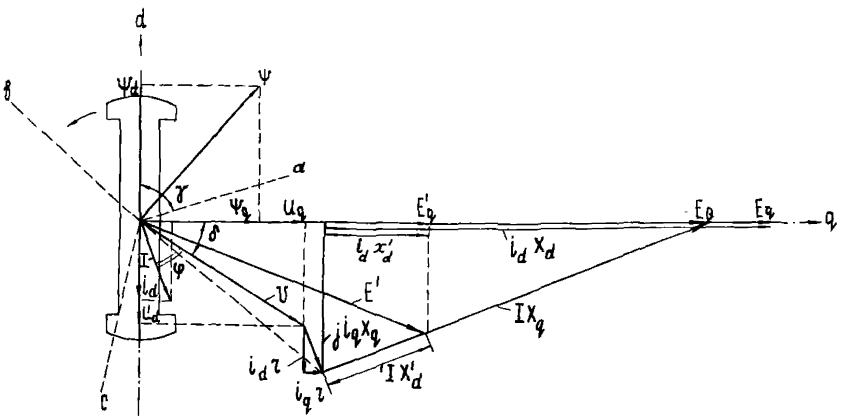


Рис.II.2. Векторая диаграмма явнополюсной синхронной машины

Напряжение возбуждения положительно, когда оно создает положительный ток возбуждения. Возбудитель рассматривается как источник питания. Нейтрали всех машин считаются незаземленными, поэтому токи нулевой последовательности не рассматриваются.

Векторная диаграмма явнополюсной синхронной машины в осях d

и q при принятых условиях представлена на рис.П1.2 (на этой диаграмме все величины, включая и составляющие токов, напряжений и т.п. на оси d и q рассматриваются как векторы).

Фазные величины связаны с их составляющими в осях d, q следующими соотношениями, например для токов

$$\left.\begin{aligned} i_d &= \frac{2}{3}\left[i_a \cos\gamma + i_\beta \cos(\gamma-120) + i_c \cos(\gamma+120)\right], \\ i_q &= \frac{2}{3}\left[i_a \sin\gamma + i_\beta \sin(\gamma-120) + i_c \sin(\gamma+120)\right]; \end{aligned}\right\} \quad (П1.3)$$

$$\left.\begin{aligned} i_a &= i_d \cos\gamma + i_q \sin\gamma, \\ i_\beta &= i_d \cos(\gamma-120) + i_q \sin(\gamma-120), \\ i_c &= i_d \cos(\gamma+120) + i_q \sin(\gamma+120). \end{aligned}\right\} \quad (П1.4)$$

Аналогичные выражения могут быть записаны и для потокосцеплений, напряжений и т.д. Связь между фазными величинами и их составляющими в осях α, β (при условии, что ось α направлена по оси фазы a, а ось β отстает от нее на 90^0) выражается соотношением (для токов)

$$i_\alpha = \frac{2}{3}\left(i_a - \frac{i_\beta + i_c}{2}\right); \qquad i_\beta = \frac{i_c - i_\beta}{\sqrt{3}}. \quad (П1.5)$$

Здесь все величины даны во взаимной системе относительных единиц. Коэффициенты взаимоиндукции между всеми контурами по каждой из осей принимаются равными между собой (в отн.ед.) и обозначаются соответственно через x_{ad} и x_{aq}.

Цепи ротора считаются приведенными к цепи статора. В отдельных случаях, когда рассматриваются процессы в контуре возбуждения, для удобства за единицу тока возбуждения можно принимать ток ротора при холостом ходе машины i_{fxx} или при номинальной нагрузке машины $i_{f\,ном}$. При этом связь между u_f и u_{fxx} определяется следующим соотношением

$$u_f = \frac{u_{fxx}\, r_f}{x_{ad}}, \quad (П1.6)$$

где

$$r_f = R_f \cdot \frac{i^2_{f\,баз}}{S_{баз}} \cdot \left(\frac{x_{ad}}{c}\right)^2;$$

u_f - напряжение возбуждения в системе единиц, приведенных к статору;

R_f - сопротивление обмотки возбуждения, Ом;

u_{fxx} - напряжение возбуждения в системе, где за единицу принят ток возбуждения при холостом ходе машины;

$i_{fбаз}$ - ток ротора при холостом ходе по действительной характеристике холостого хода;

$S_{баз}$ - принятая базисная мощность генератора;

c - коэффициент, характеризующий насыщение машины при возбуждении холостого хода[1].

При рассмотрении процессов в синхронных машинах, если нет особых оговорок, принимается наличие у них, кроме контура возбуждения, одного эквивалентного успокоительного контура в продольной оси и одного - в поперечной оси.

В соответствии с этим во многих случаях при анализе работы синхронных машин используются такие понятия, как сверхпереходные и переходные ЭДС, сопротивления, постоянные времени и др.

4. Основные определения параметров синхронных машин и электрической системы

Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси

x_d - отношение установившегося значения той составляющей основной гармоники напряжения статора, которая создается полным

---

[1] Например, для генератора, не включенного в сеть, при возбуждении холостого хода напряжение может быть получено по (Ш.6) следующим образом

$$U = E = i_f x_{ad} = u_f \frac{x_{ad}}{r_f} = \frac{u_{fxx} r_f}{x_{ad}} \cdot \frac{x_{ad}}{r_f} = u_{fxx} = 1 .$$

потокосцеплением статора по продольной оси, обусловленным током статора по этой оси, к значению основной гармоники этого тока при номинальной частоте вращения.

Отношение короткого замыкания (ОКЗ) - отношение тока возбуждения, соответствующего номинальному напряжению разомкнутой обмотки статора, к току возбуждения, соответствующему номинальному току статора при установившемся симметричном коротком замыкании, в обоих случаях при номинальной частоте вращения машины.

Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси x_q - отношение установившегося значения той составляющей основной гармоники напряжения статора, которая создается полным потокосцеплением по перечной оси, обусловленным током статора по поперечной оси, к значению основной гармоники этого тока при номинальной частоте вращения машины.

Переходное реактивное сопротивление по продольной оси x'_d - отношение начального значения внезапного изменения той составляющей основной гармоники напряжения статора, которая создается полным потокосцеплением статора по продольной оси, к значению одновременного внезапного изменения основной гармоники тока статора по продольной оси при номинальной частоте вращения и пренебрежении быстрозатухающей составляющей, имеющей место в течение нескольких первых периодов.

Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси x''_d - отношение начального значения внезапного изменения той составляющей основной гармоники напряжения статора, которая создается полным потокосцеплением статора по продольной оси, к значению одновременного внезапного изменения основной гармоники тока статора по продольной оси при номинальной частоте вращения машины.

Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси x''_q - отношение начального значения внезапного изменений той составляющей основной гармоники напряжения статора, которая создается полным потокосцеплением статора по поперечной оси, к значению одновременного внезапного изменения основной гармоники тока статора по поперечной оси при номинальной частоте вращения машины.

Реактивное сопротивление обратной последовательности x_2 - отношение реактивной составляющей основной гармоники

напряжения статора обратной последовательности, обусловленной синусоидальным током статора обратной последовательности номинальной частоты, к значению этого тока при номинальной частоте вращения машины. (Значение этого сопротивления может быть несколько иным, если оно определено по основной гармонике тока статора, содержащего также высшие гармоники).

Активное сопротивление обратной последовательности r_2 - отношение активной составляющей основной гармоники напряжения статора обратной последовательности, обусловленной синусоидальным током статора обратной последовательности номинальной частоты, к значению этого тока при номинальной частоте вращения машины. (Значение этого сопротивления может быть несколько иным, если оно определено по основной гармонике тока статора, содержащего также высшие гармоники).

Активное сопротивление прямой последовательности r_1 - отношение активной составляющей основной гармоники напряжения статора прямой последовательности, соответствующего потерям в обмотке статора и дополнительным потерям, обусловленным основной гармоникой тока статора прямой последовательности, к этому току при номинальной частоте вращения машины.

Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T'_{do} - время, в течение которого медленно изменяющаяся составляющая напряжения разомкнутой обмотки статора, обусловленного потокосцеплением по продольной оси, затухает до $\frac{1}{e} \approx 0{,}368$ своего начального значения после внезапного изменения условий работы машины при номинальной частоте ее вращения.

Переходная постоянная времени по продольной оси при замкнутой накоротко обмотке статора T'_d - время, в течение которого медленно изменяющаяся составляющая продольного тока замкнутой накоротко обмотки статора затухает до $\frac{1}{e} \approx 0{,}368$ своего начального значения после внезапного изменения условий работы машины при номинальной частоте ее вращения.

Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при замкнутой накоротко обмотке статора T''_d - время, в течение которого быстро изменяющаяся составляющая продольного тока замкнутой накоротко обмотки статора, наблюдаемая в течение несколь-

ких первых периодов, затухает до $\frac{1}{e} \approx 0{,}368$ своего начального значения после внезапного изменения условий работы машины при номинальной частоте ее вращения.

Постоянная времени замкнутой накоротко обмотки статора τ_a - время, в течение которого апериодическая составляющая тока при замкнутой накоротко обмотке статора затухает до $\frac{1}{e} \approx 0{,}368$ своего начального значения после внезапного изменения условий работы машины при номинальной частоте ее вращения.

Время ускорения (механическая постоянная инерции τ_J) - время, в течение которого синхронная машина достигает номинальной частоты вращения из состояния покоя под воздействием ускоряющего момента, равного отношению базисной мощности к номинальной угловой скорости.

Номинальный ток возбуждения $I_{f\,ном}$ - ток возбуждения при работе машины с номинальными напряжениями, током, коэффициентом мощности и частотой вращения.

Собственное сопротивление системы $\dot{Z}_{ii}$ - сопротивление, определяющее значение и фазу тока i -го генератора при равенстве нулю ЭДС других источников

$$\dot{Z}_{ii} = \frac{E_i}{I_i}.$$

Взаимное сопротивление системы $\dot{Z}_{ij}$ - сопротивление, определяющее значение и фазу тока в цепи i -го источника, обусловленного ЭДС j -го источника при равенстве нулю ЭДС всех других источников

$$\dot{Z}_{ij} = \frac{E_j}{I_i}.$$

5. Условные обозначения

U - напряжение;
I - ток;
E - ЭДС;
S - кажущаяся мощность;
R - активное сопротивление;
X - реактивное сопротивление;
Z - полное сопротивление;
Ψ - потокосцепление;
t - время;

s - скольжение;

δ - угол между вектором напряжения и поперечной осью машины (угол между напряжением и ЭДС за синхронным реактивным сопротивлением по продольной оси);

τ - постоянная времени;

τ_J - механическая постоянная инерции (время ускорения);

M - момент;

ω - угловая частота, частота вращения;

γ - угол между осью фазы a и продольной осью машины d;

φ - угол сдвига тока от напряжения;

α - угол, дополняющий до 90^0 соответствующий фазный угол сопротивления;

$p = d/dt$;

μ - открытие направляющего аппарата;

δ - неравномерность маятника.

Индексы у букв относятся:

d, q - соответственно к продольной и поперечной осям ротора машины ($u_d, u_q, i_d, i_q, \psi_d, \psi_q$ и т.д.);

f - к обмотке возбуждения;

a - к цепи статора машины,

сочетание двух индексов в обозначениях цепей (if, af, ii и т.д.) - соответственно к собственным и взаимным величинам;

$э$ - к электромагнитным величинам момента;

$м$ - к механическим величинам момента;

c - к синхронной частоте вращения;

p - к частоте вращения ротора;

0 - при обозначениях постоянных времени - к их значениям при разомкнутом статоре (в остальных случаях к начальным значениям величин);

(I), (2), (0) - соответственно для составляющих прямой, обратной и нулевой последовательности.

Знаки над буквами:

$'$ (штрих) - к величинам, характеризующим медленно затухающие (переходные) составляющие токов при переходном процессе машины;

$''$ (два штриха) - к величинам, характеризующим быстро затухающие (сверхпереходные) составляющие токов при переходном процессе машины;

$\dot{}$ (точка) - к комплексным и векторным величинам.

Приложение 2

РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ ИСХОДНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

В настоящее время разработано большое количество методов практических расчетов, имеющих целью определение токов, напряжений и мощностей в элементах схемы замещения сложных электрических систем. Причем получены разнообразные методы расчета электрической сети как при ручном счете, так и при использовании статических моделей и электронных вычислительных машин. Любой из них, удобный для использования в каждом конкретном случае, может быть применен для определения параметров исходного режима системы.

Некоторые общие методы расчета нормального режима сложной системы изложены в гл.9. Ниже рассматриваются относительно простые методы.

