



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Энергетика, автоматика и системы коммуникаций»

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ



Автор
Цыгулёв Н.И.

Ростов-на-Дону, 2013



Аннотация

В учебном пособии энергетическая система представлена целостной философией эволюции. Автор стремится сформировать современное научное глубокое понимание физики протекающих в энергосистемах процессов; развить способности к физической интерпретации результатов анализа.

Инженер должен представлять энергосистему как живой, динамично развивающийся организм. Основной задачей является поддержание требуемого режима работы энергосистемы путём ограничения изменений параметров режима узловых точек системы в таких пределах, при которых сохраняется её устойчивость, т.е. способность системы восстанавливать исходный или близкий к нему режим после его нарушения под воздействием различных возмущений.

Для предвидения характера переходного процесса и управления им необходимо овладеть способами изменения соответствующего режима работы энергосистемы в желательном направлении. Устойчивость системы определяется на основании расчёта и анализа электромеханических переходных процессов с учётом нормального и послеаварийного установившихся режимов.

Во второй части пособия приведены основные сведения об электромеханических переходных процессах в энергетических системах, современные способы и методы анализа и расчёта статической и динамической устойчивости энергосистем.

Учебное пособие предназначено для бакалавров направления 140400 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения.

Автор

Цыгулёв Н.И. д.т.н., профессор





Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ	9
8. АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ СИСТЕМЫ	12
8.1. Основные понятия и определения устойчивости	12
8.2. Физические основы устойчивости электроэнергетических систем	14
8.3. Статическая устойчивость системы «эквивалентный генератор - шины постоянного напряжения»	17
8.4. Характеристика мощности явнополюсного генератора	21
8.5. Характеристика мощности генератора с APB	23
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	37
ЗАДАЧА	38
9. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ	40
9.1. Уравнение движения ротора генератора	40
9.2. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой.....	42
9.3. Статическая устойчивость сложных систем	46
9.4. Анализ статической устойчивости сложных систем методом малых колебаний.....	50
9.5. Влияние промежуточных подключений на статическую устойчивость генератора.....	60
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	89
ЗАДАЧИ	89
10. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ	93
10.1. Действительный предел мощности	93
10.2. Статическая устойчивость двигателей нагрузки	95
10.3. Вторичные критерии устойчивости нагрузки.....	98
10.4. Нормативные и методические указания по анализу статической устойчивости энергосистем	101
10.5. Утяжеление исходного режима энергосистемы	102



КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	108
ЗАДАЧА	109
11. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ	110
11.1. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом	110
11.2. Динамическая устойчивость при коротких замыканиях в системе	114
11.3. Предельный угол отключения коротких замыканий	121
11.4. Анализ трёхфазного КЗ графическим методом.....	122
11.5. Решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов	124
11.6. Динамическая устойчивость сложных систем.....	127
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	153
ЗАДАЧА	153
12. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ	155
12.1. Динамическая устойчивость асинхронного двигателя	155
12.2. Динамическая устойчивость синхронного двигателя.....	157
12.3. Пуск двигателей.....	161
12.4. Самозапуск двигателей.....	164
12.5. Автоматическое повторное включение и автоматическое включение резервного питания.....	168
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	170
13. АСИНХРОННЫЕ РЕЖИМЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ	171
13.1 Возникновение асинхронного режима.....	171
13.2 Установившийся асинхронный режим	173
13.3 Ресинхронизация синхронных генераторов и двигателей .	174
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	178
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРАМ.....	179
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИЛОВЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ	181
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ОДНОЙ ЦЕПИ	



ЛЭП И ПРЕДЕЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ ПЕРЕДАЧИ	185
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С АЛЮМИНИЕВЫМИ И СТАЛЕАЛЮМИНЕВЫМИ ПРОВОДАМИ	186
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 ХАРАКТЕРИСТИКИ АЛЮМИНИЕВЫХ И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ	187
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРЁХЖИЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ	188
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО РЕАКТОРАМ ...	189
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИНХРОННЫМ ДВИГАТЕЛЯМ СЕРИЙ СД И СДН	190
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	192



ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее учебное пособие написано в соответствии содержанием дисциплины «Переходные процессы в электрических системах». В пособии рассматриваются как электромагнитные, так и электромеханические переходные процессы. Компактно излагаются основные вопросы теории переходных процессов, изучение которых должно создать целостную картину протекания переходных процессов в энергосистемах.

При написании книги автор опирался на фундаментальные монографии и учебники по электромагнитным и электромеханическим переходным процессам отечественных и зарубежных ученых, таких как В.А. Веников, К.Ф. Вагнер, А.А. Горев, Д.А. Городский, П.С. Жданов, Л.А. Жуков, Э. Кимбарк, Э. Кларк, К. Ковач, С.А. Лебедев, Л.Г. Мамиконяц, И.М. Маркович, Г. Обердорф, Р. Парк, И. Рац, Р. Рюденберг, С.А. Ульянов, А.Б. Чернин, Н.Н. Щедрин, Р.Д. Эванс.

Учебное пособие состоит из двух частей. В первой части рассмотрены электромагнитные переходные процессы, даны общие понятия и определения, описаны причины возникновения коротких замыканий и их последствия. Рассмотрены также расчётные методы и приёмы, которые необходимы инженеру для расчёта параметров, необходимых для выбора и проверки токоведущих частей и электрических аппаратов по условиям короткого замыкания. Описаны приёмы составления расчётных схем и вычисления их параметров, расчёт ударного тока, токов при несимметричных коротких замыканиях, токов простого замыкания на землю. Особое место занимают первая, вторая и шестая главы, материал в которых является общим, как для электромагнитных, так и для электромеханических процессов.

Вторая часть учебного пособия посвящена анализу статической и динамической устойчивости и асинхронных режимов в электрических системах, основным методам расчёта устойчивости, в ней приведены рекомендации и мероприятия по повышению уровня статической и динамической устойчивости.

Построение учебного пособия – частично концентрическое – предусматривает легко реализуемую возможность выборочного использования его материала во всех тех случаях, когда данная дисциплина излагается в несколько изменённой и сокращённой форме. При этом сохраняются идеи, главные для научного направления, отражённого в книге. Для этого направления наиболее существенным является особое внимание к физике явлений при наибольшем приближении к физике трактовки их, по возможности простого ма-



тематического описания к практическим задачам специалиста энергетика. Настоящая дисциплина и соответствующее ей учебное пособие не ставят своей целью дать студенту полное руководство к алгоритмизации, программированию и проведению современных, достаточно сложных расчётов переходных процессов, осуществляемых, как правило, с помощью вычислительных машин. При изучении этой дисциплины студент должен не столько получить навыки в технике расчётов, сколько выработать философское понимание допущений и ограничений, связанных с физикой явлений и заложенных в основе расчётных методов, научиться практически подходить к инженерной оценке полученных результатов. Давно высказанные учёным и инженером А.Н. Крыловым соображения о том, что настоящий инженер должен не просто пользоваться результатами математических формул, «перемалывающих, как мельница, то, что в них засыпано», но чувствовать и наглядно воспринимать их содержание, не только остаются в силе в настоящее время, но и приобретают новый смысл. Он заключается в требовании физической интерпретации тех формализованных решений сложных задач, которые относительно легко разрешаются как чисто математические с помощью современной вычислительной техники. Однако именно эти возможности стимулируют проблему апробации корректности не только тех алгоритмов и программ, с помощью которых выполняются быстрые машинные решения, но и проблему достоверности получаемых результатов, их обозримости и удобства практических применений.

Инженер должен понимать, что вычислительная машина в зависимости от созданной программы расчёта может одинаково быстро и эффективно выдавать и ошибочные, и правильные решения. Не следует забывать слова П.А. Дирака, сказавшего, что «математика есть орудие, специально приспособленное для овладения всякого рода абстрактными понятиями, и в этом отношении её могущество беспредельно... Но следует также помнить, что математика есть только орудие и что нужно уметь владеть физическими идеями безотносительно к их математической форме». Тогда и только тогда вычислительная машина будет, как назвал её У.Г. Эшби, «усилителем мозга». Для этого будущему инженеру воспитывать вкус и способности к физической интерпретации результатов анализа.

Будущий специалист должен понять, что инженерное дело – это не только наука, дающая возможность получения формул, и ремесло (вычисление по этим формулам), но и искусство, позволяющее выбрать необходимые методы и приёмы, которые дают достоверные результаты и наиболее быстро ведут к цели.

Электрические системы всё в большей степени становятся ав-



электроэнергетика и электротехника

томатически регулируемы и управляемы сложными системами, перерастая в системы кибернетического типа, т.е. целенаправленные, оптимизируемые при прогнозировании, проектировании и эксплуатации. Но это не только не изменяет высказанные выше соображения, но, напротив, усиливает их. Именно поэтому для инженеров важнейшие значения будут иметь физические представления об основных свойствах системы, факторах, влияющих в тех или иных режимах, и различных подходах к проектированию и эксплуатации энергосистем. Овладевайте управлением потоками энергии, преобразованием, передачей и распределением её.

Автор



ВВЕДЕНИЕ

Развитие современных электроэнергетических систем идёт по пути концентрации производства электроэнергии на мощных электростанциях и централизации электроснабжения от общей высоковольтной сети. При этом наблюдается несколько существенных тенденций.

1. Рост единичных мощностей агрегатов как вырабатывающих электроэнергию, так и её потребляющих. В России достигнута мощность гидрогенератора 750 МВт, турбогенератора – 1200 МВт, а мощность крупных двигателей достигает 10 МВт.

Первоначально конструкции машин обладали естественным запасом устойчивости от механических и тепловых воздействий токов короткого замыкания. Однако в настоящее время ввиду жёсткой экономии электротехнических материалов и ограничений на габариты такой запас сведён к минимуму, поэтому возросли количество и размеры повреждений машин. Поэтому в начале 20-го века возникла необходимость создания строгой теории переходных процессов в электрических машинах. Такая теория была создана в конце 20-х годов Р. Парком. Её развитию способствовали многочисленные работы, как в нашей стране, так и за рубежом.

2. Рост напряжения высоковольтных электрических сетей. В конце 80-х годов в нашей стране впервые в мире была введена в эксплуатацию линия напряжением 1150 кВ переменного тока (такое напряжение до сих пор не используется ни в одной стране), что позволило значительно увеличить передаваемую мощность. Но это вызывает более тяжёлые последствия коротких замыканий на линиях такого класса напряжения и усложняет расчёт и анализ переходных процессов.

3. Увеличение мощности энергетических объединений. В настоящее время во всех промышленно развитых странах созданы крупные электрические системы. Объединение отдельных электрических станций на параллельную работу приводит к уменьшению суммарных затрат на выработку электроэнергии, но вместе с тем затрудняет и усложняет управление системой, повышает вероятность тяжёлых системных аварий.

Самым действенным средством предотвращения таких аварий является совершенствование управления энергосистемой, которое подразделяется на два класса: оперативно-диспетчерское и автоматическое.



Оперативно-диспетчерское управление осуществляется силами специального дежурного персонала, который непрерывно контролирует режим работы энергосистемы, обеспечивая его экономичность, необходимое качество энергии, предотвращает возможные аварии и ликвидирует их последствия.

Автоматическое управление осуществляется с помощью релейной защиты элементов системы от сверхтоков, возникающих при повреждениях в электрической системе, и системной автоматики.

Характерной особенностью современного развития является постоянное усложнение систем автоматического управления. Кроме названных существует ряд других тенденций: увеличение мощности коммутационных аппаратов, рост максимальных уровней токов КЗ и др. Поэтому для обеспечения надёжной и эффективной работы необходим тщательный анализ переходных процессов.

Переходные режимы разделяют на нормальные (эксплуатационные) и аварийные. В любых переходных процессах происходят закономерные последовательные изменения параметров режима системы от момента возмущения до начала установившегося режима.

Нормальные переходные процессы сопровождают текущую эксплуатацию системы и связаны в основном с изменениями нагрузки и реакцией на них регулирующих устройств. Строго неизменного режима в системе не существует и, говоря об установившемся режиме, имеют в виду режим малых возмущений. Малые возмущения не должны вызывать нарушения устойчивости системы, или иначе говоря, не должны приводить к прогрессивно возрастающему изменению параметров её исходного режима. Способность системы возвращаться к устойчивому режиму или к режиму, близкому к нему при малых возмущениях называется статической устойчивостью.

Аварийные переходные процессы возникают при резких изменениях режима. К ним относятся короткие замыкания в системе с последующим их отключением, а также случайные (аварийные) отключения агрегатов или ЛЭП, несущих значительные нагрузки, т.е. большие возмущающие воздействия на систему. Такие воздействия приводят к значительным отклонениям режима от исходного состояния.

Динамическая устойчивость – это способность системы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, близкое к исходному (допустимое по условиям эксплуатации системы). Если после большого возмущающего воздействия синхронная работа системы сначала нарушается, а затем после допустимого по условиям эксплуатации асинхронного хода восстанов-



ливаются, считают, что система обладает результирующей устойчивостью.

Однако только понимания инженеру ещё недостаточно; он должен предвидеть протекание процессов и управлять ими. Для этого надо уметь рассчитывать процессы; предсказывая по изменениям параметров системы количественные изменения её режима; устанавливать, когда и какие воздействия должны получать элементы системы от регулирующих устройств, для того чтобы переходный процесс приобретал желательный характер. Инженер должен представлять энергосистему как живой, динамично развивающийся организм. Хотя главная цель обучения – это выработка философского понимания физики явлений, но все же требуется запоминание определённого объёма фактического материала в виде формул и числовых характеристик.



8. АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТЕЙШЕЙ СИСТЕМЫ

8.1. Основные понятия и определения устойчивости

Работа электрической системы характеризуется значениями мощностей, вырабатываемых генераторами электростанций и передаваемых потребителям. Количественный показатель работы электрической системы – это вырабатываемая энергия, а качество вырабатываемой энергии характеризуется несколькими параметрами, важнейшими из которых являются: значения частоты в энергосистеме и напряжения у потребителя.

Работа системы характеризуется также значениями напряжений в узловых точках сети и значениями токов, протекающих по её элементам. Состояние системы, определяемое указанными величинами, называется режимом электрической системы.

Различают следующие виды режимов работы энергосистем:

- нормальный установившийся, для которого проектируется электрическая система, и определяются технико-экономические показатели;
- послеаварийный установившийся режим – после аварийного отключения повреждённых элементов системы;
- переходный режим, во время которого система переходит от одного состояния к другому (от одного установившегося режима к другому).

Деление режимов электрической системы на установившиеся и переходные является достаточно условным. В установившемся режиме реальной системы его параметры постоянно меняются, что связано со следующими факторами:

- изменением нагрузки и реакцией на эти изменения регулирующих устройств;
- нормальными эксплуатационными изменениями схемы коммутации системы;
- включением и отключением отдельных генераторов или изменением их мощности.

В установившемся режиме системы всегда имеются малые возмущения параметров её режима, при которых она должна быть устойчива.

Статическая устойчивость – это способность системы восстанавливать исходный (или близкий к исходному) режим после малого его возмущения.



Исходя из определения статической устойчивости системы, можно заключить, что существует такой режим, при котором очень малое увеличение нагрузок не вызывает нарушение его устойчивости. Такой режим называют предельным, а нагрузки системы максимальными или предельными нагрузками по условиям статической устойчивости.

Аварийные режимы в электрической системе возникают при КЗ, аварийных отключениях нагруженных генераторов, электроустановок или линий и т.п. Под действием больших возмущений возникают резкие изменения режима.

Динамическая устойчивость – это способность системы возвращаться в исходное (или близкое к нему) состояние после большого возмущения. Если после большого возмущения синхронный режим системы нарушается, а затем после допустимого перерыва восстанавливается, то говорят о результатирующей устойчивости системы. Результатирующую устойчивость ещё называют разновидностью динамической устойчивости, разделяя синхронную динамическую устойчивость и результирующую динамическую устойчивость.

Пропускной способностью элемента системы называют наибольшую мощность, которую можно передать через этот элемент с учётом всех ограничивающих факторов (нагрева, устойчивости, напряжения в узлах и т.д.). Иногда пропускную способность определяют по одному фактору, например, пропускная способность по нагреву.

Понятие пропускной способности справедливо и для динамической устойчивости. В этом случае говорят о пределе передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости при КЗ, в какой либо точке, отключении линии и т.п.

Динамический переход от одного режима к другому подвергается качественной оценке. При этом оцениваются характер протекания переходного процесса (быстрый, медленный, монотонный, апериодический) и характер нового установившегося режима. Считается, что качество переходного процесса хорошее, если наблюдается его быстрое затухание, апериодичность или монотонность. Режим, наступающий после переходного процесса, должен иметь достаточный запас устойчивости, который проверяется изменением какого-либо параметра. Наибольшая величина отклонения, при которой система ещё сохраняет устойчивость, определяет запас устойчивости, выражаемый коэффициентом запаса. Например, запас по напряжению вычисляется по формуле



$$K_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0},$$

запас по мощности – по формуле

$$K_P = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0}.$$

Новый установившейся режим может быть оценён с помощью критериев качества, установленных ГОСТ 13109–97. В дополнение к принятым при анализе электромагнитных переходных процессов допущения принимаются ещё несколько, упрощающих оценку устойчивости и обеспечивающих достаточную для инженерных расчётов допустимую погрешность.

1. Предполагается, что скорость вращения роторов синхронных машин при протекании электромеханических переходных процессов изменяется в небольших пределах (2–3%) синхронной скорости.

2. Считается, принуждённые составляющие напряжений и токов статора и ротора генератора изменяются мгновенно.

3. Параметры элементов системы считаются линейными, а параметры режима работы, напротив, нелинейными.

