



КГУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФГБОУ ВО «КГУ»)

Р.С. Саитбаталова, Е.И. Грачева, Р.М. Петрова

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

Казань
2024

УДК 621.311
ББК 31.21
С14

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой «Электрооборудование и электрохозяйство
предприятий, организаций и учреждений»

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Гибадуллин Р. Р.

доктор технических наук, профессор кафедры «Системы
автоматизированного проектирования» Казанского национального
исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева-КАИ
(КНИТУ-КАИ).

Гизатуллин З. М.

Сайтбаталова Р.С. и др.

С14 Переходные процессы в системах электроснабжения: учебное пособие/
Р.С. Сайтбаталова, Е.И. Грачева, Р.М. Петрова. – Казань: Отечество, 2024. – 105 с.
ISBN 978-5-9222-1798-9

На основе анализа особенностей переходных процессов в системах промышленного электроснабжения с преобладающей электродвигательной нагрузки изложены вопросы моделирования синхронных и асинхронных двигателей, узлов промышленной комплексной нагрузки и систем электроснабжения в целом применительно к задачам расчетов, проектирования и управления режимами систем промышленного электроснабжения. Приводятся анализ переходных процессов в характерных режимах таких систем, оценка способов и средств повышения статической, синхронной, динамической и результирующей устойчивости узлов промышленной нагрузки.

Книга предназначена для инженеров, занимающихся проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения промышленных предприятий, а также может быть полезна для студентов и аспирантов электроэнергетических специальностей вузов.

УДК 621.311
ББК 31.21

ISBN 978-5-9222-1798-9

© Сайтбаталова Р.С., Грачева Е.И., Петрова Р.М., 2024

© Казанский государственный энергетический университет, 2024

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	5
1. УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ.....	11
1.1 Статическая устойчивость нагрузки	11
1.2 Общий метод исследования статической устойчивости нагрузки	13
1.3 Практические методы расчетов устойчивости нагрузки.....	16
1.4 Динамическая устойчивость нагрузки	25
1.5 Расчеты пуска и самозапуска асинхронных двигателей	27
1.6 Динамическая устойчивость синхронных двигателей	35
1.7 Пуск и самозапуск синхронного двигателя	35
1.8 Выводы по главе	37
1.9 Контрольные вопросы	39
2. УСТОЙЧИВОСТЬ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ АСИНХРОННОМ РЕЖИМЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	40
2.1 Особенности расчета динамической устойчивости.....	44
2.2 Особенности расчетов ресинхронизации.....	46
2.3 Особенности расчетов устойчивости с помощью АВМ.....	48
2.4 Определение надежности режима работы слабых межсистемных связей и методика выбора запасов устойчивости	49
2.5 Методика НИИПТ	53
2.6 Методика ВНИИЭ.....	56
2.7 Выводы по главе	59
2.8 Контрольные вопросы	60
3. САМОВОЗБУЖДЕНИЕ И САМОРАСКАЧИВАНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ.....	61
3.1 Общие указания	61
3.2 Самовозбуждение в простейшей энергосистеме.....	62
3.3 Самораскачивание в энергосистемах	75
3.4 Выводы по главе	77
3.5 Контрольные вопросы	78
4. ПРОВЕДЕНИЕ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	79
4.1 Общие указания	79

4.2 Экспериментальное определение пределов статической устойчивости	80
4.3 Методика проведения испытаний	81
4.4 Порядок подготовки и проведения испытаний	83
4.5 Экспериментальное определение динамической устойчивости.....	86
4.6 Экспериментальное определение результирующей устойчивости.....	87
4.7 Экспериментальное определение характеристик и устойчивости нагрузки	89
4.8 Определение динамических характеристик нагрузки	91
4.9 Определение статизма и инерционной постоянной энергосистемы ...	92
4.10 Особенности экспериментального определения устойчивости слабых межсистемных связей	94
4.11 Измерения и регистрация электрических величин при испытаниях.	95
4.12 Анализ результатов испытаний	97
4.13 Выводы по главе	98
4.14 Контрольные вопросы	100
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	101

ВВЕДЕНИЕ

Системы промышленного электроснабжения являются сложными динамическими системами, в которых практически постоянно происходят какие-либо изменения: включаются и отключаются отдельные потребители электроэнергии и элементы электрической сети; меняются технологические режимы отдельных механизмов и установок, а следовательно, и режимы электроснабжения соответствующих приемников электрической энергии; меняются режимы питающей электрической системы. Отвлекаясь от конкретных причин возникновения переходных процессов, назовем в совокупности эти причины возмущающими воздействиями или возмущениями.

Преобладающую долю возмущающих воздействий в системах промышленного электроснабжения составляют микро возмущения, сопровождающиеся микропроцессами, приводящими лишь к незначительным (с практической точки зрения) изменениям режима. Такие режимы можно назвать условно установившимися, а по существу просто установившимися. Именно в таких режимах реализуется основное функциональное назначение системы промышленного электроснабжения – передача и потребление электрической энергии, а также ее технологические преобразования в другие виды энергии.

Значительно меньшую долю составляют макровозмущения, сопровождающиеся существенными (пусть даже локальными) изменениями режима. Примерами таких возмущений могут служить короткие замыкания, приводящие к нарушению нормального электроснабжения. Переходные процессы в аварийных режимах, несмотря на их кратковременность и малую вероятность возникновения, во многом определяют параметры системы электроснабжения. Особую значимость имеют переходные процессы в системах электроснабжения с мощной электродвигательной нагрузкой.

Переходные процессы в современных электроэнергетических системах оказывают существенное влияние на выбор структуры систем, пропускной способности линий электропередач, средств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому изучение переходных процессов является неотъемлемой частью общей

фундаментальной подготовки инженеров электроэнергетических специальностей.

Под электроэнергетической системой (ЭС) понимается совокупность электрических станций, электрических сетей и узлов потребления, объединенных единым процессом производства, передачи и распределения электрической энергии.

В любой ЭС могут быть выделены:

- силовые элементы (синхронные генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, выпрямители и инверторы, электрические двигатели и т.д.);
- элементы управления (коммутирующая аппаратура, силовые выключатели, устройства автоматики: автоматические регуляторы возбуждения, автоматические регуляторы скорости и т.п.);
- элементы защиты: разрядники, реакторы, предохранители.

Поведение электрической системы определяется ее режимом – состоянием, характеризуемым значениями мощностей, напряжений, частоты и других физических величин – параметров режима.

Режимы ЭС можно разделить на установившиеся, имеющие практически неизменные параметры, и переходные – с быстрыми изменениями параметров режима.

Переходные режимы связаны с возникновением переходных процессов, при которых происходит изменение электрического состояния элементов системы, обусловленное как естественными причинами, так и работой устройств автоматики.

В переходных процессах происходит закономерное изменение во времени одного или нескольких параметров режима в результате действия определенных причин, называемых возмущающими воздействиями.

Переходные процессы делятся на волновые, электромагнитные и электромеханические.

В волновых переходных процессах происходит локальное изменение электрического состояния системы, сопровождаемое резким увеличением электрического разряда в линиях электропередачи с повышением напряжения, связанного с атмосферными воздействиями. Они являются быстродействующими процессами: скорость изменения

параметров $10^3 - 10^8$ Гц. Опасность волновых переходных процессов заключается в появлении перенапряжений, приводящих к повреждению изоляции элементов ЭС и т.д.

Следует отметить, что при волновых переходных процессах не происходит изменения относительного положения роторов электрических машин и скорости их вращения.

Электромеханические переходные процессы являются низкочастотными. Скорость их протекания изменяется от 10^{-1} до 50 Гц. Происходит изменение как электрических, так и механических параметров режима.

Электромагнитные переходные процессы возникают:

- при включении и отключении двигательных и других агрегатов;
- в результате коротких замыканий (КЗ) и простых замыканий;
- при местной несимметрии;
- при работе форсировки возбуждения, регуляторов возбуждения, автоматов гашения поля и т.п.;
- несинхронного включения синхронных машин (СМ).

Электромагнитные переходные процессы сопровождаются изменением электромагнитного состояния элементов ЭС. Механические параметры режима остаются неизменными. Скорость протекания от 50 до 150 Гц.

Из всего многообразия электромагнитных переходных процессов наиболее распространенными являются процессы, вызванные КЗ. Большая часть КЗ – дуговые, как правило, самоликвидирующиеся; реже – металлические, при которых фазы электроустановки соединяются между собой или с землей.

Последствия КЗ проявляются:

- в резком увеличении токов в ветвях системы, особенно в месте КЗ; в некоторых ветвях увеличение тока может быть небольшим;
- в значительном снижении напряжения в узлах ЭС;
- в искажении симметрии напряжений и токов при несимметричных КЗ, в результате которого увеличивается электромагнитное и электростатическое влияние линий электропередачи (ЛЭП) на линии связи и другие объекты;

- в тепловом действии токов КЗ, приводящем к повреждению изоляции, спеканию контактов электроаппаратуры и т.д.;
- в динамическом действии токов КЗ, в появлении механических усилий, повреждающих конструкции машин и аппаратов.

Необходимо отметить, что потребители (нагрузка) в ЭС очень чувствительны к снижению напряжения. Так, например, асинхронные двигатели (АД), составляющие до 50 % нагрузки, при снижении напряжения затормаживаются, что приводит к увеличению тока нагрузки и дальнейшему снижению напряжения на ее зажимах. Появляется опасность нарушения устойчивости параллельной работы электрических машин (ЭМ) в системе, которая в этом случае распадается на части, работающие несинхронно. В результате происходит длительное нарушение электроснабжения потребителей, приводящее к огромному материальному ущербу.

Подавляющее число КЗ (85 %), происходящих в ЭС, связано с замыканием на землю. Трехфазное КЗ является очень редким (5 %), но изучение процессов, происходящих при этом виде КЗ, имеет первостепенное значение, поскольку последствия трехфазных КЗ являются самыми тяжелыми для ЭС.

Кроме того, применение метода симметричных составляющих позволяет определить величины токов и напряжений прямой последовательности любого несимметричного КЗ как соответственные величины при некоторых условных трехфазных замыканиях.

Существующие методы расчета и анализа электромагнитных переходных процессов при трехфазных КЗ можно разбить на две группы: аналитические и практические.

В основу аналитического метода расчета положен анализ электромагнитных процессов по уравнениям Парка–Горева. Он позволяет с высокой точностью определить величину тока при внезапном КЗ в начальный момент времени для простейшей системы, состоящей из одного синхронного генератора (СГ).

При переходе к схемам с несколькими генераторами задача точного расчета переходного процесса усложняется. Появляется необходимость учета возникающих качаний генераторов и поведения присоединенных нагрузок; изменения свободных токов в каждом из

генераторов, связанных между собой. При наличии автоматического регулирования возбуждения (АРВ) аналогичная связь имеется между приращениями вынужденных токов. Поэтому практическое применение аналитического метода весьма ограничено. Его можно рассматривать лишь как эталон для оценки других приближенных методов расчета.

При решении многих практических задач не требуется знания точных результатов, поэтому возможно использование приближенных инженерных методов.

Все расчеты переходных процессов при КЗ базируются на решении дифференциальных уравнений, описывающих поведение системы при временных изменениях параметров режима.

Практический подход, применяемый для решения всех инженерных задач и использующий мгновенные значения параметров режима, позволяет перейти от дифференциальных уравнений к алгебраическим и тригонометрическим.

При нахождении значений токов КЗ в электрических системах необходимо выделять две различные ситуации:

- КЗ происходит в ЭС, имеющей мощные источники с режимом работы, не зависящим от режима работы электрической системы (исключение составляет режим КЗ вблизи источников);
- КЗ рассматривается в электрической системе, режим которой существенно влияет на режимы работы источников.

В первом случае источники имеют значительно большую мощность, нежели узлы потребления ими питаемые, или источники питания удалены от ЭС, в которой возникают различные виды КЗ (системы электроснабжения, распределительные сети и т.д.). Во втором – источники и подключаемая к ним система имеют соизмеримые мощности или КЗ происходит в системообразующих сетях (вблизи шин электрических станций).

Несмотря на различие ситуаций, подходы к расчету токов КЗ в обоих случаях имеют много общего, основываются на одних и тех же понятиях и допущениях.

Гораздо более различны методы расчета симметричных и несимметричных КЗ. Последнее обстоятельство является определяющим

при формировании структуры и методики изучения расчета и анализа электромагнитных переходных процессов в ЭС.

На первом этапе выделяются основные общие подходы, применяемые при расчетах всех видов КЗ. На втором – детально рассматриваются практические методы расчета симметричных трехфазных КЗ. И только затем – особенности расчета несимметричных КЗ.

Учебное пособие написано при использовании действующих Государственных стандартов, а также Правил устройств электроустановок:

- ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ;
- ГОСТ 28249–93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

Исследованием переходных процессов в современных электроэнергетических системах занимались ученые – Р.С. Саитбаталова, Е.И. Грачева, С.И. Гамазин, Р.У. Галеева, И.П. Крючков, В.Г. Бугров, Б.В. Соколов, Ю.В. Коровин, Ю.А. Куликов, Э. Вебер и др.

1. УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ

1.1 Статическая устойчивость нагрузки

В качестве основного фактора, определяющего статическую устойчивость нагрузки, следует рассматривать наличие в составе комплексной нагрузки вращающихся машин – асинхронных и синхронных двигателей, что в определенных условиях может приводить к лавине напряжения. Такая неустойчивость проявляется, в первую очередь, в снижении напряжения на шинах узла нагрузки (до 30-60% нормального рабочего напряжения), что приводит к нарушению электроснабжения всех потребителей данного узла.

Условия устойчивости нагрузки существенно зависят от характеристик узлов нагрузки энергосистемы и от параметров всей электрической системы в целом. Опасность возникновения лавины напряжения возрастает при увеличении суммарной мощности асинхронных двигателей в составе комплексной нагрузки, их загрузки, электрической удаленности узла от генерирующих источников. Нарушение статической устойчивости нагрузки может проявляться как в энергосистемах, содержащих длинные и относительно короткие, но сильно загруженные линии электропередачи, так и в концентрированных энергосистемах, характеризующихся малой удаленностью электрических станций от центров потребления.

Расчеты устойчивости нагрузки следует проводить для определения запасов устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах, а также проверки устойчивости послеаварийных режимов. Запас устойчивости K_U определяется соотношением

$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} 100\%,$$

где U_0 – нормальное напряжение.

При выполнении расчетов, связанных с глубокими понижениями напряжения в узлах нагрузки, нужно иметь в виду, что по ряду причин (в частности, из-за того, что применяемые в настоящее время магнитные пускатели самопроизвольно отключаются при напряжении $0,6-0,8 \cdot U_{ном}$) снижения напряжения могут вызвать самоотключения потребителей.

Сброс нагрузки промышленных предприятий может достигать, по экспериментальным данным, 50%. Поэтому при выполнении расчетов для действующих энергосистем следует при снижении напряжения на шинах потребителей примерно до $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ и ниже учитывать самоотключения, для чего необходимо уменьшать величину двигательной нагрузки на 20-30%.

Поскольку в будущем следует ожидать усовершенствования коммутационной аппаратуры низкого напряжения и улучшения средств защиты и автоматики на промышленных предприятиях, проектные (перспективные) расчеты целесообразно выполнять и без учета самоотключений двигателей.

Для определения критического напряжения и запаса устойчивости нагрузки необходимо осуществлять утяжеление исходного нормального режима. Способы утяжеления режима могут быть различны:

- 1) снижение ЭДС источников питания при неизменной схеме внешней сети;
- 2) изменение схемы внешней сети (отключение некоторых элементов), изменение внешнего реактивного сопротивления при ЭДС, равных или отличающихся от ЭДС исходного режима;
- 3) увеличение активной и реактивной нагрузки узла.

На основании этих расчетов в случае необходимости следует выбирать мероприятия, улучшающие устойчивость нагрузки: регулирование возбуждения синхронных машин, а также отключение части неответственной нагрузки при снижении напряжения в узлах.

Если эти мероприятия не решают задачи, то может быть поставлен вопрос об улучшении характеристик комплексной нагрузки (например, замена части асинхронных двигателей синхронными), а также параметров внешней сети (увеличение мощности питающих трансформаторов, строительство новых линий электропередач в распределительных сетях и т.д.).

При выполнении расчетов устойчивости нагрузки следует учитывать, что неполнота исходных данных (главным образом, в отношении параметров режима двигателей при пониженном напряжении) может решающим образом повлиять на точность расчетов. Если значение критического напряжения оказывается близким к предельно возможному

(значение $K_U \approx 0,25$), то следует повторить расчеты, уточнив расчетную модель узла нагрузки. Для этого следует рассчитать более подробную схему распределительной сети с более подробным учетом электроприемников. Может также оказаться необходимым учет условий самораскачивания и влияния на устойчивость нагрузки способов стабилизации АРВ станций энергосистемы. При возможности обязательно проводится экспериментальное определение устойчивости нагрузки.

1.2 Общий метод исследования статической устойчивости нагрузки

При использовании метода малых колебаний следует учитывать специфику рассматриваемой задачи. Она заключается в том, что при составлении дифференциальных уравнений, описывающих переходный процесс в энергосистеме, выделяются мощные узлы нагрузки, в то время как остальные узлы нагрузки задаются в виде постоянных сопротивлений.

Нагрузки выделенных узлов следует учитывать статическими характеристиками, представляющими зависимости потребляемой мощности от напряжения на шинах узла U , т.е. $P_n = f_1(U)$, $Q_n = f_2(U)$. Синхронные или асинхронные двигатели следует по возможности учитывать в виде отдельных эквивалентных двигателей, подключенных к шинам узла нагрузки.

Уравнения переходных процессов в малых отклонениях для энергосистемы произвольной конфигурации, содержащей n электростанций (представленных эквивалентными генераторами) и m выделенных узлов нагрузки, записываются в следующем виде:

1) Уравнения переходных процессов в эквивалентных генераторах энергосистемы

$$\left. \begin{aligned} \tau_{ji} = p^2 \Delta \delta_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+m} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{ik}} \Delta \delta_{ik} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial E_k} \Delta E_k + \sum_{k=n+1}^{n+m} \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \Delta U_k = 0 \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+m} \left(\tau_{doi} P \frac{\partial E'_{qi}}{\partial \delta_{ik}} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_{ik}} \right) \Delta \delta_{ik} + \sum_{k=1}^n \left(\tau_{doi} P \frac{\partial E'_{qi}}{\partial \delta_k} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_k} \right) \Delta E_k + \\ + \sum_{k=n+1}^{n+m} \left(\tau_{doi} P \frac{\partial E'_{qi}}{\partial U_k} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial U_k} \right) \Delta U_k = \sum_j W_{ij}(p) \Delta \Pi_{ij} \end{aligned} \right\} (1.1)$$

где $i=1,2,\dots,n$;

U_k – напряжение k -го узла нагрузки;

E_k – ЭДС генератора, обычно принимают $E_k = E_{qk}$, но может быть принято $E_k = E_{Qk}$ или $E_k = E'_{qk}$, выбор той или иной ЭДС определяется удобством выполнения расчетов и, не влияя на конечные результаты анализа устойчивости, приводит к изменению выражений для частных производных и их численных значений.

δ_{ik} – угол между векторами E_i и E_k (или E_i и U_k);

$W_{ij}(p)$ – передаточная функция АРВ генератора i по параметру регулирования Π_{ij} ;

P – оператор дифференцирования.

2) Уравнения балансов мощностей в узлах нагрузки

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+m} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_{ik}} \Delta \delta_{ik} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P'_i}{\partial E_k} \Delta E_k + \sum_{k=n+1}^{n+m} \frac{\partial P'_i}{\partial U_k} \Delta U_k - \frac{dP_{ni}}{dU_i} \Delta U_i - \Delta P_{ci} - \Delta P_{aci} = 0; \quad (1.2)$$

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+m} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_{ik}} \Delta \delta_{ik} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q'_i}{\partial E_k} \Delta E_k + \sum_{k=n+1}^{n+m} \frac{\partial Q'_i}{\partial U_k} \Delta U_k - \frac{dQ_{ni}}{dU_i} \Delta U_i - \Delta Q_{ci} - \Delta Q_{aci} = 0; \quad (1.3)$$

где P'_i, Q'_i – соответственно активная и реактивная мощности, подтекающие от энергосистемы к узлу i ($i=n+1, \dots, n+m$);

P_{ni}, Q_{ni} – мощности составляющей нагрузки узла i , заданной статическими характеристиками;

P_{ci}, Q_{ci} – мощности эквивалентного синхронного двигателя узла нагрузки i ;

$$\Delta P_{ci} = \frac{\partial P_{ci}}{\partial \delta_{ci}} \Delta \delta_{ci} + \frac{\partial P_{ci}}{\partial E_{ci}} \Delta E_{ci} + \frac{\partial P_{ci}}{\partial U_i} \Delta U_i;$$

$$\Delta Q_{ci} = \frac{\partial Q_{ci}}{\partial \delta_{ci}} \Delta \delta_{ci} + \frac{\partial Q_{ci}}{\partial E_{ci}} \Delta E_{ci} + \frac{\partial Q_{ci}}{\partial U_i} \Delta U_i;$$

P_{aci}, Q_{aci} – мощности эквивалентного асинхронного двигателя узла нагрузки i ;

$$\Delta P_{aci} = \frac{\partial P_{aci}}{\partial s_i} \Delta s_i + \frac{\partial P_{aci}}{\partial U_i} \Delta U_i ;$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q_{aci}}{\partial s_i} \Delta s_i + \frac{\partial Q_{aci}}{\partial U_i} \Delta U_i ;$$

s_i – скольжение асинхронного двигателя

3) Уравнения переходных процессов в эквивалентных двигателях узлов нагрузки.

Синхронные двигатели

$$\left. \begin{aligned} \tau_{ji} p^2 (\Delta \delta_{ci} + \Delta \delta_i) + \frac{\partial P_{ci}}{\partial \delta_{ci}} \Delta \delta_{ci} + \frac{\partial P_{ci}}{\partial E_{ci}} \Delta E_{ci} + \frac{\partial P_{ci}}{\partial U_i} \Delta U_i = 0; \\ \left(\tau_{doi} p \frac{\partial E'_{qi}}{\partial \delta_{ci}} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_{ci}} \right) \Delta \delta_{ci} + \left(\tau_{doi} p \frac{\partial E'_{qi}}{\partial E_{ci}} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial E_{ci}} \right) \Delta E_{ci} + \\ \left(\tau_{doi} p \frac{\partial E'_{qi}}{\partial U_i} + \frac{\partial E_{qi}}{\partial U_i} \right) \Delta U_i = \sum_j W_{ij} (p) \Delta \Pi_{ij}, \end{aligned} \right\} \quad (1.4)$$

где δ_{ci} – угол между векторами ЭДС E_{ci} двигателя и напряжения U_i узла;

δ_i – угол вектора U_i относительно синхронной оси ($i=n+1, \dots, n+m$).

Асинхронные двигатели

$$\tau_{ji} p \Delta s_i + \frac{\partial P_{aci}}{\partial s_i} \Delta s_i + \frac{\partial P_{aci}}{\partial U_i} \Delta U_i = 0 \quad (1.5)$$

С помощью приведенных уравнений анализ статической устойчивости энергосистемы с учетом характеристик нагрузки можно выполнять любыми известными методами с применением алгебраических или частотных критериев устойчивости.

Анализ статической устойчивости энергосистемы можно существенно упростить, если предположить, что нарушение устойчивости происходит аperiодически, без самораскачивания. Последнее обычно имеет место в тех случаях, когда причиной неустойчивости системы является неустойчивость нагрузки, проявляющаяся в виде аperiодического процесса – лавины напряжения. В этих случаях условием устойчивости системы является положительность свободного члена характеристического уравнения ($a_n > 0$).

В общем случае условие $a_n > 0$ является необходимым, но недостаточным условием статической устойчивости и дает несколько завышенные значения пределов устойчивости. Однако погрешность при таком упрощенном подходе будет тем меньше, чем лучше осуществлена стабилизация энергосистемы путем соответствующего выбора структуры и параметров АРВ синхронных машин.