При расчете режима двухмашинной схемы замещения можно встретиться с задачей, требующей определения всех параметров режима станции при известных напряжениях на их шинах, активной мощности одной из них и заданных нагрузках потребителей, причем в расчете нормального режима нагрузки часто учитываются постоянными значениями активной и реактивной мощности. Если связь между генераторными станциями не содержит замкнутых контуров, то эта задача сравнительно просто решается методом итераций, который целесообразно выполнять в следующем порядке: задавшись возможным значением реактивной мощности станции Q_1, активная мощность P_1 которой известна, определяют падение напряжения, потери мощности в ветви, непосредственно связанной с шинами этой станции (рис.П2.1,*а*). При этом используются известные мощности станции и напряжение U_1 на ее шинах

$$\left.\begin{aligned} \Delta' U &= \frac{P_1 r_{1a} + Q_1 x_{1a}}{U_1}; & \Delta'' U &= \frac{P_1 x_{1a} - Q r_{1a}}{U_1}; \\ \Delta P_1 &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot r_{1a}; & \Delta Q_1 &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot x_{1a} \end{aligned}\right\} \quad (П2.1)$$

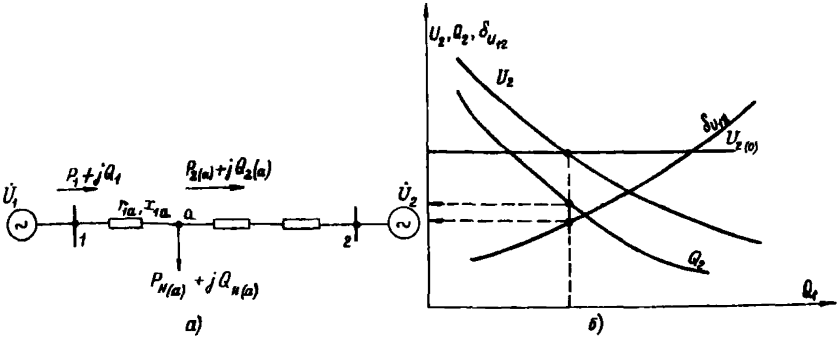


Рис.П2.I. Двухмашинная схема замещения:
$а$ - принципиальная схема; $б$ - результаты расчета

Затем вычисляется напряжение в ближайшем к станции узле и мощность в следующей ветви

$$\left.\begin{aligned} U_a &= U_1 + \Delta' U + j\Delta'' U, \\ P_{2(a)} + jQ_{2(a)} &= P_1 - \Delta P_1 - P_{H(a)} + j(Q_1 - \Delta Q_1 - Q_{H(a)}) \end{aligned}\right\} \quad (П2.2)$$

В той же последовательности ведется расчет режима следующих ветвей и узлов до тех пор, пока не будет определено напряжение на шинах второй генераторной станции, соответствующее принятой реактивной мощности первой станции. Расчет повторяется столько раз, чтобы имелась возможность построить график $U_2 = f(Q_1)$ (см.рис.П2.I, $б$). По пересечению этого графика с прямой, соответствующей заданному значению $U_{2(0)}$, определяют значение реактивной мощности первой станции в заданном режиме. Реактивная мощность первой станции в этом режиме и угол сдвига векторов напряжений U_1 и U_2 определяются из графиков $\delta_{U_{12}} = f(Q_1)$ и $Q_2 = f(Q_1)$, как это показано на рис.П2.I, $б$. Формулы могут быть использованы для однозначного определения параметров режима системы в тех частных случаях, когда заданы напряжение в узле и потоки мощности во всех примыкающих к нему узлах при отсутствии замкнутых контуров в схеме сети. Примеры таких схем приведены на рис.П2.2. В этих случаях выполняется последовательный расчет

режима всех элементов сети, начиная с элементов, примыкающих к ветвям с заданным режимом.

При расчетах пределов мощности для отдельных элементов системы по условияи статической устойчивости возникает задача оп-

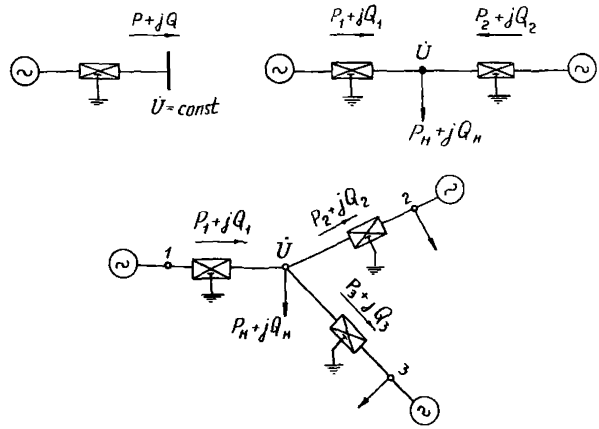


Рис.П2.2. Примеры схем замещения электрических систем

ределения активной мощности в интересующем элементе системы: ветви генераторной станции, дальней электропередаче и т.д. при изменении исходного режима системы, осуществляемом при сохранении неизменными части его параметров. Так, например, определяется мощность удаленной станции при сохранении нагрузки системы, тех или иных ЭДС ее генераторных станций и заданном уменьшении мощности станции приемной системы.

В сложной электрической системе такая задача решается общими методами расчета режима. Рассмотрим решение некоторых задач, требующих определения характеристик режима системы в различных заданных условиях работы относительно простых ее расчетных схем.

I. Электрическая система представлена трехмашинной схемой замещения (рис.П2.3), применительно к которой определяется предел мощности станции I при сохранении неизменной мощности станции 2 и условии постоянства ЭДС всех станций. Для этого, задаваясь серией постоянно увеличивающихся значений угла δ_{12}, находят

соответствующие им значения угла δ_{13} из уравнения

$$P_2 = P_{2(0)} = E_2^2 Y_{22} \sin\alpha_{22} - E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}) + \quad (П2.3)$$
$$+ E_2 E_3 Y_{23} \sin(\delta_{13} - \delta_{12} - \alpha_{23}).$$

Решение этого уравнения выполняется графоаналитическим методом: для каждого принятого значения δ_{12} задаются несколькими значениями угла δ_{13} и вычисляют мощность P_2, затем по полученным данным строят график, который совмещается на одном чертеже с прямой, соответствующей заданному значению мощности $P_2 = P_{2(0)}$; точка пересечения этих графиков определяет искомое значение угла δ_{23}.

Предел мощности станции I вычисляется по уравнению

$$P_1 = E_1 Y_{11} \sin\alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}), \quad (П2.4)$$

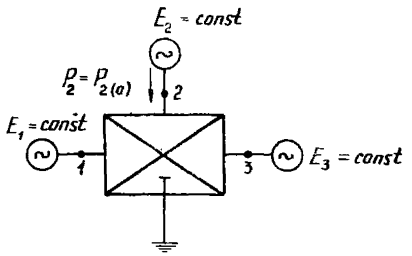


Рис.П2.3. Трехмашинная схема замещения

в которое подставляются постепенно увеличивающиеся значения угла δ_{12} и соответствующие им значения угла δ_{13}. Максимальное значение мощности, полученное в результате такого расчета, определяет искомый предел мощности.

2. Электрическая система представлена двухмашинной схемой замещения со сложной связью между узловыми точками, в которые включены нагрузки (рис.П2.4,*а*). Определяется предел мощности станции I при учете статических характеристик нагрузок и постоянстве ЭДС обеих станций. Такая задача решается методом подбора, который выполняется в следующей последовательности. Задаются активной мощностью второй станции $P_{2(1)}$, несколько меньшей, чем мощность исходного нормального режима $P_{2(0)}$, и тремя значениями реактивной

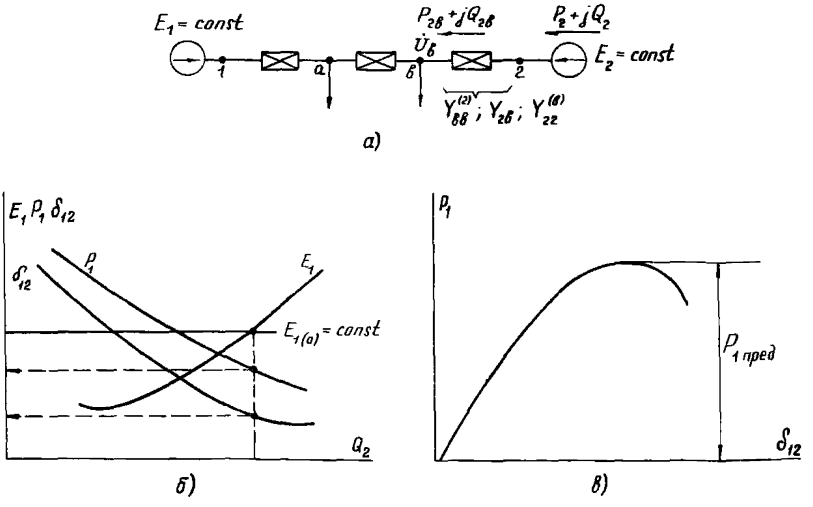


Рис.П2.4. Двухмашинная схема замещения со сложной связью между узловыми точками:

а – принципиальная схема; *б* – графоаналитический расчет режима; *в* – график для определения предела мощности

мощности $Q'_{2(1)}$, $Q''_{2(1)}$ и $Q'''_{2(1)}$, протекающей в схеме замещения за реактивным сопротивлением генераторной станции 2. Для каждой пары принятых значений активной и реактивной мощности ($P_{2(1)}$ и $Q'_{2(1)}$, $P_{2(1)}$ и $Q''_{2(1)}$, $P_{2(1)}$ и $Q'''_{2(1)}$) по известной ЭДС E_2 вычисляется напряжение в ближайшем к станции 2 узла схемы и определяются мощности в ветви, связывающей этот узел с узлом, в который включена ЭДС E_2. При сложной связи между узлами предварительно определяются собственные и взаимные проводимости между ними, после чего решение выполняется с помощью формул, в которых принята индексация в соответствии с рис.П2.4:

$$\delta_{2в} = arctg \frac{P_{2(1)} - E_2^2 Y_{22}^{(в)} \sin \alpha_{22}^{(в)}}{E_2^2 Y_{22}^{(в)} \cos \alpha_{22}^{(в)} - Q_2} + \alpha_{2в},$$

$$U_в = \frac{P_2 - E_2^2 Y_{22}^{(в)} \sin \alpha_{22}^{(в)}}{E_2 Y_{2в} \sin (\delta_{2в} - \alpha_{2в})},$$

$$P_{2в} = -U_в^2 Y_{вв}^{(2)} \sin \alpha_{вв}^{(2)} + E_2 U_в Y_{2в} \sin (\delta_{2в} + \alpha_{2в}), \quad (П2.5)$$

$$Q_{2в} = -U_в^2 Y_{вв}^{(2)} \cos \alpha_{вв}^{(2)} + E_2 U_в Y_{2в} \cos (\delta_{2в} + \alpha_{2в}).$$

Если связь между узлами 2 и $в$ осуществляется только через последовательно соединенные активное и реактивное сопротивления, то расчет искомых величин может быть выполнен с помощью формул, аналогичных (П2.1) и (П2.2). Для трех полученных в результате такого расчета значений напряжения на нагрузке определяется по статическим характеристикам ее активная и реактивная мощности в рассматриваемых режимах. Затем по балансу мощности определяются мощности в ветви, связывающей узел $в$ с ближайшим узлом $а$, после чего выполняется расчет напряжения в этом узле и потоков мощности в связанных с ним ветвях. Далее рассчитываются последовательно режимы следующих элементов схемы, причем расчет продолжают до тех пор, пока не будут найдены три значения ЭДС E_1 и мощности P_1, соответствующие принятым мощностям станции 2. По результатам расчета строятся графики $E_1 = f(Q_2)$, $P_1 = f(Q_2)$, $\delta_{12} = f(Q_2)$, которые позволяют найти, как это показано на рис.П2.4,$б$, значения угла δ_{12} и активной мощности $P_{1(1)}$, которую при неизменных ЭДС генераторных станций выдает в сеть станция I в принятых условиях.

Аналогичные расчеты мощности станции 2 повторяются для ряда значений мощности этой станции, пока в их результате не будет получен график $P_1 = f(\delta_{12})$, позволяющий определить искомый предел мощности (см.рис.П2.4,$в$).

Приложение 3

ВЫРАЖЕНИЯ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТА a_n ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ

Пример I.

Выражение для свободного члена характеристического уравнения для системы, содержащей две эквивалентные синхронные машины, соединенные сложной связью, в зависимости от параметров регулирования.

Случай I. Регулирование на одной синхронной машине осуществляется только по взаимным параметрам, а другая эквивалентная машина характеризуется неизменной ЭДС $E_2 = const$. Тогда из определителя (3.I3) получаем

$$a_n = D_0(0) = \begin{vmatrix} \tau_{J1} & C_{12} & B_{11} \\ \tau_{J2} & C_{22} & B_{21} \\ 0 & E''_{12} + \sum_{n} E'''_{12} K_{on} & D''_{11} + \sum_{n} D'''_{11} K_{on} \end{vmatrix} =$$

$$= \tau_{J1} \begin{vmatrix} C_{22} & B_{21} \\ E''_{12} & D''_{11} \end{vmatrix} - \tau_{J2} \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ E''_{12} & D''_{11} \end{vmatrix} +$$

$$+ \sum_{n} K_{on} \left\{ \tau_{J1} \begin{vmatrix} C_{22} & B_{21} \\ E'''_{12} & D'''_{11} \end{vmatrix} - \tau_{J2} \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ E'''_{12} & D'''_{11} \end{vmatrix} \right\}.$$

Учитывая, что $C_{12} = -C_{11}$, $E''_{12} = -E''_{11}$, $E'''_{12} = -E'''_{11}$,

и введя обозначения

$$a_3 = \tau_{J1} \begin{vmatrix} C_{22} & B_{21} \\ E''_{12} & D''_{11} \end{vmatrix} - \tau_{J2} \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ E''_{12} & D''_{11} \end{vmatrix},$$

$$\Delta_{2n} = \tau_{J1} \begin{vmatrix} C_{22} & B_{21} \\ E'''_{12} & D'''_{11} \end{vmatrix} - \tau_{J2} \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ E'''_{12} & D'''_{11} \end{vmatrix},$$

запишем

$$a_п = a_з + \sum_{п \neq \delta} \Delta_{2п} K_{оп}. \qquad (П3.1)$$

Случай 2. Если среди параметров регулирования есть абсолютный угол (например, угол δ_1 или $\delta_{УГ1}$ - угол напряжения шин первого эквивалентного генератора относительно синхронной оси) и в закон регулирования введено его отклонение, то

$$a_п \begin{vmatrix} 0 & C_{12} & B_{11} \\ 0 & C_{22} & B_{21} \\ K_{оδ} & E''_{12} + \sum_п E''_{12} K_{оп} & D''_{11} + \sum_п D''_{11} K_{оп} \end{vmatrix} = K_{оδ} \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ C_{22} & B_{21} \end{vmatrix},$$

Введя обозначение

$$\Delta_{оδ} = \begin{vmatrix} C_{12} & B_{11} \\ C_{22} & B_{21} \end{vmatrix},$$

запишем

$$a_п = \Delta_{оδ} K_{оδ}. \qquad (П3.2)$$

Случай 3. Если среди параметров стабилизации имеется абсолютный угол (в законе регулирования не используется отклонение) и введена его первая производная, то свободный член

$$a_п = \Delta_{оδ} K_{1δ}. \qquad (П3.3)$$

Случай 4. Если среди параметров стабилизации имеется абсолютный угол и в законе регулирования используются только его вторая и высшие производные, то

$$a_п = a_з + \sum_п \Delta_{2п} K_{оп} + \Delta_{оδ} K_{2δ}. \qquad (П3.4)$$

Пример 2.