4. Переход от одного режима электрической системы к другому возможен только при изменении собственных и взаимных сопротивлений схемы, а также ЭДС генераторов и двигателей.

5. Исследование динамической устойчивости при несимметричных возмущениях производится в схеме прямой последовательности. Считается, что движение роторов генераторов и двигателей, обусловлено моментами, создаваемыми токами прямой последовательности.

8.2. Физические основы устойчивости электроэнергетических систем

Статическая устойчивость энергосистемы – это устойчивость при малых возмущениях режима. Из рассмотрения простейших механических систем следует, что есть состояния (режимы), в которых система после случайного возмущения стремится восстановить исходный или близкий к нему режим. В других режимах случайное возмущение уводит систему от исходного состояния. В первом случае система является устойчивой, во втором – неустойчивой.

В установившемся режиме между энергией источника



W_z , поступающей в систему, и энергией, расходуемой в нагрузке и на покрытие потерь, имеется баланс. При каком-либо возмущении, проявляющемся в изменении параметра режима Π на $\Delta\Pi$, этот баланс нарушается.

Если система обладает такими свойствами, что энергия

$$W = W_n + \Delta W$$

после возмущения расходуется более интенсивно, чем вырабатывается электростанциями $\Delta W_z = f(\Pi)$, то новый режим, возникший в результате возмущения, не может быть обеспечен энергией и в системе должен восстановиться прежний установившийся или близкий к нему режим. Такая система устойчива.

Из определения устойчивости следует, что условием сохранения устойчивости системы (критерием устойчивости) является соотношение

$$\frac{\Delta W}{\Delta\Pi} > \frac{\Delta W_z}{\Delta\Pi},$$

или в дифференциальной форме

$$\frac{d(W_z - W)}{d\Pi} < 0.$$

Величину $W_z - W = \Delta W_\Sigma$ называют избыточной энергией.

Эта энергия положительна, если дополнительная генерируемая энергия, появившаяся при возмущении, возрастет интенсивнее, чем нагрузка системы с учётом потерь в ней. При этом условии критерий устойчивости запишется в виде

$$\frac{d(\Delta W)}{d\Pi} < 0,$$

т.е. режим устойчив, если производная от избыточной энергии по определяющему параметру Π отрицательна.

Для обеспечения устойчивости системы существенное значение имеет запас её статической устойчивости, который характеризуется углами сдвига роторов генераторов и векторов напряжений в узловых точках системы. Большое значение имеет запас статической устойчивости в послеаварийном режиме – по мощности электрической передачи он должен составлять

5 – 10 %, в нормальном же режиме 15 – 20 %. Однако эти цифры строго не лимитируются.



Чтобы проверить статическую устойчивость системы, необходимо составить дифференциальные уравнения малых колебаний для всех его элементов и регулирующих устройств, а затем исследовать корни характеристического уравнения на устойчивость. Поскольку строгое решение такой задачи очень сложно, в инженерных расчётах применяются приближённые методы исследования устойчивости, которые основываются на использовании практических критериев устойчивости.

При анализе статической устойчивости возникает ряд задач, которые решаются в проектных и эксплуатационных организациях. К таким задачам относятся.

1. Расчёт параметров предельных режимов (предельной передаваемой мощности по линиям энергосистемы, критического напряжения узловых точек системы, питающих нагрузку, и т.д.).

2. Определение значений коэффициентов запаса. Вместе с приведенными в п. 3.1 коэффициентами запаса по напряжению и мощности могут вычисляться коэффициенты запаса по настроечным параметрам АРВ:

$$S_K = \frac{K_{\max} - K_{\min}}{K_{\max} + K_{\min}},$$

где K_{\max} и K_{\min} – максимальное и минимальное значения настроечных параметров, соответствующих границе области статической устойчивости.

3. Выбор мероприятий по повышению статической устойчивости энергосистем или обеспечению заданной пропускной способности передачи.

4. Разработка требований, направленных на улучшение устойчивости систем. Выбирается настройка АРВ, обеспечивающих допустимую погрешность поддержания напряжения.

Решение пречисленных задач проводится с учётом возможности возникновения самораскачивания системы.

Задачи анализа динамической устойчивости связаны с переходом от одного установившегося режима к другому. При этом решаются следующие задачи.

1. Расчёт параметров динамического перехода при эксплуатационном или аварийном отключениях нагруженных элементов электрической системы.

2. Расчёт параметров динамических переходов при коротких замыканиях в системе с учётом различных факторов:

- возможность перехода одного вида несимметричного КЗ в



другое (например, двухфазного на землю в трёхфазное);

- работы устройства автоматического повторного включения элемента, отключённого при КЗ и т.д.

В результате расчёта динамической устойчивости определяют:

- предельное время отключения расчётного вида КЗ в наиболее опасных точках системы;
- длительность паузы систем АПВ, установленных на различных элементах электрической системы;
- параметры систем автоматического ввода резерва (АВР).

8.3. Статическая устойчивость системы «эквивалентный генератор - шины постоянного напряжения»

Система в которой одиночная удалённая электростанция связана с шинами (системой) постоянного по величине напряжения, называется простейшей (рис.8.1, а). Считается, что суммарная мощность электрических станций системы значительно превышает мощность рассматриваемой станции. Это позволяет считать напряжение на шинах системы неизменным при любых режимах её работы. Простейшей система называется ещё одномашинной моделью энергосистемы или модель «машина – шины».

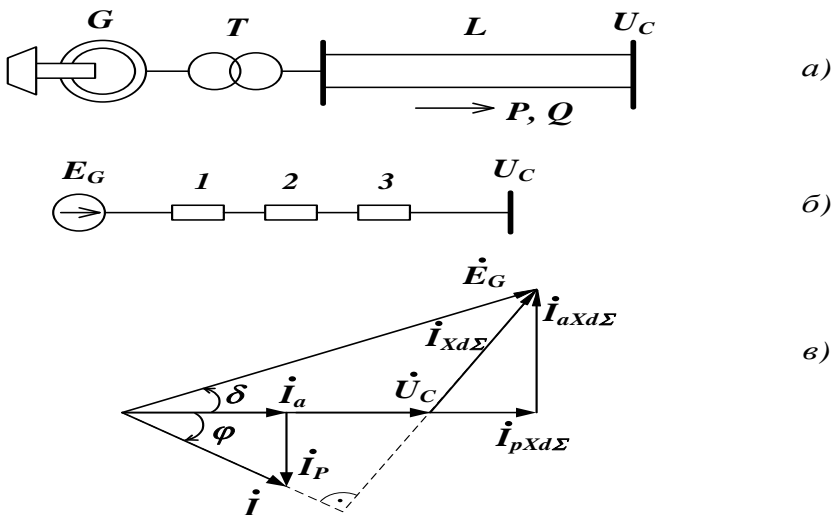


Рисунок 8.1. Система «эквивалентный генератор - шины постоянного напряжения»: а) - принципиальная схема, б) – блок турбина – генератор, в) - векторная диаграмма генератора, г) – схема замещения простейшей системы



Анализируемая электростанция связана через трансформаторные связи и линию электропередачи с генераторами мощной концентрированной энергосистемы, настолько мощной, что её приёмные шины обозначают как шины бесконечной мощности (ШБМ). Отличительными признаками ШБМ являются неизменное по модулю напряжение ($U = const$) и неизменная частота этого напряжения ($\omega_0 = const$). При использовании ШБМ, соответствующие им энергосистемы в электрических схемах, как правило, не изображаются. В схемах замещения шины бесконечной мощности используются как элемент, изображающий мощную систему.

На рис.8.1, б представлены два основных агрегата тепловой электрической станции: турбина и генератор. Вращающий момент турбины зависит от количества подводимого энергоносителя: для паровой турбины – это пар, для гидротурбины – вода. В нормальном режиме основные параметры энергоносителя стабильны, поэтому вращающий момент постоянный. Мощность, выдаваемая генератором в систему, определяется несколькими параметрами, влияние которых зависит от характеристики мощности генератора.

Для получения характеристики мощности генератора построена векторная диаграмма электропередачи (рис. 8.1, в). Здесь полный вектор тока разложен на его действительную и мнимую составляющие, а сопротивление $X_{d\Sigma}$ получено из схемы замещения системы, представленной на рис. 8.1, г.

$$X_{d\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}.$$

Из векторной диаграммы следует, что

$$I_a X_{d\Sigma} = E \sin \delta,$$

где I_a – активная составляющая тока, δ – угол сдвига вектора ЭДС \dot{E} относительно вектора напряжения \dot{U} . Умножая обе части равенства на $\frac{U}{X_{d\Sigma}}$, получим

$$UI_a = P = \frac{EU}{X_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (8.1)$$

где P – активная мощность, выдаваемая генератором (принята в относительных единицах).

Зависимость (8.1) имеет синусоидальный характер и называется характеристикой мощности генератора. При



постоянных ЭДС генератора \dot{E} и напряжения \dot{U} угол поворота ротора генератора определяется только его активной мощностью, которая в свою очередь определяется мощностью турбины.

Мощность турбины зависит от количества энергоносителя, и в координатах P, δ изображается прямой линией.

При определённых значениях ЭДС генератора E и напряжения приёмной стороны U характеристика мощности имеет максимум, который вычисляется по формуле

$$P_{\max} = \frac{EU}{X_{d\Sigma}}. \quad (8.2)$$

Величину P_{\max} называют также «идеальным» пределом мощности электрической системы. Каждому значению мощности турбины соответствуют две точки пересечения характеристики a и b (рис.8.2, a), в которых мощности генератора и турбины равны между собой.

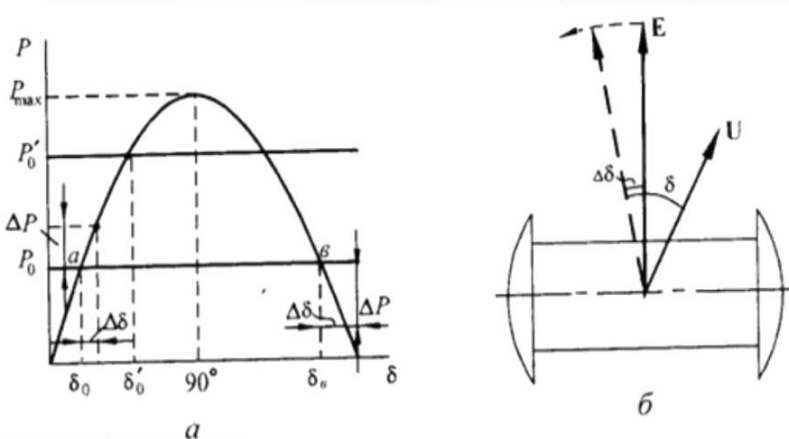


Рисунок 8.2. К определению критерия статической устойчивости системы (a – характеристика мощности, b) – отклонение вектора ЭДС от равновесия системы)

Рассмотрим режим работы в точке a . Если мощность генератора увеличить на величину ΔP , то и угол δ , следуя синусоидальной зависимости, изменится на величину $\Delta \delta$. Из рис. 8.2, a следует, что в точке a положительному приращению мощности, соответствует положительное приращение угла.

При изменении мощности генератора равновесие моментов



турбины и генератора нарушается. При увеличении мощности генератора на валу ротора, связывающего его с турбиной возникает тормозящий момент, превышающий вращающий момент турбины. Тормозящий момент вызывает замедление ротора генератора, что вызывает перемещение ротора и связанного с ним вектора ЭДС \dot{E} в сторону уменьшения угла δ (рис.8.2, б).

Необходимо подчеркнуть, что перемещение ротора под действием избыточного момента накладывается на его движение в положительном направлении с синхронной скоростью, которая во много раз превышает скорость этого перемещения. В итоге в точке a восстанавливается исходный режим работы и, как следует из определения статической устойчивости, этот режим является устойчивым. Такой же вывод можно получить и при уменьшении мощности генератора в точке a .

Рассмотрим режим работы в точке b . Если уменьшить мощность генератора в точке b , то на валу ротора генератора возникает ускоряющий избыточный момент, который увеличивает угол δ . С ростом угла мощность генератора ещё уменьшается, это приводит к дополнительному увеличению ускоряющего момента, таким образом, возникает лавинообразный процесс, который называют выпадением из синхронизма. Процесс выпадения из синхронизма и асинхронный режим, в котором в итоге оказывается генератор, характеризуется непрерывным перемещением вектора ЭДС \dot{E} относительно напряжения U приёмной системы.

Если в точке b мощность генератора увеличить, то возникнет избыточный тормозной момент, который вызовет перемещение рабочей точки системы турбина–генератор в точку a .

Таким образом, точка a характеристики мощности является точкой устойчивого равновесия моментов турбины и генератора, точка b – точкой неустойчивого равновесия. Аналогично все точки, лежащие на возрастающей части характеристики мощности, являются точками устойчивой работы системы, а точки, лежащие на падающей части характеристики, – точками неустойчивой работы. Границей зон устойчивой и неустойчивой работы является максимум характеристики мощности.

Таким образом, признаком статической устойчивости электрической системы является знак приращения мощности к приращению угла. Если $\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0$, то система устойчива, если это отношение отрицательно, то неустойчива. Переходя к пределу,



получим критерий устойчивости простейшей системы:

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

Увеличение мощности турбины от значения P_0 до P'_0 (рис.8.2, а) приводит к возрастанию угла ротора от значения δ_0 до значения δ'_0 и к снижению статической устойчивости.

Очевидно, что в условиях эксплуатации генератор не следует загружать до предельной мощности P_{\max} , так как любое незначительное отклонение параметров режима может привести к потере синхронизма и переходу генератора в асинхронный режим. На случай появления непредвиденных возмущений предусматривается запас по нагрузке генератора, характеризуемый коэффициентом запаса статической устойчивости

$$K_{ст} = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} 100\%. \quad (8.3)$$

Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем предписано, что в нормальных режимах энергосистем должен обеспечиваться запас устойчивости электропередачи, связывающей станцию с шинами энергосистемы не менее 20% в нормальном режиме и 8% в кратковременном послеаварийном. В наиболее тяжёлых режимах, при которых увеличение перетоков мощности по линиям позволяет уменьшить ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается снижение запаса по устойчивости до 8%.

Под кратковременными понимаются послеаварийные режимы длительностью до 40 минут, в течение которых диспетчер должен восстановить нормальный запас по статической устойчивости.

8.4. Характеристика мощности явнополюсного генератора

Для характеристики мощности явнополюсной машины запишем выражение активной мощности, выдаваемой в систему

$$P = UI \cos \varphi = UI \cos(\Psi - \delta) = I \cos \Psi U \cos \delta + I \sin \Psi \sin \delta. \quad (8.4)$$

Учитывая соотношения из векторной диаграммы (рис. 5.4)



$$E_q - I_d X_d = U_q,$$

$$I_q X_q = U_d,$$

где

$$U_q = U \cos \delta; \quad I_d = I \sin \Psi; \quad U_d = U \sin \delta; \quad I_q = I \cos \Psi$$

, выражение для активной мощности (8.4) запишем в виде:

$$P = I_q U \cos \delta + I_d \sin \delta = \frac{U^2}{X_q} \sin \delta \cos \delta + \frac{E_q U}{X_d} - \frac{U^2}{X_d} \sin \delta \cos \delta. \quad (8.5)$$

Учитывая, что $\sin \delta \cos \delta = \frac{1}{2} \sin 2\delta$, выражение для мощности перепишем в виде

$$P = \frac{E_q U}{X_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \sin 2\delta. \quad (8.6)$$

Из выражения (8.6) следует, что характеристика мощности явнополюсного генератора кроме основной синусоидальной составляющей содержит вторую составляющую – вторую гармоническую составляющую, амплитуда которой пропорциональна разности индуктивных сопротивлений X_d и X_q .

Вторая гармоника смещает максимум характеристики мощности в сторону уменьшения угла δ (рис. 8.3).

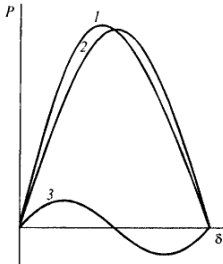


Рисунок 8.3. Характеристика явнополюсной машины: $P(\delta)$ - кривая 1;

кривая 2 соответствует первому слагаемому выражения (8.9), кривая 3 - второму

В обычных условиях амплитуда второй гармоники составляет 10 – 15% основной гармоники и не оказывает заметного влияния на характеристику мощности.

Амплитуда характеристики мощности возрастает по сравнению с характеристикой неявнополюсной машины. Но это увеличение проявляется только при малых значениях ЭДС E_q

(когда первая и вторая составляющие выражения (8.5) имеют одинаковый порядок).



8.5. Характеристика мощности генератора с АРВ

Предположим, что у генератора на рис. 8.1 отключена система регулирования напряжения. Построим векторную диаграмму рассматриваемой системы, выделив в ней напряжение на шинах генератора \dot{U}_G (рис.8.4, а). Оно зависит от падения напряжения на внешнем сопротивлении системы:

$$\dot{U}_G = \dot{U} + jI X_{вн},$$

где $X_{вн} = X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}$ – внешнее сопротивление системы.