Проведение упрощенных расчетов устойчивости, без учета самораскачивания, позволяет сократить необходимый объем более точных расчетов.

1.3 Практические методы расчетов устойчивости нагрузки

Их применение позволяет еще более упростить расчеты статической устойчивости нагрузки без снижения их точности по сравнению с расчетом свободного члена характеристического уравнения.

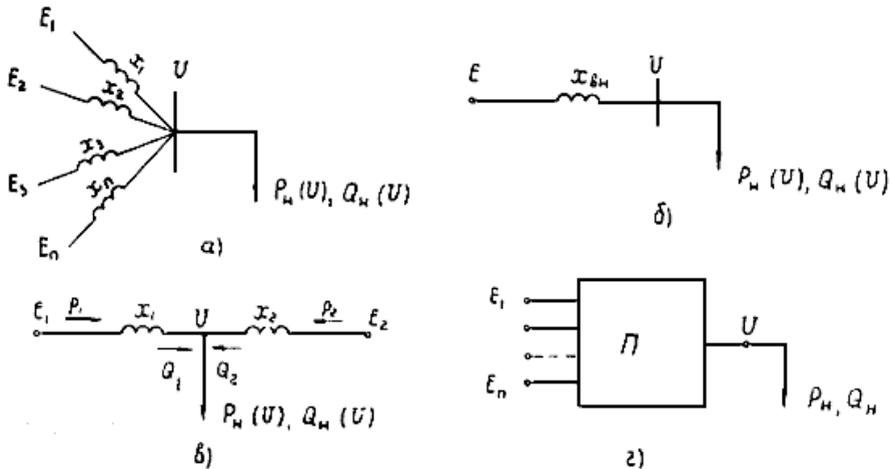


Рис. 1.1. Возможные схемы замещения внешней сети при расчетах статической устойчивости нагрузки

На рис. 1.1: а – общий вид многолучевой звезды; б – простейшая схема; в – двухлучевая схема; г – многополюсник.

Выбор того или иного практического критерия, из которых наиболее распространенными являются

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0, \frac{dE}{dU} > 0, \quad (1.6)$$

следует производить, исходя из соображений простоты и удобства анализа. Эти критерии дают те же результаты, что и расчет a_n при условии, что энергосистема устойчива при закреплении напряжения в узловой точке (при $U=\text{const}$).

Где ΔQ – это разность между мощностью, притекающей в узел нагрузки от источника питания $Q_r(U)$, и мощностью, потребляемой в узле нагрузки $Q_n(U)$

$$\Delta Q = Q_r(U) - Q_n(U)$$

Анализ статической устойчивости с помощью практических критериев (1.6) для схем, показанных на рис. 1.1 (а-в), может выполняться без применения вычислительных или моделирующих устройств и обычно проводится графическим способом в связи с тем, что статические характеристики нагрузок, как правило, задаются таблично или графически. Методика анализа состоит в том, что для ряда значений напряжения в окрестности точки $U = U_0$, соответствующей исходному режиму, устойчивость которого исследуется, строится зависимость либо $\Delta Q = f(U)$, либо $E_i = \varphi_i(U)$, где i – номер ветви схемы. Угол наклона касательной к этой кривой в точке $U = U_0$ и определяет условие устойчивости энергосистемы.

При определении зависимости $\Delta Q = f(U)$, следует рассчитывать $Q_i = f_i(U)$, $i = 1, 2, \dots, n$, исходя из условия $E_i = \text{const}$ и

$$P_\Sigma = P_i, P_i = P_{i0} + (P_n - P_{n0}) \tau_{ji} / \sum_{i=1}^n \tau_{ji}$$

Отличие методики расчета $E_i = \varphi_i(U)$ от $\Delta Q = f(U)$ состоит в том, что появляющийся при изменении U небаланс реактивной мощности (ΔQ) относят на генератор i , что и вызывает изменение его ЭДС E_i .

Определение запаса статической устойчивости исследуемого режима энергосистемы при применении практических критериев проводится так же, как и при применении критерия $a_n > 0$, т.е. для каждого режима энергосистемы, определяемого выбранным способом подхода энергосистемы к пределу устойчивости, следует заново рассчитывать зависимости $E_i = \varphi_i(U)$ или $\Delta Q = f(U)$.

Для оценки значения запаса устойчивости может быть применена более простая методика, состоящая в том, что расчет кривой $\Delta Q = f(U)$

или $E_i = \varphi_i(U)$, соответствующих исходному режиму энергосистемы, продолжается при уменьшении U вплоть до достижения точки экстремума: $d\Delta U/dU = 0$ или dE_i/dU . Напряжение, соответствующее этой точке, будет минимально допустимым с точки зрения статической устойчивости – критическим напряжением $U_{кр}$.

Подход к предельному режиму в этом случае для разных критериев будет различным. При применении критерия $d\Delta U / dU < 0$ утяжеление исходного режима энергосистемы состоит в том, что в узел системы подключается дополнительная реактивная нагрузка, равная для каждого значения напряжения узла $U=U_0$ небалансу реактивной мощности ($\Delta Q_n = (\Delta Q)$), причем $d\frac{\Delta Q_n}{dU} = 0$ для каждого значения U . При применении критерия $d\frac{E_i}{dU} = 0$ утяжеление исходного режима системы состоит в уменьшении напряжения в узловой точке из-за снижения ЭДС генератора i .

Следует учитывать, что в общем случае значения коэффициента запаса по напряжению K_U зависят от применяемого критерия, однако различия обычно не велики.

Задачу определения значения $U_{кр}$ с помощью указанных критериев можно еще более упростить, полагая, что активная мощность нагрузки, а следовательно, и генераторов энергосистемы, остается постоянной при изменении напряжения в узловой точке. Погрешность от такого упрощения (оцениваемая по значению критического напряжения в узле нагрузки $U_{кр}$) тем меньше, чем меньше регулирующий эффект активной мощности нагрузки по напряжению $\partial P/\partial U$. Как показали проведенные расчеты, при $\partial P/\partial U = 0,6$ (что характерно для узлов промышленной нагрузки), эта погрешность не превышает 2-3% и обычно вполне допустима. Кроме того упрощенные расчеты дают завышенные значения $U_{кр}$.

При расчетах статической устойчивости нагрузки схема эквивалентуруется и приводится к одному из видов, показанных на рис. 1.1. Аналитические расчеты устойчивости нагрузки следует проводить для схем, показанных на рис.1.1 (а, б, в). Для более сложных схем (рис. 1.1, г) расчеты следует выполнять с помощью ЦВМ.

Следует помнить, что эквивалентирование генераторов в аналитических расчетах устойчивости нагрузки (определение критического напряжения на нагрузках) приводит к правильным результатам только в тех случаях, если фазы ЭДС генераторов совпадают или близки между собой. В остальных случаях эквивалентирование приводит к снижению $U_{кр}$, т.е. дает завышенные запасы устойчивости. Однако в большинстве случаев эквивалентирование генераторов не приводит к существенному снижению критического напряжения.

При нескольких источниках питания определение критического напряжения при снижении ЭДС источников питания проводится аналогично предыдущему критерию $d\frac{E_i}{du} > 0$ при заданном изменении ЭДС. Например, при поддержании постоянными ЭДС $n-1$ источников и заданном распределении между ними активных мощностей постепенным снижением ЭДС n -го источника находится минимальное напряжение, при котором существует режимы $P_H(U)$ и $Q_H(U)$. Это напряжение и является критическим для данных условий работы энергосистемы.

Проверка устойчивости узла нагрузки по критерию $d\frac{\Delta Q_H}{du} < 0$ при заданных ЭДС источников питания E_1, \dots, E_n и заданном распределении между ними активных мощностей осуществляется путем построения характеристики $Q_{r\Sigma}(U)$ и сопоставления ее с известной характеристикой нагрузки $Q_H(U)$.

Для построения характеристики $Q_{r\Sigma}(U)$ на расчетном столе переменного тока в узле нагрузки устанавливается активный шунт r , соответствующий активной мощности нагрузки $P_H(U)$ (сопротивление шунта меняется в зависимости от напряжения в узле) и некоторый индуктивный шунт x , значение которого в значительной мере определяет напряжение в узле. Изменяя сопротивление r в зависимости от U для различных значений x , добиваются изменения напряжения в узле в широком диапазоне. Потребление реактивной мощности индуктивным шунтом x в зависимости от U и дает характеристику реактивной мощности, притекающей от всех n генераторов ($Q_{r\Sigma}$). Пересечение $Q_{r\Sigma}(U)$ и $Q_H(U)$ определяет исследуемый режим, по $d\frac{\Delta Q}{du} > 0$ определяются условия устойчивости нагрузки.

В случае, когда расчеты статической устойчивости нагрузки ведутся для суммарных статических характеристик узла $P_H(U)$ и $Q_H(U)$ по практическим критериям, нарушение устойчивости означает нарушение устойчивости узла целиком, без учета отдельных потребителей, хотя во многих случаях нарушение устойчивости отдельных потребителей происходит раньше, чем всего узла нагрузки. Для исследования устойчивости какого-либо элемента он должен быть выделен со своими характеристиками.

При наличии одного источника питания (см. рис. 1.1, б) расчеты по практическим критериям выполняются аналитически следующим образом:

а) Нагрузка задана статическими $P_H(U)$ и $Q_H(U)$. При применении критерия $dE/dU > 0$ рассчитывается ЭДС энергосистемы в зависимости от напряжения в узле нагрузки

$$E = f(U) = \sqrt{\left[U + \frac{Q_H(U)x_{вн}}{U} \right]^2 + \left[\frac{P_H(U)x_{вн}}{U} \right]^2} \quad (1.7)$$

Критическое напряжение $U_{кр}$ и критическая ЭДС определяются минимумом этой характеристики ($dE/dU > 0$). Если целью расчетов является проверка устойчивости режима при изменениях внешнего сопротивления $x_{вн}$ и неизменной ЭДС ($E = \text{const}$), например при исследованиях устойчивости послеаварийных режимов, то целесообразно проверять устойчивость по критерию $d\Delta Q/dU < 0$. Для этого в узле нагрузки при выбранном значении $x_{вн}$ для ряда значений U рассчитывается значение ΔQ

$$\Delta Q = Q_r(U) - Q_H(U) = \frac{\sqrt{E^2 U^2 - P_H^2(U)x_{вн}^2}}{x_{вн}} - \frac{U^2}{x_{вн}} Q_H(U) \quad (1.8)$$

Исходный режим соответствует условию $\Delta Q = 0$. В окрестности рабочей точки определяется знак $d\Delta Q/dU$; если $d\Delta Q/dU < 0$, то режим устойчив; если $d\Delta Q/dU > 0$, режим неустойчив.

Аналогично выполняется расчет для случая роста нагрузки. Тогда при использовании критерия $\frac{d\Delta Q}{dU} < 0$ в выражении (1.8) варьируется не значение $x_{вн}$, а характеристики $P_H(U)$, $Q_H(U)$. При этом принимается, что при всех значениях U значения P_H и Q_H увеличиваются в одно и то же число раз. В простейших расчетах значение P_H принимается неизменным при изменениях напряжения и росте реактивной нагрузки.

б) Нагрузка представлена одиночным асинхронным двигателем. Критическое напряжение одиночного асинхронного двигателя (в расчетах статической устойчивости предполагается, что значение момента сопротивления на валу двигателя не зависит от частоты вращения. Сопротивление КЗ $x_k = \frac{1}{2\cos\varphi_{\text{ном}}} \cdot \frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{макс}}}$), работающего на шины неизменного напряжения, определяется в соответствии с критерием dP/ds , как

$$U_{\text{кр}} = \sqrt{2Px_k} \quad (1.9)$$

где P – мощность, потребляемая асинхронным двигателем из электросети. В отн. ед. номинальная активная мощность двигателя равна $\cos\varphi_{\text{ном}}$.

При работе асинхронного двигателя через внешнее сопротивление $x_{\text{вн}}$ значение критической ЭДС определяется по формуле

$$E_{\text{кр}} = \sqrt{2P(x_k + x_{\text{вн}})} \quad (1.10)$$

а критическое напряжение

$$U_{\text{кр}} = P \frac{(x_k + x_{\text{вн}})^2 + x_k^2}{x_k + x_{\text{вн}}} \quad (1.11)$$

в) Нагрузка представлена синхронным двигателем. Критическое напряжение одиночного синхронного двигателя, работающего на шины неизменного напряжения, определяется в соответствии с критерием $dP/d\delta > 0$, как

$$U_{\text{кр}} = \frac{Px_{\text{дв}}}{E_{\text{дв}}} \quad (1.12)$$

где для нерегулируемого двигателя $E_{\text{дв}} = E_q$, $x_{\text{дв}} = x_d$;

для двигателя с АРВ $E_{\text{дв}} = E'$, $x_{\text{дв}} = x'_d$.

При работе синхронного двигателя через внешнее сопротивление $x_{\text{вн}}$ значение критической ЭДС системы определяется по формуле

$$E_{\text{кр}} = \frac{P(x_{\text{дв}} + x_{\text{вн}})}{E_{\text{дв}}} \quad (1.13)$$

Определение устойчивости узла нагрузки, имеющего n асинхронных двигателей, можно выполнить исходя из того, что двигатели одновременно достигают критического скольжения. При этом значения критических напряжений и ЭДС получаются с запасом.

Если в узле нагрузки подключено несколько асинхронных двигателей, питающихся через внешнее сопротивление $z_{\text{вн}}$ от

энергосистемы с ЭДС E , то их устойчивость определяется аналогично устойчивости одиночного двигателя. Для этого рассчитывается эквивалентное сопротивление электросети для каждого двигателя $Z_{вн1}, Z_{вн2}, \dots, Z_{внn}$ на основании соотношения

$$\frac{U}{Z} = \frac{z_1}{z_{вн1} + z_1} + \dots + \frac{z_n}{z_{внn} + z_n} = \frac{1}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{z_i}\right) \left(z_{вн} + \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{z_i}}\right)} \quad (1.14)$$

где z_1, \dots, z_n , – сопротивления двигателей;

$\sum_{i=1}^n \frac{1}{z_i}$ – эквивалентная проводимость всех двигателей,

подключенных к шинам;

$$z_{внi} = z_{вн} \cdot z_i \sum_{i=1}^n \frac{1}{z_i} \quad (1.15)$$

При расчетах эквивалентного сопротивления z_i в значении сопротивлений двигателя подставляются значения критического скольжения $s_{кр}$. Определение z_i при критическом скольжении дает значения $U_{кр}$ и $E_{кр}$ с запасом, так как на самом деле критическое скольжение при наличии внешнего сопротивления меньше номинального критического скольжения и, кроме того, не все двигателя одновременно имеют критические скольжения.

По известному эквивалентному сопротивлению для каждого двигателя определяются критическое напряжение $U_{кр}$ и критическая ЭДС $E_{кр}$ по уравнениям (1.10) и (1.11) в предположении, что все остальные двигатели работают устойчиво.

После определения критических напряжений и ЭДС ($U_{крi}$ и $E_{крi}$) для всех двигателей, они располагаются в порядке уменьшения их критических ЭДС. Пусть для первого двигателя критическая ЭДС равна $E_{кр1}$. При этом ЭДС выше, чем $E_{кр1}$, все двигатели работают устойчиво. После опрокидывания первого двигателя критическая ЭДС второго и всех остальных увеличивается, так как сопротивление первого двигателя становится $z_i = r_1 + jx_{k1}(s_1 = 1)$. Поэтому для каждого i -го двигателя критические напряжения и ЭДС определяются при условии, что $i-1$ двигателей опрокинулись ($U_{кр,i-1} > U_{крi}$) и их сопротивления (z_1, z_2, \dots, z_{i-1}) определяются при $s=1$, а двигатели от i -го до n -го еще не

нарушили свою устойчивость и их сопротивления определяются при критических скольжениях $s_i = s_{крi}, \dots, s_n = s_{крn}$. Тем самым для i -го двигателя определяются критические напряжения и ЭДС, при которых сохраняется устойчивая работа двигателей от i -го до n -го, когда произошло опрокидывание $i-1$ двигателей. В действительности часть двигателей вскоре после опрокидывания будет отключена защитой.

Аналогичным образом определяется минимальное напряжение, при котором возможен пуск k двигателей при работающих n двигателях. Тогда при определении z_1, \dots, z_n принимается $s_1 = s_{кр1}, \dots, s_n = s_{крn}$, а для z_{n+1}, \dots, z_{n+k} принимается $s_{n+1} = s_{n+1} = \dots = s_{n+k} = 1$.

Для узлов с преобладающей асинхронной нагрузкой и не содержащих источников реактивной мощности значение критического напряжения может быть упрощенно определено на основании эксперимента по косвенным признакам, без опасности возникновения лавины напряжения. Для этого требуется получить статическую характеристику $Q_H = f_2(U)$ при понижении напряжения до той точки, где значение Q_H минимально (обозначим это напряжение $U_{минQ}$). Опыт прекращается, как только значение Q_H при понижении напряжения начинает возрастать.

Для указанной нагрузки критическое напряжение определяется по формуле

$$U_{кр} \approx U_{минQ} \sqrt[4]{x_{вн} + 0,2} \quad (1.16)$$

где $x_{вн}$ – эквивалентное сопротивление распределительной сети (от выводов асинхронных двигателей до точки, напряжение в которой не зависит от режима рассматриваемой нагрузки). Для решения обратной задачи – определения $x_{вн}$ по известным значениям $U_{минQ}$ и $U_{кр}$ – выражение (1.16) непригодно, так как не обеспечивает удовлетворительной точности.

Значение $x_{вн}$ берется в отн. ед., в которых $U_{баз} = U_{дв.ном}$; $S_{баз} = \sum \frac{P_{дв.ном}}{\cos\varphi_{дв.ном}}$.

Устойчивость нагрузки при пуске крупного двигателя. Пуск крупного синхронного или асинхронного двигателя может вызвать существенное понижение напряжения на шинах нагрузки и даже вызвать

нарушение статической устойчивости работающих двигателей. Расчет устойчивости нагрузки может быть выполнен указанными выше способами; удобно применение критерия $d\Delta Q/dU < 0$. Запускаемый двигатель учитывается в виде дополнительной нагрузки, имеющей сопротивление $x_{k1} \cong \frac{I_{ном}}{I_{пуск}}$ для асинхронных двигателей или $\frac{1}{2}(x_d'' + x_q'')$ для синхронных.

Влияние статических конденсаторов на устойчивость нагрузки. При исследовании влияния на статическую устойчивость нагрузки статических конденсаторов, параллельно включаемых в узлах нагрузки, они учитываются изменением реактивной мощности потребителей $Q=Q_n - U^2/x_c$. Расчет устойчивости в этом случае проводится так же, как и без статических конденсаторов.

Кроме того расчет устойчивости можно упрощенно провести по схеме, приведенной на рис. 1.1 б, в которую должны быть введены следующие эквивалентные параметры

$$E_{\Sigma} = \frac{E x_c}{x_c - x_{вн}}, x_{вн.\Sigma} = \frac{x_c x_{вн}}{x_c - x_{вн}} \quad (1.17)$$

При рассмотрении влияния конденсаторных батарей (КБ) на устойчивость нагрузки в общем случае следует учитывать, что при увеличении генерируемой ими мощности может потребоваться (из-за повышения напряжения) изменение коэффициентов трансформации понизительных трансформаторов.

Нужно различать три случая:

а) КБ на понизительной подстанции устанавливаются для того, чтобы повысить напряжение до номинального; коэффициенты трансформации остаются неизменными. В этом случае запас по статической устойчивости двигателей увеличится;

б) КБ устанавливаются не для повышения напряжения, а для увеличения коэффициента мощности нагрузки; напряжение в точке установки КБ (шины НН понизительной подстанции) восстанавливается понижением ЭДС ближайших генераторов или компенсаторов. В этом случае запас по статической устойчивости нагрузки снижается;

в) КБ устанавливаются также для повышения коэффициента мощности, но напряжение на шинах НН подстанции восстанавливается изменением коэффициента трансформации понизительных

трансформаторов этой подстанции. В этом случае (в зависимости от значения внешнего сопротивления) запас по статической устойчивости двигателей может как повыситься, так и понизиться.

В последнем случае запас по устойчивости двигателей повышается, если сопротивление x_2 от шин ВН подстанции до той точки энергосистемы, напряжение в которой не зависит от режима нагрузки (рис.1.2), больше, чем сопротивление трансформатора x_T ; если $x_T > x_2$, запас по устойчивости двигателей после включения КБ снижается. Оба сопротивления, разумеется, должны быть приведены к одной ступени напряжения.

В проектной практике расчеты устойчивости с учетом КБ имеют особое значение тогда, когда от решения вопроса о коэффициентах мощности нагрузки зависит выбор мощности трансформаторов, числа цепей и т.п. Неучет влияния КБ в этом случае может привести к тому, что будут получены существенно заниженные значения критического напряжения и, следовательно, в реальных условиях повысится вероятность возникновения лавины напряжения.

1.4 Динамическая устойчивость нагрузки

При анализе динамической устойчивости нагрузки в общем случае следует рассматривать следующие возмущения:

- пуск крупного двигателя;
- автоматическое повторное включение или переключение источников питания (АПВ и АВР), вызванные КЗ в местной электросети;
- КЗ и АПВ в сети высокого напряжения.

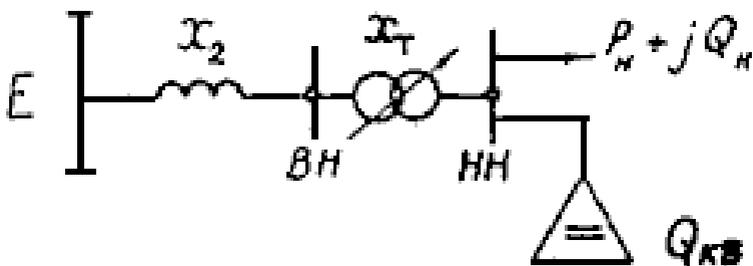


Рис. 1.2. Упрощенная схема питания подстанции с конденсаторной батареей

В расчетах учитывается, что за время перерывов питания или понижений напряжения, вызванных КЗ или другими причинами, двигатели тормозятся. Поэтому при восстановлении напряжения двигатели потребляют ток, существенно больший нормального. Это ведет к понижению напряжения в электрической системе и в свою очередь вызывает уменьшение момента вращения двигателей, как тех, которые испытали перерыв питания, так и других, работавших до этого в нормальных условиях. Если не провести соответствующего расчета и не оценить возможного понижения напряжения на выводах двигателей, то может получиться, что после рассматриваемого возмущения электродвигатели не смогут работать: их частота вращения не восстановится, устойчивость нагрузки нарушится. Самозапуск двигателей должен быть осуществлен за время, допустимое по характеру технологического процесса и по нагреву двигателей. Во время самозапуска двигателей в остальной энергосистеме не должно быть таких снижений напряжения, которые могли бы привести к нарушению нормальной работы.

Мощные нагрузки, вызывающие резкие толчки (электрическая тяга, двигатели прокатных станков и др.) требуют при расчетах режимов определения:

- условий, при которых работа этих толчкообразных нагрузок не приводит к недопустимым колебаниям напряжения на остальных нагрузках, например не приводит к нарушению устойчивости других двигателей;

- устойчивости самих двигателей, работающих с переменным моментом.

Помимо указанного, для узлов нагрузки, подключенных к энергосистеме в электрической близости от центра качаний, при возможности возникновения асинхронного режима, следует проверять устойчивость асинхронных и, главным образом, синхронных двигателей при периодических возмущениях, вызванных асинхронным режимом.

Если для конкретного узла нагрузки известны характеристики по напряжению и частоте, то доля двигательной нагрузки в суммарной нагрузке узла определяется, в первом приближении, по формуле

$$\frac{P_{дв}}{P_{\Sigma}} \cong 1 - 0,55 \left(\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial U} \right)_{U=U_{ном}} \quad (1.18)$$

При расчетах режима нагрузки для ненормальных значений частоты и напряжения можно в качестве первого приближения полагать регулирующие эффекты по напряжению не зависящими от частоты.