Критерий апериодической устойчивости для системы, состоящей из двух эквивалентных регулируемых синхронных машин (представляемых $E_x = const$ за сопротивлением x), соединенных сложной связью, определяемого по формуле

$$a_{21} = \frac{1}{T_{J1}} \cdot \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \cdot \frac{dP_2}{d\delta_{12}} > 0. \qquad (П3.5)$$

При вычислении a_{21} рассмотрим два способа представления нагрузки.

Случай I. Нагрузка представлена постоянными сопротивлениями. В этом случае значение угла на оси δ_{12}, соответствующее границе апериодической устойчивости, всегда расположено между максимумом характеристики мощности первой станции $P_1 = f(\delta_{12})$ и минимумом характеристики мощности второй станции $P_2 = f(\delta_{12})$, изменяясь в этих пределах в зависимости от соотношения постоянных инерции T_{J1} и T_{J2}.

Таким образом, истинная область апериодической устойчивости несколько шире, чем определяемая по знаку синхронизирующей мощности. При увеличении T_{J2} эта разница уменьшается и в пределе $(T_{J2} \to \infty)$ она пропадает. Пример в числах см. в [Л.44].

Случай 2. Нагрузки представлены статическими характеристиками активной и реактивной мощностей по напряжению, синхронные машины - неявнополюсные. Входящие в a_{21} производные вычисляются по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} &= \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{1H}} \cdot \frac{d\delta_{1H}}{d\delta_{12}} + \frac{\partial P_1}{\partial U} \cdot \frac{dU}{d\delta_{12}}, \\ \frac{dP_2}{d\delta_{12}} &= \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{2H}} \cdot \frac{d\delta_{2H}}{d\delta_{12}} + \frac{\partial P_2}{\partial U} \cdot \frac{dU}{d\delta_{12}}, \end{aligned}\right\} \quad (П3.6)$$

где

$$\frac{d\delta_{1H}}{d\delta_{12}} = \frac{B_Q \partial P_{2H}/\partial \delta_{2H} - B_P \partial Q_{2H}/\partial \delta_{2H}}{B_Q A_P - B_P A_Q},$$

$$\frac{d\delta_{2H}}{d\delta_{12}} = \frac{B_P \partial Q_{1H}/\partial \delta_{1H} - B_Q \partial P_{1H}/\partial \delta_{1H}}{B_Q A_P - B_P A_Q},$$

$$\frac{dU}{d\delta_{12}} = \frac{\partial Q_{2H}/\partial \delta_{2H} \cdot \partial P_{1H}/\partial \delta_{1H} - \partial Q_{1H}/\partial \delta_{1H} \cdot \partial P_{2H}/\partial \delta_{2H}}{B_Q A_P - B_P A_Q},$$

$$A_P = \frac{\partial P_{1H}}{\partial \delta_{1H}} + \frac{\partial P_{2H}}{\partial \delta_{2H}}, \qquad A_Q = \frac{\partial Q_{1H}}{\partial \delta_{1H}} + \frac{\partial Q_{2H}}{\partial \delta_{2H}},$$

$$B_P = \frac{\partial P_{1H}}{\partial U} + \frac{\partial P_{2H}}{\partial U} - k_{P(U)},$$

$$B_Q = \frac{\partial Q_{1H}}{\partial U} + \frac{\partial Q_{2H}}{\partial U} - k_{Q(U)},$$

где $k_{P(U)}$, $k_{Q(U)}$ - регулирующие эффекты нагрузки по напряжению.

Частные производные вычисляются по выражениям мощностей

$$P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 U y_{1H} \sin (\delta_{1H} - \alpha_{1H}),$$

$$P_2 = E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + E_2 U y_{2H} \sin (\delta_{2H} - \alpha_{2H}),$$

$$P_{1H} = -U^2 y_{1HH} \sin \alpha_{1HH} + E_1 U y_{1H} \sin (\delta_{1H} + \alpha_{1H}),$$

$$P_{2H} = -U^2 y_{2HH} \sin \alpha_{2HH} + E_2 U y_{2H} \sin (\delta_{2H} + \alpha_{2H}),$$

$$Q_{1H} = -U^2 y_{1HH} \cos \alpha_{1H} + E_1 U y_{1H} \cos (\delta_{1H} + \alpha_{1H}),$$

$$Q_{2H} = -U^2 y_{2HH} \cos \alpha_{2HH} + E_2 U y_{2H} \cos (\delta_{2H} + \alpha_{2H}),$$

где y_{11} - собственная проводимость связи генератора I с узлом нагрузки (со стороны генератора I);

y_{1H} - собственная проводимость связи генератора 1 с узлом нагрузки (со стороны узла нагрузки);

y_{1HH} - взаимная проводимость между узлами;

$\alpha_{11}, \alpha_{1H}, \alpha_{1HH}$ - соответствующие углы сопротивления.

Для проводимостей и углов сопротивления генератора 2 - аналогично.

Пример 3 [Л.8].

Критерий апериодической устойчивости для системы, состоящей из трех регулируемых генераторных станций (представляемых $E_x = const$ за сопротивлением x), определяется по формуле

$$a_4 = a_{21}^{21} \cdot a_{31}^{31} - a_{21}^{31} \, a_{31}^{21}. \qquad (П3.7)$$

Пример 4.

При замене одной станции в четырехмашинной схеме шинами неизменного напряжения критерии апериодической устойчивости не зависят от постоянных инерции остальных трех станций.

Для четырехмашинной схемы (при отсутствии шин неизменного напряжения) свободный член характеристического уравнения имеет вид

$$a_6 = \begin{vmatrix} a_{21}^{21} & a_{21}^{31} & a_{21}^{41} \\ a_{31}^{21} & a_{31}^{31} & a_{31}^{41} \\ a_{41}^{21} & a_{41}^{31} & a_{41}^{41} \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{21}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{31}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{41}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{21}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{31}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{41}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{21}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{31}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{41}} - \frac{1}{T_{J1}}\cdot\frac{\partial P_1}{\partial \delta_{41}} \end{vmatrix} \quad (П3.8)$$

Заменим станцию I шинами неизменного напряжения, тогда

$$a_6 = \begin{vmatrix} \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J2}}\cdot\frac{\partial P_2}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J3}}\cdot\frac{\partial P_3}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{21}} & \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{31}} & \frac{1}{T_{J4}}\cdot\frac{\partial P_4}{\partial \delta_{41}} \end{vmatrix} = \quad (П3.9)$$

$$= \frac{1}{T_{J2}T_{J3}T_{J4}} \begin{vmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{21}} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{31}} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{21}} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{31}} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_{41}} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{21}} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{31}} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_{41}} \end{vmatrix}.$$

Отсюда видно, что граница апериодической устойчивости в этом случае не зависит от постоянных инерции станций. Аналогичный вывод справедлив для любого числа эквивалентных синхронных станций.

Приложение 4

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕТОЧНОСТИ ЗАДАНИЯ ПАРАМЕТРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ УСТОЙЧИВОСТИ

При определении статической устойчивости и соответственно пределов мощности электрических систем целесообразно учитывать возможную по многим причинам неточность задания исходной информации. Учет отклонений схемных и режимных параметров электрической системы от значений, принимаемых как средние, позволяет оценить статическую устойчивость не одной величиной, а областью ее возможных значений.

Отработанной и общепринятой методики учета влияния отклонений параметров электрической системы на статическую устойчивость пока нет. Здесь рассматривается один из возможных способов, основанный на теории планирования эксперимента.

Приводимый пример носит методический характер, поэтому параметры системы (не точно известные), их отклонения, а так же другие величины приняты произвольно. По этой же причине здесь не приводятся теоретические положения и обоснование метода, а в соответствующих местах даются ссылки на литературу.

Рассматривается система, которая содержит три эквивалентных генератора (рис.П4.I), где Г1 - удаленная электростанция, Г2 - группа синхронных компенсаторов на подстанции приемной системы, которая представлена эквивалентным генератором Г3. Параметры схемы замещения системы, собственные и взаимные проводимости и параметры исходного режима приведены в табл.П4.I*.

---

* Базисные величины: $U_{баз}$ = 520 кВ; $S_{баз}$ = 1760 МВ·А; собственные и взаимные проводимости: $\dot{Y}_{11} = 0{,}442\angle -79{,}2^0$; $\dot{Y}_{22} = 0{,}543\angle -87^0$; $\dot{Y}_{12} = 0{,}125\angle -106{,}2^0$; $\dot{Y}_{13} = 0{,}48\angle -108{,}7^0$; $\dot{Y}_{23} = 0{,}383\angle -108^0$. В исходном режиме: $P_{10} = 0{,}683$; $P_{20} = 0 = Const$; $\delta_{120} = 40^0$, $\delta_{130} = 32^0$.

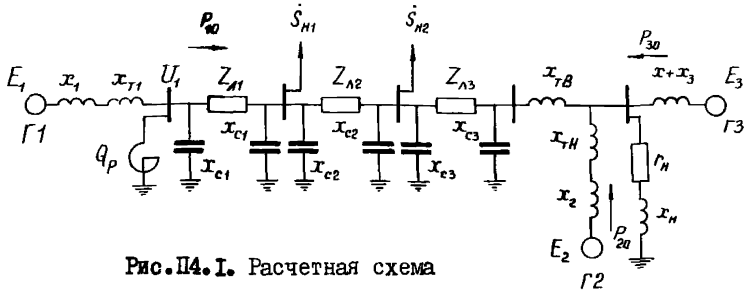


Рис.П4.1. Расчетная схема

Мощность каждого эквивалентного генератора

$$P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}); \qquad \text{(П4.1)}$$

$$P_2 = E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + E_2 E_3 y_{23} \sin(\delta_{13} - \delta_{12} - \alpha_{23}) = 0; \qquad \text{(П4.2)}$$

$$P_3 = E_1 E_3 y_{13} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) + E_2 E_3 y_{23} \sin(\delta_{12} - \delta_{13} - \alpha_{23}) + E_3^2 y_{33} \sin \alpha_{33}. \qquad \text{(П4.}$$

Предел мощности в системе определяется пределом мощности удаленной электростанции ГІ. Предельная мощность ГІ $P_{пр\,0}$ при параметрах, приведенных в табл.П4.І, определена путем решения уравнений (П4.І) и (П4.2) при постепенном утяжелении режима (увеличивался относительный угол δ_{12}) и учете условия $P_2 = 0$.

В результате было найдено $P_{пр\,0} = 0{,}89$. Предположим теперь, что параметры системы E_1, $x_1 + x_{т1}$, $Z_{л2}$, $x_{с2}$, $r_{н2}$, $x_{н2}$ * известны не точно, а в пределах, указанных в табл.П4.2. Поэтому требуется найти возможные отклонения предельной мощности $P_{пр}$ (от найденной $P_{пр\,0}$) и границы ее изменения.

При выполнении расчетов примем, что надежность результатов должна составлять $p = 0{,}95$ и что все другие параметры системы и ее режима известны с точностью 2,5%.

Влияние шести параметров системы в области их возможных отклонений на предел мощности в системе будем определять, ис-

---

* $r_{н2} + jx_{н2}$ – сопротивление нагрузки $\dot{S}_{н2}$.

пользуя метод факторного планирования эксперимента [Л.74, 75]. Решение будем искать в виде линейного уравнения регрессии в предположении отсутствия взаимосвязей между переменными параметрами:

$$\theta = b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i Z_i ,$$

где θ – исследуемая величина, т.е. $P_{пр}$;

$i = 1,2,\ldots, n$ – номер переменного параметра, в нашем случае $n = 6$;

b_i – коэффициенты уравнения регрессии, определяемые в процессе проведения планированного расчета;

b_0 – коэффициент математического ожидания искомой величины;

Z_i – нормированное значение i -го переменного параметра, которое должно быть равно +I или -I;

$$Z_i = \frac{x_i - x_{i*}}{\lambda_i},$$

x_{i*} – значение параметра в исходном режиме;

λ_i – шаг варьирования параметра;

x_i – значение параметра в верхнем или нижнем пределе (табл.П4.2) при его изменении.

Так, для E_1 ($i = 6$) имеем (см.табл.П.42) $X_6 = 1{,}18$, $\lambda_6 = 0{,}1 \cdot 1{,}18$, на верхнем и соответственно нижнем пределах $X_6 = 1{,}18 + 0{,}1 \cdot 1{,}18$; $X_6 = 1{,}18 - 0{,}1 \cdot 1{,}18$.

Для определения коэффициентов уравнения регрессии $b_0, b_1, \ldots, b_6$ проведем факторный расчетный эксперимент, который позволяет получить их статистические оценки при минимальном объеме расчетов.[1]

Особенность построения факторных планов заключается в том, что они предусматривают одновременное изменение всех варьируемых параметров. В соответствии с теорией планирования эксперимента последний должен проводиться по строго заданному закону.