Вектор напряжения на шинах генератора делит вектор падения напряжения $\dot{I} X_{d\Sigma}$ на две части, пропорциональные индуктивным сопротивлениям X_d и $X_{вн}$. Увеличим передаваемую активную мощность на ΔP и тем самым угол δ на $\Delta \delta$. Это вызовет изменение реактивной мощности, передаваемой в систему. Для получения зависимости реактивной мощности от угла δ запишем выражение, следующее из векторной диаграммы, показанной на рис. 8.1, в:

$$\dot{U} + \dot{I}_p X_{d\Sigma} = \dot{E} \cos \delta.$$

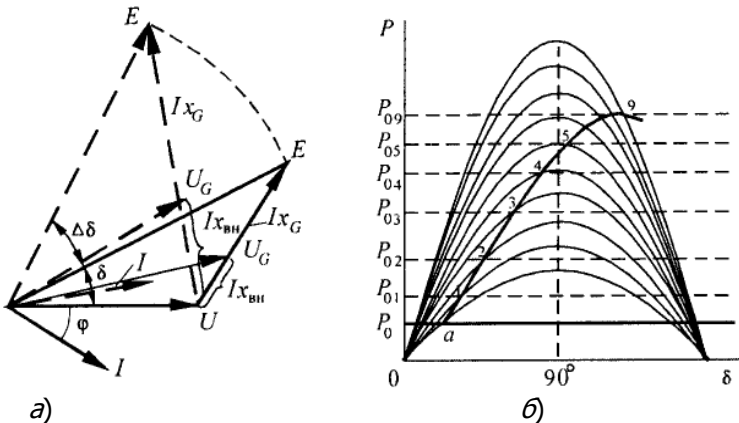


Рисунок 8.4. К определению характеристики мощности генератора с АРВ: а – векторная диаграмма, б – внешняя характеристика



Умножая левую и правую части последнего равенства на U , получим $U^2 + QX_{d\Sigma} = EU \cos \delta$. Выразив Q , из последнего соотношения, получим выражение для реактивной мощности, выдаваемой генератором от угла δ :

$$Q = \frac{EU}{X_{d\Sigma}} \cos \delta - \frac{U^2}{X_{d\Sigma}}.$$

Увеличение угла δ вызовет уменьшение реактивной мощности, а, следовательно, поворот вектора тока \dot{I}_C в сторону уменьшения угла φ . Новое положение вектора тока показано на диаграмме пунктирной линией (предполагается, что мощность изменила знак и ток стал опережать напряжение \dot{U}). Этому току соответствует новое положение вектора ЭДС \dot{E} , показанное также пунктирной линией. Новое значение напряжения на шинах генератора найдём, поделив напряжение на сопротивлении $X_{d\Sigma}$ в той же пропорции, как и в предыдущем случае.

Из диаграммы следует, что увеличение угла δ вызывает уменьшение напряжения на шинах генератора.

Предположим, что автоматический регулятор возбуждения включён и контролирует напряжение \dot{U}_G . При понижении этого напряжения регулятор увеличивает ток возбуждения, а вместе с ним и ЭДС \dot{E} до тех пор пока не восстановится прежнее значение напряжения.

Рассматривая установившиеся режимы работы генератора с АРВ при различных значениях угла δ , часто исходят из постоянства напряжения \dot{U}_G . На рис. 8.4, б показано семейство характеристик $P(\delta)$, построенных для различных значений ЭДС.

Если принять за исходную точку нормального режима точку a , то для увеличения мощности (сопровождаясь увеличением угла δ) точки новых установившихся режимов будут определяться переходом с одной характеристики на другую в соответствии с векторной диаграммой (рис.8.4, а). Соединив между собой точки установившихся при различных уровнях возбуждения, получим внешнюю характеристику генератора. Она возрастает даже в области



углов $\delta > 90^\circ$, и её максимум достигается при угле $\delta_G = 90^\circ$, где δ_G – угол вектора напряжения на шинах генератора \dot{U}_G . Но возможность работы в области углов больше 90° зависит от типа регулятора возбуждения.

Регуляторы пропорционального типа (РПТ) при коэффициентах усиления $K_{0y} = 50 \dots 100$ позволяют поддерживать напряжение на шинах генератора практически постоянным $(\Delta U_G) \cong 0$. Коэффициент усиления определяется как отношение чисел единиц возбуждения и единиц напряжения генератора. Но предельная мощность передачи такого генератора, снабжённого АРВ с таким коэффициентом усиления, незначительно выше предельной мощности нерегулируемого генератора. Это связано с тем, что при увеличении мощности в некоторой точке характеристики мощности (точка 3 на рис. 8.5, а) начинается самораскачивание генератора, т.е. периодические колебания ротора с увеличивающейся амплитудой приводят к выпадению генератора из синхронизма. Поэтому регуляторами пропорционального типа не стараются поддержать $U_G = const$, допуская его некоторое снижение с ростом нагрузки. В этом случае предельная мощность P_{max} , которой удаётся достигнуть, значительно выше мощности P_3 (рис.8.5, б).

Характеристика мощности при коэффициентах усиления порядка $K_{0y} = 20 \dots 40$ имеет примерно такой же максимум, что и характеристика генератора при $E'_q = const$. Следовательно, генератор, снабжённый регулятором пропорционального типа, может быть представлен в схемах замещения переходными ЭДС E'_q и сопротивлением X'_d .

Характеристика мощности генератора, замещаемого ЭДС E'_q , может быть получена так же, как и характеристика явнополюсного генератора, если положить, что

$$I_q = \frac{U \sin \delta}{X_{d\Sigma}}, \quad I_d = \frac{E'_q - U \cos \delta}{X'_{d\Sigma}}.$$

Подставив эти выражения в (8.5), получим

$$P = \frac{E'_q U}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{X_d - X'_d}{X_{d\Sigma} X'_{d\Sigma}} \sin 2\delta. \quad (8.7)$$

Характеристика мощности, соответствующая выражению (8.7), приведена на рис.8.5, в.

Если РПТ имеет зону нечувствительности, критическим считается режим при $\delta = 90^\circ$, т.е. предельная мощность достигается в точке в (рис.8.5, г).

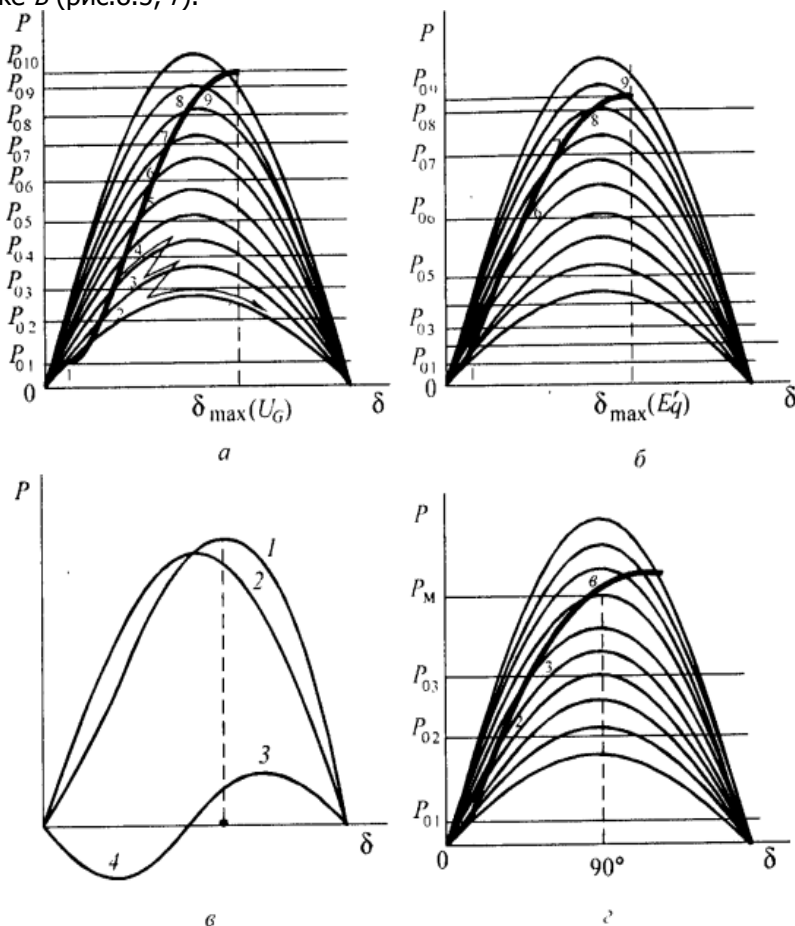


Рисунок 8.5. К определению предела мощности генератора с

АРВ: а - $U_G = \text{const}$;

б, в - $E'_q = \text{const}$; г - РПТ с зоной нечувствительности



Регулятор начинает работать лишь после того, как отклонение напряжения в ту или иную сторону достигнет определённого значения. При меньших отклонениях, лежащих в зоне нечувствительности, регулятор не работает. Границам зоны нечувствительности соответствуют две внешние характеристики (рис.8.6).

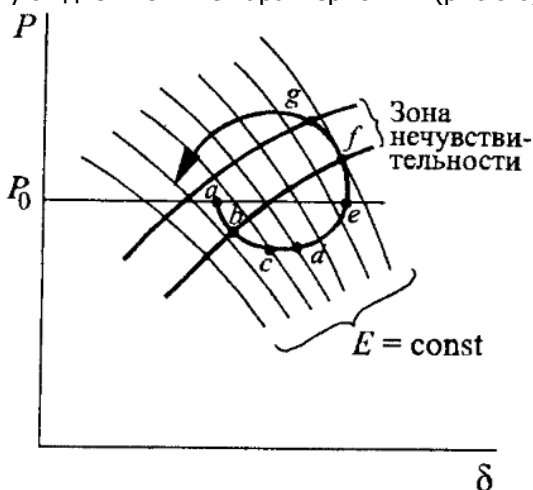


Рисунок 8.6. Самораскачивание генератора с РПТ с зоной нечувствительности

Пусть исходному режиму соответствует точка a . При небольшом возмущении, вызывающем увеличение угла, уменьшается напряжение на шинах генератора, но регулятор не работает до тех пор, пока отклонение угла лежит в зоне нечувствительности. При увеличении угла на валу генератора возникает ускоряющий избыточный момент, вызывающий его дальнейшее увеличение. Когда угол движения пересекает границу зоны нечувствительности (точка b), регулятор начинает работать.

Увеличение тока возбуждения, a , следовательно, и ЭДС генератора, замедляет снижение мощности, перемещая рабочую точку на характеристике мощности, соответствующие большим ЭДС (точки c , d). В точке e избыток мощности становится равным нулю, но вследствие инерции ротора продолжается увеличение угла δ . В точке f угол δ становится максимальным, после чего начинает уменьшаться. После того как будет пройдена точка g , лежащая на внешней характеристике, регулятор начнёт уменьшать напряжение возбудителя и кривая изменения мощности пересечёт внутренние характеристики мощности в обратном направлении. Таким образом, в силу внутренней неустойчивости возникают незатухающие коле-

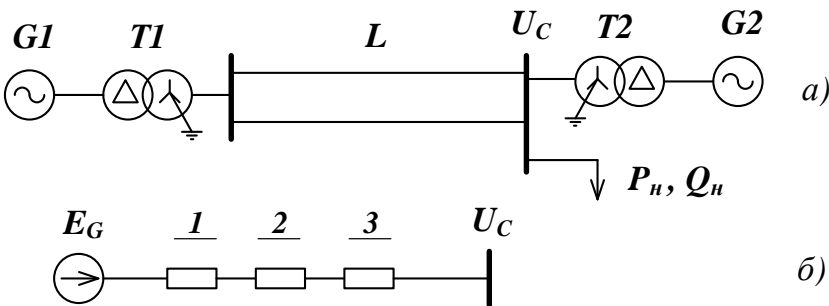


бания ротора генератора (колебания угла δ). Амплитуда этих колебаний зависит от ширины зоны нечувствительности регулятора. Вместе с углом δ колеблются напряжение, мощность и ток генератора. Такие колебания затрудняют контроль работы генератора и вызывают необходимость отказаться от его эксплуатации в подобных режимах.

Обеспечить устойчивую работу генератора при $\delta > 90^\circ$, возможно при использовании более сложных регуляторов возбуждения, которые реагируют не только на изменение величины напряжения, но и на скорость и даже ускорение изменения величины напряжения. Такие регуляторы называются регуляторами сильного действия.

Регуляторы сильного действия обеспечивают постоянное напряжение на выводах генератора (без самораскачивания), поэтому генератор, снабжённый таким регулятором, при расчёте статической устойчивости на схеме замещения может быть представлен источником постоянного напряжения $U_G = const$ с нулевым сопротивлением $X_G = 0$.

ПРИМЕР 8.1. Для участка энергосистемы, состоящего из ГЭС с эквивалентным генератором $G1$ и ТЭС с эквивалентным генератором $G2$, определить коэффициент запаса статической устойчивости по идеальному пределу мощности и угол сдвига фаз между ЭДС генератора и напряжением на зажимах потребителя. Мощность $G1$ значительно меньше мощности $G2$. Активная мощность, передаваемая по ЛЭП $P_d = 350$ МВт $\cos \varphi = 0,9$.





Параметры:

- гидрогенератора: $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$; $P_{G1} = 400 \text{ МВт}$;
 $\cos \varphi_{G1} = 0,85$; $X_{d1} = 0,9$; $X'_{d1} = 0,25$;
- трансформатора ГЭС: $k_1 = 10,5 / 242$; $S_1 = 480 \text{ МВА}$;
 $U_{k1} = 12,0\%$;
- ЛЭП: $l = 300 \text{ км}$; $X_0 = 0,41 \text{ Ом/км}$; $P_L = 350 \text{ МВт}$;
 $\cos \varphi_l = 0,9$;
- турбогенератора: $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$; $P_{G2} = 1500 \text{ МВт}$;
 $\cos \varphi_{G2} = 0,8$; $X_{d2} = 1,8$; $X'_{d2} = 0,25$;
- трансформатора ТЭС: $k_2 = 10,5 / 230$; $S_2 = 1800 \text{ МВА}$;
 $U_{k2} = 14,0\%$;
- нагрузки: $P_H = 1200 \text{ МВт}$; $\cos \varphi_H = 0,8$;
 $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$.

РЕШЕНИЕ. Так как мощность ТЭС значительно превышает мощность ГЭС, то можно принять, что генератор подключён к системе неограниченно большой мощности и напряжение на шинах потребителя постоянно

($U_{ном} = 220 \text{ кВ}$). При этом схема замещения имеет вид, показанный на рисунке.

Расчёт выполним в относительных базисных единицах с точным приведением коэффициента трансформации. В качестве базисной мощности примем номинальную активную мощность, передаваемую по линии $S_{\sigma} = P_L = 350 \text{ МВА}$, а в качестве базисного напряжения ступени – номинальное напряжение $U_{\sigma} = U_{ном} = 220 \text{ кВ}$.

Приведём сопротивления схемы замещения к выбранным базисным условиям:
генератора



$$X_{1*\bar{\sigma}} = X_{d1} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_{G1}} \cos\varphi \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 k^2 = 0,9 \frac{350 \cdot 0,85}{400} \left(\frac{10,5}{220} \right)^2 \left(\frac{242}{10,5} \right)^2 = 0,8;$$

трансформатора

$$X_{2*\bar{\sigma}} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 = \frac{12,0}{100} \frac{350}{480} \left(\frac{242}{220} \right)^2 = 0,11;$$

линии (двух цепей)

$$X_{3*\bar{\sigma}} = \frac{1}{2} X_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{1}{2} 0,41 \cdot 300 \frac{350}{220^2} = 0,44.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{экв*\bar{\sigma}} = X_{1*\bar{\sigma}} + X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,8 + 0,11 + 0,44 = 1,35.$$

Внешнее сопротивление передачи

$$X_{внеш*\bar{\sigma}} = X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,11 + 0,44 = 0,55.$$

Переходное сопротивление генератора ГЭС

$$X'_{1*\bar{\sigma}} = X_{d1} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_{G1}} \cos\varphi \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} \right)^2 k^2 = 0,25 \frac{350 \cdot 0,85}{400} \left(\frac{10,5}{220} \right)^2 \left(\frac{242}{10,5} \right)^2 = 0,225$$

Суммарное переходное сопротивление электропередачи:

$$X'_{экв*\bar{\sigma}} = X'_{1*\bar{\sigma}} + X_{2*\bar{\sigma}} + X_{3*\bar{\sigma}} = 0,225 + 0,11 + 0,44 = 0,775$$

Напряжение на шинах потребителя в относительных базисных единицах

$$U_{*\bar{\sigma}} = \frac{U_{ном}}{U_{\bar{\sigma}}} = \frac{220}{220} = 1.$$

Активная мощность, передаваемая по ЛЭП в относительных базисных единицах



$$P_{*\bar{\sigma}} = \frac{P_H}{S_{\bar{\sigma}}} = \frac{350}{350} = 1;$$

реактивная мощность $Q_H = P_H \operatorname{tg} \varphi = 350 \cdot 0,485 = 169,75$ МВАр
в относительных единицах (при $\cos \varphi = 0,9$ $\operatorname{tg} \varphi = 0,485$)

$$Q_{*\bar{\sigma}} = \frac{Q_H}{S_{\bar{\sigma}}} = \frac{169,75}{350} = 0,485.$$

Полная мощность, передаваемая по ЛЭП, в относительных единицах

$$\dot{S}_{*\bar{\sigma}} = P_{*\bar{\sigma}} + jQ_{*\bar{\sigma}} = 1 + j0,485.$$

Для определения коэффициента запаса статической устойчивости электропередачи по идеальному пределу мощности находим ЭДС холостого хода генератора

$$E_q = \sqrt{\left(U_{*\bar{\sigma}} + \frac{Q_{*\bar{\sigma}} X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}}{U_{*\bar{\sigma}}} \right)^2 + \left(\frac{P_{*\bar{\sigma}} X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}}{U_{*\bar{\sigma}}} \right)^2} =$$

$$\sqrt{\left(1 + \frac{0,485 \cdot 1,35}{1} \right)^2 + \left(\frac{1 \cdot 1,35}{1} \right)^2} = 2,15.$$

Составляем уравнение угловой характеристики мощности гидрогенератора

$$P = \frac{E_q U_{*\bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}} \sin \delta = \frac{2,15 \cdot 1}{1,36} = 1,58 \sin \delta.$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E_q U_{*\bar{\sigma}}}{X_{\text{экв}*\bar{\sigma}}} = 1,58.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

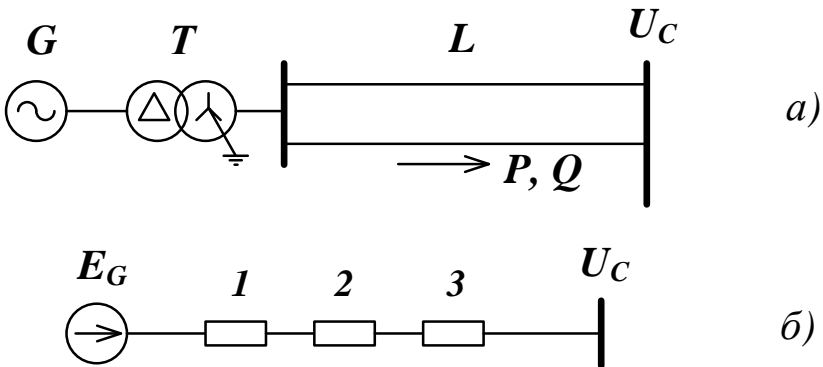
$$k_3 = \frac{P_{\max} - P_{*\bar{\sigma}}}{P_{*\bar{\sigma}}} = \frac{1,58 - 1}{1} 100\% = 58\%.$$

Угол сдвига фаз между ЭДС генератора и напряжением на зажимах потребителя



$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_{*\delta}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{1}{1,58}\right) = 39^\circ.$$

ПРИМЕР 8.2. В системе, показанной на рисунке, электростанция с эквивалентным генератором G выдаёт энергию через электропередачу напряжением 220 кВ в систему, мощность которой значительно превышает мощность станции, т.е. схема «эквивалентный генератор – ЛЭП – шины неизменного напряжения». Активная мощность, выдаваемая в систему $P_H = 100$ МВт, $\cos\varphi = 0,8$.