1.5 Расчеты пуска и самозапуска асинхронных двигателей

Целью расчетов пуска двигателей является:

- определение времени пуска и допустимости нагрева двигателя при пуске;
- проверка, при необходимости, плавности пуска (например, для подъемных кранов), постоянства ускорения и других параметров пуска, существенных для технологического процесса;
- оценка влияния понижения напряжения на выводах других потребителей при пуске достаточно мощных двигателей.

Задача определения условий самозапуска группы асинхронных двигателей требует в общем случае расчета скольжения для следующих этапов:

- короткое замыкание;
- перерыв питания (бестоковая пауза при АПВ или АВР), напряжение равно нулю от $t=t_{кз}$ $t=t_{кз}+t_{пер}$;
- послеаварийный режим; напряжение восстанавливается до уровня, который зависит от токов нагрузки, процессов в генераторах и изменений схемы сети.

Задача расчета пусков двигателей (индивидуальных – в нормальных условиях и групповых – в некоторых случаях при ликвидации отказов) является аналогичной с той лишь разницей, что отдельные этапы расчета могут быть исключены.

Расчеты самозапусков и групповых пусков двигателей обычно преследует цель определения максимального количества двигателей, для которых возможно восстановление нормального режима за допустимое время. Двигатели, самозапуск которых невозможен, должны своевременно отключаться защитой.

Исходные данные для расчетов пуска и самозапуска асинхронных двигателей следующие:

- схема внешней сети, которая приводится к виду, показанному на рис. 1.3, а, б;
- параметры эквивалентных двигателей;
- статические характеристики по напряжению для прочих потребителей.

Одним двигателем могут быть замещены двигатели, которые питаются от одной секции или от секций, находящихся в аналогичных условиях при рассматриваемом возмущении. Следует, однако, избегать эквивалентирования двигателей, имеющих существенно разные зависимости момента сопротивления от частоты вращения (например, поршневые и центробежные компрессоры), а также двигателей, механические постоянные инерции которых различаются более чем вдвое.

Расчет переходного процесса выполняется методом последовательных интервалов. Параметры исходного режима определяются следующим образом:

- схема (см. рис. 1.3) приводится к одному напряжению. Если рассматривается один эквивалентный двигатель, то расчет удобно вести в отн. ед., принимая для кажущихся мощностей

$$S_{\text{баз}} = S_{\text{дв.ном}}$$

Независимо от выбора системы единиц для электрического расчета внешней сети, для каждого эквивалентного двигателя вводятся собственные отн. ед., где $U_{\text{баз } i} = U_{\text{дв.ном } i}$ и $S_{\text{баз } i} = S_{\text{дв.ном } i}$, что облегчает расчет скольжений:

- напряжения на шинах потребителей ($U_{дв}$) в исходном режиме считаются заданными;
- по известным значениям $P_{дв} = k_3 \cos \phi_{ном}$ и $U_{дв}$ в собственных отн. ед. определяются скольжения s для исходного режима;
- рассчитываются значения реактивных мощностей, потребляемых двигателями, после чего значения P и Q нагрузок пересчитываются к тем абсолютным или отн. ед., в которых выражены сопротивления сети ("общим" единицам). На этом же этапе учитываются статические потребители своими характеристиками $P_{ст} = f_1(U)$, $Q_{ст} = f_2(U)$;
- рассчитывается ЭДС E (см. рис. 1.3), которая обеспечивает заданное напряжение на шинах потребителей для вычисленных значений активных и реактивных нагрузок.

Таким образом, исходный режим, включая начальные скольжения, определен. Далее расчет ведется последовательными интервалами времени с шагом Δt так, чтобы моменты коммутаций совпадали с границами шагов. На каждом шаге выполняются следующие операции:

- по известным значениям скольжений рассчитываются параметры схем замещения двигателей (рис. 1.4) и приводятся к "общим" единицам;
- исходя из значения E , делается электрический расчет схемы для данного режима и определяются значения $U_{дв}$. В режиме паузы $U_{дв} = 0$;
- вычисляются для всех эквивалентных двигателей значения $P_{дв}$ (в отн. ед.);
- вычисляются для известных значений s значения моментов сопротивления;
- определяются скольжения s к концу данного, j -го интервала в предположении, что значения $P_{дв}$ и $M_{сопр}$ не изменяются

$$s_j = s_{j-1} + \Delta s;$$

$$\Delta s = (M_{сопр} - P_{дв}) \frac{\Delta t}{T_j} \quad (1.19)$$

Определяется текущее время к концу данного интервала $t_j = t_{j-1} + \Delta t$.

Далее проводится расчет для следующего интервала времени.

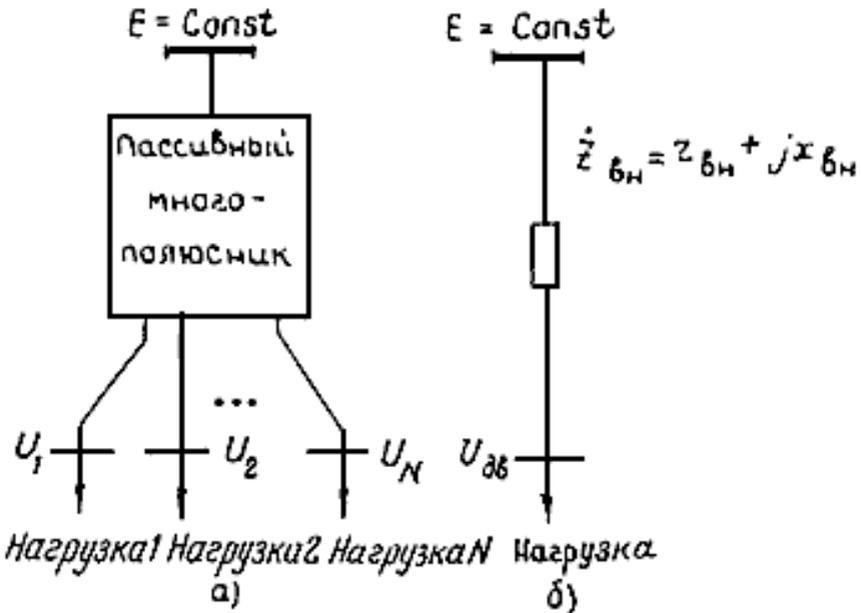


Рис. 1.3. Схема сети, внешней по отношению к рассматриваемой нагрузке: а – общий случай; б – простейшая схема

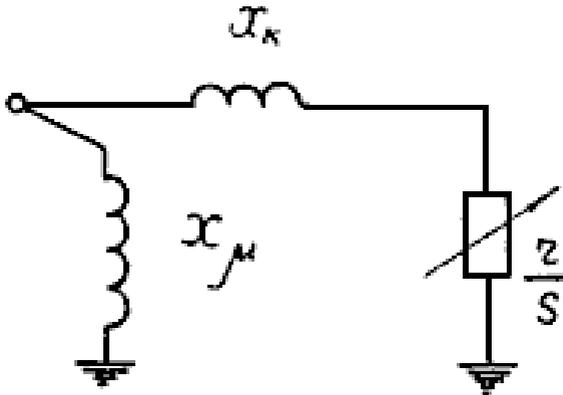


Рис. 1.4. Г-образная схема замещения асинхронного двигателя

В ряде случаев расчет упрощается. Если в аварийном режиме $U_{дв} = 0$, а моментно-скоростная характеристика приводимого механизма выражается квадратичной параболой

$$M_{\text{сопр}} = \kappa_3 [m_{\text{ст}} + (1 - m_{\text{ст}})(1 - s)^2] \cos \phi_{\text{ном}} \quad (1.20)$$

то могут быть использованы кривые выбега, показанные на рис. 1.5, а при $m_{\text{ст}} = 1$ и различных значениях остаточного напряжения – кривые на рис. 1.6.

Следует иметь в виду, что при отключении от сети группы асинхронных двигателей (без предшествующего близкого КЗ) электромагнитное поле двигателей исчезает не мгновенно, а с некоторой постоянной времени, достигающей иногда 1 с и более. Кривые затухания напряжения для некоторых условий приведены в качестве примера на рис. 1.7. Эффекты, связанные с групповым выбегом при отключении асинхронных двигателей от источника питания (без КЗ), можно не учитывать для мелких двигателей и в тех случаях, когда в составе рассматриваемой нагрузки имеются статические потребители.

Из-за наличия остаточного напряжения некоторое время сохраняются взаимные асинхронные моменты двигателей и скольжения двигателей в процессе выбега поддерживаются почти равными, что в приведенной методике расчета не учитывается. За время такого выбега $t_{\text{гр}}$ (примерно до $U_{\text{ост}} = 0,25U_{\text{ном}}$)

$$\Delta S_{\text{гр}} = \frac{\sum_i \kappa_{3i} P_{\text{дв.ном.}i}}{\sum_i \tau_{ji} P_{\text{дв.ном.}i}} t_{\text{гр}} \quad (6.21)$$

Значение $t_{\text{гр}}$ определяется по экспериментальной зависимости остаточного напряжения на двигателях от времени, полученной либо для данной, либо для аналогичной в смысле значения $\frac{\sum_i \kappa_{3i} P_{\text{дв.ном.}i}}{\sum_i \tau_{ji} P_{\text{дв.ном.}i}}$ группы двигателей.

Если $t_{\text{гр}} \geq t_{\text{пер}}$, то к моменту включения в сеть

$$\Delta S_{\text{гр}} = \frac{\sum_i \kappa_{3i} P_{\text{дв.ном.}i}}{\sum_i \tau_{ji} P_{\text{дв.ном.}i}} t_{\text{пер}} \quad (1.22)$$

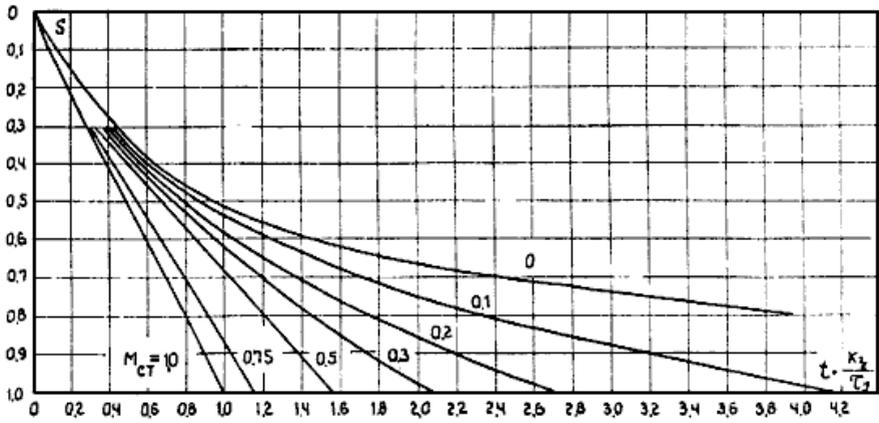


Рис. 1.5. Кривые выбега двигателя при остаточном напряжении равном нулю

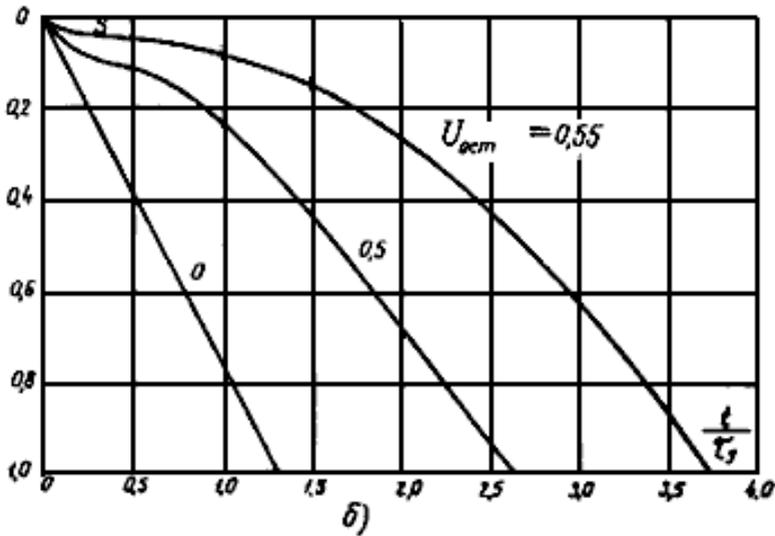
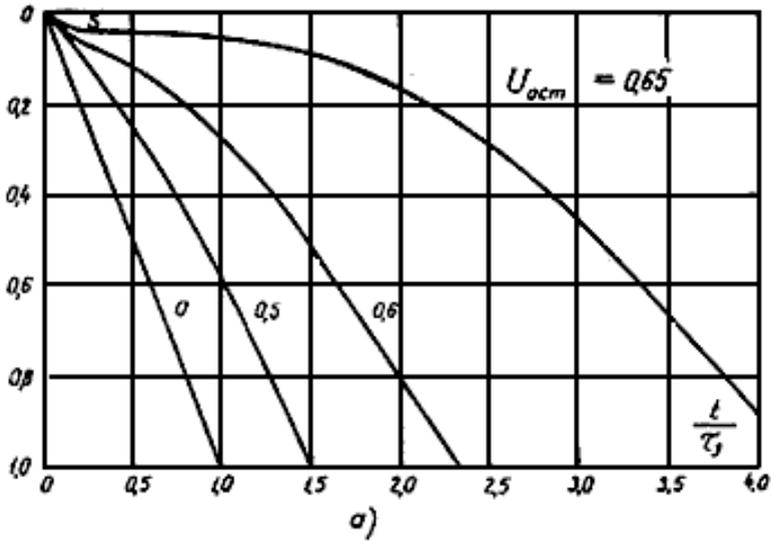


Рис. 1.6. Кривые выбега двигателя при различных значениях остаточного напряжения и при постоянном моменте сопротивления: а – $\kappa_3=1,0$; б – $\kappa_3=0,75$

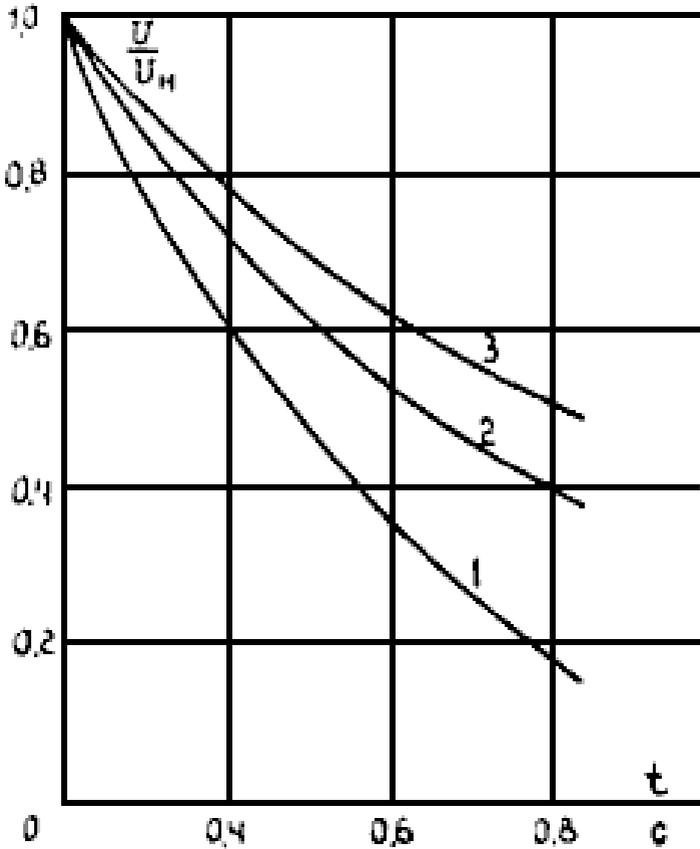


Рис. 1.7. Кривые затухания напряжения на шинах двигателей после их отключения от сети: 1 – группа асинхронных двигателей; 2 – асинхронный и синхронный двигатели; 3 – то же, но синхронный двигатель снабжен АРВ

Если $t_{гр} < t_{пер}$, то

$$\Delta s_{пер} = \Delta s_{гр} + \Delta s_{инд} \quad (1.23)$$

где $\Delta s_{инд}$ – изменение скольжения при выбеге каждого из двигателей в отдельности ($U_{ост} < 0,25$) за время $\Delta t = t_{пер} - t_{гр}$.

Расчеты пусков двигателей отличаются от описанных тем, что для запускаемых двигателей $s_{нач} = 1$. Эквивалентная ЭДС E рассчитывается в

предположении, что $U_{дв}=1$, либо перед пуском, либо по окончании пуска, в зависимости от конкретных условий.

Во всех расчетах, связанных с глубокими понижениями напряжения на выводах двигателей, обязателен учет того обстоятельства, что при $U < (0,6 \div 0,8) U_{ном}$ отпадают контакты магнитных пускателей, что может привести к самоотключению значительной части двигателей низкого напряжения. Отключения двигателей могут иметь место также и от защит минимального напряжения с соответствующими выдержками времени.

1.6 Динамическая устойчивость синхронных двигателей

Расчеты динамической устойчивости синхронных двигателей следует выполнять так же, как и для генераторов. При рассмотрении вопросов динамической устойчивости двигателей может быть принято $M_{сопр} = const$.

Выбор уравнений синхронных двигателей осуществляется так же, как и для генераторов. Могут быть использованы уравнения Парка-Горева или, если асинхронный режим не рассматривается, то может быть принято допущение о постоянстве ЭДС E' .

Если рассматриваемые двигатели имеют АРВ, то последние учитываются соответствующими уравнениями. Релейная форсировка возбуждения учитывается упрощенно: кратностью форсировки и постоянной времени возбудителя.

Асинхронные двигатели целесообразно вводить в расчет их схемой замещения и уравнением движения. Статические потребители в большинстве случаев могут быть представлены постоянными сопротивлениями.

1.7 Пуск и самозапуск синхронного двигателя

При наличии в составе нагрузки синхронных двигателей постоянная времени затухания напряжения при перерыве питания (без предшествующего КЗ) может достигать 5 с и более. В таких случаях выбег можно рассчитывать по выражению (1.21).

Расчеты процесса самозапуска, а также пуска синхронных двигателей выполняются аналогично описанному для асинхронных двигателей. Асинхронный момент синхронного двигателя может быть вычислен так же, как и для генератора. Напряжение на выводах синхронного двигателя в процессе его самозапуска может быть рассчитано при введении в расчетную схему пускового сопротивления $\frac{1}{2}(x''_d + x''_q)$. (Существенные уточнения дает только решение уравнений Парка-Горева). Расчет электромагнитной мощности по формуле асинхронного момента дает достаточно точные результаты, если возбуждение отсутствует.

При расчете асинхронного момента учитывается, в соответствующих случаях, увеличение реактивных сопротивлений при непрямом пуске двигателя и активного сопротивления цепи возбуждения, если обмотка ротора замкнута на гасительное сопротивление.

При наличии возбуждения следует учитывать существенные колебания тока статора и колебания напряжения на выводах двигателя, из-за чего возрастают потери в статоре двигателя (иногда более чем на 20%) и уменьшается средний асинхронный момент. В качестве одной из основных мер облегчения самозапуска следует рассматривать гашение поля двигателя при перерывах питания.

Если рассчитывается самозапуск или пуск одиночного двигателя, то достаточно сопоставить асинхронную характеристику при вычисленном значении $U_{дв}$ с моментно-скоростной характеристикой приводимого механизма $M_{сопр} = f(s)$ и найти скольжение $s_{уст}$, которое установится в конце самозапуска. Если в переходном процессе участвует несколько двигателей, в том числе асинхронных, изменение частоты которых может существенно повлиять на уровни напряжения, то расчет ведется методом последовательных интервалов, как описано выше, вплоть до скольжения $s_{уст}$.

В моменте сопротивления $M_{сопр}$ при расчете самозапуска синхронных двигателей следует учесть тормозной момент двигателя

$$M_{11} = r_{ст} \left(\frac{E'}{x_d} \right)^2$$

где $r_{ст}$ – сопротивление в цепи статора.

Возможность ресинхронизации синхронного двигателя определяется сравнением скольжения, которое может установиться после окончания самозапуска ($s_{уст}$) со скольжением втягивания ($s_{вт}$). Ресинхронизация обеспечивается (при наилучших условиях), если

$$s_{уст} \leq s_{вт} = 5,65 \sqrt{\frac{M}{\tau_J} \frac{I_B}{I_{в.ном}}} \quad (1.24)$$

где M – максимальный синхронный момент двигателя по отношению к источнику питания с учетом значения E и внешнего сопротивления, отн. ед.;

τ_J – постоянная инерции двигателя, с;

I_B – ток возбуждения, зависящий от системы регулирования возбуждения.

Из формулы (1.24) следует, что при форсированном возбуждении ресинхронизация облегчается. Для облегчения как ресинхронизации, так и самозапуска, используют также (при возможности) временное снижение механического момента сопротивления.

1.8 Выводы по главе

1. В качестве основного фактора, определяющего статическую устойчивость нагрузки, следует рассматривать наличие в составе комплексной нагрузки вращающихся машин – асинхронных и синхронных двигателей, что в определенных условиях может приводить к лавине напряжения. Такая неустойчивость проявляется, в первую очередь, в снижении напряжения на шинах узла нагрузки (до 30-60% нормального рабочего напряжения), что приводит к нарушению электроснабжения всех потребителей данного узла.

2. При использовании метода малых колебаний следует учитывать специфику рассматриваемой задачи. Она заключается в том, что при составлении дифференциальных уравнений, описывающих переходный процесс в энергосистеме, выделяются мощные узлы нагрузки, в то время как остальные узлы нагрузки задаются в виде постоянных сопротивлений.

3. Анализ статической устойчивости с помощью практических критериев для схем может выполняться без применения вычислительных

или моделирующих устройств и обычно проводится графическим способом в связи с тем, что статические характеристики нагрузок, как правило, задаются таблично или графически. Методика анализа состоит в том, что для ряда значений напряжения в окрестности точки $U = U_0$, соответствующей исходному режиму, устойчивость которого исследуется, строится зависимость либо $\Delta Q = f(U)$, либо $E_i = \varphi_i(U)$, где i – номер ветви схемы. Угол наклона касательной к этой кривой в точке $U = U_0$ и определяет условие устойчивости энергосистемы.

4. При выполнении расчетов устойчивости нагрузки следует учитывать, что неполнота исходных данных (главным образом, в отношении параметров режима двигателей при пониженном напряжении) может решающим образом повлиять на точность расчетов. Если значение критического напряжения оказывается близким к предельно возможному (значение $K_U \approx 0,25$), то следует повторить расчеты, уточнив расчетную модель узла нагрузки. Для этого следует рассчитать более подробную схему распределительной сети с более подробным учетом электроприемников. Может также оказаться необходимым учет условий самораскачивания и влияния на устойчивость нагрузки способов стабилизации АРВ станций энергосистемы. При возможности обязательно проводится экспериментальное определение устойчивости нагрузки.

5. Во всех расчетах, связанных с глубокими понижениями напряжения на выводах двигателей, обязателен учет того обстоятельства, что при $U < (0,6 \div 0,8) U_{ном}$ отпадают контакты магнитных пускателей, что может привести к самоотключению значительной части двигателей низкого напряжения. Отключения двигателей могут иметь место также и от защит минимального напряжения с соответствующими выдержками времени.

6. Расчеты динамической устойчивости синхронных двигателей следует выполнять так же, как и для генераторов. При рассмотрении вопросов динамической устойчивости двигателей может быть принято $M_{сопр} = \text{const}$.

7. Если рассчитывается самозапуск или пуск одиночного двигателя, то достаточно сопоставить асинхронную характеристику при вычисленном значении $U_{дв}$ с моментно-скоростной характеристикой

приводимого механизма $M_{\text{сопр}} = f(s)$ и найти скольжение $s_{\text{уст}}$, которое установится в конце самозапуска. Если в переходном процессе участвует несколько двигателей, в том числе асинхронных, изменение частоты которых может существенно повлиять на уровни напряжения, то расчет ведется методом последовательных интервалов, как описано выше, вплоть до скольжения $s_{\text{уст}}$.