---

[1] При этом законы распределения случайных параметров не задаются и, следовательно, не определяется закон распределения искомой величины θ ; могут быть найдены только границы ее изменения.

Таблица П4.I

Параметр схемы замещения	E_1	U_1	x_1	E_2	$x_{тн}+x_2$	E_3	$x+x_3$	$x_{т1}$
Значения параметра, отн.ед.	I,I8	I,00	0,60	I,I7	I,55	I,06	0,34	0,095

Параметр схемы замещения	$x_{тв}$	$P_{н1}$	$Q_{н1}$	$P_{н2}$	$Q_{н2}$	$\dot{Z}_н$	$Q_р$
Значения параметра, отн.ед.	0,I04	0,053	0,034	0,030	0,0I7	0,56+j0,30	0,203

Параметр схемы замещения	$\dot{Z}_{л1}$	$x_{с1}$	$\dot{Z}_{л2}$	$x_{с2}$	$\dot{Z}_{л3}$	$x_{с3}$
Значения параметра, отн.ед	$0,228\angle 86^0$	7,I3	$0,332\angle 86^0$	4,9	$0,2\angle 86^0$	8,I

Таблица П4.2

Номер параметра i	Параметр схемы	Пределы отклонений,%	Фактор	Значение параметра схемы, отн.ед.	
				максимальное, $Z_i = +I$	минимальное, $Z_i = -I$
I	$Z_{л2}$	±25	Z_1	$(0,322+0,080)\angle 86^0$	$(0,322-0,08)\angle 86^0$
2	$x_{с2}$	±25	Z_2	4,9+I,23	4,9-I,23
3	$x_1+x_{т1}$	±25	Z_3	0,695+0,I74	0,695-0,I74
4	$r_{н2}$	±25	Z_4	26,5+6,6	26,5-6,6
5	$x_{н2}$	±25	Z_5	I5,2+3,8	I5,2-3,8
6	E_1	±I0	Z_6	I,I8+0,I2	I,I8-0,I2

Таблица П4.3

Номер опыта j	Фактор						Значение $\theta_j = P_{npj}$
	Z_1	Z_2	Z_3	$Z_1Z_2 = Z_4$	$Z_1Z_3 = Z_5$	$Z_2Z_3 = Z_6$	
I	+I	+I	+I	+I	+I	+I	0,815
2	-I	+I	+I	-I	-I	+I	0,865
3	+I	-I	+I	-I	+I	-I	0,739
4	-I	-I	+I	+I	-I	-I	0,788
5	+I	+I	-I	+I	-I	-I	0,773
6	-I	+I	-I	-I	+I	-I	0,836
7	+I	-I	-I	-I	-I	+I	I,095
8	-I	-I	-I	+I	+I	+I	I,I75
9	0	0	0	0	0	0	0,890

Выдвинутое предположение об отсутствии взаимосвязей между переменными параметрами, справедливость которого будет показана ниже, позволяет существенно сократить число экспериментов, перейдя от полного факторного эксперимента к дробному факторному эксперименту (ДФЭ).

При использовании ДФЭ типа 2^3 может быть принято, что

$$Z_4 = Z_1Z_2;\ Z_5 = Z_1Z_3;\ Z_6 = Z_2Z_3$$

(табл.П4.3). Таким образом, применив ДФЭ, можно предположительно ограничиться лишь восемью опытами. После проведения эксперимента уравнения коэффициентов регрессии определяются как

$$b_i = \frac{\sum_{j=1}^{N} Z_{ij}\theta_j}{N}, \qquad (П4.4)$$

где $i = I,2,...,6$ – номер переменного параметра;

$j = I,2,...,N$ – номер опыта, т.е. строки табл.П4.3;

N – общее число опытов;

θ_j – значение искомой величины, найденное в j - м опыте (см.табл.П4.3);

Z_{ij} – нормированное значение i -го параметра в j - м опыте.

Коэффициент b_0, являющийся математическим ожиданием искомой величины, при тех же обозначениях равен

$$b_0 = \frac{\sum_{j=1}^{N} \theta_j}{N}. \qquad (П4.5)$$

Первый расчет предела мощности в энергосистеме (см.табл.П4.3) выполняют при верхних значениях всех параметров (табл.П4.2). Перед определением значения $P_{пр1}$ вычисляются новые значения собственных и взаимных проводимостей системы, так как изменяются значения $Z_{л2}$, x_{c2}, $x_1 + x_{T1}$, $Z_{н2}$. При найденных значениях собственных и взаимных проводимостей и новом значении E_1 решением системы уравнений для мощностей первого и второго эквивалентных генераторов определяется значение предела мощности ($P_{пр1} = 0{,}815$), это дает возможность заполнить первую строку последнего столбца табл.П4.3. При определении значений $P_{пр1}$ во всех опытах принято условие, что углы в исходном режиме неизменны: $\delta_{120} = 40^0$, $\delta_{130} = 32^0$.

Коэффициент b_0 по выражению (П4.5) равен 0,886 . Коэффициент b_i при факторе Z_1 в уравнении регрессии определяется по выражению (П4.4) для $i = 1$; $b_1 = -0{,}030$. Найденные аналогичным путем остальные коэффициенты уравнения регрессии таковы: $b_2 = -0{,}064$, $b_3 = -0{,}084$, $b_4 = +0{,}002$, $b_5 = +0{,}006$, $b_6 = +0{,}102$.

Определяем значимость найденных коэффициентов по критерию Стьюдента при уровне шума в системе 2,5%, оцениваемом величиной $\sigma\{P\} = 0{,}025 \cdot b_0 = 0{,}0222$. Доверительный интервал коэффициентов b_i

$$\varepsilon\{b_i\} = t\,\sigma\{b_i\} = t \cdot \frac{\sigma\{P_{пр}\}}{\sqrt{N}} = 0{,}019,$$

где $t = 2{,}37$ для принятой степени надежности $\rho = 0{,}95$ и степени свободы $f = N - 1 = 8 - 1 = 7$.

Сравнивая значения коэффициентов уравнения регрессии с их доверительным интервалом, видим, что $b_4 < \varepsilon\{b_i\} = 0{,}019$ и $b_5 < \varepsilon\{b_i\}$, следовательно, при принятых исходных условиях изменения четвертого и пятого параметров (табл.П4.3) не оказывают влияния на предел по мощности. Влияние возможной неточности остальных параметров на значение $P_{пр}$ оказывается существенным.

Уравнение, отражающее количественную оценку переменных параметров в области их изменений на значение $P_{пр}$, имеет вид

$$P_{пр.р} = 0{,}886 - 0{,}03\,Z_1 - 0{,}064\,Z_2 - 0{,}084\,Z_3 + 0{,}102\,Z_6.$$

Проверим адекватность этого уравнения, т.е. проверим, насколько точно оно описывает исследуемую функцию в заданной области возможных значений переменных параметров. При проверке адекватности уравнения по критерию Фишера по данным расчета получают оценку дисперсии неадекватности $\sigma^2_{ад}\{P_{пр}\}$, которая равна

$$\sigma^2_{ад}\{P_{пр}\} = \frac{\sum_{j=1}^{N}\{P_{пр.j} - P_{пр.рj}\}^2}{N - n' - 1} = \frac{0{,}000318}{8-4-1} = 0{,}000106,$$

где $P_{пр.j}$ – предел по мощности в системе для строки j плана расчета (см.табл.П4.3);

$P_{пр.рj}$ – та же величина, но найденная по уравнению регрессии (расчет приведен в табл.П4.4);

N – число опытов;

n' – число значимых параметров (в данном примере $n' = 4$).

По величине дисперсии неадекватности определяется значение F -отношения

$$F = \frac{\sigma^2_{ад}\{P_{пр}\}}{\sigma^2\{P_{пр}\}} = \frac{\sigma^2_{ад}\{P_{пр}\}}{(0{,}025\,B_0)^2} = \frac{0{,}000106}{0{,}00049} = 0{,}217.$$

Граничное значение F - отношения, принятое для степени надежности $p = 0{,}95$ и степеней свободы $f_1 = N - n' - 1 = 3$, $f_2 = N - 1 = 7$, равно $F_т = 4{,}4$.

Ввиду того, что $F < F_т$, полученное уравнение регрессии с четырьмя значимыми параметрами адекватно зависимости значений $P_{пр}$ от переменных параметров в пределах заданных диапазонов их возможных изменений.

Адекватность линейного уравнения регрессии показала правомерность отказа от учета взаимодействий между рассматриваемыми параметрами и подтвердила целесообразность перехода от полного

Таблица П4.4

Номер расчета по плану	Значение $P_{пр}$		Значение построчной дисперсии неадекватности, $(P_{пр\,j} - P_{пр.\,pj})^2$
	из расчета по плану (см.табл.П4.3), $P_{пр\,j}$	из уравнения регрессии, $P_{пр.\,pj}$	
I	0,8I5	0,8I	0,000025
2	0,865	0,87	0,000025
3	0,739	0,734	0,000025
4	0,788	0,794	0,000036
5	0,773	0,774	0,00000I
6	0,836	0,834	0,000004
7	I,095	I,I06	0,000I2I
8	I,I75	I,I66	0,000081

$$\sum_{j=1}^{8} (P_{пр\,j} - P_{пр.\,pj})^2 = 0{,}000318$$

факторного плана эксперимента (64 расчета) к дробному (8 расчетов).

Уравнение регрессии дает возможность найти максимальное и минимальное значения предела мощности в системе и оценить влияние на него каждого из переменных параметров.

Максимальное значение имеет место при $Z_1 = -I$, $Z_2 = -I$, $Z_3 = -I$, $Z_6 = +I$:

$$P_{пр.макс} = 0{,}886 - 0{,}03\cdot(-I) - 0{,}064\cdot(-I) - 0{,}084\cdot(-I) + 0{,}I02\cdot(+I) = I{,}I66;$$

аналогично минимальное значение

$$P_{пр.мин} = 0{,}886 - 0{,}03\cdot(+I) - 0{,}064\cdot(+I) - 0{,}084\cdot(+I) + 0{,}I02\cdot(-I) = 0{,}606.$$

Таким образом, возможные границы изменения предела мощности при отклонениях параметров систем (см.табл.П4.2) составляют

$$P_{пр} \doteq 0{,}886 \pm 0{,}28.$$

При параметрах системы, фиксированных на их средних уровнях, $P_{пр} = 0{,}890$.

Пример показывает, что неточность параметров учитывать следует, однако иногда можно сразу ряд параметров отнести к незначимым. Рекомендации по этому вопросу имеются в [Л.75].

По уравнению регрессии можно найти все статистические характеристики результатов расчетов, если исходные параметры в границах своих изменений заданы вероятностно тем или иным законом распределения. Методика подобного рода расчетов изложена в [Л.76].

Приложение 5

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ НАСТРОЕЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ АРВ ПО УСЛОВИЯМ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ МАШИН

Пример I.

Выбрать настроечные параметры АРВ по условию устойчивости синхронной машины, работающей в режиме холостого хода. Настроечными параметрами являются: коэффициент усиления по отклонению напряжения, параметры обратной связи, охватывающей возбудитель, и коэффициент усиления по первой производной напряжения (в случае АРВ сильного действия). Учитывая постоянную времени ротора T_{do}, регулятора T_p и параметры обратной связи в виде эквивалентной постоянной времени возбудителя T_e, получим, используя критерий Гурвица, условие устойчивости в виде неравенства

$$K_{ou} < (T_{do} + T_e + T_p)\cdot\left(\frac{1}{T_{do}} + \frac{1}{T_e} + \frac{1}{T_p}\right) - 1 = K_{оимакс}. \quad (П5.1)$$

Если при заданных параметрах T_{do}, T_e, T_p значение $K_{оимакс}$, полученное по условию устойчивости, меньше значения, необходимого по условию заданной точности поддержания напряжения, то его можно увеличить либо уменьшением T_e (охват возбудителя отрицательной жесткой обратной связью), либо увеличением T_e (охват возбудителя

отрицательной гибкой обратной связью), либо дополнительным введением регулирования по первой производной напряжения. В последнем случае значение K_{ou} ограничено неравенством

$$K_{ou} < (\tau_{do} + \tau_e + \tau_p + K_{1u}) \cdot \left(\frac{1}{\tau_{do}} + \frac{1}{\tau_e} + \frac{1}{\tau_p}\right) - 1 . \qquad (П5.2)$$

Реальные коэффициенты, обеспечивающие достаточную точность поддержания напряжения (I - 5%), лежат в пределах $K_{ou} = 25 \div$ I00 $\frac{\text{ед.возб.хх}}{\text{ед.напр.}}$. Так, например, на генераторах Братской ГЭС

$$K_{ou} = \text{I00}\ \frac{\text{ед.возб.хх}}{\text{ед.напр.}},\quad K_{1u} = \text{I2}\ \frac{\text{ед.возб.хх}}{\text{ед.напр.}} .$$

Пример 2.