Параметры электрической станции и передачи:

- генератор ТВ2–100–2: $X_d = 1,8$; $X'_d = 0,2$;
 $\cos\varphi = 0,8$; $P_H = 100$ МВт;
- трансформатор ТДЦ – 125000/230: $U_{k\%} = 11\%$;
 $S_H = 125$ МВА;
- линия электропередачи: $l = 200$ км;
 $X_0 = 0,4$ Ом/км.

Требуется проверить статическую устойчивость передачи и определить запас статической устойчивости в следующих случаях:

- при отключённом автоматическом регуляторе возбуждения;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения пропорционального типа;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения сильного действия.



РЕШЕНИЕ. Расчёт выполним в относительных базисных единицах с приближённым приведением коэффициента трансформации. Первоначально составляем схему замещения.

В качестве базисной мощности примем номинальную мощность трансформатора $S_{\bar{o}} = S_H = 125$ МВА, а в качестве базисного напряжения – напряжение на вторичной обмотке трансформатора $U_{\bar{o}} = 230$ кВ.

Приведём сопротивления схемы замещения к выбранным базисным условиям:
генератора

$$X_{1*\bar{o}} = X_d \frac{S_{\bar{o}}}{P_H} \cos \varphi = 1,8 \frac{125 \cdot 0,85}{100} = 1,9;$$

трансформатора

$$X_{2*\bar{o}} = \frac{U_{k\%}}{100\%} \frac{S_{\bar{o}}}{S_H} = \frac{11,0}{100} \frac{125}{125} = 0,11;$$

линии (для одной цепи)

$$X_{3*\bar{o}} = X_0 l \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = 0,4 \cdot 100 \frac{125}{230^2} = 0,19.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}*\bar{o}} = X_{1*\bar{o}} + X_{2*\bar{o}} + \frac{X_{3*\bar{o}}}{2} = 1,9 + 0,11 + \frac{0,19}{2} = 2,1$$

Напряжение системы в относительных базисных единицах

$$U_{c*\bar{o}} = 1.$$

Активная мощность, передаваемая в систему $P_H = 100$ МВт в относительных базисных единицах

$$P_{*\bar{o}} = \frac{P_H}{S_{\bar{o}}} = \frac{100}{125} = 0,8;$$

реактивная мощность $Q_H = P_H \operatorname{tg} \varphi = 100 \cdot 0,6 = 60$ МВАр в относительных единицах

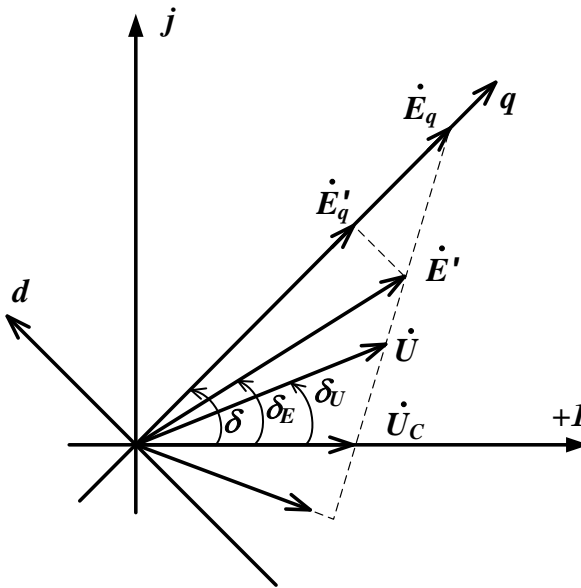


$$Q_{*б} = \frac{Q_H}{S_{б}} = \frac{60}{125} = 0,48.$$

1. Расчёт запаса статической устойчивости при отключённом АРВ генератора.

Синхронная ЭДС определяется с помощью векторной диаграммы

$$\dot{E}_q = \left(U_{c*б} + \frac{Q_{*б} X_{эКв*б}}{U_{c*б}} \right) + j \left(\frac{P_{*б} X_{эКв*б}}{U_{c*б}} \right) = 2 + j1,68 = 2,61e^{j40^\circ}$$



Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E_q U_{c*б}}{X_{эКв*б}} = \frac{2,61 \cdot 1}{2,1} = 0,8.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_3 = \frac{P_{\max} - P_{*б}}{P_{*б}} = \frac{1,24 - 0,8}{0,8} = 0,55.$$

Угол работы генератора



$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_{*б}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{0,8}{2,61}\right) = 18^\circ.$$

2. При установке на генераторе АРВ пропорционального типа предел передаваемой мощности и запас статической устойчивости можно определить приближённо, исходя из постоянства ЭДС ($E'_q = const$) за переходным сопротивлением (X'_d).

Переходное сопротивление генератора в относительных базисных единицах

$$X_{1*б} = X'_d \frac{S_{б}}{P_H} \cos\varphi = 0,2 \frac{125 \cdot 0,85}{100} = 0,21.$$

Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{экрб*б} = X_{1*б} + X_{2*б} + \frac{X_{3*б}}{2} = 0,21 + 0,11 + \frac{0,19}{2} = 0,415$$

Переходная ЭДС по поперечной оси

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c*б} + \frac{Q_{*б} X_{экрб*б}}{U_{c*б}} \right) + j \left(\frac{P_{*б} X_{экрб*б}}{U_{c*б}} \right) = 1,2 + j0,332 = 1,24e^{j15^\circ}$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\max} = \frac{E'_q U_{c*б}}{X_{экрб*б}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,415} = 2,99.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_z = \frac{P_{\max} - P_{*б}}{P_{*б}} = \frac{2,99 - 0,8}{0,8} = 2,73.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin\left(\frac{P_{*б}}{P_{\max}}\right) = \arcsin\left(\frac{0,8}{2,97}\right) = 16^\circ.$$

3. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия в зависимости от их настройки обеспечивают постоянство напряжения либо на выводах генераторов, либо в начале линии. Определим предел устойчивости, принимая $U_G = const$.



Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}^*\bar{\delta}} = X_{2^*\bar{\delta}} + \frac{X_{3^*\bar{\delta}}}{2} = 0,11 + \frac{0,19}{2} = 0,2.$$

Напряжение на выводах генератора в относительных базисных единицах

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c^*\bar{\delta}} + \frac{Q_{* \bar{\delta}} X_{\text{экв}^*\bar{\delta}}}{U_{c^*\bar{\delta}}} \right) + j \left(\frac{P_{* \bar{\delta}} X_{\text{экв}^*\bar{\delta}}}{U_{c^*\bar{\delta}}} \right) = 1,1 + j0,16 = 1,1e^{j8,5^\circ}$$

Предел передаваемой мощности

$$P_{\text{max}} = \frac{U_G U_{c^*\bar{\delta}}}{X_{\text{экв}^*\bar{\delta}}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,2} = 5,5.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$k_3 = \frac{P_{\text{max}} - P_{* \bar{\delta}}}{P_{* \bar{\delta}}} = \frac{5,5 - 0,8}{0,8} = 5,9.$$

Угол работы генератора

$$\delta = \arcsin \left(\frac{P_{* \bar{\delta}}}{P_{\text{max}}} \right) = \arcsin \left(\frac{0,8}{5,9} \right) = 7,5^\circ.$$

Сопоставляя результаты расчётов, можно установить, что АРВ пропорционального типа по сравнению со случаем отсутствия регулирования увеличивает запас статической устойчивости на 216 %, а в АРВ сильного действия – на 545%; угол передачи уменьшается соответственно на 2° и 10,5° соответственно.



КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

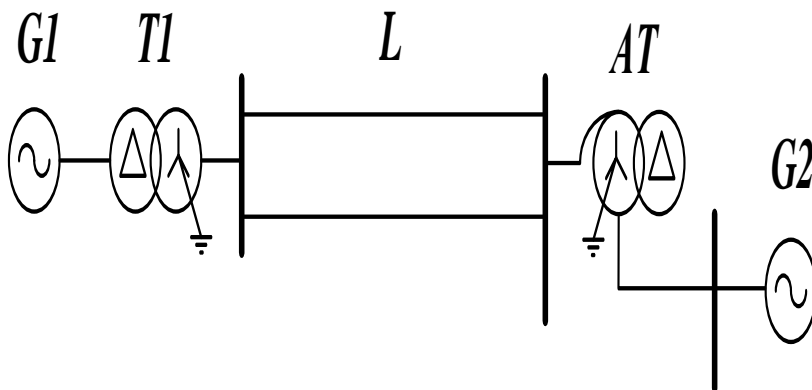
1. Какие допущения принимаются при анализе устойчивости энергосистем?
2. Какие схемы замещения синхронных генераторов используются при расчёте устойчивости?
3. Понятие статической устойчивости энергосистем.
4. Как формулируется критерий статической устойчивости в общем виде?
5. В каких случаях может использоваться одномашинная модель энергосистемы?
6. Критерий статической устойчивости одномашинной модели энергосистемы.
7. Что такое шины бесконечной мощности?
8. В чём отличие электромеханических переходных процессов от электромагнитных?
9. С какой целью выполняется исследование статической устойчивости электропередачи?
10. Влияние АРВ на предел мощности генератора, передаваемой в сеть.



ЗАДАЧА

Для заданной схемы электропередачи выполнить расчёт статической устойчивости, определить запас статической устойчивости и угол сдвига фаз между ЭДС генератора и напряжением на зажимах потребителя в следующих случаях:

- при отключённом автоматическом регуляторе возбуждения;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения пропорционального типа;
- при использовании автоматического регулятора возбуждения сильного действия.



Исходные данные варианта выбрать из таблицы. Коэффициент мощности для всех вариантов принять $\cos \varphi = 0,85$. Сечение проводов линии выбрать по экономической плотности тока.



№ варианта	Число и тип генераторов	Число и тип трансформаторов	Число и тип автотрансформаторов	Длина линии, км	Напряжение ЛЭП, кВ	Передаваемая мощность, МВт
1	3×ТВФ-60	3×ТДЦ-80/242/10,5	2×АДЦТН-125/230/121/38,5	130	220	150
2	2×ТВФ-100	2×ТДЦ-125/242/10,5	3×АДЦТН-125/230/121/38,5	140	220	170
3	ТВФ-160	ТДЦ-200/242/18	3×АДЦТН-125/230/121/38,5	170	220	160
4	ТГВ-200	ТДЦ-250/242/15,75	2×АДЦТН-125/230/121/38,5	150	220	110
5	ТГВ-300	ТДЦ-400/242/20	2×АДЦТН-200/230/121/38,5	130	220	140
6	2×ТГВ-200	2×ТДЦ-250/347/15,75	2×АДЦТН-200/330/115/6,6	200	330	190
7	2×ТВВ-160	2×ТДЦ-200/347/18	2×АДЦТН-200/330/115/6,6	210	330	210
8	3×ТВФ-100	3×ТДЦ-125/347/10,5	2×АДЦТН-200/330/115/6,6	230	330	250
9	4×ТВФ-60	4×ТДЦ-80/242/10,5	2×АДЦТН-125/230/121/38,5	110	220	190
10	2×ТГВ-300	2×ТДЦ-400/347/20	2×АДЦТН-200/330/115/6,6	240	330	500



9. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ

9.1. Уравнение движения ротора генератора

Изучение электромеханических переходных процессов целесообразно начинать с одного из основных уравнений – уравнения движения ротора генератора. Ротором генератора называют совокупность: ротор турбины, вал и собственно ротор генератора. Движение вращающейся части энергоагрегата – ротора генератора, описывается вторым законом Ньютона.

Незначительное возмущение в цепи статора генератора вызывает движение ротора в сторону увеличения или уменьшения угла δ (это зависит от знака избыточного момента). Возмущение сообщает ротору некоторое ускорение α , которое в относительных единицах пропорционально избыточному моменту ΔM и обратно пропорционально постоянной инерции T_j :

$$\alpha = \frac{\Delta M_*}{T_j} = \frac{\Delta P_*}{T_j}. \quad (9.1)$$

Здесь принимается, что при небольших изменениях скорости $\Delta M_* = \Delta P_*$; T_j – постоянная инерции – время, в течение которого скорость ротора изменяется от нуля до номинальной под действием номинального вращающего момента и при постоянном моменте сопротивления. Постоянная инерции определяется из выражения

$$T_j = \frac{2,74GD^2n^2}{1000S_{ном}} \quad (с), \quad (9.2)$$

где GD^2 – маховый момент, $т \cdot м^2$; n – скорость вращения ротора, об/мин; $S_{ном}$ – номинальная мощность, кВА.

Учитывая, что ускорение представляет собой вторую производную от угла по времени

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2},$$



выражение (9.1) запишем в виде

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\Delta P}{T_j}. \quad (9.3)$$

Таким образом, при небольших возмущениях движение ротора описывается уравнением

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{\max} \sin \delta, \quad (9.4)$$

где P_0 – мощность турбины, P_{\max} – максимальное значение мощности аварийного режима. Момент сопротивления, составляющий около 3 % от номинального момента, как правило, не учитывают.

Уравнение (9.4) называется уравнением движения ротора генератора. Уравнение является нелинейным и не имеет аналитического решения, поэтому при анализе электромеханических переходных процессов его решают численными методами. Его численное решение в форме $\delta = f(t)$ описывает изменение угла δ во времени и позволяет судить об устойчивости генератора. Уравнение (9.4) может иметь различные формы записи в зависимости от того в каких единицах выражены δ , t , и P . При незначительных возмущениях в энергосистемах уравнение (9.4) можно линеаризовать и выполнить аналитический анализ.

Для учёта влияния активного сопротивления в статорной цепи на электромеханические переходные процессы используется уточнённое уравнение (9.4):

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_0 - P_{\max} \sin \delta,$$

в котором вторым членом в левой части приближённо учитывается влияние демпферных контуров и внешней электрической сети на движение его ротора. Коэффициент D в этом уравнении, называемый демпферным коэффициентом, обобщённо отражает совокупное влияние всех демпфирующих факторов, а его значение зависит от интенсивности воздействия этих факторов.



9.2. Характеристика мощности при сложной связи генератора с системой

В энергосистемах с электростанциями соизмеримой мощности, представление их одномашинной моделью не позволяет получить достоверные результаты анализа статической устойчивости энергосистемы. Поэтому в качестве модели для изучения электро-механических переходных процессов используют двух- и трёхмашинные модели.

В сложной электрической системе (содержащей несколько электрических станций) мощность каждой станции, отдаваемая в систему, зависит от модулей и сдвигов фаз ЭДС всех генераторов системы. Систему любой сложности можно представить Π – образной или T – образной схемой замещения. Для электрической системы, схема которой приведена на рис. 9.1, *а* выразим мощность, выдаваемую первой станцией в систему. Для этого воспользуемся принципом наложения, согласно которому ток, протекающий в обмотке генератора, можно рассматривать как результат наложения трёх токов. Ток I_{11} (схема замещения на рис.9.1, *б*) представляет собой ток, который протекал бы по обмотке этого генератора в том случае, если бы ЭДС остальных генераторов были бы равны нулю. Второй ток I_{12} вызывается ЭДС генератора 2, если ЭДС генераторов 1 и 3 закорочены. Ток I_{13} вызывается ЭДС генератора 3 при закороченных ЭДС генераторов 1 и 2.

Полный ток в цепи первого генератора получим путём наложения трёх рассмотренных режимов (рис.9.1, *б*)

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12} - \dot{I}_{13}.$$

Составляющие полного тока пропорциональны соответствующим ЭДС. Коэффициенты пропорциональности между ЭДС и током зависят от конфигурации сети и сопротивлений, отдельных её элементов и называются собственными и взаимными проводимостями цепи. Выражения для составляющих токов можно представить в виде:

$$\dot{I}_{11} = \dot{E}_1 \underline{Y}_{11}; \quad \dot{I}_{12} = \dot{E}_2 \underline{Y}_{12}; \quad \dot{I}_{13} = \dot{E}_3 \underline{Y}_{13}, \quad (9.5)$$

где \underline{Y}_{11} – собственная проводимость; $\underline{Y}_{12}, \underline{Y}_{13}$ – взаимные проводимости сети.