1.9 Контрольные вопросы

1. Какие бывают разновидности уравнений переходных процессов в малых отклонениях для энергосистемы произвольной конфигурации и как они записываются?
2. Как производится расчет устойчивости нагрузки при пуске крупного двигателя?
3. Как определяется критическое ЭДС и критическое напряжение?
4. Как производится расчет пуска и самозапуска асинхронных двигателей?
5. Как производится расчет пуска и самозапуска синхронных двигателей?

2. УСТОЙЧИВОСТЬ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ АСИНХРОННОМ РЕЖИМЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Если рассматриваемый узел нагрузки питается от точки энергосистемы, расположенной в электрической близости от центра качаний, то возникающие при асинхронном режиме периодические колебания напряжения и частоты могут явиться причиной нарушения устойчивости как синхронных, так и асинхронных двигателей.

Целесообразно рассматривать схему, в которой две части энергосистемы связаны через сопротивление $x = x_1 + x_2$. За сопротивлением x_1 от первого генератора расположен узел нагрузки (рис. 2.1). Электродвижущие силы обоих генераторов могут быть представлены постоянными по модулю значениями $E'_1 \approx E'_2 \approx E$. Векторы \dot{E}'_1 и \dot{E}'_2 вращаются с относительным скольжением s , соответствующим разности частот в асинхронно идущих частях энергосистемы. Напряжение в узле нагрузки (если сопротивление узла велико по сравнению с сопротивлением между энергосистемами) определяется как

$$U = \frac{E}{x_1 + x_2} \sqrt{x_1^2 + x_2^2 + 2x_1x_2 \cos st} \quad (2.1)$$

Фаза напряжения в узле изменяется по закону

$$\varphi = \arg \dot{U} = \arctg \frac{x_1 \sin st}{x_1 \cos st + x_2}$$

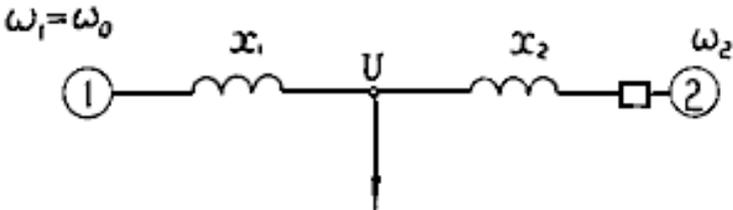


Рис. 2.1. Схема для расчета условий питания нагрузки при асинхронном режиме в энергосистеме

Устойчивость двигателей в условиях асинхронного режима в энергосистеме в общем случае следует проверять как при возникновении асинхронного хода, так и при установившемся асинхронном ходе.

Переходный процесс, обусловленный возникновением асинхронного режима в энергосистеме, может представить опасность главным образом для синхронных двигателей при следующих условиях:

а) если асинхронный режим возникает в результате несинхронного включения (НАПВ или включение при установившейся разности частот);

б) если до несинхронного включения нагрузка питалась со стороны энергосистемы 1 и если $x_1 > x_2$ (см. рис. 2.1). Тогда при включении энергосистем в противофазе фаза напряжения в узле нагрузки может изменяться скачком на 180° (см. векторную диаграмму на рис. 2.2). В этом случае двигатель оказывается в генераторном режиме, что обычно вызывает нарушение его устойчивости.

Во время асинхронного хода между энергосистемами 1 и 2 может произойти нарушение устойчивости как синхронных, так и асинхронных двигателей вследствие понижения среднего уровня напряжения, а также (для синхронных двигателей) в результате раскачивания при резонансе.

Для проверки устойчивости двигателей в указанных режимах схема энергосистемы, по отношению к рассматриваемому узлу нагрузки, приводится к виду, показанному на рис.2.1.

Определяются возможные случаи несинхронных включений. Если возможен случай, показанный на рис. 2.2 б, то делается вывод о том, что имеется вероятность нарушения устойчивости синхронных двигателей. На рис. 2.3 приведена достаточно характерная кривая вероятности сохранения устойчивости синхронным двигателем, построенная при условии, что включения с любыми углами равновероятны. Ресинхронизация таких двигателей наступает обычно по окончании асинхронного хода и проверяется по формуле (2.1).

Вероятность нарушения устойчивости определяется вероятностью включения с углами, близкими к 180° , и мало зависит от параметров двигателя и параметров асинхронного режима.

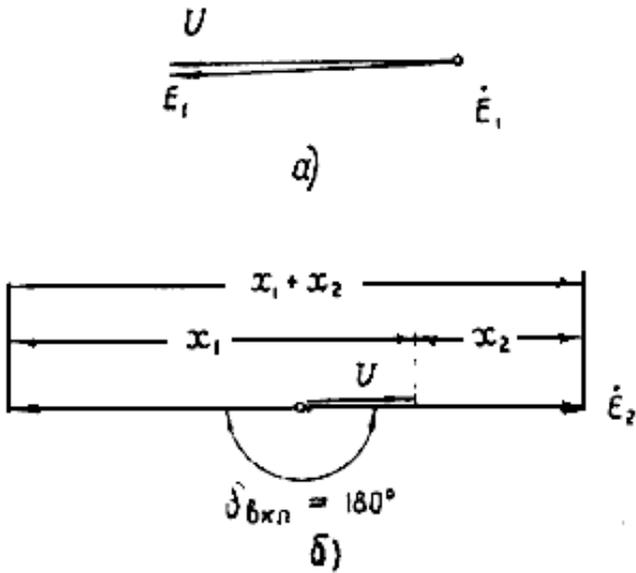


Рис. 2.2. Векторные диаграммы для случая включения энергосистемы 2 при $x_1 > x_2$: а – до включения; б – в момент несинхронного включения

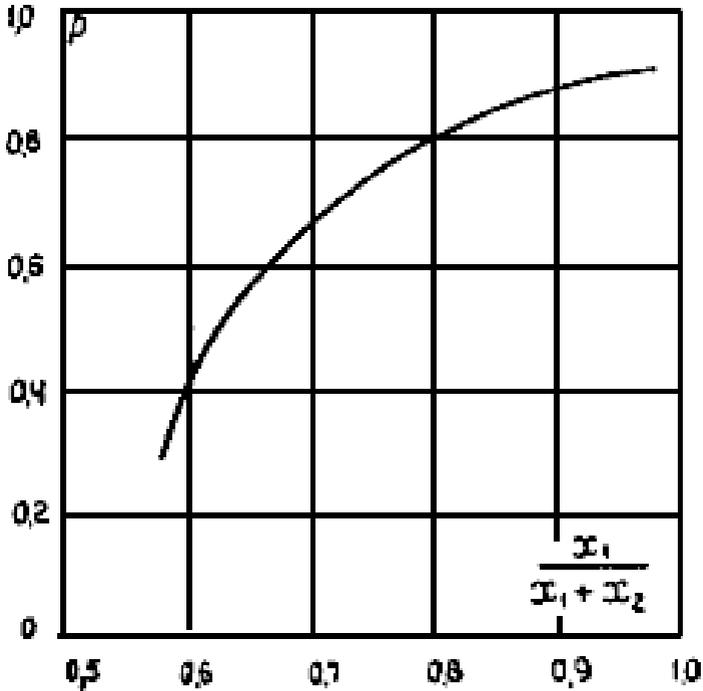


Рис. 2.3. Пример вероятности сохранения динамической устойчивости синхронного двигателя при несинхронном включении в энергосистеме

Для установившегося асинхронного режима при допущении, что ЭДС энергосистем 1 и 2 равны единице, определяется глубина периодических понижений напряжения

$$U_{\min} = \frac{x_1 - x_2}{x_1 + x_2} \quad (2.2)$$

Если

$$U_{\min} > \sqrt{\frac{M_{\text{сопр}}}{M_{\text{макс}}}} \quad (2.3)$$

то устойчивость асинхронного двигателя сохраняется при любой разности частот между энергосистемами. Если некоторого подавления нерегулярных колебаний с периодами 10 мин и более.

Для нескольких энергосистем, соединяемых независимыми слабыми связями, предел устойчивости каждой из них практически не зависит от мощности, передаваемой по соседней слабой связи, поэтому

расчеты статической устойчивости выполняются независимо для каждой слабой связи по формулам (2.4)-(2.5). Значения ΔP определяются по сумме мощностей меньшей части энергообъединения по сторонам рассматриваемого сечения.

Для нескольких энергосистем, соединяемых зависимыми слабыми связями, предел устойчивости по каждой из связей зависит от мощности, передаваемой по соседним связям. В общем случае определение предела по статической устойчивости производится с использованием метода малых колебаний: аналитически для простейших схем или на аналоговых или цифровых вычислительных машинах для более сложных схем.

2.1 Особенности расчета динамической устойчивости

Причинами нарушения динамической устойчивости межсистемных связей могут быть:

- короткие замыкания;
- аварийные небалансы мощности в соединяемых энергосистемах (набросы нагрузки, отключения генераторной мощности);
- асинхронные режимы по соседним линиям электропередачи.

В качестве расчетных для проверки динамической устойчивости рассматриваются КЗ по концам межсистемной связи, а при сложной структуре связей – также и в точках примыкания промежуточных электростанций. Расчет динамической устойчивости межсистемных связей производится с использованием обычных методов.

При коротких замыканиях на слабой связи обычно можно считать, что нагрузки в соединяемых этой связью энергосистемах не изменяются. Возможность нарушения динамической устойчивости слабых связей в результате КЗ невелика, так как по этим линиям электропередачи передается небольшая часть мощности соединяемых энергосистем.

Динамическую устойчивость при внезапном изменении мощности в одной из соединяемых энергосистем следует рассматривать с учетом зависимости мощности от частоты для соединяемых энергосистем.

Приближенно можно принимать, что динамическая устойчивость обеспечивается, если, во-первых, обеспечивается динамическая устойчивость в первом цикле качаний при условии постоянства

мощности турбин и, во-вторых, обеспечивается статическая аperiodическая устойчивость послеаварийного режима с учетом частотных характеристик энергосистем. Для простых случаев (две энергосистемы соизмеримой мощности) могут быть использованы следующие приближенные критерии. Для динамической устойчивости в первом цикле качаний

$$\frac{1}{\tau_{JA}} [\cos(\delta_{AB}^* - \alpha_{AB} - \cos(\delta_{AB}^H - \alpha_{AB}))] + \frac{1}{\tau_{JA}} [\cos(\delta_{AB}^* + \alpha_{AB}) - \cos(\delta_{AB}^H + \alpha_{AB})] + \frac{\overline{P_{AB}}}{P_{AB}} (\delta_{AB}^* - \delta_{AB}^H) \leq 0 \quad (2.4)$$

где

$$\begin{aligned} \overline{P_{AB}} &= \frac{P_{ГА} + P_{н\delta А}}{\tau_{JA}} - \frac{P_{ГБ} + P_{н\delta Б}}{\tau_{JB}}, \\ \delta^* &= \pi - \beta - \arcsin\left(\frac{\overline{P_{AB}}}{A \cdot P_{AB}}\right), \\ A &= \sqrt{\left(\frac{1}{\tau_{JA}}\right)^2 + \left(\frac{1}{\tau_{JB}}\right)^2 + \frac{2}{\tau_{JA} \cdot \tau_{JB}} \cos 2\alpha_{AB}}, \\ \beta &= \arctg\left(\frac{\tau_{JA} - \tau_{JB}}{\tau_{JA} + \tau_{JB}} \operatorname{tg} \alpha_{AB}\right) \end{aligned} \quad (2.5)$$

$P_{ГА}, P_{ГБ}$ – взаимная мощность передающего и приемного концов связи в доаварийном режиме;

τ_{JA}, τ_{JB} – средневзвешенные постоянные инерции конечных энергосистем;

δ_{AB}^H – значение угла по электропередаче в доаварийном режиме;

α_{AB} – угол, дополнительный к углу взаимного сопротивления;

$P_{н\delta А}, P_{н\delta Б}$ – значения аварийных набросов мощности в конечных энергосистемах (положительное значение соответствует увеличению генераторной мощности).

Для статической устойчивости в послеаварийном режиме

$$\frac{P_{ГА} + P_{н\delta А}}{K_{СА}} - \frac{P_{ГБ} + P_{н\delta Б}}{K_{СБ}} \leq P_{AB} \sqrt{\left(\frac{1}{K_{СА}}\right)^2 + \left(\frac{1}{K_{СБ}}\right)^2 + \frac{2}{K_{СА} \cdot K_{СБ}} \cos \alpha_{AB}} \quad (2.6)$$

$K_{СА}, K_{СБ}$ – коэффициенты крутизны статических частотных характеристик соединяемых энергосистем (отн.ед.);

Приведенные выше величины ($P_{Г}, \tau_{J}, P_{н\delta}, K_{С}$) отнесены к единой базисной мощности.

Расчеты следует выполнять для случаев аварийных снижений генераторной мощности в приемной энергосистеме и аварийного увеличения избытка мощности в передающей энергосистеме.

Если одинаковы постоянные инерции и коэффициенты крутизны статических частотных характеристик, приведенные к номинальной мощности каждой из энергосистем, то может быть использована более простая приближенная формула

$$\Delta P_{\text{Амакс}} \approx 0,63 P_{\text{АВ}} [1 - \sin(\delta_{\text{АВ}} - \alpha_{\text{АВ}})] \frac{P_{\text{А}}}{P_{\text{А}} + P_{\text{В}}} \quad (2.7)$$

где $\Delta P_{\text{Амакс}}$ – максимально допустимое значение наброса мощности в энергосистеме А.

При определении динамической устойчивости расчетное значение перетока должно быть несколько увеличено по сравнению со средним плановым значением для учета влияния нерегулярных отклонений перетока.

2.2 Особенности расчетов ресинхронизации

Условия ресинхронизации слабых связей во многих случаях весьма благоприятны. Ресинхронизация обеспечивается после нарушения динамической устойчивости или несинхронного АПВ при всех режимах, вплоть до близких к пределу устойчивости. Для двух и трех энергосистем можно пользоваться приближенными аналитическими методами, в более сложных случаях – моделированием или расчетом на ЦВМ.

При расчете ресинхронизации слабых связей асинхронный момент не учитывается ввиду его малости по сравнению с остальными демпфирующими моментами (изменением нагрузки и моментов турбин при изменении частоты).

Если две энергосистемы соединяются слабой связью без промежуточных нагрузок с малым активным сопротивлением линий ($\frac{r_{\text{АВ}}}{x_{\text{АВ}}} < 0,1$) или же с промежуточными нагрузками, но при малых значениях $\alpha_{\text{АВ}}$, предельная по условиям ресинхронизации мощность определяется по следующей формуле

$$\frac{P}{P_{\text{АВ}}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{k_{\text{сА}}} + \frac{1}{k_{\text{сВ}}}\right) \sqrt{P_{\text{АВ}} \frac{\tau_{\text{JA}} \tau_{\text{JB}}}{\tau_{\text{JA}} + \tau_{\text{JB}}}}} \quad (2.8)$$

Расчет устойчивости одной из слабых связей (соединяющей энергосистемы А и Б) при асинхронном режиме по соседней слабой связи (соединяющей энергосистемы Б и В) производится следующим образом:

а) определяется устойчивость одной связи при набросе мощности, вызванном нарушением устойчивости другой связи;

б) если разность частот, при которой ресинхронизируется энергосистема В с остальными двумя энергосистемами, меньше, чем частота собственных колебаний связи, соединяющей энергосистемы А и Б, то определяется максимальное отклонение угла $\Delta\delta_{АБ\max}$ при резонансе собственных и вынужденных колебаний

$$\Delta\delta_{АБ\max} = \frac{P_{БВ}\tau_{JA}}{(\tau_{JA} + \tau_{JB})k_{\text{усп}} \sqrt{\frac{P_{АБ}(\tau_{JA} + \tau_{JB})}{\tau_{JA}\tau_{JB}}}} \quad (2.9)$$

где $k_{\text{усп}}$ – коэффициент, определяемый зависимостью нагрузки от частоты и регуляторами скорости турбин. Обычно $k_{\text{усп}}=4 - 8$ (путем приравнивания энергии, получаемой от энергосистемы В за каждый период асинхронного хода, к той энергии, которая затрачивается на демпфирование при синхронных качаниях энергосистем А и Б).

Затем по кривой, показанной на рис. 2.4, определяется снижение предельной мощности $P'_{АБ}/ P_{АБ}$, передаваемой по слабой связи, соединяющей энергосистемы А и Б.

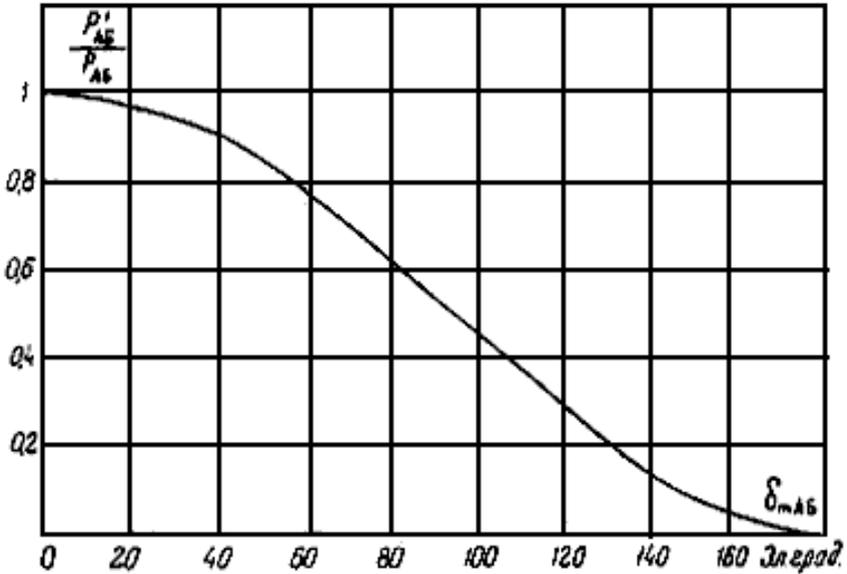


Рис. 2.4. Кривая для расчета ресинхронизации по слабой связи

В тех случаях, когда есть промежуточные нагрузки или нельзя пренебречь активными сопротивлениями линий электропередачи, удобнее определять предельный угол исходного режима, при котором обеспечивается ресинхронизация. Формула для определения этого угла имеет следующий вид

$$\delta_{\text{рес}} = \arcsin \left[\frac{K_{CA} \cdot K_{CB}}{\tau_{JA} \cdot \tau_{JB}} \times \sqrt{\frac{(\tau_{JA} + \tau_{JB})^2 \cos^2 \alpha_{AB} + (\tau_{JA} - \tau_{JB})^2 \sin^2 \alpha_{AB}}{P_{AB}(K_{CA}^2 + K_{CB}^2 + 2K_{CA} \cdot K_{CB} \cos \alpha_{AB})}} \right] - \arctg \left(\frac{K_{CA} - K_{CB}}{K_{CA} + K_{CB}} - \operatorname{tg} \alpha_{AB} \right) \quad (2.10)$$

2.3 Особенности расчетов устойчивости с помощью АВМ

Расчеты устойчивости слабых связей на АВМ могут выполняться для определения:

- статической устойчивости в объединенных энергосистемах с зависимыми слабыми связями (т.е. когда число слабых связей равно или больше числа энергосистем);
- динамической устойчивости (в том числе и характера переходного процесса) при отключении части нагрузки или генераторов в одной из энергосистем, затыжном КЗ, отключении одной из слабых связей или при ее асинхронном режиме;
- взаимного влияния процессов, происходящих в одной части энергообъединения на работу других его частей;
- результирующей устойчивости и асинхронных режимов (в том числе и характера переходного процесса) при несинхронном АПВ и нарушении динамической устойчивости;
- эффективности различных автоматических устройств, предназначенных для повышения устойчивости слабых связей.

Для расчета устойчивости слабых связей допустимо моделирование схемы из эквивалентных генераторов по уравнениям движения. Число эквивалентных генераторов должно быть равно числу концентрированных энергосистем, соединяемых слабыми связями.

При моделировании уравнений движения можно учитывать только те взаимные мощности, которые создаются слабыми связями, соединяющими данные соседние концентрированные энергосистемы. В тех случаях, когда остальные взаимные мощности по крайней мере на порядок меньше, пренебрежение ими практически не влияет на результаты расчета.

Регуляторы скорости эквивалентных агрегатов можно моделировать по наиболее простому уравнению. В ряде случаев переходные процессы на слабых связях происходят настолько медленно, что можно не учитывать инерцию регуляторов скорости.

2.4 Определение надежности режима работы слабых межсистемных связей и методика выбора запасов устойчивости

Надежностью режима работы межсистемной связи называется ее способность обеспечивать продолжительную параллельную работу соединяемых энергосистем без нарушений устойчивости. Одним из

существенных факторов, способных оказывать влияние на надежность режима параллельной работы энергосистем, соединяемых слабыми связями, являются превышения предела устойчивости линии электропередачи при нерегулярных колебаниях обменной мощности. Эти превышения и вызываемые ими нарушения синхронизма на слабых связях носят случайный характер. Поэтому задачу оценки надежности режима работы слабых связей в условиях нерегулярных колебаний обменной мощности следует рассматривать как вероятностную. Для решения данной задачи предложено использовать элементы теории случайных процессов. Тем самым задача оценки показателей надежности режима работы слабой связи в условиях нерегулярных колебаний обменной мощности и задача экспериментальной оценки статистических характеристик этих колебаний получили возможность количественного решения.

В качестве основного показателя надежности используется средняя продолжительность безотказной работы \bar{T} – среднестатистическое значение промежутка времени между последовательно возникающими нарушениями устойчивости (отказами в нормальном режиме слабой связи).

Требования к надежности должны основываться на минимизации расчетных затрат, т.е. сопоставлении затрат на повышение надежности с достигаемым снижением народнохозяйственного ущерба, вызываемого отказами (нарушениями устойчивости) межсистемной связи. В настоящее время вследствие отсутствия достоверных данных о величине ущерба от нарушений устойчивости такой подход к определению надежности слабых связей неосуществим. Можно считать надежность достаточной, если средняя продолжительность безотказной работы межсистемной слабой связи при плановом потоке мощности составляет не менее одного года. Для связей, нарушение работы которых не представляет опасности для соединяемых энергосистем, расчетная продолжительность безотказной работы может быть снижена.

С учетом требований надежности коэффициент запаса по статической устойчивости межсистемной связи должен определяться такой величиной, которая отвечала бы определенному уровню

надежности. Надежность определяется относительной величиной отстройки среднего значения передаваемой мощности \bar{P} от предела $P_{пр}$

$$x = \frac{P_{пр} - \bar{P}}{\sigma} \quad (2.11)$$

где σ – среднеквадратическое отклонение нерегулярных колебаний мощности.

Рекомендуются две методики вероятностной оценки надежности режима слабой связи в условиях случайных колебаний обменной мощности: методика НИИПТ и методика ВНИИЭ. Эти методики различаются принимаемой моделью процесса нерегулярных колебаний обменной мощности: первый процесс моделируется марковским стационарным процессом с нормальным распределением вероятности, а второй – гауссовским (нормальным) стационарным случайным процессом. Обе методики дают практически совпадающие оценки среднего времени \bar{T} безотказной работы слабой связи и могут быть использованы как для связей, регулируемых вручную, так и для автоматически регулируемых связей. Эффект автоматического регулирования учитывается на стадии статистической обработки экспериментальных данных по колебаниям обменной мощности.