Построение областей устойчивости в координатах коэффициентов регулирования по производным АРВ сильного действия в простой системе производится методом D-разбиения, для чего:

I) записывается характеристическое уравнение (3.I2) в виде

$$D(p) = K_{2n} Q(p) + K_{1n} N(p) + R(p) = 0 , \qquad (П5.3)$$

где $Q(p), N(p), R(p)$ - многочлены по p [Л.I2] ;

2) в выражение $D(p) = 0$ подставляют $p = j\omega$, получают $D(j\omega) = 0$ и приравнивают нулю его вещественные и мнимые части

$$K_{2n} Q_1(\omega) + K_{1n} N_1(\omega) + R_1(\omega) = 0,$$
$$K_{2n} Q_2(\omega) + K_{1n} N_2(\omega) + R_2(\omega) = 0,$$

где $Q_1(\omega), Q_2(\omega), N_1(\omega), N_2(\omega), R_1(\omega), R_2(\omega)$ - соответственно вещественные и мнимые части полиномов $Q(j\omega), N(j\omega), R(j\omega)$

3) система уравнений решается относительно K_{2n} и K_{1n} , и получается параметрическое уравнение для коэффициентов регулирования по производным в форме

$$K_{1n} = \frac{\Delta_{K1}(\omega)}{\Delta(\omega)} , \qquad K_{2n} = \frac{\Delta_{K2}(\omega)}{\Delta(\omega)} ,$$

где $$\Delta(\omega) = \begin{vmatrix} Q_1(\omega) & N_1(\omega) \\ Q_2(\omega) & N_2(\omega) \end{vmatrix} ,$$

$$\Delta_{K1}(\omega)=\begin{vmatrix} Q_1(\omega) & -R_1(\omega) \\ Q_2(\omega) & -R_2(\omega) \end{vmatrix}, \quad \Delta_{K2}(\omega)=\begin{vmatrix} -R_1(\omega) & N_1(\omega) \\ -R_2(\omega) & N_2(\omega) \end{vmatrix};$$

4) параметру ω даются значения от 0 до ∞, вычисляются значения $K_{1\Pi}$ и $K_{2\Pi}$, принадлежащие границам D - разбиения. Для выделения предполагаемой области устойчивости при изменении ω от 0 до ∞ граница штрихуется справа, если $\Delta<0$, и слева, если $\Delta<0$.

Если из ранее полученного опыта неизвестно, что выделенная область устойчивости является действительно областью устойчивости, то необходимо проверить устойчивость (или число корней в правой полуплоскости) для одной точки плоскости D - разбиения с помощью критерия Рауса или Михайлова.

Если передаточная функция регулятора возбуждения сильного действия имеет вид

$$W_{\Pi}(p)=\frac{1}{(1+\tau_e p)(1+\tau_p p)}\left[K_{0\Pi}+\frac{pK_{1\Pi}}{1+\tau_{\partial} p}+\frac{p^2K_{2\Pi}}{(1+\tau_{\partial} p)^2}\right], \qquad (\Pi 5.4)$$

то при расчетах в ручную целесообразно применять методику построения границ областей устойчивости, позволяющую учесть постоянные времени системы возбуждения τ_e и АРВ τ_{∂} и τ_p без получения характеристического уравнения высокого порядка.

Расчет области устойчивости сначала ведется по параметрическим уравнениям, полученным из характеристического уравнения при $\tau_e=\tau_p=\tau_{\partial}=0$, причем определяются зависимости $K_{1\Pi}^{(0)}=f(\omega)$, $K_{2\Pi}^{(0)}=f(\omega)$, отмеченные индексом "0" как коэффициенты нулевого приближения.

Затем вычисляются коэффициенты первого приближения, определяющие при изменении ω от 0 до ∞ новые границы области устойчивости через значения коэффициентов нулевого приближения при $\tau_e\neq 0$, затем при $\tau_p\neq 0$ и, наконец, при $\tau_{\partial}\neq 0$.

Применение такой методики особенно целесообразно, если расчеты имеют целью, кроме анализа устойчивости и определения

области значений настроечных параметров, также выбор конструктивных параметров системы регулирования (T_e , $T_д$ и т.д.).

Современные регуляторы возбуждения, как правило, осуществляют комбинированное регулирование по отклонению тока (K_{oi}) и напряжения (K_{ou}), и, кроме основных параметров стабилизации, в АРВ сильного действия часто вводятся дополнительные параметры стабилизации. Для определения деформации области устойчивости в этом случае целесообразно применять графоаналитические методы, один из которых описан в приложении 6.

Разделение границы области статической устойчивости на опасную и безопасную [Л.10,47,48].

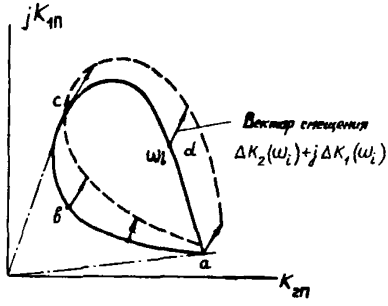
Работоспособность электрической системы, имеющей малый коэффициент запаса периодической устойчивости, зависит от характера границы. Вблизи опасной границы при возмущениях, превышающих некоторые, возможные в нормальных режимах значения, система становится практически неустойчивой. Нарушение безопасной границы сопровождается появлением автоколебаний тем меньшей амплитуды, чем меньше это нарушение.

При разделении границ области статической устойчивости необходимо учитывать нелинейность ограничения силового блока АРВ.

Расчет для выделения опасной и безопасной границ совмещается с построением области статической устойчивости. Для этого по тем же формулам метода D -разбиения (см.пример 2) и по тем же программам повторяется расчет, но все коэффициенты регулирования АРВ (кроме $K_{1п}$, $K_{2п}$, в плоскости которых строится граница), приравниваются к нулю. Результат второго расчета определит в комплексной плоскости $K_{2п}+jK_{1п}$ для каждой частоты ω_i вектор смещения $\Delta K_2(\omega_i) + j\Delta K_1(\omega_i)$, направление которого определяет характер границы. Если вектор смещения направлен внутрь области статической устойчивости, граница опасная, если наружу, то безопасная (рис.П5.1).

При регулировании по одному параметру при условии, если коэффициент $K_{оп}$ мало влияет на границу области статической устойчивости, расположенную в первом квадранте, рекомендуется применять упрощенный метод выделения опасной и безопасной границ области статической устойчивости [Л.44] . Из начала координат плоскости настроечных параметров АРВ проводятся две касательные

Рис.П5.1. Область статической устойчивости в координатах $K_{1П}$, $K_{2П}$



к границе области статической устойчивости. Низкочастотная часть границы abc опасная, часть cda (более высокочастотная) безопасная (см.рис.П5.1).

Приложение 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЙ ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ ВОЗБУДИТЕЛЯ

Одним из мероприятий, ведущих к увеличению размеров области устойчивости, является уменьшение постоянных времени элементов системы возбуждения и регулирования. Если, например, сравнивается электромашинная и быстродействующая системы возбуждения, то нужно оценить влияние уменьшения постоянной времени T_e силового элемента АРВ - возбудителя - на размеры области устойчивости.

Если в проекте станции уже предусмотрена быстродействующая система возбуждения синхронных машин, то можно составить требования к постоянным времени некоторых элементов АРВ, которые в случае необходимости могут быть реализованы усовершенствованием схемы или конструкции этих элементов.

Так как изучение перечисленных мероприятий связано с проведением многочисленных однотипных расчетов, то с целью уменьшения затрачиваемого на них труда и времени целесообразно использовать специальные методы, один из которых приведен ниже. Целесообразность применения тех или иных методов следует выяснить вначале для простейшей схемы соединения выделенной станции с системой, а затем уже проверить эффективность выбранного мероприятия путем расчета в сложной системе (с помощью ЦВМ).

Методы, рекомендуемые для такого рода расчетов, основаны

на сочетании графоаналитических способов и метода D -разбиения.

Чтобы выяснить, можно ли уменьшением постоянной времени возбудителя обеспечить необходимый размер области устойчивости, следует провести расчет, предположив $\tau_в = 0$. Если при $\tau_в = 0$ полученная область устойчивости больше, чем минимально необходимая, нужно определить максимально допустимую постоянную времени возбудителя. Чтобы исключить необходимость проведения серии расчетов при вариации $\tau_в$, рекомендуется следующий графоаналитический метод. Запишем уравнения кривой D -разбиения при регулировании по одному режимному параметру так

$$\left.\begin{aligned} K_{1п} &= K_{1п}^{(0)} + \tau_в (K_{0п} - \omega^2 K_{2п}^{(0)}), \\ K_{2п} &= K_{2п}^{(0)} + \tau_в K_{1п}^{(0)}, \end{aligned}\right\} \qquad (П6.1)$$

где $K_{1п}^{(0)}$, $K_{2п}^{(0)}$ - координаты области устойчивости при $\tau_в = 0$ (рис.П6.I,*а*), кривая I).

Задаемся $\tau_{в\,макс}$ максимальным значением из всех рассматриваемых вариантов схем возбуждения. В каждой точке кривой I, соответствующей некоторому значению ω_i, проводим вектор $\overline{ca}(\omega_i)$, равный

$$\overline{ca}(\omega_i) = \tau_{в\,макс}\left[K_{1п}^{(0)} + j(K_{0п} - \omega_i^2 K_{2п}^{(0)})\right].$$

Совокупность точек концов построенных векторов образует область устойчивости при $\tau_в = \tau_{в\,макс}$ (кривая 2). Исходя из желательного размера области устойчивости (условно определяемого точкой $в$ на кривой 3), определим максимально допустимое значение $\tau_в$

$$\tau_{в\,доп} = \tau_{в\,макс} \cdot \frac{\overline{cв}}{\overline{ca}}.$$

При регулировании по нескольким режимным параметрам ($П_1$, $П_2$, ...) уравнения кривой D -разбиения можно записать так

$$\left.\begin{aligned} K_{1п_1} &= K_{1п_1}^{(1)} - \tau_в (K_{0п_1} - \omega^2 K_{2п_1}^{(0)}), \\ K_{2п_1} &= K_{2п_1}^{(1)} - \tau_в K_{1п_1}^{(0)}, \end{aligned}\right\} \qquad (П6.2)$$

где $K_{1п_1}^{(0)}$, $K_{2п_1}^{(0)}$ - координаты области устойчивости (см.рис.П6.I,*б* кривая I) при $\tau_в = 0$ и $П_2 = П_3 = \ldots = 0$; $K_{1п_1}^{(1)}$, $K_{2п_1}^{(1)}$ - координаты области устойчивости (кривая 2) при $\tau_в = 0$ и $П_2, П_3, \ldots$, не равных нулю.

Для определения максимально допустимого значения τ_e поступаем так: задаемся $\tau_{e\,макс}$ и в каждой точке кривой 2 проводим вектор $\overline{ca}(\omega_i)$, равный

$$\overline{ca}(\omega_i) = -\tau_{e\,макс}\left[K^{(0)}_{1n_1} + j\left(K_{on_1} - \omega^2 K^{(0)}_{2n_1}\right)\right].$$

Совокупность точек концов построенных векторов образует область устойчивости при $\tau_e = \tau_{e\,макс}$ (кривая 3). Исходя из желательного размера области устойчивости (условно оцениваемого точкой b на кривой 4), определим максимально допустимое значение

$$\tau_{e\,доп} = \tau_{e\,макс}\,\frac{\overline{cb}}{\overline{ca}}.$$

Предлагаемая методика справедлива для определения максимально допустимого значения постоянной времени системы возбуждения выделенной станции при любой связи с остальной частью сложной системы. При этих расчетах постоянные времени дифференцирующих звеньев не учитываются.

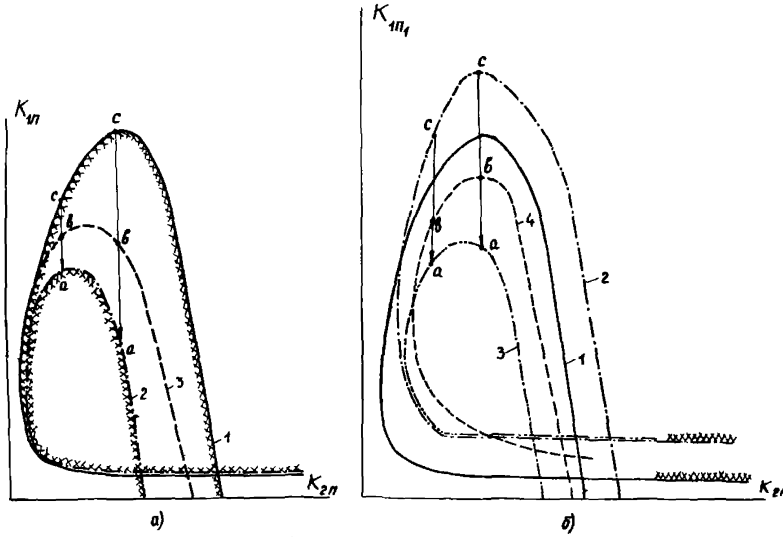


Рис.Р6.I. Построение областей устойчивости для определения значения $\tau_{e\,доп}$:

а – регулирование по одному режимному параметру $П$: I – при $\tau_e = 0$; 2 – при $\tau_e = \tau_{e\,макс}$; 3 – при $\tau_e = \tau_{e\,доп}$; *б* – регулирование по нескольким режимным параметрам: I,2 – при $\tau_e = 0$; 3 – при $\tau_e = \tau_{e\,макс}$; 4 – при $\tau_e = \tau_{e\,доп}$

Приложение 7

СПОСОБЫ УПРОЩЕННОГО АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Ниже кратко рассматриваются способы анализа динамической устойчивости простейшей схемы типа "станция - шины неизменного напряжения". Для иллюстрации этих способов используется числовой пример с заданными характеристиками электрической мощности генератора в доаварийном, аварийном и послеаварийном режимах и другими параметрами, входящими в уравнение (4.I):

$E_1 = 1{,}452$; $E_2 = 1{,}0$; $\delta_{12(0)} = 26{,}2^0$; $T_J = 10{,}98$ с, $P_T = 1{,}078$,

доаварийный режим: $Z^I_{11} = 0{,}670$, $Z^I_{12} = 0{,}694$, $\alpha^I_{11} = 2{,}3^0$, $\alpha^I_{12} = -1{,}0^0$, $P^I_э = 0{,}126 + 2{,}09 \sin(\delta_{12} + 1{,}0^0)$, $P^I_{э.макс} = 2{,}216$,

аварийный режим: $Z^{III}_{11} = 0{,}362$; $Z^{III}_{12} = 2{,}654$, $\alpha^{III}_{11} = 0{,}5^0$, $\alpha^{III}_{12} = -0{,}6^0$, $P^{III}_э = 0{,}051 + 0{,}547 \sin(\delta_{12} + 0{,}6^0)$, $P^{III}_{э.макс} = 0{,}598$;

послеаварийный режим: $Z^{II}_{11} = 0{,}925$, $Z^{II}_{12} = 0{,}980$, $\alpha^{II}_1 = 3{,}9^0$, $\alpha^{II}_{12} = -1{,}1^0$, $P^{II}_э = 0{,}155 + 1{,}483 \sin(\delta_{12} + 1{,}1^0)$, $P^{II}_{э.макс} = 1{,}638$.