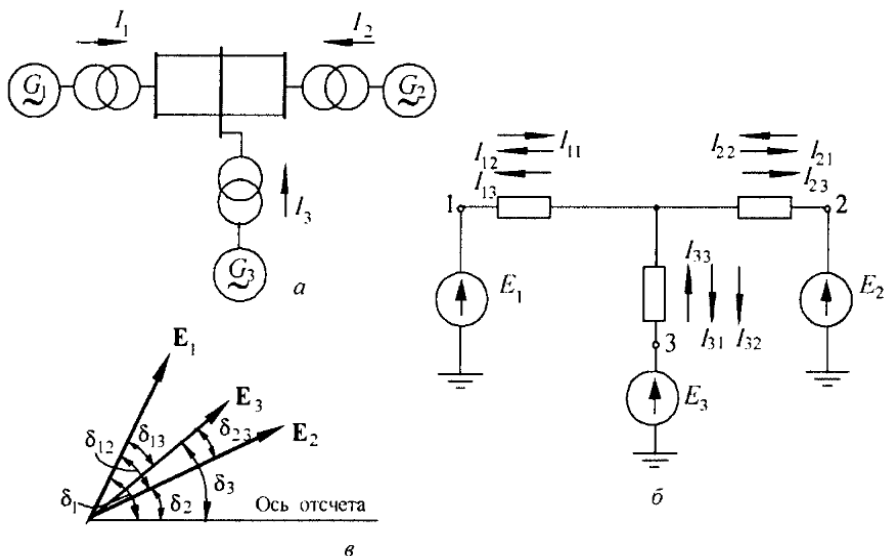


Рисунок 9.1. К определению мощности генератора при его сложной связи с системой: а) - принципиальная схема системы, б) – схема замещения, в) – взаимное расположение векторов ЭДС системы

Учитывая (9.5), выражение для тока первого генератора представим в виде

$$\dot{I}_1 = \dot{E}_1 \underline{Y}_{11} - \dot{E}_2 \underline{Y}_{12} - \dot{E}_3 \underline{Y}_{13}.$$

Комплексное значение мощности определяется умножением сопряжённого комплекса тока на комплекс соответствующей ЭДС

$$\dot{S}_1 = \dot{E}_1^* \underline{E}_1 \underline{Y}_{11} - \dot{E}_1^* \underline{E}_2 \underline{Y}_{12} - \dot{E}_1^* \underline{E}_3 \underline{Y}_{13}. \quad (9.6)$$

Обозначим фазовые углы векторов ЭДС \dot{E}_1 , \dot{E}_2 и \dot{E}_3 , отсчитываемые относительно произвольной оси (рис. 9.1, в), через δ_1 , δ_2 и δ_3 , а аргументы комплексных собственных и взаимных сопротивлений ветвей

$$Z_{11} = 1/\underline{Y}_{11}, Z_{12} = 1/\underline{Y}_{12}, Z_{13} = 1/\underline{Y}_{13}$$

– через $\Psi_{11}, \Psi_{12}, \Psi_{13}$, тогда выражение (9.6) запишем в виде



$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= E_1 e^{j\delta_1} E_1 e^{-j\delta_1} Y_{11} e^{j\Psi_{11}} - E_1 e^{j\delta_1} E_1 e^{-j\delta_2} Y_{12} e^{j\Psi_{12}} - E_1 e^{j\delta_1} E_3 e^{-j\delta_3} Y_{13} e^{j\Psi_{13}} = \\ &= E_1^2 Y_{11} e^{j\Psi_{11}} - E_1 E_2 Y_{12} e^{j(\delta_{12} + \Psi_{12})} - E_1 E_3 Y_{13} e^{j(\delta_{13} + \Psi_{13})} \end{aligned}$$

где $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$, $\delta_{13} = \delta_1 - \delta_3$, представляют собой относительные углы ЭДС генераторов 1,2 и 2,3.

Переходя к комплексной форме записи комплексных величин, получим

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= E_1^2 Y_{11} (\cos \Psi_{11} + j \sin \Psi_{11}) - E_1 E_2 Y_{12} [\cos(\delta_{12} + \Psi_{12}) + j \sin(\delta_{12} + \Psi_{12})] - \\ &- E_1 E_3 Y_{13} [\cos(\delta_{13} + \Psi_{13}) + j \sin(\delta_{13} + \Psi_{13})]. \end{aligned}$$

Действительная часть этого выражения характеризует активную мощность, отдаваемую генератором

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \cos \Psi_{11} - E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_{12} + \Psi_{12}) - E_1 E_3 Y_{13} \cos(\delta_{13} + \Psi_{13}).$$

Если в последнем выражении вместо аргументов Ψ ввести дополняющие их до 90° аргументы

$\alpha = 90^\circ - \Psi$ ($\cos(90^\circ - \alpha) = -\sin \alpha$), то оно примет вид:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}). \quad (9.7)$$

Выражение (9.7) позволяет рассчитать мощность генератора в зависимости от векторов ЭДС, углов расхождения векторов ЭДС, а также собственных и взаимных проводимостей схемы. Это выражение может быть обобщено на любое количество генераторов:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + \dots + E_1 E_n Y_{1n} \sin(\delta_{1n} - \alpha_{1n}).$$

Аналогичным образом можно записать выражение для мощности любого генератора системы. Так для n -го генератора

$$P_n = E_n E_1 Y_{n1} \sin(\delta_{n1} - \alpha_{n1}) + E_n E_2 Y_{n2} \sin(\delta_{n2} - \alpha_{n2}) + \dots + E_n^2 Y_{nn} \sin \alpha_{nn}.$$

Из полученных формул следует, что для расчёта мощности, отдаваемой генератором в систему, необходимо знать величины ЭДС всех генераторов системы (модули и аргументы) и комплексные значения собственных и взаимных проводимостей. Модули и аргументы ЭДС вычисляются как параметры нормального режима, предшествующего рассматриваемому переходному режиму. Для определения собственных и взаимных проводимостей выполняют



соответствующие расчёты.

Для расчёта собственных и взаимных проводимостей разработан ряд методов.

Для простейших схем наиболее часто используется метод преобразования сети, основанный на приведении схемы замещения системы к виду многоугольника с диагоналями и нагрузочными сопротивлениями в узлах. В процессе преобразования используются известные из ТОЭ методы:

- преобразование трёхлучевой звезды в треугольник и обратное преобразование;
- преобразование многолучевой звезды в эквивалентный многоугольник;
- последовательное и параллельное сложение сопротивлений ветвей схемы;
- разнесение нагрузки на соседние узлы;
- разрезание сети и т.д.

В конечном многоугольнике сопротивления сторон и диагоналей являются взаимными сопротивлениями, в обозначениях которых индексы соответствуют нумерации узлов, между которыми включены эти сопротивления. Взаимные проводимости определяются как величины, обратные найденным сопротивлениям. Собственные проводимости ветвей схемы вычисляются с помощью выражения:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n Y_{ij}.$$

Недостатком метода преобразования сети является невозможность получения общего алгоритма расчёта, поэтому он используется только для достаточно простых схем.

Более универсальным является «метод единичных токов», который, однако тоже применяется для собственных и взаимных проводимостей относительно простых схем.

Сущность этого метода состоит в том, что задаются током равным 1 А в одной из ветвей схемы и, исходя из этого, производят расчёты токов I_i во всех ветвях схемы, и напряжений U_i во всех узлах, а также ЭДС E_i всех электростанций.

Отношения I_i/E_i , и I_j/E_i дают значения соответственно значения собственных и взаимных проводимостей ветвей для i – той



электростанции.

Расчёт значений собственных и взаимных проводимостей ветвей для сложных схем может быть выполнен с помощью метода эквивалентного четырёхполюсника. Сущность метода заключается в представлении каждого элемента рассматриваемой схемы в виде четырёхполюсника с известными значениями его постоянных.

Затем производится преобразование схем с целью определения эквивалентных постоянных. Собственные и взаимные проводимости ветвей определяются отношением эквивалентных постоянных.

В уравнении (9.7) свободной существенной переменной, от которой зависят изменяющиеся параметры режима (P, U_H), является угол δ_{12} . Поэтому в двухмашинных системах $dP/d\delta_{12}$ можно использовать в качестве практического критерия статической устойчивости:

$$dP/d\delta_{12} = 0.$$

9.3. Статическая устойчивость сложных систем

Сложная электрическая система содержит несколько электростанций. Статическая устойчивость параллельной работы генераторов сложной энергосистемы оценивается по характеру изменения относительного угла векторов ЭДС генераторов. Для анализа статической устойчивости часто используется метод малых колебаний. Малые колебания в энергосистеме возникают после небольшого возмущения исходного режима.

В отличие от рассмотренных ранее методов расчёта статической устойчивости суть этого метода заключается в исследовании уравнений движения, записанных в виде уравнений малых отклонений. При установлении простейших условий статической устойчивости (практических критериев) ответ получается только в форме «да – нет», «уйдёт – не уйдёт». При установлении критериев устойчивости, основанных на исследовании уравнений движения – уравнений малых колебаний (малых отклонений), физическая природа происходящих явлений выясняется более полно: устанавливается в любом случае (устойчивость, неустойчивость) характер движения (апериодическое, колебательное – затухающее или нарастающее).



Метод малых колебаний. Первоначально рассмотрим применение метода малых колебаний для анализа статической устойчивости системы генератор – шины бесконечной мощности (ШБМ), схема которой приведена на рис. 8.1, а.

При небольших возмущениях движение ротора описывается уравнением (9.4)

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{\max} \sin \delta,$$

где T_j – постоянная инерции, P_0 – мощность турбины, P_{\max} – максимальное значение мощности аварийного режима.

Правая часть этого уравнения нелинейна, поэтому уравнение не имеет аналитического решения. Но при малых отклонениях от положения равновесия ($\Delta \delta$) оказывается возможным линеаризовать это уравнение, приведя его к виду дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами. Разлагая функцию $\Delta P = P_0 - P_m \sin \delta$ в ряд Тейлора в области δ_0 , получим:

$$\Delta P = P_0 - P_{\max} \sin \delta = P_0 - P_{\max} \sin \delta - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta \delta - \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2 P}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta \delta^2 - \dots,$$

где $\Delta \delta = \delta - \delta_0$ – малое отклонение угла от исходного значения.

При малых значениях $\Delta \delta$ можно пренебречь его степенями выше первой. Учитывая, что $P_0 = P_m \sin \delta_0$, получаем

$$\Delta P = - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \Delta \delta. \quad (9.8)$$



Поскольку $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$ и δ_0 – постоянные величины, то

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2}. \quad (9.9)$$

Подставив (9.8) и (9.9) в уравнение (9.1), получим линейное дифференциальное уравнение

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} \Delta\delta = 0.$$

Решением этого уравнения является изменение $\Delta\delta$ во времени в соответствии с выражением

$$\Delta\delta = K_1 e^{p_1 t} + K_2 e^{p_2 t},$$

где p_1 и p_2 – корни характеристического уравнения

$$p^2 + \frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta} = 0, \quad \text{которые равны}$$

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}} \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}.$$

При $\frac{dP}{d\delta} > 0$ корни являются чисто мнимыми, при $\frac{dP}{d\delta} < 0$ – чисто вещественными. В случае мнимых корней

$p_{1,2} = \pm j\omega$, где $\omega = \sqrt{\frac{1}{T_j} \frac{dP}{d\delta}}$, решение

характеристического уравнения будет иметь вид



$$\Delta\delta = K_1 e^{j\omega t} + K_2 e^{-j\omega t}.$$

Изменение угла в соответствии с этим выражением происходит по закону незатухающих гармонических колебаний в окрестности δ_0 (рис. 9.2, а). Через некоторое время после нарушения исходного состояния установится первоначальный режим. Система в этом случае устойчива.

Если корни характеристического уравнения вещественные ($p_{1,2} = \pm\rho$), то изменение угла носит аperiodический характер (9.2, б). Наличие положительного вещественного корня приводит к нарастанию $\Delta\delta$, угол постоянно увеличивается и система оказывается неустойчивой.

Следовательно, необходимым и достаточным условием устойчивости является $dP/d\delta > 0$.

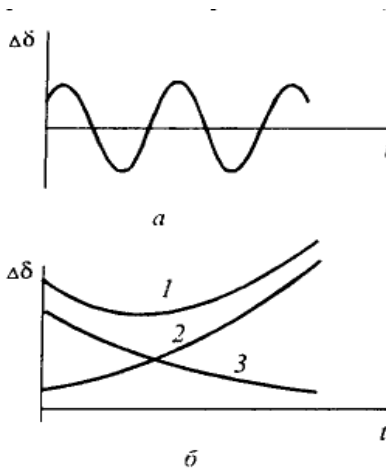


Рисунок 9.2. Изменение угла при малом возмущении

Таким образом, метод малых колебаний заключается в линеаризации уравнения движения ротора, получении характеристического уравнения и анализе его корней.

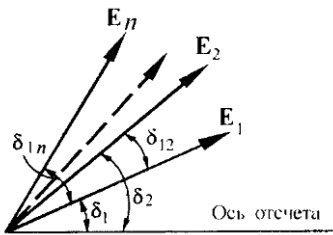


9.4. Анализ статической устойчивости сложных систем методом малых колебаний

Сложная электрическая система содержит несколько электростанций и нагрузок. Предположим, что все нагрузки представлены постоянными сопротивлениями. В этом случае мощности генераторов выражаются через собственные и взаимные проводимости расчётной схемы:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 Y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}) + \dots \\ P_2 &= E_2 E_1 Y_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + E_2^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + E_2 E_3 Y_{23} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23}) + \dots \\ &\dots\dots\dots \\ P_n &= E_n E_1 Y_{n1} \sin(\delta_{n1} - \alpha_{21}) + E_n E_2 Y_{n2} \sin(\delta_{n2} - \alpha_{n2}) + \dots + E_n^2 Y_{nn} \sin \alpha_{nn} \end{aligned} \right\} (9.10)$$

Здесь $\delta_{12} = -\delta_{21} = \delta_1 - \delta_2$; $\delta_{23} = -\delta_{32} = \delta_2 - \delta_3$ и т.д. Относительные углы определяются как разность абсолютных углов, отсчитываемых от произвольно выбранной синхронно вращающейся оси (рис. 9.3). Если число генераторов в системе равно N , то независимыми в (9.10) являются $N - 1$ относительных углов. Мощности, выдаваемые генераторами в систему, являются функциями $N - 1$ независимых переменных и в общем виде могут быть представлены следующим образом



$$\left. \begin{aligned} P_1 &= f_1(\delta_{12}, \delta_{13} \dots \delta_{1n}) \\ P_2 &= f_2(\delta_{12}, \delta_{13} \dots \delta_{1n}) \\ &\dots\dots\dots \\ P_n &= f_n(\delta_{12}, \delta_{13} \dots \delta_{1n}) \end{aligned} \right\} (9.11)$$

Рисунок 9.2. К определению взаимных углов



В системе (9.11) функции P_1, P_2, \dots, P_n определяются из (9.10) после замены в каждом уравнении всех относительных углов значениями $\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}$.

При возникновении переходного процесса начинается относительное движение роторов генераторов, описываемое системой уравнений

$$\left. \begin{aligned} T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= P_{10} - P_1(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) \\ T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= P_{20} - P_2(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) \\ \dots \dots \dots \\ T_{jn} \frac{d^2 \delta_n}{dt^2} &= P_{n0} - P_n(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) \end{aligned} \right\} \quad (9.12)$$

Правые части уравнений могут быть разложены в ряд Тейлора так же, как и для простейшей системы:

$$\left. \begin{aligned} P_{10} - P_1(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) &= \\ = P_{10} - \left(P_{10} + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \dots + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{1n}} \Delta \delta_{1n} + \dots \right) \\ P_{20} - P_2(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) &= \\ = P_{20} - \left(P_{20} + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \dots + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{1n}} \Delta \delta_{1n} + \dots \right) \\ \dots \dots \dots \\ P_{n0} - P_n(\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}) &= \\ = P_{n0} - \left(P_{n0} + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{12}} \Delta \delta_{12} + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{13}} \Delta \delta_{13} + \dots + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_{1n}} \Delta \delta_{1n} + \dots \right) \end{aligned} \right\} \quad (9.13)$$



Здесь

$$\alpha_{12}^{12} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}}, \quad \alpha_{12}^{13} = \frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{13}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{13}} -$$

относительные ускорения станций, взятых попарно. Запишем систему уравнений (9.15) в операторной форме, обозначая

$p = d/dt$ и принимая p как алгебраическую величину:

$$(p^2 + \alpha_{12}^{12})\Delta\delta_{12} + \alpha_{12}^{13}\Delta\delta_{13} + \dots + \alpha_{12}^{1n}\Delta\delta_{1n} = 0,$$

..... (9.16)

$$\alpha_{12}^{1n}\Delta\delta_{12} + \alpha_{13}^{1n}\Delta\delta_{13} + \dots + (p^2 + \alpha_{1n}^{1n})\Delta\delta_{1n} = 0.$$

Признаком неустойчивости системы является бесконечное увеличение относительных углов $\Delta\delta_{12}, \Delta\delta_{13}, \dots, \Delta\delta_{1n}$. Изменение абсолютных углов $\delta_{12}, \delta_{13}, \dots, \delta_{1n}$ не определяет устойчивости системы, они могут увеличиваться и в устойчивой системе. Система линейных уравнений (9.16) имеет решение

$$\Delta\delta_{12} = \frac{D_{12}(p)}{D(p)},$$

$$\Delta\delta_{13} = \frac{D_{13}(p)}{D(p)},$$

.....

$$\Delta\delta_{1n} = \frac{D_{1n}(p)}{D(p)}.$$

Поскольку система (9.16) однородна, $D_{1n}(p) = 0$, следовательно, нетривиальное решение может быть получено только при $D(p) = 0$. Определитель $D(p)$ записывается в виде



$$D(p) = \begin{vmatrix} (p^2 + \alpha_{12}^{12}) & \alpha_{13}^{12} & \dots & \alpha_{1n}^{12} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{12}^{1n} & \alpha_{13}^{1n} & \dots & (p^2 + \alpha_{12}^{12}) \end{vmatrix}.$$

Раскрыв этот определитель, получим характеристическое уравнение

$$p^{2(n-1)} + \alpha_2 p^{2(n-2)} + \alpha_4 p^{2(n-3)} + \dots + \alpha_{2(n-2)} p^2 + \alpha_{2(n-1)} = 0,$$

корни которого определяют характер изменения относительных углов $\Delta\delta_{1n}$ и, следовательно, определить факт устойчивости или неустойчивости системы.