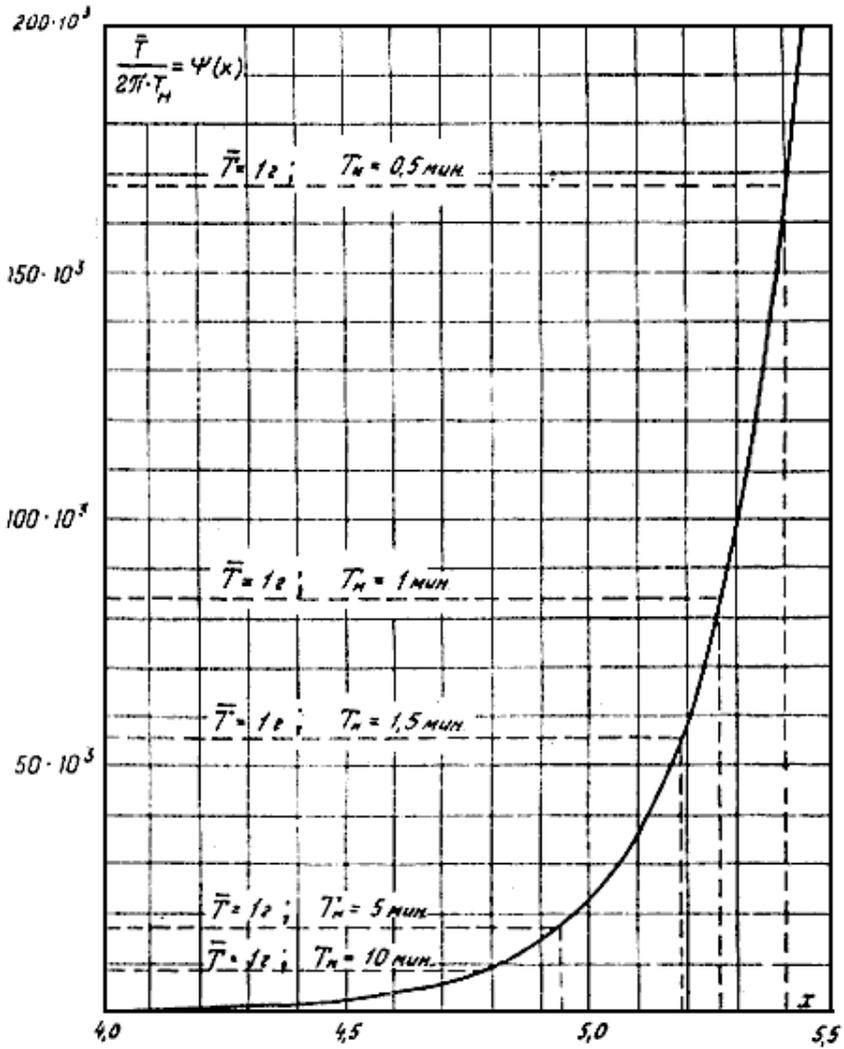


Рис. 2.5. График функция $\varphi(x)$ к расчету вероятностной оценки надежности режима слабой связи

2.5 Методика НИИПТ

На рис.2.5 приведен график функции

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{l^2}{2}} dl \quad (2.12)$$

причем средняя продолжительность параллельной работы энергосистем без нарушения устойчивости \bar{T} связана с функцией $\varphi(x)$ следующим соотношением

$$\bar{T} = 2\pi T_p \varphi(x) \quad (2.13)$$

где T_p – постоянная времени корреляционной функции $K_p(\tau)$ колебаний мощности по межсистемной связи

$$K_p(\tau) = \sigma^2 e^{-\frac{|\tau|}{T_p}} \quad (2.14)$$

Для того, чтобы определить значение \bar{T} , необходимо располагать двумя параметрами корреляционной функции колебаний обменной мощности по связи: среднеквадратическим отклонением нерегулярных колебаний мощности σ и постоянной времени корреляционной функции T_p . При помощи первой из них из выражения (2.11) по заданным значениям предела статической устойчивости $P_{пр}$ и планируемого среднего значения перетока мощности \bar{P} определяется значение отстройки x . Далее для полученного значения отстройки x из графика рис. 2.5 определяется соответствующее значение функции $\varphi(x)$, а из выражения (2.13) с помощью второго параметра корреляционной функции T_p определяется значение средней продолжительности безотказной работы.

Для работающих связей параметры корреляционной функции σ и T_p могут быть определены статистической обработкой данных измерений обменной мощности. При решении вопросов присоединения изолированно работающей энергосистемы можно определить параметры корреляционной функции случайных колебаний небалансов активной мощности по измерениям случайных колебаний частоты, учитывая существующую связь между корреляционными функциями частоты (индекс "s") и нагрузки (индекс "н")

$$K_n(\tau) = K_c^2 K_s(\tau) \quad (2.15,а)$$

$$K_s(\tau) = \sigma_s^2 e^{\frac{-|\tau|}{T_s}} \quad (2.15,6)$$

$$K_H(\tau) = \sigma_H^2 e^{\frac{-|\tau|}{T_H}} \quad (2.15,в)$$

Откуда

$$\left. \begin{aligned} \sigma_H &= K_C \sigma_s, \\ T_H &= T_s; \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

здесь K_C – коэффициент крутизны статической частотной характеристики энергосистемы (отн.ед.).

Испытания, проведенные в ряде действующих энергосистем, показывают, что в диапазоне малых отклонений частоты (0,08÷0,12 Гц) значения K_C находятся в пределах 3÷5.

В тех случаях, когда суммарные нагрузки соединяемых на параллельную работу энергосистем различаются более, чем в три раза, можно принимать, что корреляционная функция колебаний обменной мощности по связи совпадает с корреляционной функцией колебаний небаланса активной мощности меньшей из энергосистем, т.е.

$$\left. \begin{aligned} \sigma &= \sigma_H, \\ T_p &= T_H; \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

При объединении на параллельную работу энергосистем соизмеримой мощности параметры корреляционной функции колебаний обменной мощности по связи могут быть выражены через параметры корреляционных функций колебаний небалансов мощности систем следующим образом

$$\sigma = \sqrt{\sum_{l=A,Б} \left(\frac{K_{сАБ}}{K_{cl}} \sigma_{nl} \right)^2} \quad (2.18)$$

$$T_p = \left[\sum_{l=A,Б} \frac{1}{T_{nl}} \left(\frac{K_{сАБ}}{K_{сА}} \cdot \frac{\sigma_{nl}}{\sigma} \right)^2 \right]^{-1} \quad (2.19)$$

где

$$K_{сАБ} = \frac{K_{сА} \cdot K_{сБ}}{K_{сА} + K_{сБ}} \quad (2.20)$$

$K_{сАБ}$ – эквивалентный коэффициент крутизны статической частотной характеристики энергообъединения; А и Б – индексы передающей и приемной энергосистем.

Энергообъединение сложной структуры, когда приемная и передающая его части не являются концентрированными энергосистемами, а содержат, в свою очередь, энергосистемы со слабыми

связями, приводится к энергообъединению из двух энергосистем, параметры каждой из которых определяются из выражений

$$\sigma_{nl} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_{ni}^2} \quad (2.21)$$

$$T_{nl} = \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{\sigma_{ni}}{\sigma_{nl}} \right)^2 \frac{1}{T_{ni}} \right]^{-1} \quad (2.22)$$

$$K_{cl} = \sum_{i=1}^n K_{ci} \quad (2.23)$$

Эквивалентные параметры энергообъединения определяются по формулам (2.20) – (2.23). Во всех формулах суммируются величины, приведенные к базисной мощности.

В случае применения автоматического регулирования обменной мощности спектр нерегулируемых колебаний небаланса между суммарной нагрузкой и генерацией содержит относительно быстрые и меньшие по величине колебания, что учитывается соответствующим выбором параметров математического фильтра, при помощи которого производится статистическая обработка экспериментальных записей нерегулярных колебаний мощности на ЦВМ. Экспериментальные исследования НИИПТ показывают, что для энергосистем мощностью $3 \div 20$ тыс. МВт можно принимать: $\sigma_{\text{рег}}^* = 0,2 \div 0,4\%$; $T_p = 0,5 \div 2,5$ мин; при этом зависимость $\sigma_{\text{рег}}^*$ от значения суммарной нагрузки энергосистемы \bar{P}_n удовлетворительно аппроксимируются

$$\sigma_{\text{рег}}^* = \frac{0,20 \div 0,25}{\sqrt{\bar{P}_n}} \cdot 100\% \text{ или } \sigma_{\text{рег}}^* = (0,20 \div 0,25) \sqrt{\bar{P}_n}, \text{ МВт} \quad (2.24)$$

Из рис. 2.5 видно, что значение запаса, необходимого для обеспечения \bar{T} , равного одному году, при изменении $T_p = T_n$ в пределах $0,5 \div 1,5$ мин изменяется относительно мало и близко к $5\sigma_{\text{рег}}$, где $\sigma_{\text{рег}}$ определяется по формуле (2.24). Поэтому в расчетах можно принимать, что запас устойчивости этих связей на нерегулируемые колебания должен быть порядка $x=5$. Вероятность отказа регулятора при этом не принимается во внимание.

2.6 Методика ВНИИЭ

Среднее время безотказной работы слабой связи оценивается средним временем между выбросами обменной мощности за относительный уровень, которое оценивается по следующей формуле

$$T = \frac{1}{n_e} e^{\frac{x^2}{2}} \Phi(x) \quad (2.25)$$

где n_0 – среднее в единицу времени (например, за час) число пересечений нерегулярными колебаниями обменной мощности уровня, равного математическому ожиданию процесса на данном интервале усреднения;

$\Phi(x)$ – гауссовское (нормальное) распределение вероятности $\Phi(x) \approx 1$ при $x \geq 2,5$.

"Доверительные" оценки σ и n_0 определяются усреднением результатов, полученных на N часовых интервалах ($T_u=1$ ч), относящихся к характерным областям суточных графиков нагрузки соответствующей энергосистемы или энергообъединения ($10 \leq N \leq 25$). Кроме того, определяются зависимости σ и n_0 от продолжительности интервала усреднения.

Для $T_u = 0,5 \div 1$ ч (по данным экспериментов, выполненных для энергосистем мощностью до 100000 МВт)

$$\sigma = c\sqrt{P_n}, \text{ МВт} \quad (2.26)$$

Где $c=0,40 \div 0,50$,

$n_0 = 15 \div 25$ 1/час.

Зависимости этих характеристик от продолжительности интервала усреднения следующие: для τ_u от 10 до 60 мин при $T_u=60$ мин

$$\sqrt{\frac{\tau_u}{T_u}} \leq \frac{\sigma_{\tau_u}}{\sigma_{T_u}} \leq \sqrt{\frac{\tau_u}{T_u}} \quad (2.27)$$

$$\frac{n_{0.\tau_u}}{n_{0.T_u}} = \sqrt{\frac{T_u}{\tau_u}} \quad (2.28)$$

Зависимость среднего времени безотказной работы (2.25) от величины отстройки (2.11) показана на рис. 2.6. При $n_0=25$ 1/ч отстройкам $x=4,5 \div 5$ соответствует $\bar{T}=1000 \div 10000$ ч. При использовании формулы (2.26) в качестве P_n подставляется значение суммарной нагрузки меньшей из соединяемых энергосистем или группы энергосистем

меньшей мощности по одну сторону от рассматриваемой межсистемной связи. Значение коэффициента s зависит от времени суток и характера графика нагрузки. Рекомендовано принимать $s=0,5$ для дневных интервалов от начала утреннего подъема до окончания вечернего спада нагрузки, а для остальных часов – $s=0,4$. При увеличении мощности энергообъединений сверх 50000 МВт значение коэффициента s может иметь тенденцию к некоторому увеличению. Поэтому в условиях эксплуатации целесообразно уточнять этот коэффициент экспериментальным путем для конкретных условий работы.

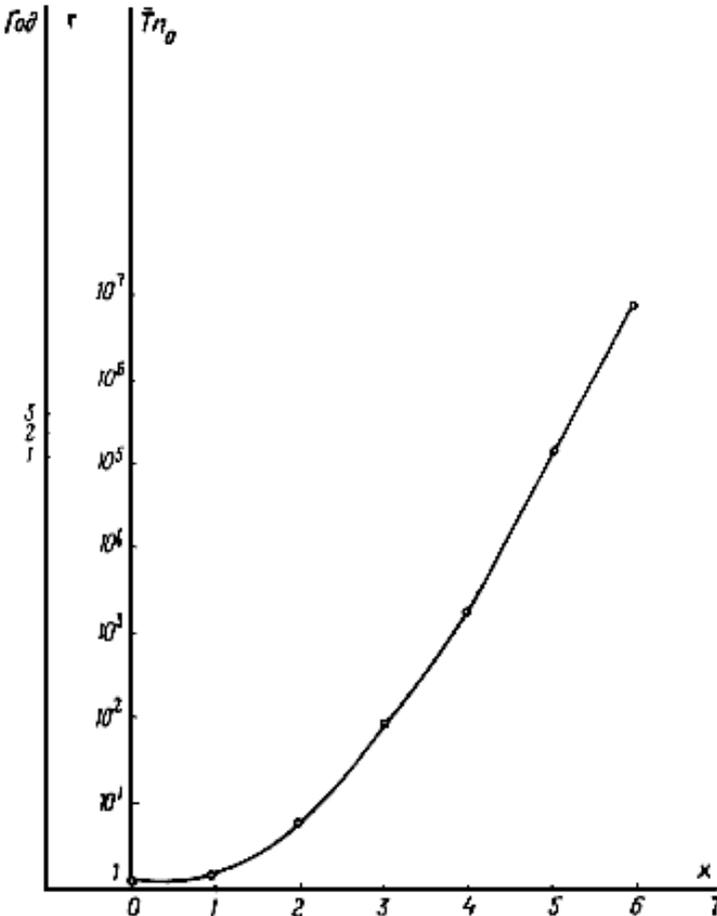


Рис. 2.6. Зависимость среднего времени безотказной работы в зависимости от величины отстройки, $n_0 = 20$ 1/ч

Указанным значениям отстройки (запаса) в размере $(4,5 \div 5)$ σ (МВт), где σ определяется формулой (2.26), соответствует оперативная "ручная" корректировка перетока по слабым связям (в часы стабильной нагрузки), которая производится 1-2 раза в час, а в часы подъема и спада нагрузки энергосистем чаще, в соответствии с фактическим ходом изменения перетока и в зависимости от ответственности данной слабой связи в энергообъединении.

Как видно из сопоставления выражений (2.24) и (2.26), автоматическое регулирование межсистемного перетока снижает нерегулярные колебания обменной мощности. Это позволяет увеличить среднюю передаваемую мощность. Однако отказ по каким-либо причинам регулятора перетока приводит к восстановлению колебания обменной мощности до естественных величин и к увеличению вероятности нарушения устойчивости параллельной работы по данной связи. Выбранная с учетом вероятности отказа регулятора отстройка регулируемого перетока может быть снижена с 5σ до $(2-3)\sigma$, где значение σ определено по формуле (2.26). Такая отстройка предоставляет оперативному персоналу время, достаточное для того, чтобы после отказа регулятора вручную снизить переток и сохранить устойчивость.

Таким образом, исходя из принятых требований надежности, определяемых средней продолжительностью безотказной работы \bar{T} , может быть определен расчетный запас статической устойчивости для автоматически регулируемых и регулируемых вручную слабых межсистемных связей.

Полученная из анализа надежности суммарная отстройка среднего перетока от предела статической устойчивости, равная примерно $x_{\Sigma} = 5\sigma$, должна быть сопоставлена с рекомендованным выше запасом статической устойчивости: 3σ плюс нормативный запас 20%. Допустимая средняя плановая нагрузка слабой межсистемной связи определяется большим из сопоставленных запасов.

При этом необходимо учитывать, что в нормальном режиме в случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа

линии электропередачи с уменьшенным до $5 \div 10\%$ запасом, в зависимости от ее роли в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости. При меньшей отстройке перетока требуется его более частая корректировка. Соответственно, в зависимости от характера использования слабой межсистемной связи, времени, в течение которого должна быть увеличена обменная мощность, и последствий возможного нарушения устойчивости, значение \bar{T} также может быть снижено до нескольких месяцев.

Наряду с нерегулярными колебаниями обменной мощности на надежность режима работы межсистемных слабых связей могут оказывать влияние следующие факторы: внезапные отключения мощных источников энергии или нагрузки в соединяемых энергосистемах, отключения участков или параллельных цепей межсистемных линий электропередачи, понижения напряжения по концам межсистемной связи, изменения частоты энергообъединений и т.п

2.7 Выводы по главе

1. Если рассматриваемый узел нагрузки питается от точки энергосистемы, расположенной в электрической близости от центра качаний, то возникающие при асинхронном режиме периодические колебания напряжения и частоты могут явиться причиной нарушения устойчивости как синхронных, так и асинхронных двигателей.

2. В качестве расчетных для проверки динамической устойчивости рассматриваются КЗ по концам межсистемной связи, а при сложной структуре связей – также и в точках примыкания промежуточных электростанций. Расчет динамической устойчивости межсистемных связей производится с использованием обычных методов.

3. Для расчета устойчивости слабых связей допустимо моделирование схемы из эквивалентных генераторов по уравнениям движения. Число эквивалентных генераторов должно быть равно числу концентрированных энергосистем, соединяемых слабыми связями.

4. Надежностью режима работы межсистемной связи называется ее способность обеспечивать продолжительную параллельную работу соединяемых энергосистем без нарушений устойчивости. Одним из

существенных факторов, способных оказывать влияние на надежность режима параллельной работы энергосистем, соединяемых слабыми связями, являются превышения предела устойчивости линии электропередачи при нерегулярных колебаниях обменной мощности. Эти превышения и вызываемые ими нарушения синхронизма на слабых связях носят случайный характер.

5. В качестве основного показателя надежности используется средняя продолжительность безотказной работы \bar{T} – среднестатистическое значение промежутка времени между последовательно возникающими нарушениями устойчивости (отказами в нормальном режиме слабой связи).

6. Среднее время безотказной работы слабой связи оценивается средним временем между выбросами обменной мощности за относительный уровень.

2.8 Контрольные вопросы

1. При каких случаях переходный процесс, обусловленный возникновением асинхронного режима в энергосистеме, может представить опасность для синхронных двигателей?

2. Как определяется глубина периодических понижений напряжения?

3. Какие могут быть причины нарушения динамической устойчивости межсистемных связей?

4. Что такое надежность режима работы межсистемной связи? Укажите формулу по определению надежности. Какие две методики вероятностной оценки надежности режима слабой связи в условиях случайных колебаний вы знаете?

5. Опишите методику вероятностной оценки надежности режима слабой связи в условиях случайных колебаний обменной мощности: НИИПТ.

6. Опишите методику вероятностной оценки надежности режима слабой связи в условиях случайных колебаний обменной мощности: ВНИИЭ.

3. САМОВОЗБУЖДЕНИЕ И САМОРАСКАЧИВАНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

3.1 Общие указания

Под самовозбуждением следует понимать вид электромагнитной неустойчивости генераторов, при появлении которой в значительной степени или полностью теряется возможность управления установившимся режимом. При этом в отдельных точках системы самопроизвольно могут устанавливаться значения напряжений, опасные для изоляции оборудования. Нарастание тока и напряжения в процессе самовозбуждения может быть либо аperiодическим (синхронное самовозбуждение), либо колебательным (асинхронное самовозбуждение). Частота тока и напряжения при самовозбуждении соответствует частоте собственных колебаний в электрическом контуре, образованном внешней сетью с входным емкостным сопротивлением, и электрической машиной. Амплитуда собственных колебаний ограничивается насыщением стали машин и трансформаторов.

Асинхронное самовозбуждение является наиболее опасным для электрических систем вследствие того, что колебания тока и напряжения нарастают до максимального значения в течение нескольких периодов, а существующие автоматические регуляторы возбуждения не в состоянии подавить этот быстроразвивающийся процесс.

Точное определение условий, при которых возможно появление самовозбуждения, следует выполнять анализом системы линейных неоднородных дифференциальных уравнений для вращающейся машины и внешней сети, содержащей емкость. Для нахождения соотношений параметров машины и внешней сети, при которых возможно появление самовозбуждения, а также мероприятий, устраняющих это явление, насыщение может не учитываться.

Под самораскачиванием следует понимать вид электромеханической периодической неустойчивости энергосистемы, при которой ротор синхронной машины совершает самопроизвольные колебания, заканчивающиеся либо выпадением машины из синхронизма, либо установлением какого-то предельного цикла колебаний, препятствующих нормальной работе энергосистемы. Самораскачивание –

явление редкое в практике работы энергосистем и может появиться у небольших слабо загруженных синхронных и асинхронных машин, работающих на сеть со значительным активным сопротивлением, когда отрицательный демпферный момент может быть существенным.

Применение продольной емкостной компенсации на дальних линиях электропередачи, установка компенсированных емкостью синхронных компенсаторов, сооружение электропередач, настроенных на полуволну, повышает вероятность возникновения самораскачивания.

Аналитическое исследование самораскачивания может быть достаточно полно проведено с помощью уравнений Парка-Горева, записанных для малых колебаний энергосистемы в любом заданном нагрузочном режиме.

При принятых условиях энергосистему можно считать линейной и использовать для анализа линеаризованные уравнения Парка-Горева в приращениях значений тока, потокосцепления, угла и т.д.

Самораскачивание и самовозбуждение могут проявляться совместно. Тем не менее, проверку энергосистемы на отсутствие самовозбуждения и самораскачивания проводят отдельно, так как при реальных постоянных инерции роторов машин начало развития самовозбуждения происходит практически при неизменной частоте вращения ротора.

3.2 Самовозбуждение в простейшей энергосистеме

В процессе проектирования и эксплуатации энергосистем следует определять соотношения параметров цепи машина – емкостная нагрузка, при которых возникает самовозбуждение. Емкостной нагрузкой может быть, например линия электропередачи, включенная односторонне на один или несколько генераторов станции.

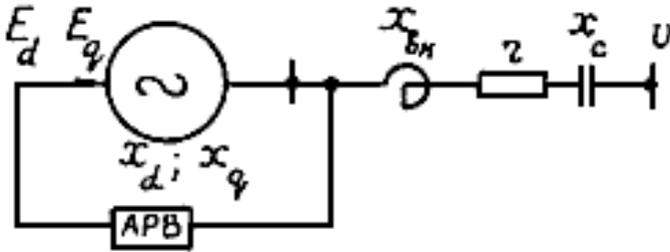


Рис. 3.1. Схема замещения к расчету самовозбуждения

Во многих случаях схему рассматриваемой части энергосистемы можно приводить к виду, показанному на рис. 3.1; в этой схеме синхронная машина работает на шины неизменного напряжения (в частном случае $U=0$) через емкостное сопротивление x_c , внешние индуктивное $x_{вн}$ и активное сопротивление r . Индуктивное сопротивление $x_{вн}$, если иное специально не оговорено, вводится сопротивление машины x_d, x_q, x'_d и т.д. Возможность возникновения самовозбуждения (необходимое условие) определяется наличием правых корней в характеристическом уравнении

$$a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n = 0, \quad (3.1)$$

что имеет место, согласно критерию Гурвица, при соблюдении неравенств

$$\left. \begin{array}{l} a_n = 0, \\ \Delta_{n-1} < 0, \end{array} \right\} \quad (3.2)$$

где Δ_{n-1} – самовозбуждение и самораскачивание в энергосистемах предпоследний определитель Гурвица, составленный из коэффициентов (3.1).

Процесс самовозбуждения будет развиваться (достаточное условие), если точка, координаты которой характеризуются параметрами внешней сети x_c и r , располагается внутри одной из зон самовозбуждения (рис. 3.2). При этом границы зон самовозбуждения следует определять из условий: для зоны I синхронного самовозбуждения

$$a_n = 0 \quad (3.3)$$

для зон II, III асинхронного самовозбуждения

$$\Delta_{n-1} = 0 \quad (3.4)$$

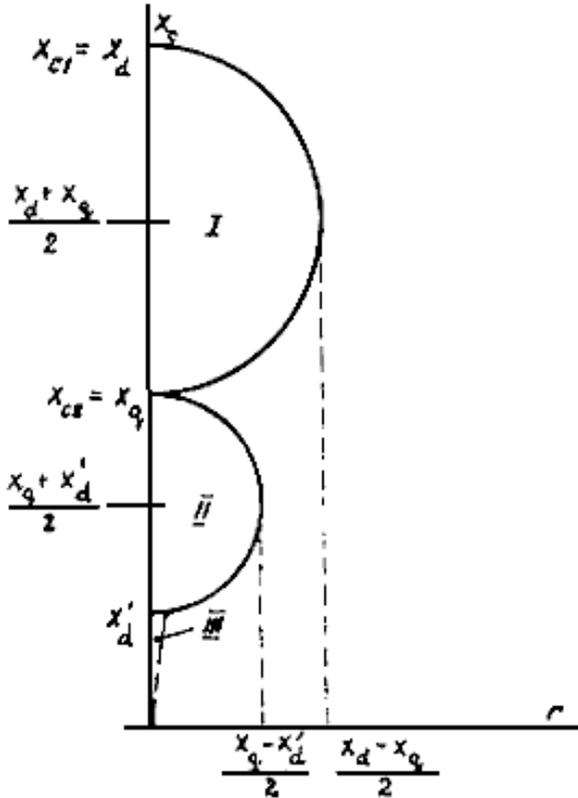


Рис. 3.2. Зоны самовозбуждения явнополюсной синхронной машины

Возможность возникновения синхронного самовозбуждения, при которой частота свободных колебаний в цепи статора равна синхронной частоте, следует учитывать как при замкнутой, так и при разомкнутой обмотке возбуждения.