Применение способа площадей. Оценка устойчивости простейшей системы может быть выполнена качественно способом площадей без определения зависимости $\delta = f(t)$. Способ основан на допущении постоянства полной энергии системы при всех относительных перемещениях ротора синхронной машины, т.е. энергия, запасенная ротором в процессе ускорения, полностью расходуется на его торможение. Метод площадей подробно рассмотрен в [Л.8, II]. Исследование удобно выполнять графическим путем представления характеристик $P_э(\delta_{12})$ для доаварийного, аварийного и послеаварийного режимов. Переход от доаварийного к послеаварийному режиму устойчив, если площадка возможного торможения больше площадки ускорения. Равенство площадок ускорения и возможного торможения означает критический случай - достижение ротором точки неустойчивого равновесия, в которой может начаться прогресси-

рующее нарастание угла. Указанной точке соответствует значение угла $\delta_{кр}$, определяемое графически или по формуле

$$\delta_{кр} = 180^{\circ} - arcsin \frac{P_T}{P^{II}_{э.макс}}. \qquad (П7.1)$$

Для вышеприведенного примера

$$\delta_{кр} = 180^{\circ} - arcsin \frac{1,078}{1,65} = 138,8^{\circ}.$$

Рассмотрим часто встречающуюся задачу расчета предельного времени отключения КЗ. Предварительно необходимо вычислить предельный угол отключения $\delta_{откл.пред}$.

На построенном графике характеристик режимов можно ориентировочно оценить искомое значение угла, исходя из равенства площадок ускорения и торможения

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл.пред}} (P_T - P^{I}_{э.макс} \sin\delta)\, d\delta = -\int_{\delta_{откл.пред}}^{\delta_{кр}} (P_T - P^{II}_{э.макс} \sin\delta) d\delta. \qquad (П7.2)$$

Кроме того, величина $\delta_{откл.пред}$ легко находится без построения графика по выражению

$$\delta_{откл.пред} = arccos \frac{P_T(\delta_{кр} - \delta_0) + P^{II}_{э.макс} \cos\delta_{кр} - P^{III}_{э.макс} \cos\delta_0}{P^{II}_{э.макс} - P^{III}_{э.макс}} \qquad (П7.3)$$

Для числового примера $\delta_{откл.пред} = 70^{\circ}$.

Чтобы вычислить соответствующее предельное время отключения КЗ $t_{откл.пред}$, необходимо иметь зависимость $\delta = f(t)$. Ее можно получить, интегрируя уравнение аварийного режима методом последовательных интервалов или вместо нее использовать типовые номограммы, с помощью которых по $\delta_{откл.пред}$ непосредственно определяется значение $t_{откл.пред}$.

Применение типовых номограмм. Описанная выше задача нахождения предельного времени отключения КЗ полностью решается с использованием номограмм. Значение $\delta_{откл.пред}$ при данном δ_0 легко определить по номограмме, приведенной в [Л.44, стр.372]. Здесь $r_2 = \rho^{II}_{э.макс}$, а $r_1 = \rho^{III}_{э.макс}$. Типовые номограммы для приближенного представления зависимости $\delta = f(t)$ получены интегрированием уравнения (4.I), преобразованного к обобщенному виду

$$\frac{d^2\delta}{d\bar{t}^2} = \bar{P} = \sin\delta, \qquad (П7.4)$$

где

$$\bar{t} = t\sqrt{\frac{314\,P^{III}_{э.макс}}{T_J}}; \quad \bar{P} = \frac{P_T}{P^{III}_{э.макс}}$$

при разных значениях $\sin\delta_0$ [Л.44].

По известным $\delta_{откл.пред}$, $\sin\delta_0$, пользуясь соответствующей номограммой, сначала находим приведенное время $\bar{t}$, а затем время t в секундах.

В числовом примере $\bar{P} = \frac{I,078}{0,598} = I,8$; $\sin\delta_0 = 0,44$. Пользуясь номограммой для $\delta_{откл.} = 70^0$, определяем, что $t = I,I5$ с, откуда $t_{откл.} = 0,275$ с.

Аналогичными приемами решаются и другие задачи исследования динамической устойчивости простейшей схемы

Аналитические методы. В тех случаях, когда можно пренебречь активной составляющей сопротивления связи эквивалентного генератора с шинами неизменного напряжения, исследование динамической устойчивости значительно упрощается и сводится к рассмотрению простейшего уравнения

$$T_J\,\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_э\sin\delta. \qquad (П7.5)$$

Соответственно упрощаются описанные выше расчетные приемы. В некоторых частных расчетных случаях появляется возможность непосредственного интегрирования выражения (П7.5).

Например, генератор не выдает мощности в систему: $P_э = 0$ (трехфазное КЗ у шин генератора или отключение генератора от линии). Здесь движение эквивалентного генератора происходит при постоянном ускорении. Решение $\delta = f(t)$ получается в форме

$$\delta = \delta_0 + \frac{P_T}{2T_J} t^2. \qquad (П7.6)$$

Приложение 8

ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ РЕСИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ В ПРОСТЕЙШИХ СХЕМАХ

Пример I.

Тепловая электростанция связана с системой большой мощности линией передачи (см.рис.5.I,*а*). Момент турбины в исходном режиме номинальный ($M_{T0} = I$).

Требуется определить возможность ресинхронизации после НАПВ линии.

Параметры станции: $T_J = 10 с$, $\sigma = 6\%$.

Для решения вопроса о возможности ресинхронизации необходимо определить значение $s_{уст}$ по выражению (5.5) и $S_{ср.доп}$ по выражению (5.6).

Решение.

Значения M_{I1} и M_{I2}, входящие в выражения (5.5), (5.6), определяются исходя из параметров нормального режима. Значение M_{ac} определяется по выражению

$$M_{ac} = M_{ac.ном} \left(\frac{x'_d}{x'_d + x_{вн}} \right)^2 U^2 ,$$

где $M_{ac.ном}$ – значение среднего асинхронного момента генератора, определенное при номинальном напряжении статора

(U = I) и при $S = S_{кр}$; этот момент для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток примерно равен $2M_{ном}$; для гидрогенераторов с успокоительными контурами и турбогенераторов с форсированным охлаждением обмоток $\sim I{,}0M_{ном}$; для гидрогенераторов без успокоительных контуров $(0{,}4 \div 0{,}5)M_{ном}$;

$x_{вн}$ – внешнее реактивное сопротивление, связывающее генератор с системой.

Для конкретной схемы из расчета получено:

$$M_{11} = 0{,}05;\ M_{12} = I{,}5;\ M_{ac} = 0{,}I5.$$

Значение установившегося скольжения после НАПВ по выражению (5.5) составляет

$$S_{уст} = 0{,}06 \cdot (I - 0{,}I5 - 0{,}05) = 0{,}048 = 4{,}8\%.$$

Значение среднего допустимого скольжения по формуле (5.6)

$$S_{ср.доп} = \sqrt{\frac{I{,}5}{3I4 \cdot I0}} = 0{,}022 = 2{,}2\%.$$

Так как $|S_{уст}| > S_{ср.доп}$, то ресинхронизация после НАПВ не произойдет и в системе установится асинхронный режим. Для обеспечения ресинхронизации необходимо принудительное снижение частоты вращения агрегатов до скольжения менее 2,2%.

Следует подчеркнуть, что ресинхронизация в рассматриваемом случае не может произойти и в переходном процессе, так как у турбогенераторов перерегулирование незначительно – минимальное скольжение в переходном процессе, как это видно из рис.5.2,*а*, составляет около 5%, что значительно больше величины $S_{ср.доп}$

Пример 2.

Гидростанция работает на систему большой мощности (см. рис.5.1,*а*). Параметры исходного режима: $M_{то} = 0{,}6$; $M_{ac} = 0{,}I$; $M_{11} = 0{,}05$; $M_{12} = I{,}8$; $T_J = 9$ с; $\sigma = 4{,}5\%$; $M_{торм} = -0{,}3$; $t_з = 5$ с.

Принимается, что кривая изменения $S = f(t)$ имеет вид, представленный на рис.5.2,*б*.

Требуется определить возможность ресинхронизации и длительность асинхронного хода после НАПВ ЛЭП при $t_{НАПВ} = I{,}5$ с.

Р е ш е н и е :

Начальное скольжение в момент НАПВ определяется по выражению (5.3):

$$S = \frac{1,5}{9}\left[0,6\left(1 - \frac{1,5}{2\cdot5}\right) - 0,3\,\frac{1,5}{2\cdot5} - 0,05\right] = 6,9\%.$$

Установившееся скольжение составит:

$$S_{уст} = 0,045\ (0,6-0,1-0,05) = 0,0202 = 2,02\%.$$

Среднее допустимое скольжение

$$S_{ср.доп} = \sqrt{\frac{1,8}{314.9}} = 0,0253 = 2,53\%.$$

Так как $S_{ср.доп} > |S_{уст}|$, то ресинхронизация будет обеспечена.

Длительность асинхронного режима приближенно определяется по кривой $S = f(t)$. При уменьшении частоты вращения до частоты, примерно равной синхронной, синхронизм будет восстановлен. Это время, как видно из рис.5.2, $б$, для величины сброса мощности $\Delta M = M_{т0} - M_{11} - M_{ас} = 0,45$ составляет около 9 с.

П р и м е р 3.

Требуется определить возможность ресинхронизации и длительность асинхронного хода после НАПВ для схемы рис.5.1, $в$ при следующих исходных данных: $M_{т0} = 0,5$; $M_{ас} = 0,1$; $M_{11} = 0,2$; T_j = 10 с; $M_{11(0)} = 0,8$ (при отключенной линии); $t_{НАПВ} = 1$ с. Расчет выполнить в предположении работы турбины на ограничителе мощности.

Р е ш е н и е .

Скольжение к моменту НАПВ составит:

$$S_0 = \frac{0,5 - 0,8}{10} \cdot 1 = -0,03.$$

После НАПВ:

$$M_т + M_{ас} = 0,6; \quad M_{11} = 0,2,$$

следовательно, генератор повысит частоту вращения и достигнет синхронной частоты приближенно за время

$$t = \frac{0,03\cdot10}{0,6 - 0,2} = 0,75\ с,$$

Таким образом, длительность асинхронного хода после НАПВ составит примерно 1 с.

Пример 4.

Станция работает параллельно с системой большой мощности согласно схеме рис.5.1, *е*. В точке подключения нагрузки включен синхронный компенсатор. Исходные данные: $M_{TO} = 1{,}0$; $M_{ac} = 0{,}2$; $T_J = 10$ с (с учетом компенсатора); $M_{11(0)} = 2{,}3$; $Q_{CK} = 1{,}1$; $t_{НАПВ} = 1{,}1$ с.

Требуется определить возможность ресинхронизации и длительность асинхронного режима после НАПВ линии.

Решение.

Изменение скольжения генератора за время цикла НАПВ составляет:

$$S = \frac{-2{,}3 + 1{,}0}{10} \cdot 1{,}1 \cdot 100 = -14{,}3\%.^{*}$$

После НАПВ ускоряющий момент генератора составляет:

$$M_{TO} + M_{ac} = 1 + 0{,}2 = 1{,}2.$$

Тормозящий электромагнитный момент генератора, связанный с потерями мощности в линии передачи и оставшейся неотключенной части нагрузки, согласно расчету, здесь не приводимому, составляет

$$M_{11} = 1{,}4;$$

таким образом, ввиду того, что

$$M_{TO} + M_{ac} < M_{11},$$

ресинхронизация в системе невозможна.

Определим для данного случая возможность ресинхронизации тогда, когда после возникновения асинхронного хода синхронный компенсатор отключается от сети под действием автоматики.

Согласно расчету, значение тормозного электромагнитного момента генератора при отключенном СК и наличии той же части нагрузки составило

$$M_{11} = 0{,}9,$$

---

*В действительности значение будет несколько меньшим, так как здесь не учитывается действие АЧР и регулирующий эффект нагрузки по частоте. Приближенный учет их может быть выполнен соответствующим снижением мощности нагрузки при снижении частоты.

Отключение СК существенно уменьшает потери мощности, и теперь избыточный момент оказывается ускоряющим:

$$\Delta M = M_{T0} + M_{ac} - M_{11} = 0,3.$$

Приближенно время втягивания в синхронизм после отключения СК при скольжении $s_0 = -14,3\%$ составит:

$$t = \frac{s_0 \tau_J}{\Delta M} = \frac{0,143 \cdot 10}{1,2 - 0,9} = 4,75 \text{ с},$$

а с учетом уменьшенного значения $s_0 \approx -10\%$ - 3,3 с.

Пример 5.

Требуется определить в схеме, показанной на рис.5.3, возможность ресинхронизации после НАПВ на линии, соединяющей две эквивалентные станции соизмеримой мощности, если номинальные мощности станции I и 2 составляют $M_{ном1} = 1,0$ и $M_{ном2} = 0,5$ (отн.ед.).