В аналитических расчётах статической устойчивости используется другая форма характеристического уравнения, которая более удобна при использовании известных критериев устойчивости Раунса, Михайлова и др.:

$$A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + A_2 p^{n-2} + \dots + A_n = 0. \quad (9.17)$$

Согласно известным теоремам А.М. Ляпунова, для того чтобы система была устойчива, необходимо и достаточно, чтобы корни характеристического (9.17) имели отрицательные вещественные части. Определение корней осуществляется прямым решением этого уравнения. При больших степенях уравнения (9.17) используются методы, позволяющие судить по определённым признакам об устойчивости системы без решения характеристического уравнения. Соответствующие признаки называются критериями устойчивости.

Согласно критерию Гурвица алгебраическое уравнение n – й степени с постоянными коэффициентами имеет корни с отрицательными вещественными частями, если выполняются следующие условия:

- 1) все коэффициенты уравнения (9.17) положительны;
- 2) все определители Гурвица положительны и имеют вид



$$\Delta_1 = A_1, \quad \Delta_1 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 \\ A_0 & A_2 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 \\ A_0 & A_2 & A_4 \\ 0 & A_1 & A_3 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 & A_7 \\ A_0 & A_2 & A_4 & A_6 \\ 0 & A_1 & A_3 & A_5 \\ 0 & A_0 & A_2 & A_4 \end{vmatrix},$$

.....

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} A_1 & A_3 & A_5 & \dots & 0 & 0 \\ A_0 & A_2 & A_4 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & A_1 & A_3 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & A_0 & A_2 & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & A_{n-1} & A_n \end{vmatrix}. \quad (9.18)$$

В этих определителях элементы, индекс которых превышает n , заменяются нулями. Так как в определителе (9.18) последний столбец состоит из одного коэффициента, отличного от нуля, $\Delta_n = A_n \Delta_{n-1}$. При этом условии $\Delta_n = 0$ распадается на два: $A_n = 0$ и $\Delta_{n-1} = 0$. Первое определяет границу аperiodической устойчивости, второе – колебательной. Условия п. 1 и 2 зависимы. Если коэффициенты $A_i (i = 1, 2, \dots, n)$ положительны, то все определители Гурвица будут положительны, когда положительны



все нечётные определители $\Delta_1, \Delta_3, \dots$ и т.д. Такой критерий называется критерием Льенара-Шипара.

При анализе статической устойчивости системы первоначально составляется таблица Раусса, в которой используются коэффициенты характеристического уравнения (9.17).

Таблица Раусса

Номер строки	Номер столбца			
	1	2	3	4
1	A_0	A_2	A_4	A_6
2	A_1	A_3	A_5	A_7
3	$A_{13} = A_2 - \frac{A_0}{A_1} A_3$	$A_{23} = A_4 - \frac{A_0}{A_1} A_5$	$A_{33} = A_6 - \frac{A_0}{A_1} A_7$	
4	$A_{14} = A_3 - \frac{A_1}{A_{13}} A_{23}$	$A_{24} = A_5 - \frac{A_1}{A_{13}} A_{33}$	$A_{34} = A_7 - \frac{A_1}{A_{13}} A_{43}$	
5	$A_{15} = A_{23} - \frac{A_{13}}{A_{14}} A_{24}$	

Для того чтобы действительная часть всех корней характеристического уравнения была отрицательной, необходимо и достаточно, чтобы все элементы первого столбца таблицы Раусса были отличны от нуля и имели один и тот же знак.



Критерий А.В. Михайлова позволяет выразить условия устойчивости электрической системы в геометрической форме. Приняв $p = j\omega$, характеристическое уравнение (9.17) запишем в виде:

$$D(j\omega) = A_0(j\omega - p_1)(j\omega - p_2) \dots (j\omega - p_n).$$

Разделив, правую часть этого уравнения на действительную и мнимую части, получим

$$D(j\omega) = \operatorname{Re}[D(j\omega)] + j \operatorname{Im}[D(j\omega)] = |D(j\omega)| j^{j\varphi(\omega)},$$

причём

$$\operatorname{Re}[D(j\omega)] = A_n - A_{n-2}\omega^2 + A_{n-4}\omega^4 \dots,$$

$$\operatorname{Im}[D(j\omega)] = A_{n-1}\omega - A_{n-3}\omega^3 + A_{n-5}\omega^5 \dots$$

Задавая значения ω от 0 до $+\infty$, получим для каждого значения ω точку на комплексной плоскости. Совокупность точек образует кривую, которая называется годографом характеристического многочлена или годографом Михайлова. Вектор, конец которого при изменении ω скользит по годографу, называют характеристическим (рис. 9.3).

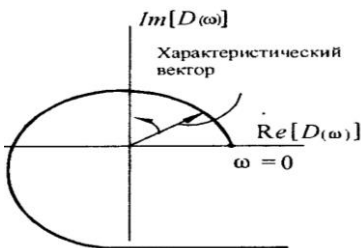


Рисунок 9.2. Годограф характеристического уравнения 4-го порядка

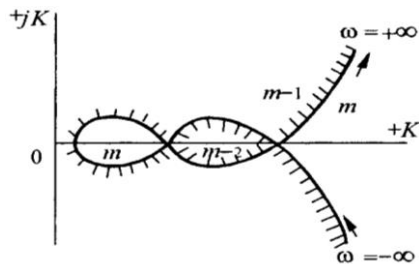


Рисунок 9.3. Граница D-разбиения по одному параметру



Критерий Михайлова формулируется следующим образом: для того чтобы характеристическое уравнение имело только корни с отрицательной вещественной частью, необходимо и достаточно, чтобы характеристический вектор при изменении от 0 до $+\infty$ монотонно поворачивался против часовой стрелки на угол $n\pi/2$, где n – степень характеристического уравнения. Модуль характеристического вектора при всех значениях должен быть отличным от нуля.

Метод D – разбиения применяется в том случае, когда необходимо выявить влияние на устойчивость каких-либо параметров системы (например, коэффициентов усиления регулятора возбуждения). С помощью метода D – разбиения решается задача определения значений выбираемых коэффициентов усиления, при которых характеристическое уравнение автоматически регулируемой системы имеет только корни с отрицательной вещественной частью. При этом в зависимости от количества параметров различают методы D – разбиения – по одному, двум и более параметрам.

Метод D – разбиения по одному параметру. Если некоторые коэффициенты характеристического уравнения (9.17) линейно зависят от параметра K системы автоматического регулирования, то это уравнение можно представить в виде

$$Q(p) + K \cdot R(p) = 0, \quad (9.19)$$

где $Q(p)$ – совокупность членов, не зависящих от K .

Если в (9.19) принять $p = j\omega$, то

$$K = -\frac{Q(p)}{R(p)}.$$

Придавая ω значения в пределах от $-\infty$ до $+\infty$ с определённым интервалом $\Delta\omega$, вычисляют значения $K(\omega)$. Кривую, построенную по этим значениям в комплексной плоскости



параметра K , называют границей D – разбиения плоскости рассматриваемого параметра или D – кривой. На рис 9.4 показана граница D – разбиения. При всех значениях параметра K , находящегося на D – кривой, характеристическое уравнение имеет один мнимый корень.

Таким образом, D – кривая это отображение мнимой оси комплексной плоскости корней на плоскость параметра K . Граница D – разбиения делит плоскость параметра K на области с одинаковым числом корней, имеющих положительные вещественные части. Для выделения областей, имеющих одно и то же число таких корней, граница D – разбиения штрихуется. Штриховка наносится слева при движении по кривой от $\omega = -\infty$ до $\omega = +\infty$.

Если параметр K , изменяясь, пересекает D – кривую с заштрихованной стороны, то характеристическое уравнение теряет один корень, расположенный в левой полуплоскости, и приобретает один корень, расположенный в правой. Пересечение D – кривой с незаштрихованной стороны, наоборот, означает появление одного корня, расположенного в левой полуплоскости, и потерю корня в правой. После штриховки проводят разметку D – разбиения. Для этого выбирают любую область и помечают её буквой m , считая, что m есть число корней в правой полуплоскости для данной области. Перемещаясь из этой области в соседнюю, пересекая при этом D – кривую, соседнюю область помечают как $m + 1$, если пересечение произошло с заштрихованной стороны, или $m - 1$, если пересечение произошло с незаштрихованной стороны на заштрихованную. Затем выбирают такую область, которой соответствует наименьшее число корней характеристического уравнения в правой полуплоскости. Эта область считается претендентом на область устойчивости. Чтобы окончательно это проверить является ли данная область значений параметра K областью устойчивости, необходимо задаться значением K в этой области, подставить его в характеристическое уравнение и проверить характер корней этого уравнения по какому-либо рассмотренному ранее критерию. Физический смысл имеют лишь действительные значения K . Поэтому окончательный вывод об устойчивости даётся для значений K , лежащих на оси абсцисс.



9.5. Влияние промежуточных подключений на статическую устойчивость генератора

При средней и большой дальности передачи электрической энергии (200 км и более) в промежуточных точках линий, как правило, подключаются различные элементы и части энергосистемы. Это могут быть шунтирующие реакторы, ёмкостные поперечные компенсирующие устройства (конденсаторные батареи), управляемые источники реактивной мощности, подстанции с промежуточной электрической нагрузкой либо с местными энергосистемами малой мощности. Эти подключения оказывают влияние на статическую устойчивость электропередач, что выражается в увеличении или уменьшении пределов статической устойчивости.

Оценим такое влияние наиболее распространённых подключений, полагая, что они представляются пассивными элементами в схеме замещения одномашинной энергосистемы.

Выражения (9.10), (9.11) для одномашинной системы запишем в компактной форме:

$$P_G = P_{11} + P_{12m} \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (9.20)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{m12} \sin(\delta + \alpha_{12}), \quad (9.21)$$

где $P_{11} = E_G^2 y_{11} \sin \alpha_{11}$, $P_{22} = U_C^2 y_{22} \sin \alpha_{22}$, – собственные мощности со стороны генератора и приёмной системы; $P_{12} = E_G U_C y_{12}$ – максимум взаимных мощностей генератора и приёмной системы.

Как видно из (9.20) и (9.21), синусоидальные зависимости взаимных мощностей от угла на входе и выходе пассивной части схемы замещения одинаковы по амплитуде и имеют равные по абсолютной величине, но различные по знаку фазовые сдвиги относительно оси ординат.

Напомним, что каждое из собственных сопротивлений Z_{11} и Z_{22} определяется как отношение ЭДС к току, которые действуют в одной и той же ветви. По этому признаку собственные сопротивления являются, в физическом смысле, активно–реактивными сопротивлениями, у которых:

$$R_{11} > 0, \psi_{11} < 90^\circ, \alpha_{11} > 0, R_{22} > 0, \psi_{22} < 90^\circ, \alpha_{22} > 0.$$



Взаимные сопротивления \underline{Z}_{12} и \underline{Z}_{21} определяются как отношения ЭДС в одной ветви к току в другой и поэтому в физическом смысле не являются сопротивлениями. Их следует рассматривать как комплексные коэффициенты пропорциональности между токами и ЭДС, у которых в зависимости от структуры и параметров пассивной части схемы замещения могут быть получены соотношения:

$$R_{12} = R_{21} \geq 0, \quad \psi_{12} = \psi_{21} \leq 90^\circ, \quad \alpha_{12} = \alpha_{21} \geq 0.$$

Влияние активного сопротивления на характеристику мощности. Построим угловые характеристики мощности генератора с неизменной ЭДС, от которого передаётся мощность через электрическую сеть, представленную в виде активного и индуктивного сопротивлений (рис. 9.4). В этом случае все собственные и взаимные проводимости равны между собой, и для их составляющих введём единые обозначения:

$$y_{11} = y_{22} = y_{12} = y;$$

$$\alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{12} = \alpha.$$

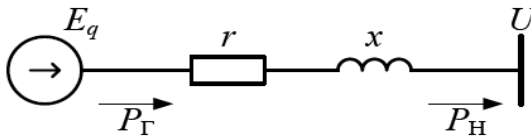


Рисунок 9.4. Схема замещения простейшей энергосистемы с учётом активного сопротивления

Тогда выражения (9.20) и (9.21) запишем в виде:

$$P_G = P_{11} + P_{12m} \sin(\delta - \alpha); \quad (9.22)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{12m} \sin(\delta + \alpha). \quad (9.23)$$

Угловые характеристики мощности, построенные по этим выражениям, представлены на рис. 9.5.

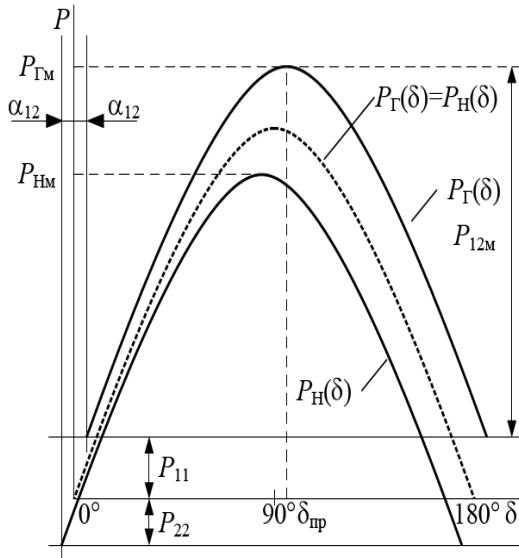


Рисунок 9.5. Характеристики мощности $P_G(\delta)$ и $P_H(\delta)$ при учёте продольного активного сопротивления

При построении характеристик мощности $P_G(\delta)$ и $P_H(\delta)$ удобно использовать особенности выражений (9.22), (9.23). Сначала следует провести прямые P_{11} и P_{22} , а затем, используя эти прямые как оси симметрии, построить синусоидальные кривые взаимных мощностей, сдвинутые для $P_G(\delta)$ вправо, а для $P_H(\delta)$ влево на угол α относительно оси ординат.

Предел по статической устойчивости генератора, определяемый по условию $dP_G/d\delta = 0$, обозначен точкой $P_{ГМ}$ на характеристике мощности $P_G(\delta)$. Максимум $P_{ГМ}$ соответствует углу $\delta_{np} = 90^\circ + \alpha$ и вычисляется как

$$P_{ГМ} = P_{11} + P_{12М}.$$

Разность $P_G(\delta) - P_H(\delta)$ представляет собой зависимость потерь активной мощности на сопротивлении R от угла. Если принять $R = 0$, то будет получено: $\alpha = 0$, $P_{11} = P_{22} = 0$. При этом



характеристики мощности $P_G(\delta)$ и $P_H(\delta)$ будут определяться выражением

$$P_G = P_H = P_m \sin(\delta).$$

Влияние активной нагрузки. Положим, что промежуточная нагрузка H (рис. 9.6, *а*), работающая с коэффициентом мощности равным единице, представлена в схеме замещения активным сопротивлением R (рис. 9.6, *б*). Поскольку эта схема имеет T -образный вид с элементами $\underline{Z}_1 = jX_1$, $\underline{Z}_2 = jX_2$, $\underline{Z}_3 = R$, то для её обобщённые параметры найдём с помощью приведенных в п. 9.2 выражений:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= jX_1 + \frac{jX_2 R}{R + jX_2} = z_{11} e^{j\psi_{11}}; \\ \underline{Z}_{22} &= jX_2 + \frac{jX_1 R}{R + jX_1} = z_{22} e^{j\psi_{22}}; \end{aligned} \right\} \quad (9.24)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{12} &= jX_1 + jX_2 + \frac{jX_1 \cdot jX_2}{R} = \\ &= j(X_1 + X_2) - \frac{X_1 \cdot X_2}{R} = z_{12} e^{j\psi_{12}}. \end{aligned} \quad (9.25)$$

Для активно-индуктивной цепи аргументы собственных сопротивлений составляют $\psi_{11} < 90^\circ$, $\psi_{22} < 90^\circ$. Поэтому соответствующие дополняющие углы положительны: $\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11} > 0$, $\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22} > 0$. Аргумент ψ_{12} взаимных сопротивлений \underline{Z}_{12} , \underline{Z}_{21} в данном случае находится в интервале углов от 90° до 180° , так как вещественная составляющая этих сопротивлений $R_{12} = R_{21} < 0$. Соответственно, дополняющий угол $\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12} < 0$.