Зона I синхронного самовозбуждения в координатах r и x ограничена половиной окружности, центр которой расположен на оси x_c и сдвинут на $(x_d + x_q)/2$ относительно начала координат. Указанная полуокружность (рис. 3.2) пересекает ось ординат в точках $x_{c1} = x_d$ и $x_{c2} = x_q$, т.е. при $r=0$ зона синхронного самовозбуждения определяется значениями емкостного сопротивления внешней сети согласно неравенству

$$x_1 < x_c < x_d \quad (3.5)$$

Радиус окружности, которая получается по условию (3.3), определяет максимальное значение активного сопротивления, при котором возможно появление синхронного самовозбуждения

$$r_{\text{макс}} = \frac{x_d - x_q}{2} \quad (3.6)$$

При наличии в системе активного сопротивления $r > r_{\text{макс}}$ синхронное самовозбуждение невозможно.

Возможность возникновения асинхронного самовозбуждения в зонах II и III, где частота вращения ротора не равна частоте колебаний в контурах статора, следует учитывать лишь при замкнутой обмотке возбуждения при изменении емкостного сопротивления внешней сети от 0 до x_q (см. рис. 3.2).

Внутри зоны II можно выделить еще одну область, которую определяют иногда как область репульсионно-синхронного самовозбуждения. На границе этой области комплексные корни обращаются в два действительных кратных корня. Такое разделение зоны асинхронного самовозбуждения II на две области может способствовать уточнению характера процесса, но не имеет практического значения вследствие того, что репульсионно-синхронное самовозбуждение ни по визуальному наблюдению по приборам, ни по виду осциллограмм почти нельзя отличить от асинхронного. Кроме того, процесс самовозбуждения во всей зоне II не может быть устранен существующими в настоящее время АРВ синхронных машин.

Построение областей самовозбуждения II и III можно проводить, используя метод D-разбиения или пользуясь критерием Раусса.

При проектировании и в эксплуатационных расчетах границу асинхронного самовозбуждения допустимо определять приближенно только по зоне II. Для реально существующих постоянных времени обмотки возбуждения $\tau'_{do} > 4c$, можно принять, что зона асинхронного самовозбуждения II также ограничивается половиной окружности, радиус которой равен $(x_q - x'_d)/2$. Центр окружности расположен на оси x_c на расстоянии $(x_q + x'_d)/2$ от начала координат. Максимальное значение активного сопротивления зоны II в этом случае равно

$$r_{\text{макс}} = \frac{x_q - x'_d}{2} \quad (3.7)$$

Приближенной зоне асинхронного самовозбуждения II при незначительном сопротивлении r соответствует неравенство $x'_d < x_c < x_q$.

При малых значениях постоянной времени обмотки возбуждения машины $\tau'_{do} \leq 1c$, области асинхронного самовозбуждения II и III искажаются.

Наличие демпферных обмоток в продольной и поперечной осях ротора не влияет на границу зоны синхронного самовозбуждения, мало изменяет границы зоны II, но существенно расширяет зону III, наличие которой следует учитывать особенно в схемах с продольной емкостной компенсацией.

При малых значениях τ'_{do} так же, как и при специальной конструкции демпферных обмоток с сильно увеличенными постоянными времени, определение зоны асинхронного самовозбуждения II необходимо проводить, используя критерий Гурвица (3.4). В этом случае в характеристическом уравнении (3.1) $n=7$. Для расчетов на ЦВМ наиболее целесообразно использование критерия Паусса.

Приближенно зона самовозбуждения III определяется частотным методом. При скольжении порядка 20% и выше частотные характеристики машины с демпферными обмотками в обеих осях практически совпадают. В этих условиях синхронная машина может быть заменена асинхронной, частотная характеристика которой соответствует средней частотной характеристике реальной машины в осях d и q. Последние могут быть известны на основе экспериментальных данных или рассчитаны по выражениям $x_d(p)$ и $x_q(p)$.

По частотному методу сопротивление машины представляют в виде

$$z_r(\omega) = \frac{1}{2}(1-\omega)[r_d(\omega) + r_q(\omega)] + \frac{j}{2}(1-\omega)[x_d(\omega) + x_q(\omega)] \quad (3.8)$$

где ω – частота свободных колебаний в роторе. При этом динамическая система, содержащая синхронную машину, преобразуется к статической схеме (рис.8.3).

Граница области самовозбуждения III определяется условиями резонанса в рассматриваемой схеме и находится согласно выражениям

$$\left. \begin{aligned} r &= -\operatorname{Re}[z_r(\omega)], \\ x_c &= (1 - \omega)\operatorname{Im}[z_r(\omega)] \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

где $1 - \omega$ – частота свободных колебаний в схеме рис. 3.3.

При выполнении расчетов этим методом значения ω следует задавать от 0 до 1, определять $z_r(\omega)$, а затем по (3.9) вычислять r и x_c . Расчет повторяется до получения всей границы зоны самовозбуждения III. После построения областей II и III их границы соединяются плавной кривой. Параметры внешней сети находят по аналогии с примером, рассмотренным выше.

Турбогенераторы, как магнитосимметричные машины, не имеют зоны синхронного самовозбуждения I. Полная зона асинхронного самовозбуждения (II и III) турбогенератора расположена в пределах

$$0 < x_c < x_d \quad (3.10)$$

При достаточно больших постоянных времени обмотки возбуждения турбогенераторов зона асинхронного самовозбуждения II в координатных осях r и x_c приближенно описывается полуокружностью, центр которой расположен на оси ординат на расстоянии $(x_d + x'_d)/2$ от начала координат, а радиус равен $(x_d - x'_d)/2$.

Таким образом, границе зоны II, определенной в соответствии с принятыми допущениями, отвечают неравенства

$$\left. \begin{aligned} x'_d &< x_c < x_d, \\ 0 &< r < (x_d - x'_d)/2. \end{aligned} \right\} \quad (3.11)$$

Следует учитывать, что зона III асинхронного самовозбуждения турбогенераторов из-за их способности развивать достаточно большой асинхронный момент как при малых, так и больших скольжениях, значительно шире, чем у гидрогенераторов. Зону асинхронного самовозбуждения III турбогенераторов, где $x_c < x'_d$, целесообразно определять частотным методом. Обе зоны (II, III) самовозбуждения турбогенератора показаны на рис. 3.4.

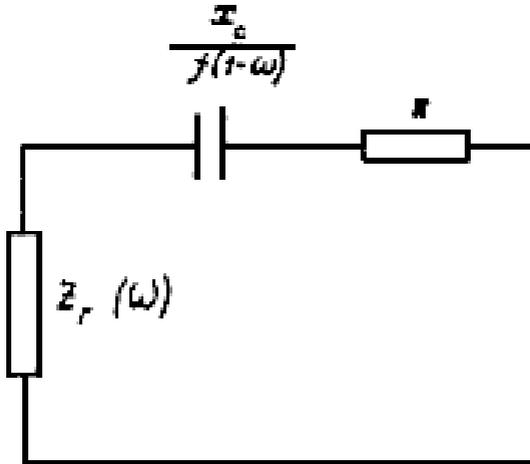


Рис. 3.3. Схема замещения для расчета частотным методом зоны самовозбуждения III

Исследование возможности устранения самовозбуждения синхронных машин с помощью автоматического регулирования возбуждения следует проводить, рассматривая систему уравнений, которая содержит уравнения переходного процесса в машине, уравнения переходного процесса в возбудителе и регуляторе в соответствии с видом регулирования возбуждения. Получающееся при этом характеристическое уравнение известными методами исследуется на устойчивость.

Как правило, АРВ пропорционального типа предотвращает развитие синхронного самовозбуждения. Существующими в практике эксплуатации современных энергосистем АРВ невозможно устранить развитие асинхронного самовозбуждения.

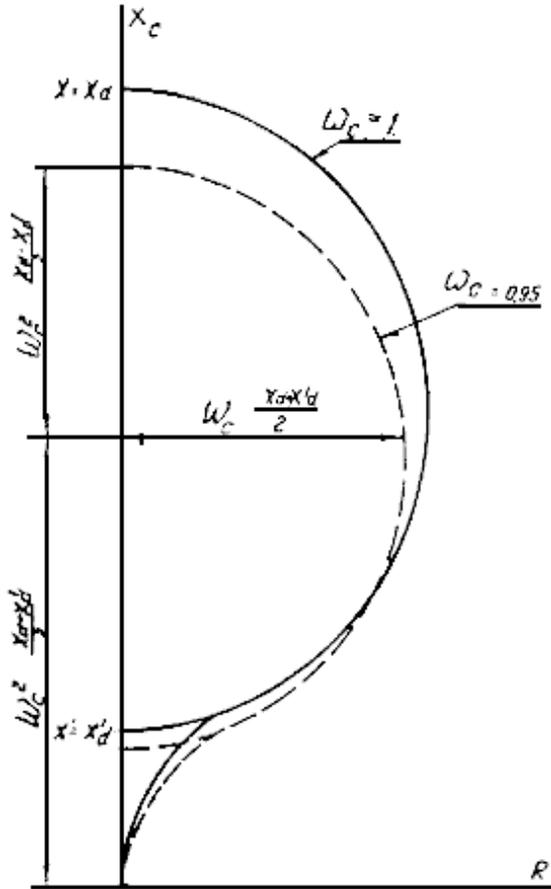


Рис. 3.4. Зоны самовозбуждения турбогенератора:

- при синхронной частоте;
- при $\omega=0,95$

Учет распределенности параметров ВЛ при анализе самовозбуждения необходим при их длинах, равных 1200 км и более. При этом расширяется зона III асинхронного самовозбуждения. Поэтому эту зону для длин ВЛ более 1200 км рассчитывают с учетом распределенности параметров вдоль линии. При этом используют частотные характеристики машин $X_d(\omega)$, $X_q(\omega)$, $r_q(\omega)$ и соотношения

$$z_c \operatorname{ctg}(1-\omega)\lambda = x_{\text{вх}} = (1-\omega)x(\omega) \quad (3.12)$$

$$r = -(1-\omega)r(\omega) \quad (3.13)$$

где $jx_{\text{вх}}$ – входное сопротивление холостой ВЛ без потерь (отказ от учета активных потерь в линии практически не изменяет границы зоны Ш);

$$z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} - \text{волновое сопротивление ВЛ без потерь;}$$

$$\lambda = \sqrt{x_0 \cdot b_0 \cdot l} - \text{волновая длина ВЛ без потерь, рад.};$$

$$x(\omega) = \frac{x_d(\omega) + x_q(\omega)}{2}; \quad r(\omega) = \frac{r_d(\omega) + r_q(\omega)}{2}$$

Уравнение (3.12) определяет резонансную частоту ω . Это уравнение решается графически, для чего строятся зависимости $(1-\omega)x(\omega)$ и $z_c \text{ctg}(1-\omega)\lambda = x_{\text{вх}}$ от частоты свободных колебаний ω для разных заданных длин ВЛ. Точка пересечения этих кривых дает резонансную частоту для каждой из принятых длин линии $l(\lambda)$, зная которую, из уравнения (3.13) определяют соответствующее граничное значение r . Расчеты повторяют при вариации длины ВЛ до получения границы зоны самовозбуждения.

Для выявления достаточных условий развития самовозбуждения вычисляют координаты точки, характеризующей конкретную внешнюю сеть, используя равенства

$$\begin{aligned} r &= r_{\text{вл}} + r_{\text{ген}} + r_{\text{тр}}, \\ x &= z_c \text{ctg}(1-\omega)\lambda + x_{\text{тр}}, \end{aligned}$$

где ω – резонансная частота, полученная из предшествующих расчетов;

$r_{\text{ген}}$ – активное сопротивление генератора на частоте ω ;

$r_{\text{тр}}, x_{\text{тр}}$ – активное и реактивное сопротивления трансформатора.

Для определения активного сопротивления линии $r_{\text{вл}}$ используют соотношение

$$r_{\text{вл}} = \text{Re}\{z_{\text{вх}}[j(1-\omega)]\} = \frac{\sqrt[4]{r_0^2 + (1-\omega)^2 x_0^2}}{2\sqrt{(1-\omega)b_0}} \left\{ \left[\cos \frac{\theta}{2} \frac{\text{sh}2u}{\text{sh}^2 u + \sin^2 \lambda} + \sin \frac{\theta}{2} \frac{\sin 2\lambda}{\text{sh}^2 u + \sin^2 \lambda} \right] \right\}$$

где

$$\text{tg} \theta = \frac{r_0}{-(1-\omega)x_0}; \theta < 0; \varphi = \pi + \theta;$$

$$\begin{aligned} u &= \beta_0 l = l \sqrt{(1 - \omega) b_0} \cdot \sqrt[4]{r_0^2 + (1 - \omega)^2 x_0^2} \cos \frac{\varphi}{2}; \\ \lambda &= \alpha_0 l = l \sqrt{(1 - \omega) b_0} \cdot \sqrt[4]{r_0^2 + (1 - \omega)^2 x_0^2} \sin \frac{\varphi}{2}. \end{aligned}$$

Если известны частотные характеристики ВЛ, то необходимость расчета $r_{вл}$ отпадает.

Самовозбуждение в условиях несимметрии параметров схемы и режима энергосистемы менее вероятно, чем при сохранении симметрии. Поэтому проверку энергосистемы на возможность появления самовозбуждения при несимметрии не проводят, если нет опасности самовозбуждения в условиях симметричности. Если же возникает необходимость такой проверки, то исходят из комплексных схем замещения энергосистемы.

Если возникает необходимость в проверке отсутствия самовозбуждения при ненулевой частоте ω_c^2 , то с достаточной степенью точности зоны самовозбуждения I и II могут быть найдены по уравнению

$$\frac{[x_c - \omega_c^2(x_1 + x_2)/2]^2}{\omega_c^4[(x_1 - x_2)/2]^2} + \frac{r^2}{\omega_c^2[(x_1 - x_2)/2]^2} = 1 \quad (3.14)$$

При подъеме напряжения всей линии электропередачи или ее участков с нуля частота может быть ниже синхронной; при отказах, приводящих к разрыву передачи, возможно повышение частоты до 1,2-1,25 отн.ед.

В последнем уравнении при определении зоны I полагают $x_1 = x_d$, $x_2 = x_q$; для зоны II: $x_1 = x_q$, $x_2 = x_d$. Каждая из зон I, II (см. рис. 3.2) ограничивается в плоскости r и x_c полуэллипсом, координаты центров которых равны соответственно $(0; \omega_c^2 \frac{x_d + x_q}{2})$ и $(0; \omega_c^2 \frac{x_q + x_d}{2})$. Зона III определяется частотным методом, описанным выше.

При частоте, отличной от синхронной, самовозбуждение принципиально возможно, если емкостное сопротивление внешней сети меньше $\omega_c^2 x_d$.

Номинальная мощность генераторов $S_{ном}$, при включении которых на линию электропередачи длиной l самовозбуждение невозможно, рассчитывается по выражению

$$S_{\text{НОМ}}/S_c = S_{\text{НОМ}^*} > x_d \omega t g(\omega \lambda) \quad (3.15)$$

где $x_d = x_{dг} + x_{тп}$ – сопротивление генератора и трансформатора (отн.ед.), отнесенное к номинальной мощности генератора;

$S_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{2}$ – натуральная мощность линии электропередачи.

Приближенная оценка возможности возникновения самовозбуждения при работе генераторов на холостую линию электропередачи выполняется следующим образом. Определяется входное сопротивление ВЛ

$$z_{\text{ВХ}^*} = \frac{z_{\text{ВХ}}}{z_c} \cong -j \frac{1}{\lambda} \left(1 + \frac{\lambda^2}{\lambda - 4} \right) \quad (3.16, \text{а})$$

для линий электропередачи

$$z_{\text{ВХ}^*} = \frac{z_{\text{ВХ}}}{z_c} = \frac{\frac{r_0 \lambda}{2x_0} (1 + tg \lambda)}{\frac{r_0^2 \lambda^2}{4x_0^2} + tg^2 \alpha} - j \frac{\left(1 - \frac{r_0^2 \lambda^2}{4x_0^2} \right) tg \lambda}{\frac{r_0^2 \lambda^2}{4x_0^2} + tg^2 \alpha} \quad (3.16, \text{б})$$

Зависимости $x_{\text{ВХ}^*} = f(l)$ для ВЛ напряжением 330-750 кВ и марок проводов от 2хАСО-300 до 4хАСО-700 практически одинаковы (рис. 3.5).

Параметры генератора x_d, x_q, x_q^2 , а также трансформатора x_t, r_t определяются из равенства

$$x_* = x \frac{S_c}{S_{\text{НОМ}}} \quad (3.17)$$

где x – взятое по каталожным данным соответствующее сопротивление генератора или трансформатора, отн. ед.

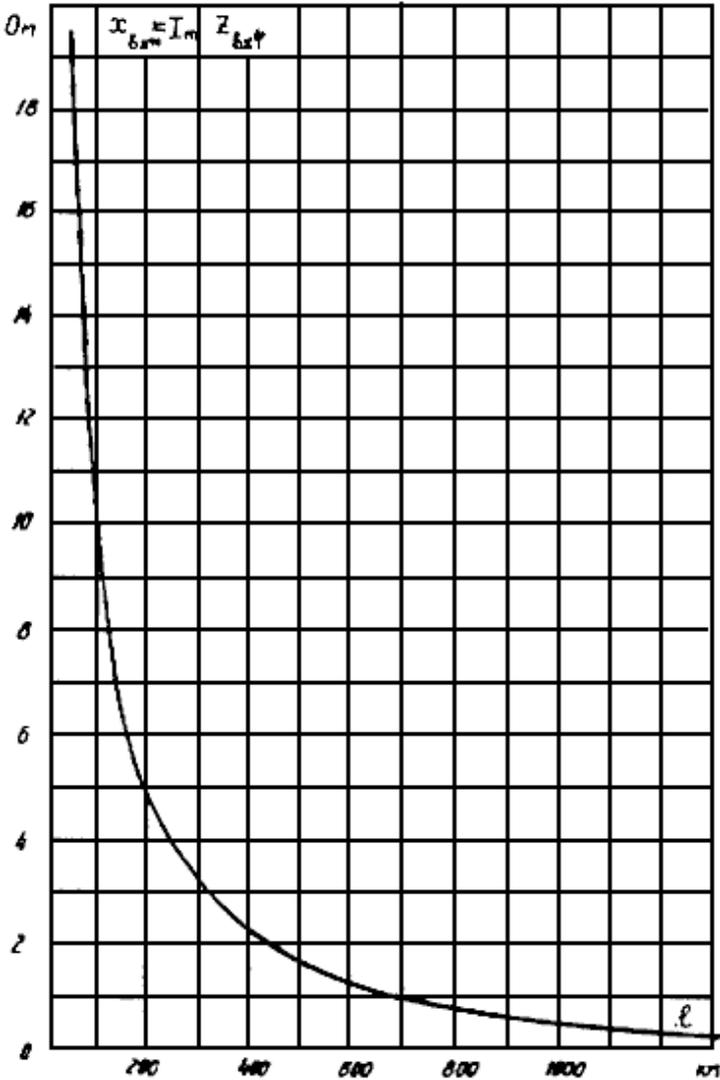


Рис. 3.5. Зависимость реактивной составляющей входного сопротивления холостой линии электропередачи 330-750 кВ от ее длины

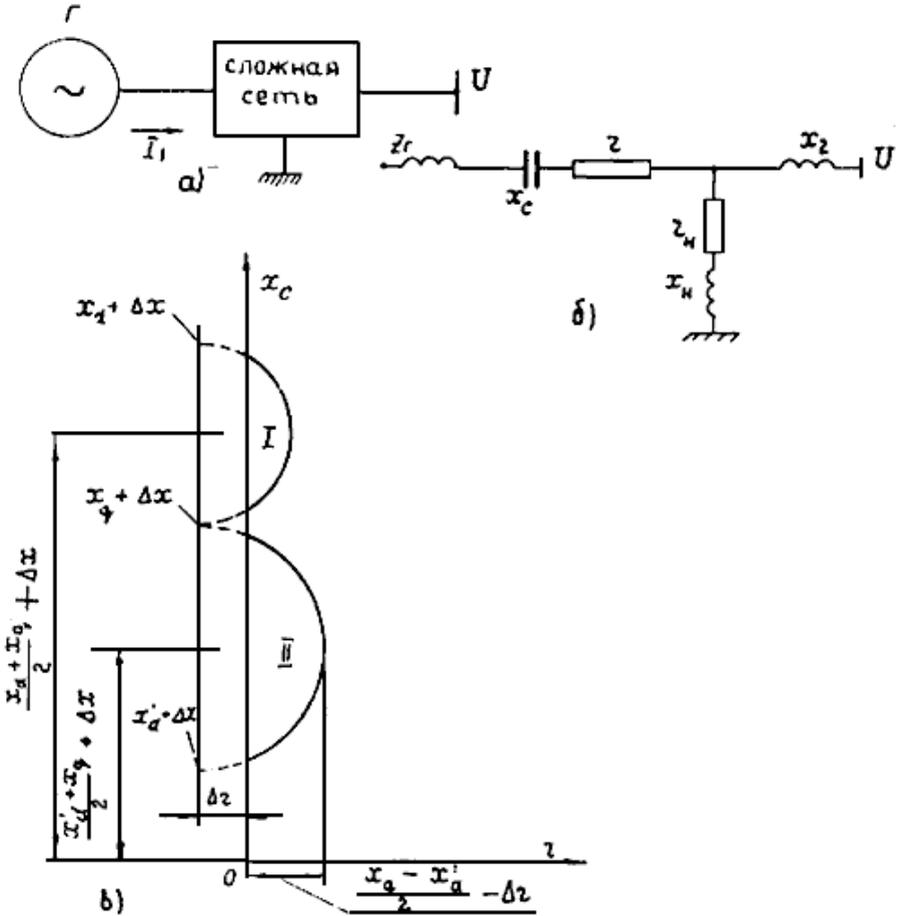


Рис. 3.6. Определение зон самовозбуждения синхронной машины, работающей через сложную связь на мощную энергосистему: а – общий вид схемы; б – расчетная схема замещения; в – зоны самовозбуждения I и II

В соответствии с критериями (3.2) на границе областей самовозбуждения имеют место следующие равенства

$$\left. \begin{aligned} x_{d^*} &= x_{d\Gamma^*} + x_{m^*} = x_{\text{вх1}^*} \\ x'_{d^*} &= x'_{d\Gamma^*} + x_{m^*} = x_{\text{вх2}^*} \end{aligned} \right\} \quad (3.18)$$

при этом для гидрогенераторов не разделяются зоны I и II.

Зная значения параметров генераторов и трансформаторов, а следовательно $x_{\text{вх1}^*}$ и $x_{\text{вх2}^*}$ по уравнениям (3.16) или по рис. 3.5, находят предельные длины линий l_1 и l_2 , причем $l_2 > l_1$ при включении на которые генератор может самовозбуждаться.