Параметры начального режима и исходные данные, полученные после расчета нормального режима: $M_{ном1} = 1,0$; $M_{ном2} = 0,5$; $M_{T10} = 0,79$; $M_{T20} = 0,52$; $M_{110} = 0,55$; $M_{220} = 1,0$; $M_{11} = 0,52$; $M_{22} = 0,82$; $M_{ac1} = 0,046$; $M_{ac2} = 0,092$; $M_{12} = 1,73$; $\tau_{J2} = 6$ с; $\tau_{J1} = 8$ с; $\sigma_1 = 0,1$; $\sigma_2 = 0,1$.

Решение. Определяем значение установившегося скольжения по выражению (5.14):

$$s_{12\,уст} = (M_{T10} - M_{11} - M_{ac1})\,\sigma_1 - (M_{T20} - M_{22} + M_{ac2})\,\sigma_2 =$$

$$= (0,79 - 0,52 - 0,046)\,0,1 - (0,52 - 0,82 + 0,092)\,0,1 =$$

$$= 0,0432 \cong 4,3\%.$$

Среднедопустимое скольжение по (5.15) составит:

$$s_{12\,ср.доп} = \sqrt{\frac{1,73}{314 \cdot 2,18}} = 0,05 = 5\%,$$

где

$$\tau_{J12} = \frac{\tau_{J1} \cdot \tau_{J2*}}{\tau_{J1} + \tau_{J2*}} = \frac{8 \cdot 3}{11} = 2,18 \text{ с};$$

τ_{J2*} - постоянная инерции станции 2, приведенная к мощности станции I,

$$\tau_{J2*} = \tau_{J2} \cdot \frac{M_{ном2}}{M_{ном1}} = 3 с.$$

Так как согласно расчету $S_{12\,ср.доп} > |S_{12\,уст}|$, следовательно, ресинхронизация будет обеспечена.

Приложение 9

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ В ТРЕХМАШИННОЙ СХЕМЕ

Пример I.

Для объединенной энергосистемы, принципиальная схема которой представлена на рис.П9.I, требуется определить допустимость применения НАПВ на линии I-0 по практическим критериям устойчивости.

Исходные данные и результаты расчета режимов: M_{12} = 177 МВт; M_{13} = 137 МВт; M_{23} = 150 МВт; δ_{12} = 28°; δ_{13} = 38°; δ_{23} = 10°; механические постоянные инерции соответственно: 16 с;13 с;10 с; M'_{12} = 250 МВт (при отключенной системе 3); M'_{23} = 255 МВт (при отключенной системе I); M'_{13} = 255 МВт (при отключенной системе 2).

Решение.

I. Определим изменение потокораспределения мощности по линиям передачи 2-0 и 3-0 после отключения линии I-0 в цикле НАПВ. Как видно из рис.П9.I, в режиме, предшествующем НАПВ, передача мощности по линии 1-0 составляет 155 МВт с распределением 105 МВт в сторону системы 3 и 50 МВт в сторону системы 2. Значение угла δ_{23} составляет 10°.

В первый момент отключения связи с системой I передача мощности по оставшейся связи 2-3 согласно выражению (5.21) составит $\Delta M_{23} = 255 \sin \delta_{23} = 44$ МВт.

При этом направление мощности будет от системы 2 в сторону системы 3. Таким образом, в момент отключения линии I-0 мощность по линии 2-0 скачком изменит свое направление и значение от + 50 до -44 МВт. В связи с этим в системе 2 возникает де-

фицит мощности, равный 94 МВт, или 14% номинальной мощности системы 2. В системе 3 также возникает дефицит мощности, равный 105 - 44 = 61 МВт, или также 14% номинальной мощности системы 3. Таким образом, в обеих системах 2 и 3 после отключения системы I в паузу НАПВ будет происходить примерно одинаковое понижение частоты. Это свидетельствует о том, что нарушения устойчивости между системами 2 и 3 в течение цикла НАПВ не произойдет. Поэтому проверку по критерию (5.22) не проводим.

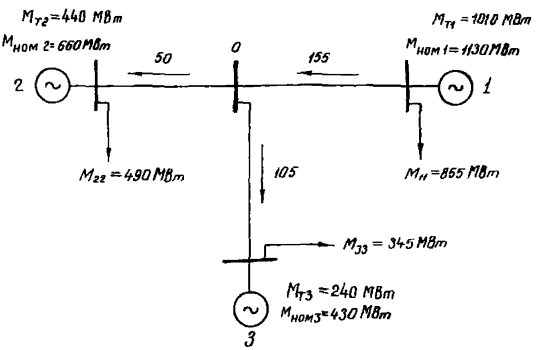


Рис.П9.I. Трехмашинная схема и исходные данные

2. Проведем проверку по критериям (5.23) - (5.25) для случая НАПВ отключившейся линии I-0.

а) Проверка по критерию (5.23). Принимаем $M_{баз}$ = I000 МВт, получаем

$$\tau_{J1} = 16.\frac{1130}{1000} = 18 \text{ с};$$

$$\tau_{J2} = 13.\frac{660}{1000} = 8{,}6 \text{ с};$$

$$\tau_{J3} = 10.\frac{430}{1000} = 4{,}3 \text{ с};$$

$$\tau_{J23} = \frac{\tau_{J2}\,\tau_{J3}}{\tau_{J2}+\tau_{J3}} = \frac{8{,}6\cdot 4{,}3}{12{,}9} = 2{,}86 \text{ с};$$

$$s_{1ср.доп} = \sqrt{\frac{18+8,6+4,3}{314\cdot 18(8,6+4,3)}}\ \sqrt{0,177^2 + 2\cdot 0,177\cdot 0,137\cdot 0,985 + 0,137^2} =$$

$$= 0,0115 = 1,15\%,$$

$$s_{23рез} = \sqrt{\frac{0,15}{2,86\cdot 314}} = 0,013 = 1,3\%.$$

Таким образом, $s_{1ср\,доп} < s_{23рез}$ и, следовательно, устойчивость между системами 2-3 при асинхронном ходе системы I согласно первому критерию может быть нарушена.

б) Проверка по критерию (5.24).

Принимая, что за время паузы НАПВ моменты турбин существенно не изменились, имеем:

$$\Delta M_{дин} = \frac{\Delta M_2 T_{J3} - \Delta M_3 T_{J2}}{T_{J2} + T_{J3}};$$

$\Delta M_2 = M_{T2} - M_{22} = -50$ МВт;

$\Delta M_3 = M_{T3} - M_{33} = -105$ МВт.

Проводя расчет при $M_{баз} = 1000$ МВт, получаем:

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M_{23}} = \frac{0,05\cdot 4,3 + 0,105\cdot 8,6}{0,15\cdot(8,6+4,3)} = 0,36;$$

$$\delta_{23\infty} = \arcsin 0,36 = 21^0 = 0,366 \text{ рад.};$$

$$\cos\delta_{23\infty} = 0,93;$$

$$\delta_{230} = 10^0 = 0,175 \text{ рад.};$$

$$\cos\delta_{230} = 0,985.$$

Определяем правую часть выражения (5.22):

$$\frac{\cos\delta_{230} + \cos\delta_{23\infty}}{\pi - \delta_{230} - \delta_{23\infty}} = \frac{0,985 + 0,93}{3,14 - 0,175 - 0,366} = 0,74.$$

Так как $\frac{\Delta M_{дин}}{M_{23}} = 0,36 < 0,74$,

то нарушения устойчивости между системами 2 и 3 по этому критерию

не будет.

в) Проверка по критерию (5.25).

Так как генераторы 2 и 3 в исходном режиме потребляли мощность, то проверка по этому критерию должна производиться по максимальному перетоку, который будет между генераторами 2 и 3 в начальный момент выпадения генератора I из синхронизма или в новом установившемся режиме. Из расчета по критерию (5.24) имели $\delta_{23\infty} = 21^0$, а в начальном режиме δ_{230} составлял только 10^0. Следовательно, расчет следует вести на переток в новом установившемся режиме после нарушения устойчивости генератора I:

$$\Delta M_{23} = M_{23} \sin \delta_{23\infty} = 54 \text{ МВт}.$$

Значение предельно допустимого перетока составляет:

$$M_{23пр} = M_{23} - \frac{1}{2}\sqrt{M_{12}^2 + M_{13}^2} = 38 \text{ МВт}.$$

Так как $M_{23пр} < \Delta M_{23}$, то нарушение устойчивости между генераторами 2 и 3 по этому критерию возможно.

Таким образом, из трех критериев два показали, что при НАПВ и асинхронном ходе системы I устойчивость между системами 2-3 может быть нарушена.

Дополнительные расчеты, проведенные на аналоговой вычислительной машине, а также результаты реальных испытаний, проведенных в данной системе, также показали, что устойчивость систем 2-3 при асинхронном ходе системы I нарушается вследствие превышения предела передаваемой мощности между системами 2 и 3 и возникновения электромеханического резонанса между ними при асинхронном ходе системы I.

Таким образом, применение НАПВ на линии I не может быть рекомендовано.

Пример 2.

Требуется определить допустимость применения НАПВ на линии 3-0 для той же схемы и того же исходного режима, как и в примере I.

I. Определим изменение потокораспределения в системе после отключения линии 3-0. Передаваемая мощность по связи I-2 после отделения системы 3 составит:

$$\Delta M_{12} = 250 \cdot \sin 28^0 = 117 \text{ МВт}.$$

Таким образом, переток мощности в сторону системы 2 увеличится с 50 до II7 МВт, т.е. на 67 МВт (сброс I0% от $M_{нагн2}$). Для системы I происходит уменьшение нагрузки с I55 МВт до II7 МВт, т.е. на 38 МВт (сброс 3,4% от $M_{нагн}$). После отключения системы 3 в оставшихся системах 2 и I происходит повышение частоты.

Определим по критерию (5.22) возможность сохранения синхронизма между системами I-2 в результате перераспределения нагрузки после отделения системы 3.

При этом условие (5.22) для случая отделения системы 3 примет вид:

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M'_{12}} \leq \frac{\cos\delta_{12\,0} + \cos\delta_{12\,\infty}}{\pi - \delta_{120} - \delta_{12\,\infty}},$$

где

$$\Delta M_{дин} = \frac{(M_{T1} - M'_{11})\tau_{J2} - (M_{T2} - M'_{22})\tau_{J1}}{\tau_{J1} + \tau_{J2}}.$$

Из условия задачи имеем:

$\Delta M'_1 = M_{T1} - M_{11} = 155$ МВт;

$\Delta M'_2 = M_{T2} - M_{22} = -50$ МВт.

Принимая $M_{баз} = 1000$ МВт, получим:

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M'_{12}} = \frac{0,155 \cdot 8,6 + 0,05 \cdot 18}{0,25 \cdot (8,6 + 18)} = 0,335;$$

$$\delta_{12\,\infty} = \arcsin 0,335 = 19,5^0 = 0,34 \text{ рад};$$

$$\cos\delta_{12\,\infty} = 0,94;$$

$$\cos\delta_{12\,0} = \cos\ 28^0 = 0,885;$$

$$\delta_{12\,0} = 28^0 = 0,49 \text{ рад}.$$

Правая часть выражения (5.22) составит:

$$\frac{\cos\delta_{12\,0} + \cos\delta_{12\,\infty}}{\pi - \delta_{12\,0} - \delta_{12\,\infty}} = \frac{0,885 + 0,94}{3,14 - 0,49 - 0,34} = 0,79;$$

так как $\frac{\Delta M_{дин}}{M'_{12}} = 0{,}335 < 0{,}79$, то устойчивость по электропередаче I–2 после отделения генератора 3 не нарушается.

2. Проверяем по практическим критериям (5.23) – (5.25). Для условия НАПВ системы 3 критерии (5.23) – (5.25) записываются с заменой в выражениях для моментов и постоянных инерции индекса 2 на I и 3 на 2, так как несинхронно включается система 3.

а) Проверка по критерию (5.23)

где

$$s_{13\,ср.доп} > s_{12\,рез},$$

$$s_{12\,рез} = \sqrt{\frac{M_{12}}{314 \cdot T_{J12}}};$$

$$s_{13\,ср.доп} = \sqrt{\frac{T_{J1} + T_{J2} + T_{J3}}{314 T_{J3} (T_{J1} + T_{J2})}} \sqrt{M_{23}^2 + 2 M_{23} M_{13} \cos \delta_{12ср} + M_{13}^2}.$$

Расчеты дают следующий результат: $s_{13\,ср.доп} = I{,}54\%$; $s_{12рез} = I\%$, т.е. устойчивость не будет нарушена.

б) Проверка по критерию (5.24).

Для рассматриваемого случая этот критерий запишется так:

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M_{12}} \leq \frac{\cos \delta_{12o} + \cos \delta_{12\infty}}{\pi - \delta_{12o} - \delta_{12\infty}},$$

где

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M_{12}} = \frac{0{,}155 \cdot 8{,}6 + 0{,}05 \cdot I8}{0{,}I77 \cdot (8{,}6 + I8)} = 0{,}475;$$

$$\delta_{12\infty} = \arcsin 0{,}475 = 28^0;$$

$$\frac{\cos \delta_{12o} + \cos \delta_{12\infty}}{\pi - \delta_{12o} - \delta_{12\infty}} = 0{,}82.$$

Следовательно, дополнительного нарушения устойчивости по этому критерию также не будет.