электроэнергетика и электротехника

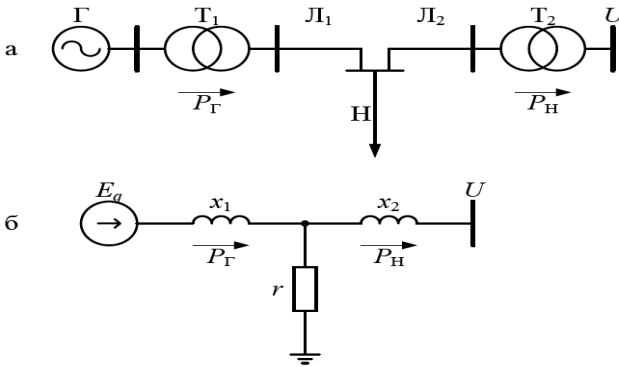


Рисунок 9.6. Энергосистема с активной нагрузкой в промежуточной точке линии (а) и схема её замещения (б)

На рис. 9.7 показаны угловые характеристики мощности P_{Γ} , P_H , построенные по выражениям:

$$P_{\Gamma} = P_{11} + P_{m12} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$P_H = -P_{22} + P_{m12} \sin(\delta + \alpha_{12}).$$

Здесь же для сравнения приведена характеристика

$$P_{\Gamma} = P_H = P_m \sin(\delta)$$

для случая, когда промежуточная нагрузка отключена, то есть когда $R_H \rightarrow \infty$.

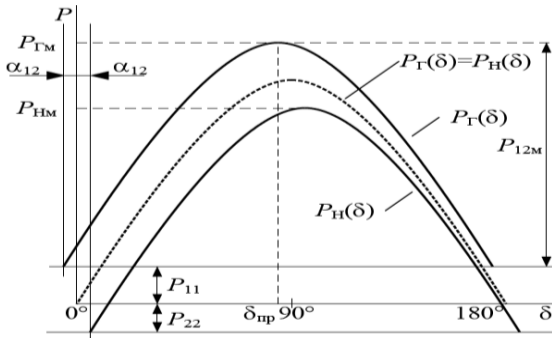


Рисунок 9.7. Характеристики мощности, при наличии поперечного активного сопротивления



Как видно из рис. 9.7, при подключении активной нагрузки в промежуточной точке линии электропередачи максимум $P_{ГМ}$ характеристики мощности генератора $P_G(\delta)$ смещается относительно угла 90° влево на угол

$\alpha_{12} < 0$, а максимум P_{HM} характеристики $P_H(\delta)$ смещается на такой же угол вправо. При последовательном включении активного сопротивления наблюдалась обратная картина (см. рис. 9.4, рис. 9.5).

При подключении активной нагрузки происходит промежуточный отбор $P_R(\delta)$ мощности. Его можно определить как разность

$$P_R(\delta) = P_G(\delta) - P_H(\delta),$$

зависящую от угла δ . Наличие этого отбора приводит к увеличению предельной статической устойчивости мощности генератора. Однако при этом уменьшаются возможности передачи мощности в приёмную систему. Поэтому можно говорить о неоднозначном (положительном или отрицательном) влиянии промежуточной активной нагрузки на статическую устойчивость генератора одномашинной энергосистемы.

Влияние шунтирующего реактора. Шунтирующие реакторы (ШР) используются в высоковольтных электрических сетях для компенсации избыточной реактивной мощности, генерируемой линиями электропередачи. Реакторы подключаются наглухо или через выключатели в концевых точках линий электропередачи длиной свыше 300 км для предотвращения появления перенапряжений при коммутационных переключениях. В некоторых случаях реакторы подключаются к шинам высшего напряжения станционных и сетевых подстанций.

Подключение ШР в промежуточной точке электрической связи одномашинной энергосистемы (рис. 9.8, а) вносит дополнительное индуктивное сопротивление в схему замещения (рис. 9.8, б), что отражается на обобщённых параметрах \underline{Z}_{11} , \underline{Z}_{22} и \underline{Z}_{12} .

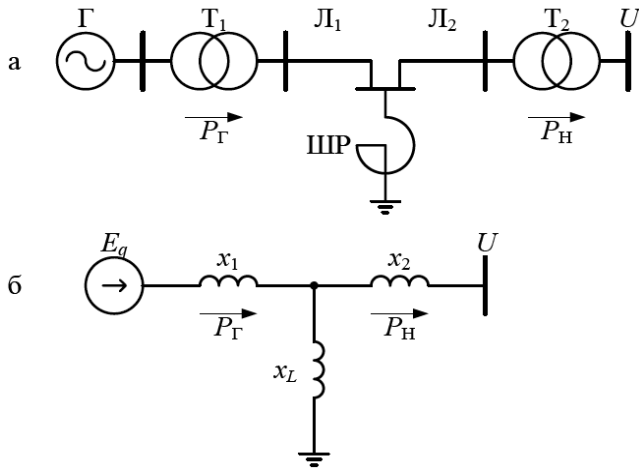


Рисунок 9.8. Энергосистема с шунтирующим реактором в промежуточной точке линии (а) и схема её замещения (б)

При пренебрежении активными сопротивлениями элементов энергосистемы, сопротивления элементов схем замещения элементов и обобщённые параметры не содержат вещественных частей:

$$\underline{Z}_1 = jX_1; \underline{Z}_2 = jX_2; \underline{Z}_3 = jX_L;$$

$$\underline{Z}_{11} = jX_{11}; \underline{Z}_{22} = jX_{22}; \underline{Z}_{12} = jX_{12}.$$

Поэтому дополняющие углы α_{11} , α_{22} и α_{12} равны нулю, а зависимости $P_G(\delta)$, $P_H(\delta)$ совпадают и выражаются одной формулой

$$P_G(\delta) = P_H(\delta) = P_m \sin(\delta).$$

Первоначально рассмотрим случай, когда ШР отключён, а затем, когда он находится в работе.

В первом случае взаимное сопротивление \underline{Z}'_{12} и соответствующий предел мощности P'_m определяется как:

$$\underline{Z}'_{12} = jX'_{12} = jX_1 + jX_2,$$



$$P'_m = EU / X'_{12}.$$

Во втором случае на аналогичные параметры \underline{Z}_{12} , P_m оказывает влияние индуктивное сопротивление реактора X_L , что выражается в виде:

$$\underline{Z}'_{12} = jX_1 + jX_2 + \frac{jX_1 jX_2}{jX_L} = j(X'_{12} + \Delta X_L);$$

$$P_m = EU / X_{12} = EU / (X'_{12} + \Delta X_L)'$$

Где $\Delta X_L = X_1 X_2 / X_L > 0$.

Очевидно, что $X_{12} > X'_{12}$, а $P'_m > P_m$ (рис. 9.9).

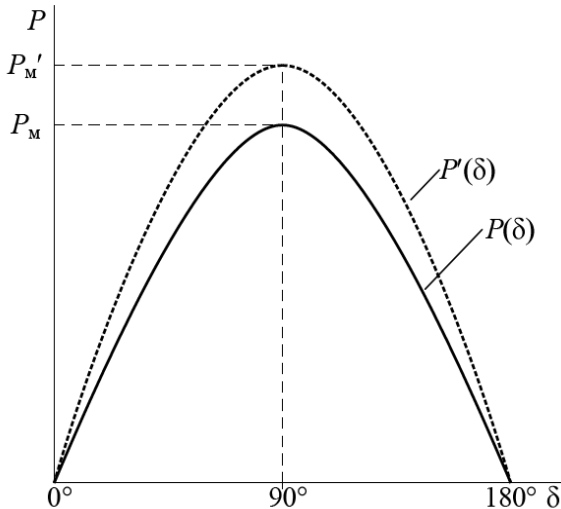


Рисунок 9.9. Характеристики мощности при наличии шунтирующего реактора



Из этого следует, что шунтирующий реактор, подключённый в промежуточной точке линии электропередачи, снижает статическую устойчивость одномашинной энергосистемы.

Влияние конденсаторной батареи. Конденсаторные батареи (КБ) иногда устанавливаются и подключаются в промежуточных точках линий электропередачи с целью поддержания нормальных уровней напряжения при передаче больших потоков мощности. Оценим влияние КБ на статическую устойчивость одномашинной энергосистемы при таких же расчётных условиях, что и в предыдущих случаях (рис. 9.10, а, б).

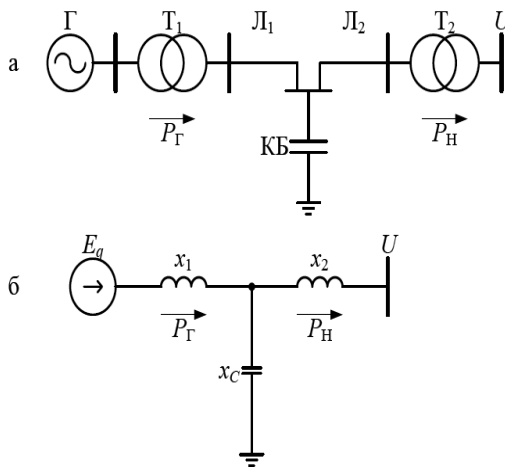


Рисунок 9.10. Энергосистема с конденсаторной батареей в промежуточной точке линии (а) и схема её замещения (б)

Подключённая КБ в схеме замещения энергосистемы (рис. 1.14, б) имеет отрицательное реактивное сопротивление

$$\underline{Z}_3 = -jX_C,$$

которое оказывает влияние на взаимное сопротивление \underline{Z}_{12} и предел мощности определяется по выражениям:

$$\underline{Z}'_{12} = jX_1 + jX_2 - \frac{jX_1 jX_2}{jX_C} = j(X'_{12} - \Delta X_L);$$



$$P_m = EU / X_{12} = EU / (X'_{12} - \Delta X_C)'$$

Где
$$\Delta X_L = X_1 X_2 / X_C > 0.$$

Из этих соотношений следует, что КБ, подключённая в промежуточной точке линии электропередачи, повышает статическую устойчивость одномашинной энергосистемы (рис.9.11).

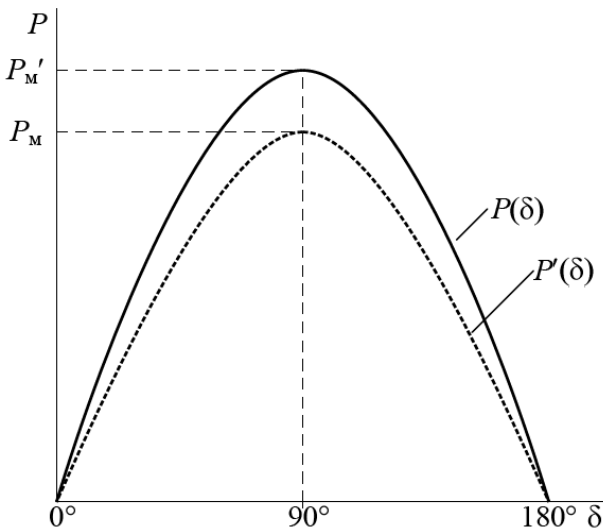
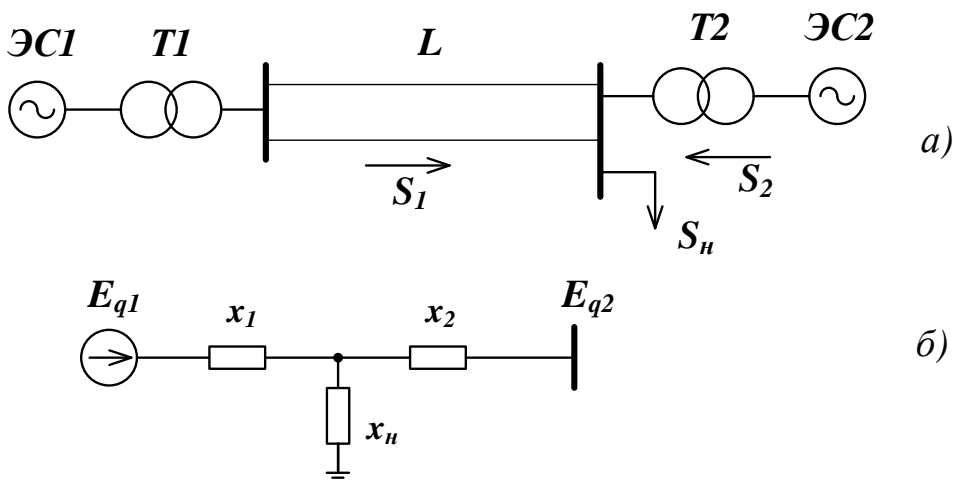


Рисунок 9.11. Характеристики мощности при наличии конденсаторной батареи

ПРИМЕР 9.1. Участок энергосистемы состоит из двух электростанций ЭС1 и ЭС2. На генераторах обеих электростанций отключены АРВ. При отсутствии АРВ генераторы замещаются ЭДС $E_q = const$, приложенной за сопротивлением X_d . Для удалённой электростанции ЭС1 определить коэффициент запаса статической устойчивости по критерию $\frac{dP}{d\delta} > 0$. Нагрузку учесть постоянным сопротивлением.



Параметры режима в относительных базисных единицах:
 $\dot{S}_1 = 1 + j0,5$, $\dot{S}_2 = 1,3 + j0,6$, $\dot{S}_n = 2,3 + j1,1$, модуль напряжения на шинах приёмной системы $U_c = 1$.

Параметры схемы замещения в относительных базисных единицах: $X_1 = 0,7$, $X_2 = 0,6$.

Так как активные сопротивления в схеме замещения не учитываются, то нагрузка удалённой станции считается равной $P_1 = P_{ном} = 1$.

РЕШЕНИЕ. Анализ статической устойчивости электрической системы в некотором исследуемом режиме по критерию $\frac{dP}{d\delta} > 0$ сводится к определению пределов передаваемых мощностей генераторов P_m и сравнению этих пределов P_0 с нагрузками в этом режиме. Если для всех генераторов выполняется условие $P_m > P_0$, то режим электрической системы является устойчивым. При этом запас статической устойчивости K_p , определяется



с помощью выражения

$$K_p = \frac{P_m - P_0}{P_0}.$$

Заменяв нагрузку постоянным сопротивлением, определим это сопротивление

$$\underline{Z}_H = \frac{U_c^2}{\dot{S}} = \frac{1}{2,3 + j1,1} = 0,39e^{-j25,5^\circ} = 0,35 - j0,17.$$

Поскольку вектор напряжения на шинах приёмной системы задан, то совмещая вектор этого напряжения с осью действительных значений и зная значения \dot{S}_1 и \dot{S}_2 , определяем ЭДС обеих станций:

$$\dot{E}_{q1} = \dot{U}_c + \frac{Q_1 X_1}{\dot{U}_c} + j \frac{P_1 X_1}{\dot{U}_c} = 1 + \frac{0,5 \cdot 0,7}{1} + j \frac{1 \cdot 0,7}{1} = 1,52e^{j27,5^\circ};$$

$$\dot{E}_{q2} = \dot{U}_c + \frac{Q_2 X_2}{\dot{U}_c} + j \frac{P_2 X_2}{\dot{U}_c} = 1 + \frac{0,6 \cdot 0,6}{1} + j \frac{1,3 \cdot 0,6}{1} = 1,57e^{j29,5^\circ}$$

Модули собственных и взаимных проводимостей y_{11} , y_{12} и дополнительные углы α_{11} , α_{12} необходимые для построения характеристики мощности:

$$\underline{Z}_{11} = jX_1 + \frac{jX_2 \underline{Z}_H}{jX_2 + \underline{Z}_H} = j0,7 + \frac{j0,6(0,35 - j0,17)}{j0,6 + 0,35 - j0,17} = 0,42 + j0,1 = 0,43e^{j13,5^\circ}$$



$$\underline{Y}_{11} = \frac{1}{\underline{Z}_{11}} = y_{11} e^{j\beta_{11}} = \frac{1}{0,43 e^{j13,5^\circ}} = 2,3 e^{-j13,5^\circ};$$

$$\underline{Z}_{12} = jX_1 + jX_2 + \frac{jX_1 jX_2}{\underline{Z}_H} = j0,7 + j0,6 + \frac{j0,7 \cdot j0,6}{0,35 - j0,17} =$$

$$-0,38 + j1,48 = 1,52 e^{j103,5^\circ};$$

$$\underline{Y}_{12} = \frac{1}{\underline{Z}_{12}} = y_{12} e^{j\beta_{12}} = \frac{1}{1,52 e^{j103,5^\circ}} = 0,65 e^{-j103,5^\circ};$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ + \beta_{11} = 76,5^\circ;$$

$$\alpha_{12} = 90^\circ + \beta_{12} = -13,5^\circ;$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 = 27,5^\circ - 29,5^\circ = -2^\circ.$$

Для приведенной схемы в соответствии с выражением (9.7) мощность, отдаваемая генератором удалённой станции

$$P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) =$$

$$= 1,52^2 \cdot 2,3 \sin(76,5^\circ) + 1,52 \cdot 1,57 \cdot 0,65 \sin(11,5^\circ) = 5,5.$$

Амплитуда этой характеристики

$$P_m = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} =$$

$$= 1,52^2 \cdot 2,3 \sin(76,5^\circ) + 1,52 \cdot 1,57 \cdot 0,65 = 6,7.$$

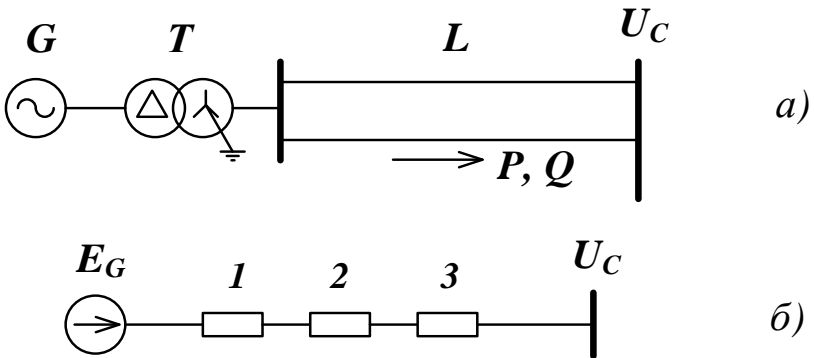
Запас статической устойчивости генератора удалённой станции K_p



$$K_p = \frac{P_m - P_0}{P_0} = \frac{6,7 - 1}{1} = 5,7.$$

Для нормальной работы K_p должен быть не менее 0,2; поэтому анализируемая система является достаточно устойчивой.