Для определения зон I и II самовозбуждения синхронной машины, работающей через сложную связь на мощную энергосистему (рис. 3.6), используют выражения, по которым приближенно можно найти границы зон самовозбуждения. Границы зоны I синхронного самовозбуждения для схемы, показанной на рис. 3.6, отвечает уравнение

$$(x_d + \Delta x - x_c)(x_q + \Delta x - x_c) + (r + \Delta r)^2 = 0 \quad (3.19)$$

а границе зоны II асинхронного самовозбуждения соответствует уравнение

$$(x'_d + \Delta x - x_c)(x_q + \Delta x - x_c) + (r + \Delta r)^2 = 0 \quad (3.20)$$

Значения Δx и Δr зависят от схемы внешней сети. В простейшем случае, показанном на рис. 3.6,б, они определяются параллельным сложением сопротивлений энергосистемы (jx^2) и шунта нагрузки ($r_n + jx_n$). Граница зоны III асинхронного самовозбуждения находится частотным методом.

Зоны самовозбуждения при этом представляют собою части окружностей (см. рис. 3.6), центры которых находятся соответственно на расстоянии $(x_d + x_q)/2 + \Delta x$ и $(x'_d + x_q)/2 + \Delta x$ от оси ординат. Для сложной внешней сети емкостное сопротивление x_c , при котором возможно самовозбуждение, увеличивается на значение Δx , а активное сопротивление, ограничивающее зоны I и II самовозбуждения, уменьшается на значение Δr .

3.3 Самораскачивание в энергосистемах

Самораскачивание, как особый вид нарушения статической устойчивости, исследуется на основе уравнений Парка-Горева, с учетом уравнения относительного движения ротора машины и активного сопротивления всех элементов энергосистемы.

Для схемы, показанной на рис. 3.1, и при отказе от учета переходных процессов в статоре условия возникновения самораскачивания при этом определяются неравенствами

$$\delta \leq \arctg \frac{r}{x_{q\Sigma}} = \alpha_Q \quad (3.21)$$

$$\delta \geq \alpha_Q - \beta - \arcsin\left(\frac{E_Q}{U} \cdot \frac{z_{q\Sigma}}{z}\right) \quad (3.22)$$

где

$$x_{q\Sigma} = x_q + x_{\text{вн}} - x_c; z_{q\Sigma} = \sqrt{r^2 + x_{q\Sigma}^2}$$

$$z = \sqrt{(x_d - x_q)^2 + \left(\frac{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma} + r^2}{2r}\right)^2}$$

$$\beta = \arctg \frac{2r(x_d - x_q)}{x_{d\Sigma} x_{q\Sigma} + r^2}$$

Эти условия определяют область самораскачивания с запасом.

Наличие продольной емкостной компенсации увеличивает область самораскачивания. При высокой степени продольной компенсации ВЛ верхнюю границу самораскачивания (3.21) следует уточнять по выражению

$$\delta \leq [1 + k' \left(\frac{E_Q}{U}\right)^2] \arctg \frac{r}{x_{q\Sigma}}$$

где

$$k' = 0,242k \frac{\tau_{d0}}{\tau_J} \cdot \frac{z_{q\Sigma}}{x_d - x'_d} \left[1 + \frac{2(x'_d - x_q - 2x_c)x_c}{(x'_{d\Sigma} - x_c)(x_{q\Sigma} - x_c) - r^2}\right]$$

x_c – сопротивление УПК.

Значение k принимается в соответствии с рис. 3.7.

Автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин пропорционального и сильного действия устраняют самораскачивание при соответствующей их настройке.

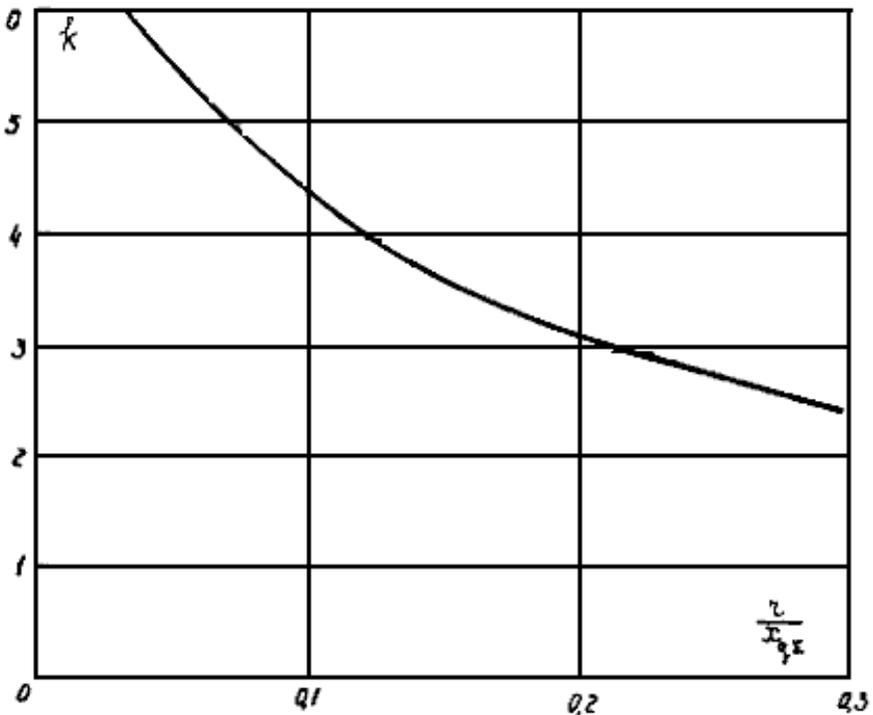


Рис. 3.7. Зависимость поправочного коэффициента k от параметра $r/x_{q\Sigma}$ при $\tau_j = 6,25$ с, $\tau'_{d0} = 5,5$ с, $E_Q/U = 1$, $(x_d - x'_d)/z_{q\Sigma} = 0,213$

3.4 Выводы по главе

1. Под самовозбуждением следует понимать вид электромагнитной неустойчивости генераторов, при появлении которой в значительной степени или полностью теряется возможность управления установившимся режимом. При этом в отдельных точках системы самопроизвольно могут устанавливаться значения напряжений, опасные для изоляции оборудования. Нарастание тока и напряжения в процессе самовозбуждения может быть либо аperiodическим (синхронное самовозбуждение), либо колебательным (асинхронное самовозбуждение). Частота тока и напряжения при самовозбуждении соответствует частоте собственных колебаний в электрическом контуре, образованном внешней

сетью с входным емкостным сопротивлением, и электрической машиной. Амплитуда собственных колебаний ограничивается насыщением стали машин и трансформаторов.

2. В процессе проектирования и эксплуатации энергосистем следует определять соотношения параметров цепи машина – емкостная нагрузка, при которых возникает самовозбуждение.

3. Самораскачивание, как особый вид нарушения статической устойчивости, исследуется на основе уравнений Парка-Горева, с учетом уравнения относительного движения ротора машины и активного сопротивления всех элементов энергосистемы.

3.5 Контрольные вопросы

1. Что такое самовозбуждение? Какие бывают разновидности самовозбуждения?

2. Что такое самораскачивание? Какие способы повышения вероятности возникновения самораскачивания вы знаете?

3. Опишите процесс самовозбуждения в простейшей энергосистеме.

4. Как определяются границы I и II зон самовозбуждения синхронной машины?

5. Опишите процесс самораскачивания в энергосистеме.

4. ПРОВЕДЕНИЕ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.1 Общие указания

Натурные испытания проводятся с целью уточнения областей устойчивости, выбора настройки устройств регулирования и противоаварийной автоматики, оценки устойчивости нагрузки, изучения сложных переходных процессов, определения эффективности различных противоаварийных мероприятий, уточнения математического описания энергосистемы и определения параметров ее элементов.

Необходимость точного определения устойчивости в условиях эксплуатации связана также с тем, что в ряде случаев для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов в соответствии с нормативами, допускается длительная работа линии электропередачи с запасом по статической устойчивости, уменьшенным до 5-10% (в зависимости от роли линии электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости). Работа с такими малыми запасами устойчивости осуществима только при условии детального анализа условий работы линии электропередачи и проведения экспериментов, необходимых для появления фактических пределов устойчивости.

Как правило, выбор оптимальной по условиям обеспечения устойчивости настройки автоматических устройств (сильного регулирования возбуждения, противоаварийной автоматики, устройств аварийной разгрузки линии электропередачи и т.д.) следует осуществлять с помощью специальных натурных испытаний.

Проведение натурных экспериментов представляет собой сложную задачу, связанную с большой подготовкой организационного характера, установкой необходимой регулирующей аппаратуры, средств измерения и регистрации параметров режима и созданием необходимых схем и режимов; во многих случаях опыты сопровождаются серьезным нарушением режима работы энергосистемы (объединения). Количество

опытов поэтому следует жестко ограничивать. Для определения устойчивости при большом разнообразии эксплуатационных схем и режимов необходимо сочетать натурные испытания с расчетами или исследованиями на моделях. При этом натурные испытания следует использовать не только для непосредственных выводов из наблюдаемых процессов, но и для уточнения расчетной методики и выявления параметров, необходимых для моделирования энергосистемы, что позволяет получать достоверные результаты для других схем и режимов, в частности, для режимов, которые не могут быть воспроизведены в натуре.

Испытания не должны исключать расчетов по определению пределов устойчивости, а должны использоваться для уточнения этих пределов. Как правило, испытаниям должно предшествовать расчетное определение устойчивости.

4.2 Экспериментальное определение пределов статической устойчивости

Испытания статической устойчивости в условиях эксплуатации чаще всего проводятся с целью определения предельных значений мощностей, передаваемых по линиям электропередачи. Помимо этого, такие испытания проводятся для проверки устойчивости заданного режима, определения уровней напряжения в различных точках энергосистемы, выбора коэффициентов настройки регуляторов возбуждения сильного действия и т.д. Экспериментальное определение предельной по статической устойчивости загрузки линий электропередачи ($P_{\text{пред.}}$) следует проводить в особенности в относительно сложных энергосистемах, когда расчет предела по статической устойчивости наталкивается на серьезные трудности, так как требуется учет большого числа факторов.

Следует также уточнять значения $P_{\text{пред.}}$ для межсистемных слабых связей, предельная пропускная способность которых соизмерима с величиной нерегулярных колебаний мощности. Отсутствие данных по действительному значению $P_{\text{пред.}}$ при этих условиях может привести к работе с неоправданно большим запасом, или напротив, к частым

нарушениям устойчивости вследствие недостаточного запаса по статической устойчивости. Кроме того, значение $P_{\text{пред.}}$ необходимо для правильного выбора уставок реле и устройств противоаварийной автоматики, предназначенной для предотвращения нарушения устойчивости.

4.3 Методика проведения испытаний

Экспериментальное определение $P_{\text{пред.}}$ может быть выполнено следующими двумя способами:

- путем постепенного увеличения передачи мощности по линии электропередачи до предела по статической устойчивости;
- путем создания качаний по испытываемой линии электропередачи, при которых передаваемая мощность проходит максимальные значения.

При втором способе линия электропередачи, для которой требуется определить $P_{\text{пред.}}$, включается несинхронно при незначительном скольжении между частями энергосистемы (порядка долей процента), но при угле δ в пределах 120-150°. Синхронизация в этом случае, как правило, происходит без асинхронного хода. Однако в результате включения с большим углом в энергосистеме возникают синхронные качания, при которых угол передачи проходит значения $\pm 90^\circ$. Это дает возможность по записи значения активной трехфазной мощности определить $P_{\text{пред.}}$ при передаче мощности как в одном, так и в противоположном направлении.

Испытания должны проводиться при полном рабочем напряжении и включенных в работу устройствах АРВ. В течение опыта персонал не вмешивается в работу систем автоматического регулирования мощности и напряжения.

Первый способ следует использовать, если необходимо выявить возможность колебательного нарушения устойчивости. Второй способ следует использовать при определении предела статической устойчивости по слабой связи. В остальных случаях выбор способа следует производить с учетом табл. 4.1.

Таблица 4.1.

Способы проведения испытаний

№ п/п	Первый способ проведения испытаний	Второй способ проведения испытаний
1	Выявляется характер нарушения устойчивости (апериодический, колебательный)	Предел по раскачиванию не может быть найден
2	Обеспечивается достаточно высокая точность; возможен правильный учет АРВ синхронных машин и статических характеристик нагрузки	Предел по апериодической устойчивости определяется приближенно
3	Имеется возможность определить предел устойчивости с учетом влияния режима соседних линий электропередачи	Способ неприемлем, если значение $P_{\text{пред}}$ зависит больше чем от одного угла дили есть существенная разница между пределом мощности и устойчивости
4	Затруднительно избежать асинхронного хода после достижения предела устойчивости	Опыт может быть проведен так, чтобы асинхронный режим не возникал
5	Затруднительно в ряде случаев обеспечить необходимые для проведения опытов режимы (ограничения мощности турбин, нагрев линий и др.), особенно при необходимости определить предельную мощность в обоих направлениях	Не возникает затруднений с созданием режима для проведения опыта. В одном опыте можно получить $\pm P_{\text{пред}}$.

Для устранения раскачивания и предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы при использовании первого способа рекомендуется:

- быстрое уменьшение мощности, передаваемой по линии электропередачи (например, быстрая загрузка генераторов в приемной части энергосистемы) или разгрузка (отключение) некоторых генераторов в передающей части энергосистемы;
- включение второй параллельной линии электропередачи;
- форсировка возбуждения генераторов передающей электростанции.

Если нарушение устойчивости имеет аperiodический характер, сопровождаемый самопроизвольным ростом угла δ , то предотвратить возможность нарушения устойчивости затруднительно.

Следует иметь в виду, что, если устойчивость будет нарушена при первом способе определения $P_{\text{пред.}}$, то есть при передаче по линии электропередачи в исходном режиме максимальной мощности, то в этом случае в приемной энергосистеме (если ее мощность соизмерима с $P_{\text{пред.}}$) будет глубокое понижение частоты и возможно отключение потребителей от АЧР, что нежелательно.

4.4 Порядок подготовки и проведения испытаний

Объем подготовительных работ в значительной мере определяется выбранным способом испытаний. При первом способе испытаний основное внимание должно быть уделено организационной стороне проведения опыта, так как при нечеткой организации опыта возможно нарушение устойчивости с соответствующими для энергосистемы последствиями. При втором способе основная подготовительная работа связана с определением допустимости применения несинхронного включения линии и установления величины скольжения, при котором будет иметь место синхронизация без асинхронного хода, т.е. подготовка обязательно связана с проведением предварительных аналитических расчетов.

Подведение к пределу статической устойчивости при использовании первого способа осуществляется увеличением передаваемой мощности при соответствующем уменьшении нагрузки

электростанциями приемной энергосистемы и поддержании нормальной или несколько повышенной частоты (до 50,2-50,4 Гц); при этом вращающийся резерв мощности в приемной энергосистеме увеличивается и при приближении к ожидаемому пределу должен быть доведен до значения, при котором прекращение передачи мощности и наброс на приемную энергосистему части потерь в линии электропередачи при асинхронном режиме не приведут к опасным нарушениям работы потребителей и снижению частоты до значения, близкого к уставке АЧР.

Увеличение передаваемой мощности должно проводиться плавно и небольшими ступенями, в особенности в области, близкой к пределу по устойчивости, при непрерывном осциллографировании процесса, что дает возможность более точно определить предел устойчивости.

Для предотвращения ложной работы устройств релейной защиты и автоматики, в особенности дистанционной защиты третьей ступени, реагирующей на перегрузку линии электропередачи, необходимо принятие соответствующих мер (перевод на сигнал, загрузка защиты и т.п.).

Если асинхронный режим в энергосистеме нежелателен или недопустим, то при первых признаках, указывающих на возможность нарушения устойчивости (резкое увеличение реактивной мощности и тока линии электропередачи; возникновение синхронных колебаний тока, напряжения и мощности с нарастающей амплитудой) срочно принимаются меры по предотвращению нарушения синхронизма путем включения параллельной или обходной линии электропередачи, отключения части генераторной мощности в передающей части энергосистемы или экстренной загрузки генераторов в приемной части энергосистемы и т.д.

Проверку возможности определения $R_{\text{пред}}$ по второму способу следует начинать с расчета токов несинхронного включения и выяснения допустимости его применения с точки зрения воздействия токов и моментов, возникающих при этом в генераторах и трансформаторах энергосистемы. Так как в опыте включение может произойти с произвольным углом, расчет должен производиться для наиболее неблагоприятного угла включения.

Учитывая, что несинхронное включение осуществляется при установившемся режиме и при нормальной частоте, в качестве критериев допустимости применения несинхронного включения могут быть использованы критерии, вычисленные при условии $E'_{ген} = U_c$.

Если асинхронный режим недопустим, то должны быть приняты меры, обеспечивающие отключение линии электропередачи при первых признаках асинхронного хода (настройкой существующих защит или устройств противоаварийной автоматики или установкой дополнительных автоматических устройств).

В случае допустимости асинхронного хода, как правило, целесообразно совмещение испытаний статической устойчивости с испытанием кратковременного асинхронного хода и проверкой успешности ресинхронизации после автоматической разгрузки линии электропередачи.

Испытания в энергосистеме, независимо от принятого способа, проводятся по программе, в которой должны быть отражены следующие вопросы:

- а) цель испытаний;
- б) подготовительные работы по схеме, оснащению объектов необходимой для испытаний аппаратурой, выявлению параметров и настройке регулирующих устройств и т.д.;
- в) режим энергосистемы в период испытаний;
- г) объем испытаний с краткой характеристикой и порядком проведения опытов;
- д) перечень мероприятий по релейной защите и автоматике, необходимых для проведения опытов, а также для предотвращения ложного действия устройств защиты и автоматики при асинхронном режиме, в том числе и при несинхронном включении;
- е) указания по осциллографированию и записи показаний приборов на основных объектах с разработанными бланками записи всех необходимых величин (ток, напряжение, активная и реактивная мощности, частота, напряжение биений на контактах отключенного выключателя и т.п.);
- ж) указания оперативному персоналу по проведению ресинхронизации при возникновении асинхронного хода в энергосистеме

или об осуществлении деления, если невозможно обеспечить ресинхронизацию или недопустим даже кратковременный асинхронный ход;

з) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в проведении испытаний, руководство испытаниями и ответственные лица.

Для подготовки указаний персоналу на случай возникновения длительного асинхронного хода при предварительных расчетах должны быть определены точки деления, наиболее целесообразные по балансам мощностей в энергосистеме. Если при возникновении асинхронного хода, несмотря на принятые меры, не удастся своевременно осуществить ресинхронизацию, то по команде руководителя испытаний производится деление энергосистемы в указанных точках.

4.5 Экспериментальное определение динамической устойчивости

Целью таких испытаний является уточнение пределов динамической устойчивости энергосистемы при изменении эксплуатационных схем и режимов, а именно:

- определение максимально допустимого времени КЗ по условиям сохранения устойчивости для заданного значения передаваемой мощности по линии электропередачи;
- определение максимально допустимой мощности, передаваемой по линии электропередачи, при заданной длительности КЗ по условиям сохранения устойчивости;
- проверка эффективности действия и настройки устройств противоаварийной автоматики, предназначенной для предотвращения нарушения устойчивости при различных аварийных возмущениях в энергосистеме (например, проверка работы устройств аварийной разгрузки линии электропередачи при КЗ и отключении одной из параллельных линий) и т.п.

В условиях эксперимента не обязательно утяжелять условия опыта с доведением до нарушения устойчивости. Достаточно дать значительное возмущение, выбранное на основании предварительных расчетов так, чтобы получить динамический процесс, близкий к предельному по устойчивости. После проведения эксперимента необходимо выполнить

расчеты для условий опыта и добиться хорошего совпадения результатов, уточнив по данным эксперимента влияние автоматического регулирования и других факторов.

Конкретно расчетный вид возмущения определяется в соответствии с нормативами или исходя из специфических местных условий.

Основная подготовительная работа связана с выбором схемы и режима энергосистемы на период испытаний. Испытания проводятся в соответствии с рабочей программой, составленной по тому же образцу, как и при испытаниях статической устойчивости. В опытах определения динамической устойчивости очень важно обеспечить заданную длительность КЗ и селективное его отключение. Само КЗ осуществляется, как правило, включением на короткую свободную выключателя или освобождается одна система шин, на которой устанавливается короткая, и включение производится междушинным выключателем. На защите выключателя предварительно устанавливается требуемая уставка и производится проверка работы привода и времени действия защиты и выключателя. Независимо от данной проверки предусматривается резервирование отключения КЗ (на случай отказа основного выключателя) другими выключателями, уставка защит которых отстраивается по времени на одну ступень (или при необходимости устанавливается та же выдержка времени).

При проведении опытов определения динамической устойчивости в остальном следует руководствоваться указаниями, приведенными выше, для определения статической устойчивости.

4.6 Экспериментальное определение результирующей устойчивости

Аналитические расчеты условий ресинхронизации после нарушения устойчивости представляют значительные трудности, поэтому в условиях эксплуатации окончательное решение вопросов обеспечения результирующей устойчивости следует принимать, как правило, на основе натурных испытаний.

При проведении таких испытаний ставятся следующие цели:

- 1) выявление условий восстановления синхронизма после нарушения устойчивости;
- 2) определение эффективности устройств автоматической ресинхронизации;
- 3) выяснение влияния асинхронного хода по одной линии электропередачи на устойчивость других, синхронно работающих;
- 4) проверка устойчивости работы двигателей при возникновении асинхронного хода в энергосистеме;
- 5) проверка работы устройств релейной защиты и системной автоматики, а также устройств защиты и автоматики у потребителей в режимах кратковременного асинхронного хода и ресинхронизации;
- 6) определение или оценка ряда важных параметров энергосистемы, таких, как эквивалентный статизм энергосистемы, эквивалентная механическая постоянная времени и т.п.

Испытания рекомендуется проводить при схемах и режимах, по возможности близких к эксплуатационным. При этом так же, как при других натуральных испытаниях, нет необходимости проводить испытания для всех возможных в эксплуатации режимов и случаев нарушений устойчивости. Достаточно провести опыты для ряда характерных режимов, после чего другие случаи нарушений устойчивости должны быть проанализированы в расчетах.

Испытаниям по несинхронному АПВ должны предшествовать расчетное определение допустимости НАПВ с точки зрения воздействия токов и моментов, возникающих при НАПВ в генераторах, синхронных компенсаторах и трансформаторах энергосистемы, а также расчетное определение ожидаемой длительности асинхронного хода и условий ресинхронизации.

На основании результатов расчетов устанавливаются режимы и схемы испытаний, определяются наиболее характерные точки энергосистемы, где должны быть произведены замеры и осциллографирование.

Очередность проведения опытов рекомендуется устанавливать исходя из постепенного утяжеления условий. Каждый последующий

опыт должен проводиться после анализа результатов предыдущих опытов.

4.7 Экспериментальное определение характеристик и устойчивости нагрузки

Определение характеристик по напряжению $P(U)$ и $Q(U)$ устойчивости нагрузки следует производить при неизменной частоте. Для выяснения влияния частоты на статические характеристики целесообразно, если имеется возможность, опыты проводить при двух-трех значениях частоты (например, 50, 49, 48 Гц).

Опыты выполняются в периоды стабильности нагрузки.

Для проведения обычного эксперимента (который называется активным, потому что при этом изменения напряжения создаются искусственно) необходимо выбрать средства, обеспечивающие вариации напряжения. В зависимости от конкретных условий могут быть использованы два варианта:

а) выделение испытуемой нагрузки на питание, не зависящее от остальной части энергосистемы, – от одного или нескольких генераторов. При этом необходимо иметь резерв по активной и реактивной мощности не менее 20-30%. Напряжение изменяется воздействием на систему возбуждения генераторов;

б) переключение под нагрузкой ответвлений обмоток понижающих трансформаторов (РПН) или управление возбуждением синхронных компенсаторов. В этом случае опыты проводятся на стороне низкого напряжения трансформаторов (обычно 6 или 10 кВ) без отделения нагрузки от энергосистемы.

Опыты, в которых не должны иметь места опрокидывания или самоотключения двигателей, следует выполнять для напряжений, не меньших, чем $0,8 U_{ном}$ в узле нагрузки.

Если целью опытов является не только определение характеристик $P(U)$, $Q(U)$, но и критического напряжения в узле нагрузки, необходимо учитывать возможные последствия такого эксперимента. При глубоком понижении напряжения, в зависимости от местных условий, возможны процессы двух типов.