в) Проверка по критерию (5.25),

$$\Delta M_{12} \leq M_{12} - \frac{1}{2}\sqrt{M_{23}^2 + M_{13}^2} = M_{12\,пр}$$

Предельное значение перетока составит:

$$M_{12\,пр} = 177 - \frac{I}{2}\sqrt{137^2 + 150^2} = 75{,}5 \text{ МВт}.$$

Установившееся значение перетока, определенное по углу $\delta_{12\infty}$, будет равно:

$$\Delta M_{12} = M_{12} \sin \delta_{12\infty} = 83 \text{ МВт}.$$

Таким ооразом, в данном случае первые два критерия показывают, что дополнительного нарушения устойчивости в системе не будет, третий же критерий указывает на возможность нарушения устойчивости вследствие превышения предела передаваемой мощности (на 7,5 МВт). Проверим, насколько достоверен вывод, сделанный по третьему критерию. Если в исходном режиме перетон в систему 2 будет снижен только на I0 МВт (за счет уменьшения передачи мощности от системы I), то в этом случае получим:

$$\Delta M_1 = M_{T1} - M_{11} \cdot 0{,}01 = 0{,}145;$$

$$\Delta M_2 = M_{T2} - M_{22} \cdot 0{,}01 = -0{,}04;$$

$$\frac{\Delta M_{дин}}{M_{12}} = \frac{0{,}145 \cdot 8{,}6 + 0{,}04 \cdot 18}{0{,}177 \cdot (8{,}6 + 18)} = 0{,}415;$$

$$\delta_{12\infty} = \arcsin 0{,}415 = 24{,}5^0.$$

Тогда избыток мощности составит:

$$\Delta M_{12} = 177 \cdot 0{,}415 = 73{,}5 \text{ МВт},$$

Так как $M_{12\,пр} > \Delta M_{12}$, то и по этому критерию нарушения устойчивости не будет.

Таким образом, с учетом этой проверки можно считать, что практически все три критерия указывают на отсутствие дополнительных нарушений устойчивости в системе при НАПВ линии 0-3.

Учитывая, что при выводе последнего критерия заложен определенный запас устойчивости, были проведены дополнительные расчеты на АВМ, которые показали, что при рассмотренных перетоках мощности дополнительных нарушений устойчивости не возникает.

Эксперименты, проведенные в энергосистеме, подтвердили этот вывод. Из этих экспериментов следует, что после НАПВ линии 0-3 возник непродолжительный асинхронный ход (около 4 с), в течение которого системы I и 2 находились в синхронизме, и затем произошла ресинхронизация всех трех энергосистем.

Список литературы

I.-Основные положения и временные руководящие указания по определению устойчивости энергосистем, "Энергия", 1964.

2. Веников В.А. Теория подобия и моделирования применительно к задачам электроэнергетики, "Высшая школа", 1966.

3.-Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Под ред. Н.И.Соколова. "Энергия", 1970.

4. Азарьев Д.И. Математическое моделирование электрических сетей, Госэнергоиздат, 1962.

5. Веников В.А., Иванов-Смоленский А.В. Физическое моделирование электрических систем, Госэнергоиздат, 1956.

6.-Правила устройства электроустановок. "Энергия", 1965.

7.-Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. "Энергия", 1977.

8. Жданов П.С. Устойчивость электрических систем, Госэнергоиздат, 1948.

9. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах, "Энергия", 1964.

IO.-Методика расчетов устойчивости автоматизированных энергосистем. Под ред. В.А.Веникова "Высшая школа", 1966.

II. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах, "Высшая школа", 1978.

I2. Веников В.А., Литкенс И.В. Математические основы теории автоматического управления режимами энергосистем, "Высшая школа", 1964.

I3. Азарьев Д.И., Веников В.А., Литкенс И.В., Мамиконянц Л.Г., Портной М.Г., Совалов С.А. Основные положения по определению устойчивости энергетических систем, "Электричество", 1963, № II.

I4. Совалов С.А., Хачатуров А.А. Параллельная работа энергосистем и требования к устойчивости. "Электрические станции", 1966, № 5.

I5. Совалов С.А. Надежность работы объединенных энергосистем и требования к противоаварийной режимной автоматике. В кн.: Опыт эксплуатации и проектирования устройств противоаварийной режимной автоматики. "Энергия", 1973.

I6. Веников В.А., Портной М.Г. Теория оптимального управления электрическими системами и задачи повышения их устойчивости. "Электричество", 1974, № 3.

I7. Невицкая Л.М., Портной М.Г., Совалов С.А., Рабинович Р.С, Хачатуров А.А. Режимные принципы противоаварийной автоматики для повышения устойчивости энергообъединений. "Электричество", 1977, № 9.

I8. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. "Энергия", 1974.

I9. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. "Энергия", 1978.

20. Электрические системы. Т.П. Электрические сети под ред. В.А.Веникова. "Высшая школа", 1971.

2I. Электрические системы. Т.Ш. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. Под ред.В.А.Веникова. "Высшая школа", 1972.

22. Левинштейн М.Л., Щербачев О.В. Влияние переходных процессов в статорных цепях синхронных машин и распределенности параметров длинных линий на статическую устойчивость. Труды ЛПИ, вып.242, "Энергия", 1965.

23. Веников В.А., Карасев Е.Д., Строев В.А. Об упрощенном анализе переходных процессов в электрических системах при малых возмущениях. "Энергетика и транспорт", 1977, № 6.

24. Горнштейн В.М. Статические характеристики потребителей. "Электрические станции", 1940, № 5-6.

25. Совалов С.А., Лезнов С.М., Смирнов М.И. Экспериментальное исследование режимных характеристик энергосистемы. "Электричество", 1958, № II.

26. Паутин Н.В., Сидоров А.А. Исследование характеристик энергосистем. "Электрические станции", 1961, № 4.

27. Гаджиев Т.Н. Экспериментальное определение статических характеристик нагрузки энергосистем. Бюллетень научно-технической информации ГКНТ Совета Министров АзССР, 1959, № 12.

28. Мотыгина С.А. Режимы работы энергетических систем и статические характеристики нагрузки. "Электрические станции", 1960, № 2.

29. Влияние понижения частоты и напряжения на работу энергосистем. "Энергетика за рубежом". Госэнергоиздат, 1966.

30. Горбунова Л.М., Гуревич Ю.Е. Экспериментальное определение характеристик нагрузки энергосистем. Труды ВНИИЭ, вып.29, "Энергия", 1967.

31. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Обобщение статической характеристики нагрузки $Q=f(U)$. "Электричество", 1975, № 12.

32. Жуков Л.А. Об эквивалентных преобразованиях расчетных схем сложных электрических систем. "Электричество", 1962, № 4.

33. Жуков Л.А. О преобразованиях сложных электрических систем при расчетах устойчивости. "Энергетика и транспорт", 1964, № 2.

34. Жуков Л.А. Упрощающие преобразования схем замещения сложных электрических систем. "Энергетика и транспорт", 1965, № 2.

35. Жуков Л.А., Федоров Д.А. К определению собственных и взаимных проводимостей в сложных электрических системах. "Энергетика", 1963, № 3.

36. Веников В.А., Анисимова Н.Д., Круг Н.К. К вопросу об определении собственных и взаимных проводимостей при вариации параметров части схемы замещения системы или объединении двух систем в одну. "Электричество", 1970, № 1.

37. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей. Под ред. В.А.Веникова. "Высшая школа", 1975.

38. Щедрин Н.Н. Упрощение электрических систем при моделировании. "Энергия", 1966.

39. Электрические системы. Т.1. Математические задачи электроэнергетики. Под ред. В.А.Веникова. "Высшая школа", 1970.

40. Цукерник Л.В. Обобщение уравнений динамики сложной энергосистемы и применение электронно-счетной машины для анализа устойчивости. "Автоматика и телемеханика", 1956, № 1.

41. Веников В.А. Проблема надежности работы энергосистем и задачи теории и эксперимента с ней связанные. Доклады на II Всесоюзном научно-

техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР, "Энергия", 1969.

42. Веников В.А., Анисимова Н.Д., Круг Н.К., Артемьева Е.М., Шелухина Т.И. Влияние точности исходной информации на оценку статической устойчивости сложных электрических систем, содержащих протяженные электропередачи. "Надежность и экономичность энергосистем". Изд-во "Наука СО",Т.I, Новосибирск, 1970.

43. Веников Г.В., Головицын Б.И., Строев В.А. Применение метода статистических испытаний к анализу устойчивости электрических систем, "Электричество", 1969, № I.

44. Переходные процессы в примерах и иллюстрациях. Под редакцией В.А.Веникова. "Энергия", 1967.

45. Маркович И.М., Совалов С.А. Практические критерии статической устойчивости электрической системы, "Электричество", 1945, № 3.

46. Маркович И.М., Режимы энергетических систем. Госэнергоиздат, 1963.

47. Литкенс И.В., Васин В.П. Работа электрических систем с АРВ сильного действия вблизи границы области устойчивости, "Электричество", 1964, № 6.

48. Литкенс И.В. Нелинейные колебания в регулируемых электрических системах, Изд. МЭИ, 1974.

49. Веников В.А., Герценберг Г.Р., Совалов С.А., Соколов Н.И. Сильное регулирование возбуждения, Госэнергоиздат, 1963.

50. Литкенс И.В., Васин В.П., Гамазин С.И. Исследования статической устойчивости автоматически регулируемых электрических систем с учетом типовых возмущающих сил, "Электричество", 1965, № I2.

51. Литкенс И.В. Определение запаса статической устойчивости послеаварийного режима и пути его увеличения, "Электричество", 1969, № 4.

52. Гамазин С.И., Пуго В.И., Строев В.А. Особенности анализа статической устойчивости сложных электрических систем с помощью метода D-разбиения на ЦВМ, "Энергетика и транспорт", 1966, № 2.

53. Веников В.А., Строев В.А. Выбор закона регулирования возбуждения генераторов электрической системы на основе метода синтеза, "Энергетика и транспорт", 1967, № 2.

54. Веников В.А., Строев В.А., Штробель В.А. О синтезе АРВ синхронных генераторов электрических систем. "Энергетика и транспорт", 1969, № 4.

55. Веников В.А., Строев В.А. Обеспечение устойчивости электрических систем, содержащих мощные синхронные генераторы. "Электричество", 1971, № 12.

56. Азарьев Д.И. Поведение электроустановок и устойчивость электрических систем. "Электричество", 1968, № 7.

57. Автоматические регуляторы возбуждения. Под ред. Г.Р.Герценберга. Труды ВЭИ, вып.73. "Энергия", 1966.

58. Дорошенко Г.А., Любан Е.А. Уточнение уравнений динамики регулирования турбин К-300-240 ЛМЗ при больших возмущениях. "Теплоэнергетика", 1971, № 7.

59. Расчеты режимов и устойчивой работы энергосистем. Труды ВНИИЭ, вып.51. "Энергия", 1976.

60. Борисов Р.И., Черный Н.Е. Применение метода контрольных возмущений для определения характерных узлов присоединения комплексной нагрузки при расчетах динамической устойчивости. Известия Томск.политехн.ин-та, вып.295, 1976.

61. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Расчетные модели нагрузки для анализа устойчивости электрических систем. Труды ВНИИЭ, вып.51. "Энергия", 1976.

62. Мамиконянц Л.Г., Портной М.Г., Хачатуров А.А. Несинхронное АПВ на линиях электропередачи с двусторонним питанием. Информационные материалы ВНИИЭ, 1959, № 37.

63. Мамиконянц Л.Г., Совалов С.А., Хачатуров А.А. Асинхронные режимы, несинхронные включения и ресинхронизация генераторов Куйбышевской ГЭС. "Электричество", 1957, № 11.

64. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. "Энергия", 1977.

65. Портной М.Г. Ресинхронизация в энергосистемах после несинхронного АПВ. Информационные материалы ВНИИЭ, Госэнергоиздат, 1960. № 66.

66. Жуков Л.А., Хачатуров А.А. Расчет длительности асинхронного режима гидрогенераторов и качественное исследование условий синхронизации. Труды ВНИИЭ, вып.9, Госэнергоиздат, 1959.

67. Мамиконянц Л.Г., Портной М.Г., Хачатуров А.А. О нарушении устойчивости в энергосистеме вследствие асинхронного режима по одной из электропередач, "Электричество", I966, № 6.

68. Хачатуров А.А. Условия возникновения электромеханического резонанса в сложных электрических системах, "Электричество", I973, № I.

69. Литкенс И.В., Пуго В.И. Асинхронный ход в сложной системе как гармоническое возмущение синхронной машины, "Электричество, I97I, № II.

70. Жуков Л.А., Федоров Д.А. О представлении асинхронно работающих генераторов в схемах замещения электрических систем и приближенном определении параметров асинхронных режимов, "Электричество", I964, № 7.

7I. Жуков Л.А., Федоров Д.А., Лаутербак Е.В., Мартин В.А. Исследование на математической машине непрерывного действия характеристик установившегося асинхронного хода в простейшей регулируемой электрической системе , "Электричество", I964, № I0.

72. О допустимых кратностях токов при несинхронном АПВ для генераторов, синхронных компенсаторов и трансформаторов, "Электрические станции", I96I, № II.

73. О кратности несинхронного АПВ для турбогенераторов серии ТВВ и ТВФ завода "Электросила", "Электрические станции", I963, № 6.

74. Налимов В.В. Теория эксперимента, "Наука", I97I.

75. Веников В.А., Анисимова Н.Д. Круг Н.К., Артемьева Е.М. Применение статистических методов факторного планирования эксперимента и расчета к оценке статической устойчивости при учете неточности задания параметров схем и режимов электрических систем. В сб.: Кибернетика и моделирование в энергетике , "Наука", I972.

76. Анисимова Н.Д., Круг Н.К., Артемьева Е.М. К оценке статической устойчивости сложной электрической системы при вероятностном задании значений параметров. В сб.: Планирование и организация эксперимента в научных исследованиях. "Советское радио", I974.

gost.e-ecolog.ru