1) При достижении критического напряжения, которое обычно лежит в диапазоне $(0,5 \div 0,8) U_{\text{ном}}$, происходит опрокидывание двигателей. Процесс носит характер лавины напряжения и сопровождается снижением активной нагрузки и ростом реактивной. Для восстановления нормального режима работы потребителей в случае нарушения устойчивости нагрузки при испытаниях могут быть применены следующие мероприятия в зависимости от конкретных условий:

- несинхронное подключение выделенной части энергосистемы к основной ее части, где сохраняется нормальное напряжение;
- быстрый подъем напряжения в узле нагрузки теми же средствами, с помощью которых осуществлялось его снижение.

Следует считаться, однако, с вероятностью того, что самозапуск части двигателей не будет иметь места.

2) При понижении напряжения [примерно до $(0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}}$] происходит значительное снижение и активной, и реактивной нагрузки, что свидетельствует о самоотключениях части потребителей. В этом случае напряжение поднимают до исходного уровня, что позволяет оценить мощность отключившейся нагрузки. В экспериментах наблюдались процессы обоих типов; второй тип встречается чаще.

При определении характеристик нагрузки по напряжению регистрируются (по стрелочным приборам и, желательно, с помощью осциллографа) напряжение, ток, активная и реактивная мощности нагрузки. Ступени изменения напряжения – 1-2%; промежуток времени между очередным изменением уровня напряжения и регистрацией режима нагрузки – 30-60 с.

Так как при проведении активного эксперимента существенные погрешности могут быть обусловлены нерегулярными колебаниями исследуемой нагрузки, то в ходе опытов следует контролировать близость полученных в разные моменты времени значений мощностей, соответствующих одним и тем же значениям напряжения. Подвергать статистической обработке (в том числе по методу наименьших квадратов) все зарегистрированные величины без анализа того, соответствуют ли они близким состояниям нагрузки (по ее составу, загрузке агрегатов и т.п.), нельзя.

В тех случаях, когда обычный (активный) эксперимент не может быть проведен, регулирующие эффекты нагрузки по напряжению могут быть получены методом пассивного эксперимента путем регистрации случайных флуктуаций режима нагрузки (при ее нормальной работе), и специальной статистической обработки.

4.8 Определение динамических характеристик нагрузки

Зависимости тока, активной и реактивной нагрузки от напряжения и времени $P, Q = \psi(U, t)$ определяются для заданной схемы питания нагрузки и заданного возмущения (например, для трехфазного КЗ или перерыва питания на время, соответствующее бестоковой паузе АПВ или АВР). Испытания проводятся с целью определения условий устойчивости нагрузки при тех видах возмущений, которые в реальных условиях эксплуатации могут представлять наибольшую вероятность или опасность. В соответствии с результатами опытов разрабатываются соответствующие противоаварийные мероприятия.

Эти опыт могут проводиться без выделения испытуемого участка, т.е. при нормальной схеме энергосистемы, если КЗ не вызывают недопустимого нарушения работы основной части энергосистемы (например, в случае, когда испытуемый узел связан с основной частью энергосистемы значительным реактивным сопротивлением).

Характеристики нагрузки по частоте. В отличие от статических характеристик нагрузки по напряжению, частотные характеристики могут быть определены для энергосистемы в целом. Для этого на всех электростанциях энергосистемы за исключением одной-двух, которые осуществляют изменение частоты, следует поддерживать неизменными загрузки агрегатов. Изменение мощности регулирующих частоту агрегатов характеризует при этом изменение суммарной активной нагрузки энергосистемы (включая потери активной мощности). Для получения достоверных результатов рекомендуется в период стационарности нагрузки проводить несколько замеров активной мощности генераторов при одной и той же частоте и использовать средние значения этих замеров.

Если экспериментальное определение статических характеристик активной нагрузки энергосистемы по частоте производится для энергосистемы в целом или для энергорайона, то опыт выполняется без вмешательства в регулирование напряжения. При этом на значение нагрузки оказывает влияние не только изменение частоты, но и связанное с ним изменение напряжения. Поэтому непосредственно из эксперимента определяется не частная производная $\frac{\partial P}{\partial f}$ при $U=\text{const}$, а полная производная

$$\frac{dP}{df} = \frac{\partial P}{\partial f} + \frac{dU}{df} \cdot \frac{\partial P}{\partial U} \quad (4.1)$$

Значение $\frac{\partial P}{\partial f}$ может быть рассчитано для любого узла нагрузки, если в ходе опытов зафиксирована зависимость $U(f)$ для этого узла и известно $\frac{\partial P}{\partial U}$.

Для небольшого выделенного участка энергосистемы или для отдельного узла нагрузки могут быть определены характеристики по частоте и для активной, и для реактивной мощности при желаемой зависимости $U(f)$, в том числе и при $U=\text{const}$.

4.9 Определение статизма и инерционной постоянной энергосистемы

Полный статизм энергосистемы характеризует изменения частоты, вызванные изменением баланса мощности, после того, как проявилось действие первичного регулирования турбин, но не сказалось еще ни влияние устройств вторичного регулирования частоты и мощности, ни вмешательство персонала.

Экспериментальное определение статизма энергосистем производится в период относительно стабильной нагрузки энергосистемы; перед опытами межсистемные и внутренние связи, нагрузка которых во время опытов может значительно возрасти, предварительно разгружаются. Затем с помощью одной-двух регулирующих электростанций (обычно мощных ГЭС) осуществляется циклическое изменение частоты с отклонениями порядка 2-3%; ограничение отклонений обусловлено необходимостью предотвратить работу АЧР. Персонал других электростанций (кроме регулирующих) не

вмешивается в регулирование нагрузки агрегатов. По отношению изменения частоты энергосистемы к изменению мощности регулирующих электростанций определяется статизм энергосистемы.

Опыты проводятся при различных условиях работы энергосистемы, так как величина полного статизма энергосистемы изменяется в широких пределах в зависимости от состава включенных агрегатов, величины и резерва мощности и характера его распределения между агрегатами.

Для того, чтобы устранить погрешности, вызванные нерегулярными отклонениями суммарной нагрузки, величина статизма определяется как среднее из всех значений, полученных при циклическом повышении и понижении частоты.

Регистрируя в процессе опытов также изменения межсистемных перетоков мощности, можно определить не только статизм объединенной энергосистемы, но и статизм отдельных ее частей.

Полный (результатирующий) статизм энергосистем, отнесенный к суммарной включенной мощности генераторов, определяется через статизм регуляторов скорости турбин s_T и статизм нагрузки s_H следующей формулой

$$s = \frac{s_T s_H k}{s_T + k s_H} \quad (4.2)$$

где k – коэффициент резерва, равный отношению значений номинальной мощности включенных генераторов к фактической нагрузке.

Для определения эквивалентной механической постоянно инерции энергосистемы проводятся опыты мгновенного сброса генерирующей мощности, составляющей 3-8% суммарной мощности энергосистемы (ограничения в величине сброса также связаны обычно с предотвращением действия АЧР). Процесс изменения частоты осциллографируется или записывается специальными регистрирующими приборами с быстрой записью.

По данным опыта определяется начальная скорость снижения частоты $(df/dt)_t=0$. Значение эквивалентной постоянной механической инерции $\tau_{Jэ}$ подсчитывается по формуле

$$\tau_{Jэ} = \frac{\left(\frac{df}{dt}\right)_{t=0}}{\Delta P} \quad (4.3)$$

где ΔP – значение изменения мощности, отнесенное к суммарной мощности включенных агрегатов.

4.10 Особенности экспериментального определения устойчивости слабых межсистемных связей

Определение устойчивости слабых межсистемных связей имеет некоторые особенности, заключающиеся в том, что по балансу мощностей энергообъединения практически всегда имеется возможность экспериментально определить предельную мощность по условиям статической, динамической и результирующей устойчивости. При этом электроснабжение основных потребителей передающей и приемной энергосистем, как правило, не нарушается, так как изменения напряжений на основных потребительских подстанциях при асинхронном ходе по слабой связи вследствие значительной электрической удаленности их от центра качаний обычно не велики. Вместе с тем, при наличии промежуточных присоединений асинхронный ход может неблагоприятно отразиться на работе потребителей, питающихся от промежуточных подстанций.

Экспериментальное определение пределов статической устойчивости может производиться указанными выше двумя способами. При определении предела первым способом после нарушения устойчивости производится ресинхронизация путем быстрого увеличения мощности генераторов приемной энергосистемы и уменьшения мощности в передающей энергосистеме.

Экспериментальное определение динамической устойчивости слабых связей производится в тех случаях, когда необходимо выяснить, как влияют на устойчивость отключение части генераторов или части нагрузки в одной из соединяемых энергосистем, отключение или нарушение устойчивости какой-либо другой связи или для проверки эффективности режимной автоматики. Расчет этих режимов для слабых связей без проведения контрольных экспериментов, как правило, дает слишком малую точность.

Экспериментальное определение результирующей устойчивости производится обычно для проверки условий несинхронного АПВ, а также

при выяснении влияния кратковременного асинхронного режима на работу потребителей, подключенных к промежуточным подстанциям, и на устойчивость других слабых связей или внутренних электропередач.

При проведении опытов производится НАПВ на головном участке линии электропередачи при различных потоках мощности и определяется предельное значение мощности, при котором обеспечивается ресинхронизация. При этих опытах может быть проверена также эффективность различных средств автоматической ресинхронизации, автоматики разгрузки, обеспечивающей устойчивость смежных электропередач при асинхронных режимах.

Опытами несинхронного включения при установившейся разности частот могут быть определены предельные разности частот, при которых не возникает асинхронный режим или обеспечивается ресинхронизация.

Измерения нерегулярных колебаний следует производить в дневные и ночные часы, в максимум и провал нагрузки, а также на спаде и подъеме нагрузки.

4.11 Измерения и регистрация электрических величин при испытаниях

При проведении экспериментов в энергосистеме необходимо обеспечивать правильную и четко организованную запись, регистрацию и осциллографирование наиболее характерных величин. При подготовке испытаний выбору измерительной аппаратуры и организации измерений должно быть уделено большое внимание.

В качестве основной измерительной аппаратуры при испытаниях используются: осциллографы, регистрирующие и стрелочные приборы.

В опытах целесообразно пользоваться осциллографами с записью на бумагу (Н-700, Н-004, Н-010 и др.), так как осциллограммы на бумаге легче обработать в промежутках между опытами. Кроме того, точность обработки при осциллографировании на бумагу выше, чем на пленку. В испытаниях, как правило, требуется быстрая обработка, так как переход к следующему опыту зачастую возможен только после анализа результатов предыдущего опыта.

Несмотря на то, что новые осциллографы дают возможность производить одновременно запись большого количества величин (осциллограф Н-004 имеет 20 шлейфов при ширине бумаги 20 см), целесообразно одновременно записывать не более 7-10 переменных величин (токи, напряжения, мощности). Скорость движения бумаги в осциллографах может регулироваться в широких пределах. При испытаниях устойчивости достаточно иметь скорость порядка 1-8 см/с.

Регистрирующие приборы используются для записи установившихся режимов, а также и переходных, если они снабжены устройством переключения на быструю запись при возникновении возмущения в энергосистеме. Применение регистрирующих приборов при испытаниях особенно удобно, так как они не требуют специального ухода и могут быть установлены на большом количестве объектов. Эти приборы имеют класс точности порядка 0,5-1,0, что приемлемо для большинства измерений.

На основных пунктах измерений можно успешно использовать специальные регистрирующие приборы для синхронной записи нескольких параметров режима.

Щитовые стрелочные приборы используются для записи показаний в период до опытов и в установившемся режиме после опытов. Так как точность их часто недостаточна, то, как правило, при осциллографировании на электростанциях и подстанциях дополнительно к щитовым включаются точные приборы класса 0,2-0,5, по которым снимаются контрольные масштабы основных записываемых величин (мощности, напряжения, тока).

Щитовые приборы допустимо использовать, не дублируя измерение лабораторными приборами, для записи режима (исходного или конечного) по линиям электропередачи, узлам нагрузки и т.п., если эти данные играют второстепенную роль.

В опытах по определению пределов статической устойчивости путем постепенной загрузки линии электропередачи необходимо перед каждой ступенью увеличения передаваемой мощности по линии производить запись показаний приборов с одновременным запуском осциллографов на 2-3 с (при скорости движения бумаги 25-30 мм/с). Регистрацию активной мощности по линии электропередачи следует

производить приборами класса точности 0,2-0,5. Полученные данные позволяют построить статические характеристики линии электропередачи и провести более полный анализ результатов опыта.

В опытах по определению предельной мощности методом несинхронного включения, а также в испытаниях синхронной и результирующей динамической устойчивости показания приборов записываются в исходном установившемся режиме непосредственно перед внезапным возмущением: несинхронным включением, включением на короткую выключателя и т.д., а также в послеаварийном установившемся режиме.

Включение осциллографа производится за 3-4 с до возмущения.

Остановка осциллографов, как правило, производится осциллографистом самостоятельно после затухания колебаний и установления режима.

В опытах определения статических характеристик нагрузки регистрирующие приборы должны иметь скорость записи 0,1-0,5 мм/с. При определении динамических характеристик нагрузки скорость записи должна быть в пределах 10-30 мм/с, а скорость осциллографирования 2-5 см/с.

В опытах по определению устойчивости слабых межсистемных связей для измерения нерегулярных колебаний мощности следует использовать регистрирующие приборы со скоростью записи порядка 50 мм/мин и порядка 5 мм/мин. Использование регистраторов с различной скоростью позволяет выявить высокочастотные и низкочастотные колебания.

4.12 Анализ результатов испытаний

Параметрами предельного режима являются: мощности, токи, напряжения и углы. Предельный по устойчивости режим в ряде случаев определяется непосредственно из опыта; во многих случаях, однако, этот режим может быть определен только путем пересчета по полученным экспериментальным данным для устойчивых или неустойчивых режимов, близких к предельному.

Для однозначного определения режима линии электропередачи без промежуточных присоединений достаточно замерить на одном из концов линии электропередачи (например на передающем) три параметра режима (например, активную и реактивную мощности и напряжение). Однако даже при отсутствии промежуточных присоединений измерения, как правило, следует производить на обоих концах линии электропередачи, а в ряде случаев и в промежуточных точках. Сопоставление всех замеренных параметров режима позволяет, при обработке результатов опыта и проведении поверочных расчетов, в значительной мере устранить влияние погрешностей измерений. В особенности существенными для расчетного определения угла по электропередаче являются измерения напряжения в промежуточной (средней) точке линии электропередачи, так как в режимах, близких к предельным, это напряжение резко изменяется при изменении угла.

4.13 Выводы по главе

1. Натурные испытания проводятся с целью уточнения областей устойчивости, выбора настройки устройств регулирования и противоаварийной автоматики, оценки устойчивости нагрузки, изучения сложных переходных процессов, определения эффективности различных противоаварийных мероприятий, уточнения математического описания энергосистемы и определения параметров ее элементов.

2. Испытания статической устойчивости в условиях эксплуатации чаще всего проводятся с целью определения предельных значений мощностей, передаваемых по линиям электропередачи.

3. Испытания должны проводиться при полном рабочем напряжении и включенных в работу устройствах АРВ.

4. Для предотвращения ложной работы устройств релейной защиты и автоматики, в особенности дистанционной защиты третьей ступени, реагирующей на перегрузку линии электропередачи, необходимо принятие соответствующих мер (перевод на сигнал, загроубление защиты и т.п.).

5. В условиях эксперимента не обязательно утяжелять условия опыта с доведением до нарушения устойчивости. Достаточно дать

значительное возмущение, выбранное на основании предварительных расчетов так, чтобы получить динамический процесс, близкий к предельному по устойчивости.

6. Очередность проведения опытов рекомендуется устанавливать исходя из постепенного утяжеления условий. Каждый последующий опыт должен проводиться после анализа результатов предыдущих опытов.

7. Опыты выполняются в периоды стабильности нагрузки.

8. Для небольшого участка энергосистемы или для отдельного узла нагрузки могут быть определены характеристики по частоте и для активной, и для реактивной мощности при желаемой зависимости $U(f)$, в том числе и при $U=\text{const}$.

9. Экспериментальное определение статизма энергосистем производится в период относительно стабильной нагрузки энергосистемы; перед опытами межсистемные и внутренние связи, нагрузка которых во время опытов может значительно возрасти, предварительно разгружаются.

10. Опытами несинхронного включения при установившейся разности частот могут быть определены предельные разности частот, при которых не возникает асинхронный режим или обеспечивается ресинхронизация. Измерения нерегулярных колебаний следует производить в дневные и ночные часы, в максимум и провал нагрузки, а также на спаде и подъеме нагрузки.

11. В качестве основной измерительной аппаратуры при испытаниях используются: осциллографы, регистрирующие и стрелочные приборы.

12. Параметрами предельного режима являются: мощности, токи, напряжения и углы. Предельный по устойчивости режим в ряде случаев определяется непосредственно из опыта; во многих случаях, однако, этот режим может быть определен только путем пересчета по полученным экспериментально данным для устойчивых или неустойчивых режимов, близких к предельному.

4.14 Контрольные вопросы

1. С какой целью проводятся натурные испытания?
2. Как проводятся испытания статической устойчивости в условиях эксплуатации?
3. Укажите два способа экспериментального определения $R_{пред.}$.
4. Какие два способа проведения испытаний вы знаете?
5. Укажите методы устранения раскачивания и предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы.
6. Как проводятся испытания в энергосистеме?
7. Как определяются динамические характеристики нагрузки?
8. Как определяется статизм и инерционная постоянная энергосистемы?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Бугров В.Г.* Электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения: учеб. пособие / В.Г. Бугров. – Тверь, 2005.
2. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
3. *Винославский В.Н.* Переходные процессы в электрических системах электроснабжения/ В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен, А.Я. Рыбалко, В.В. Прокопенко. - Киев: Выща школа, 1989. - 422 с.
4. *Гамазин С.И.* Переходные процессы в системах промышленного электроснабжения, обусловленные электродвигательной нагрузкой / С. И. Гамазин, В. А. Ставцев, С. А. Цырук. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 424 с.
5. *Гамазин С.И., Понаровкин Д.Б., Цырук С.А.* Переходные процессы в электродвигательной нагрузке систем промышленного электроснабжения. — М.: Издательство МЭИ, 1991. – 352 с.
6. *Грачева Е.И., Алимova А.Н.* Возможные погрешности расчетов потерь электроэнергии в цеховых промышленных сетях // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 11-12. С. 81-92. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-81-92.
7. *Коровин Ю.В.* Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие к лабораторным работам / Ю.В. Коровин, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 95 с.
8. *Крючков И.П.* Переходные процессы в электроэнергетических системах: / И.П. Крючков и [и др.]; под ред. И.П. Крючков. - 2-е изд. -М: МЭИ, 2009.
9. *Крючков И.П.* Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: /под ред. И.П. Крючков и В.А.Старшинов. – М: Академия, 2005.
10. *Куликов Ю.А.* Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / Ю.А. Куликов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 284 с.
11. *Окуловская Т.Я.* ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ: учебное пособие / Т.Я.

Окуловская, Т.Ю. Паниковская, В.А. Смирнов. 4-е изд., перераб. и доп. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. 85 с.

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. -М: Изд-во НЦЭНАС, 2004.

13. *Саитбаталова Р.С.* Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях / Р.С. Саитбаталова, Р.Ш. Бикбов. – Казань: КГЭУ, 2006. – 306 с.

14. *Саитбаталова Р.С.* Анализ переходных процессов при ступенчатом регулировании конденсаторных установок на основе уравнений парка-гореван // Вестник КГЭУ. 2012. №4 (15).

15. *Саитбаталова Р.С., Гибадуллин Р.Р., Загидуллин Р.Г.* СТУПЕНЧАТОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ // Вестник КГЭУ. 2019. №1 (41).

16. *Соколов Б.В.* Переходные процессы в системах электроснабжения. Методические указания к курсовой работе для студентов направления 13.03.03 (140400.62) «Электроэнергетика и электротехника» образовательная программа «Электроснабжение», всех форм обучения/ Б.В. Соколов. - Кемерово: КузГТУ. 2015. - 36 с.

17. *Ульянов С.А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов. М.: Энергия, 1970. - 519 с.

18. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года/ Приложение к журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 2010. – 184 с.

19. *Abdullazyanov EYu, Gracheva EI, Ibatullin EE, Petrova P.M, Sinyukova TV.* Analysis of the main indicators of industrial production of facilities of average capacity. KAZAN STATE POWER ENGINEERING UNIVERSITY BULLETIN. 2023;15;2(58):93-108.

20. *Gibadullin, R.F., Lekomtsev, D.V. & Perukhin, M.Y.* Analysis of Industrial Network Parameters Using Neural Network Processing. Sci. Tech. Inf. Proc. 48, 446–451 (2021). <https://doi.org/10.3103/S0147688221060046>.

21. *Gracheva, E.I., Naumov, O.V., Gorlov, A.N.* Influence of value resistance contact units of switching devices on losses of the electric power in shop networks of low tension// IOP Conference Series: Materials Science and

Engineering. International Scientific Electric Power Conference 2019, ISEPC 2019. – 2019. P. 012060.

22. *Gracheva E., Gorlov A., Alimova A.* Features of Structure of Electric Supply Systems of Industrial Enterprises // International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA). IEEE, 2020. P. 910-913.

23. *E. Gracheva, R. M. Petrova, S. Valtchev and T. Sinyukova*, "Study of Probability Characteristics of the Reliability of Electrical Equipment in Internal Power Supply Systems," 2023 5th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Nevsehir, Turkiye, 2023, pp. 460-465, doi: 10.1109/GPECOM58364.2023.10175821.

24. *E. I. Gracheva, R. M. Petrova, T. Sinyukova, S. Valtchev, R. Miceli and M. Caruso*, "Reliability and Overload Capacity of Power Transformers," 2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Terrasini, Italy, 2023, pp. 684-689, doi: 10.1109/ICCEP57914.2023.10247425.

25. *Petrova RM, Abdullazyanov EYu, Grachieva EI, Valtchev S, Yousef Ibragim.* Study of probability characteristics of reliability of electrical equipment in internal power supply systems. KAZAN STATE POWER ENGINEERING UNIVERSITY BULLETIN. 2023; 15; 1(57):93-105.

26. *Petrova R. M. et al.* 2023. Methods for assessing the reliability of in-shop power supply. Vestnik of MSTU, 26(4), pp. 395–409. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2023-26-4-395-409>.

27. *R. M. Petrova and E. Gracheva*, "Reliability Parameters of Low-Voltage Switchgear and Cable Lines of Workshop-Floor Network Schemes," 2023 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russian Federation, 2023, pp. 1049-1055, doi: 10.1109/SUMMA60232.2023.10349643.

28. *R. M. Petrova and E. Gracheva*, "Comparison Of Methods Of Calculation Of The Electrical System Of In-Plant Power Supply," 2023 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russian Federation, 2023, pp. 1056-1061, doi: 10.1109/SUMMA60232.2023.10349401.

29. *Soluyanov Y.I., Fedotov A.I., Akhmetshin A.R., Soluyanov V.I.* Application of intelligent electricity metering systems for timely adjustment of

standard values for electrical load calculation// Proceedings of the 3rd 2021 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2021. 3. – 2021. P. 9388018.

30. *Tabachnikova, T.V., Gracheva, E.I., Naumov, O.V., Gorlov, A.N.* Forecasting technical state and efficiency of electrical switching devices at electric complexes in oil and gas industry// IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. "International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation, AdvEnGen 2020". – 2020. P. 012014.

Издательство «Отечество»
420032 г.Казань, ул. Шоссейная, 22А

Подписано в печать 06.02.2024. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Печать ризографическая.
Усл. печ. л. 6,5. Тираж 500. Заказ № 0602/3.

Отпечатано с готового оригинал-макета
в типографии «Вестфалика» (ИП Колесов В.Н.)
420111, г. Казань, ул. Московская, 22. Тел.: 292-98-92
e-mail: westfalika@inbox.ru