ПРИМЕР 9.2. Для участка энергосистемы с помощью метода малых колебаний выбрать величины коэффициентов усиления регулятора по отклонению K_{0f} и первой производной K_{1f} частоты вращения генератора, при которых обеспечивается статическая устойчивость энергосистемы. Коэффициент усиления по напряжению K_{0U} принять равным 50.



Параметры режима в относительных базисных единицах:
 $\dot{S}_1 = 1 + j0,5,$

базисная мощность $S_{\bar{\sigma}} = 500$ МВА, модуль напряжения на шинах приёмной системы в относительных базисных единицах $U_{c0} = 1.$

Параметры элементов схемы замещения в относительных базисных единицах: $X_{d1} = 0,9,$ $X'_{d1} = 0,15,$ $X_{T1} = 0,1,$ $X_L = 0,5.$



Постоянные времени: $T_e = 0,04$ с – возбудителя;
 $T_p = 0,04$ с – регулятора, $T_{d0} = 5,0$ с – обмотки возбуждения генератора.

Постоянная инерции турбоагрегата, приведенная к базисной мощности

$$T_j = \frac{2,74 \cdot GD^2 \cdot n^2}{S_{\sigma}} 10^{-6} = 8 \text{ с,}$$

где GD^2 – суммарный маховый момент генератора и турбины, т м²;

n – скорость ротора, об/мин.

РЕШЕНИЕ. Анализ статической устойчивости электрической системы в некотором исследуемом режиме методом малых колебания заключается в решении следующих задач:

- составить систему дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в электрической системе;
- выполнить линеаризацию системы дифференциальных уравнений в точке исследуемого на устойчивость режима;
- получить характеристическое уравнение линеаризованной системы дифференциальных уравнений;
- выполнить анализ корней характеристического уравнения и сделать выводы об устойчивости электрической системы.

Для описания электромеханических переходных процессов используется следующая система уравнений:



$$\left. \begin{aligned}
 \frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= P_T - P, \\
 T_{d0} \frac{dE'_q}{dt} &= dE_{qe} - dE_q, \\
 T_e \frac{dE_{qe}}{dt} &= e - dE_{qe}, \\
 T_p \frac{de}{dt} &= -e + K_{0U}(U_0 - U) + K_{0f}(f - f_0) + K_{1f} \frac{df}{dt},
 \end{aligned} \right\} , (9.26)$$

$$\left. \begin{aligned}
 I_q &= y_{12} U_c \sin \delta, \\
 I_d &= -y_{11} E_q + y_{12} U_c \cos \delta, \\
 P &= E_q I_q, \\
 E'_q &= E_q + I_d (X_{d1} - X'_{d1}), \\
 U_q &= E_q + I_d (X_{d1} + X_{T1}), \\
 U_d &= -I_q (X_{d1} + X_{T1}) \\
 U &= \sqrt{U_q^2 + U_d^2}.
 \end{aligned} \right\} . (9.27)$$

Здесь

$$y_{11} = y_{12} = \frac{1}{X_{\Sigma}};$$

$\omega_0 = 314 \text{ с}^{-1}$ – номинальная угловая скорость;

E_{qe} – вынужденная составляющая ЭДС E_q ;



электроэнергетика и электротехника

e – сигнал на выходе регулятора возбуждения;

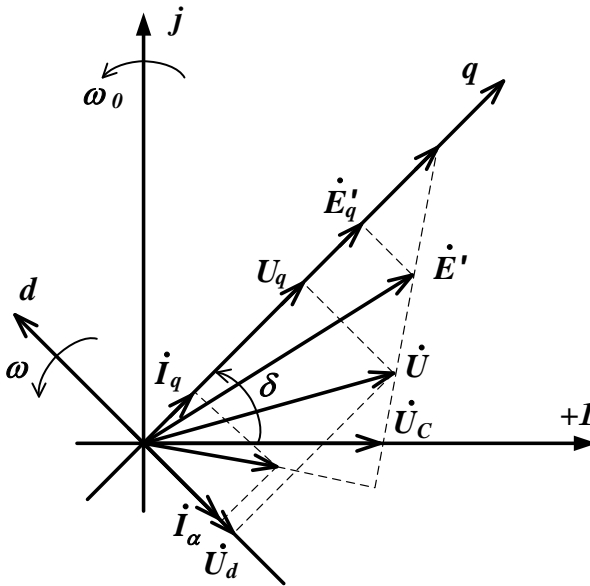
U – модуль напряжения на шинах станции;

U_0 – уставка регулятора возбуждения по напряжению;

U_q, U_d, I_q, I_d – проекции напряжения шин станции и тока эквивалентного генератора станции на оси d и q ;

δ – угол между системой координат ротора (d, q) , и базисной системой координат $(1, j)$, которая в данном случае совмещена с вектором напряжения приёмной части системы.

Первое уравнение системы (9.26) является уравнением относительного движения ротора эквивалентного генератора станции, второе описывает переходный процесс в обмотке возбуждения генератора, третье и четвёртое описывают переходные процессы в возбудителе и автоматическом регуляторе возбуждения. Переходные электромагнитные процессы в обмотках статора генератора, в линиях и трансформаторах не учитываются, так как в рассмотренных условиях они не окажут заметного влияния на устойчивость.



Вычислим параметры исходного режима.

Суммарное сопротивление цепи

$$X_{\Sigma} = X_{d1} + X_{T1} + X_L = 0,9 + 0,1 + 0,5 = 1,5$$

и проводимость

$$y_{11} = y_{12} = \frac{1}{X_{\Sigma}} = \frac{1}{1,5} = 0,67.$$

Расчётная ЭДС станции в исследуемом режиме

$$\dot{E}_q = U_{c0} + \frac{Q_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 0,5}{1} + j \frac{1 \cdot 1,5}{1} = 1,75 + j1,5 = 2,3e^{j40,6^\circ}.$$

Остальные параметры режима вычисляются с помощью выражений (9.27):



$$I_q = y_{12}U_{c0} \sin \delta = 0,67 \cdot 1 \cdot 0,652 = 0,43,$$

$$I_d = -y_{11}E_q + y_{12}U_c \cos \delta = -0,67 \cdot 2,3 + 0,67 \cdot 1 \cdot 0,76 = -1,03$$

$$P = E_q I_q = 2,3 \cdot 0,43 = 1,$$

$$E'_q = E_q + I_d (X_{d1} - X'_{d1}) = 2,3 + (-1,03)(0,9 - 0,15) = 1,52$$

$$U_q = E_q + I_d (X_{d1} + X_{T1}) = 2,3 + (-1,03)(0,9 + 0,1),$$

$$U_d = -I_q (X_{d1} + X_{T1}) = -0,43(0,9 + 0,1) = -0,43,$$

$$U = \sqrt{U_q^2 + U_d^2} = \sqrt{1,27^2 + (-0,43)^2} = 1,34.$$

Для линеаризации исходной системы нелинейных уравнений (9.26) и (9.27) в качестве независимых переменных целесообразно принять значения E_q и δ . Рассматривая все остальные переменные как функции принятых независимых переменных, можно выполнить линеаризацию этих функций путём разложения их в ряд Тейлора и отбрасывания нелинейных членов ряда. После подстановки линеаризованных выражений в исходные дифференциальные уравнения, получим линеаризованную систему дифференциальных уравнений. Первые два уравнения системы (9.26) в операторной форме имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{T_j}{\omega_0} p^2 + \frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \Delta \delta + \frac{\partial P}{\partial E_q} \Delta E_q &= 0, \\ T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} p \Delta \delta + \left(T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} p + 1 \right) \Delta E_q &= \Delta E_{qe}(p). \end{aligned} \right\} \quad (9.28)$$



возбуждения в линеаризованном виде разрешаются относительно приращения вынужденной ЭДС ΔE_{qe} , что с учётом выражений:

$$\Delta U = \frac{\partial U}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial U}{\partial E_q} \Delta E_q,$$

$$\Delta f = f - f_0 = \frac{1}{2\pi} p \Delta \delta, \quad ,$$

$$f' = pf = \frac{1}{2\pi} p^2 \Delta \delta,$$

даёт

$$\Delta E_{qe}(p) = \left[\left(K_{0U} \left(-\frac{\partial U}{\partial \delta} \right) + \frac{K_{0f}}{2\pi} p + \frac{K_{1f}}{2\pi} p^2 \right) \Delta \delta - K_{0U} \frac{\partial U}{\partial E_q} \Delta E_q \right] \times \quad (9.29)$$
$$\times (1 + T_e p)^{-1} (1 + T_p p)^{-1}.$$

Подставив (9.29) в правую часть второго уравнения системы (9.28) и преобразовав её, получим

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{T_j}{\omega_0} p^2 + \frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \Delta \delta + \frac{\partial P}{\partial E_q} \Delta E_q &= 0, \\ E(p) \Delta \delta + D(p) \Delta E_q &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (9.30)$$

где

$$E(p) = \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} T_{d0} p + \left(K_{0U} \frac{\partial U}{\partial \delta} - \frac{K_{0f}}{2\pi} p - \frac{K_{1f}}{2\pi} p^2 \right) (1 + T_e p)^{-1} (1 + T_p p)^{-1}$$

$$D(p) = 1 + \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} T_{d0} p + K_{0U} \frac{\partial U}{\partial E_q} (1 + T_e p)^{-1} (1 + T_p p)^{-1}.$$



Частные производные, входящие в выражения (9.30), должны быть вычислены в точке линеаризации, т.е. при значениях параметров режима, в котором исследуется устойчивость электрической системы. Выражения для частных производных получают путём дифференцирования алгебраических равенств (9.27):

$$\frac{\partial I_q}{\partial \delta} = y_{12} U_{c0} \cos \delta = 0,67 \cdot 1 \cdot 0,76 = 0,51;$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial \delta} = -y_{12} U_c \sin \delta = -0,67 \cdot 1 \cdot 0,652 = -0,44;$$

$$\frac{\partial E'_q}{\partial \delta} = \frac{\partial I_d}{\partial \delta} (X_{d1} - X'_{d1}) = -0,44(0,9 - 0,15) = -0,33;$$

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} = E_q \frac{\partial I_q}{\partial \delta} = 2,3 \cdot 0,51 = 1,17;$$

$$\frac{\partial I_q}{\partial E_q} = 0;$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial E_q} = -y_{11};$$

$$\frac{\partial U}{\partial \delta} = \left(\frac{U_q}{U} \frac{\partial I_d}{\partial \delta} - \frac{U_d}{U} \frac{\partial I_q}{\partial \delta} \right) (X_{d1} + X_{T1}) =$$

$$\left(\frac{1,27}{1,34} (-0,44) + \frac{0,43 \cdot 0,51}{1,34} \right) (-0,41 + 0,16) = 0,25;$$



$$\begin{aligned}\frac{\partial U}{\partial E_q} &= \frac{U_q}{U} \left[1 + \frac{\partial I_d}{\partial E_q} (X_{d1} + X_{T1}) \right] - \frac{U_d}{U} \frac{\partial I_q}{\partial E_q} (X_{d1} + X_{T1}) = \\ &= \frac{1,27}{1,34} [1 + (-0,67)(0,9 - 0,15)] = 0,31;\end{aligned}$$

$$\frac{\partial E'_q}{\partial E_q} = 1 + \frac{\partial I_d}{\partial E_q} (X_{d1} - X'_{d1}) = 1 + (-0,67)(0,9 - 0,15) = 0,5$$

$$\frac{\partial P}{\partial E_q} = I_q + E_q \frac{\partial I_q}{\partial E_q} = 0,43.$$

Характеристическое уравнение системы линейных дифференциальных уравнений (9.29) получается приравнением нулю главного определителя этой системы, если её рассматривать как систему линейных дифференциальных уравнений относительно переменных $\Delta\delta$ и ΔE_q :

$$D(p) = \begin{vmatrix} \frac{T_1}{\omega} p^2 + \frac{\partial U}{\partial \delta} & \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \\ E & D \end{vmatrix} = a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 = 0$$

Вычисляем коэффициенты характеристического уравнения:

$$a_0 = \frac{T_j}{\omega_0} T_e T_p T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} = \frac{8}{314} 0,04 \cdot 0,04 \cdot 0,5 = 0,0001;$$



$$a_1 = \frac{T_j}{\omega_0} \left(T_e T_p + T_e T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} + T_p T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \right) =$$

$$= \frac{8}{314} (0,04 \cdot 0,04 + 0,04 \cdot 5 \cdot 0,5 + 0,04 \cdot 5 \cdot 0,5) = 0,005;$$

$$a_2 = \frac{T_j}{\omega_0} \left(T_e + T_p + T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \right) + T_e T_p T_{d0} \left(\frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \frac{\partial P}{\partial \delta} - \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \frac{\partial P}{\partial E_q} \right) =$$

$$= \frac{8}{314} (0,04 + 0,04 + 5 \cdot 0,5) + 0,04 \cdot 0,04 \cdot 5 (0,5 \cdot 1,17 - (-0,33) \cdot 0,43) =$$

$$a_3 = a_{30} + \frac{\partial P}{\partial E_q} \frac{K_{1f}}{2\pi};$$

$$a_4 = a_{40} + \frac{\partial P}{\partial E_q} \frac{K_{0f}}{2\pi};$$

$$a_5 = \frac{\partial P}{\partial E_q} \left(1 + K_{0U} \frac{\partial U}{\partial E_q} \right) - K_{0U} \frac{\partial U}{\partial \delta} \frac{\partial P}{\partial E_q},$$

где



$$\begin{aligned}
 a_{30} &= \frac{\partial P}{\partial \delta} \left(T_e T_p + T_e T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} + T_p T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \right) - \\
 &- (T_e + T_p) T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \frac{\partial P}{\partial E_q} + \frac{T_j}{\omega_0} \left(1 + K_{0U} \frac{\partial U}{\partial E_q} \right) = \\
 &= 1,17(0,04 \cdot 0,04 + 0,04 \cdot 5 \cdot 0,5 + 0,04 \cdot 5 \cdot 0,5) + \\
 &+ (0,04 + 0,04) 5(-0,33) 0,43 + \frac{8}{314} (1 + 50 \cdot 0,31) = 0,779;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 a_{40} &= \left(T_e + T_p + T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial E_q} \right) \frac{\partial P}{\partial \delta} - T_{d0} \frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \frac{\partial P}{\partial E_q} = \\
 &= (0,04 + 0,04 + 5 \cdot 0,5) 1,17 - 5(-0,33) 0,43 = 3,73.
 \end{aligned}$$

Анализ корней характеристического уравнения и построение области устойчивости. Устойчивое решение системы линейных дифференциальных уравнений возможно при отрицательных вещественных частях корней характеристического уравнения. В этом случае на основании теорем А.М. Ляпунова делается вывод об устойчивости электрической системы при малых возмущениях.

Проверка устойчивости может быть выполнена при известных (заданных) коэффициентах регулирования возбуждения K_{0U} , K_{0f} , K_{1f} синхронного генератора путём вычисления корней характеристического уравнения, либо использования для этих целей критериев устойчивости.

Выбор оптимальных значений коэффициентов регулирования из всех возможных значений может быть выполнен методом D – разбиения. Для построения границы D – разбиения в нагрузочных режимах используется плоскость коэффициентов регулирования K_{0f} , K_{1f} .

Поскольку метод D – разбиения не даёт однозначно определить является ли построенная область областью



устойчивости, необходимо произвести проверку выполнения необходимых и достаточных условий устойчивости хотя бы для одной точки в границах области D – разбиения по критерию Гурвица.

Для построения границы D – разбиения произведём подстановку в характеристическое уравнение значения $p = j\omega$. После отделения вещественной части от мнимой получается система уравнений, содержащая интересующие нас параметры K_{0f} , K_{1f} :

$$\left. \begin{aligned} b_{11}K_{1f} + b_{12}K_{0f} &= b_{10}; \\ b_{21}K_{1f} + b_{22}K_{0f} &= b_{20}. \end{aligned} \right\}'$$

где

$$b_{11} = -\frac{1}{2\pi} \frac{\partial P}{\partial E_q} \omega^2, \quad b_{12} = b_{21} = 0,$$

$$b_{22} = -\frac{1}{2\pi} \frac{\partial P}{\partial E_q} \omega,$$

$$b_{10} = -a_1\omega^4 + -a_{30}\omega^4 - a_5,$$

$$b_{20} = -a_0\omega^5 + +a_2\omega^3 - a_{40}.$$

Последняя система уравнений позволяет определить параметрические уравнения границы D – разбиения. Если при построении области устойчивости K_{1f} откладывать по горизонтальной оси, а K_{0f} – по вертикальной, то параметрические уравнения границы D – разбиения будут



$$\left. \begin{aligned} K_{0f}(\omega) &= \frac{\Delta_{0f}(\omega)}{\Delta(\omega)} = 2\pi(-a_0\omega^4 + a_2\omega^2 - a_{40}) \left(\frac{\partial P}{\partial E_q} \right)^{-1}, \\ K_{1f}(\omega) &= \frac{\Delta_{1f}(\omega)}{\Delta(\omega)} = 2\pi(a_1\omega^2 - a_{30} - a_5\omega^{-2}) \left(\frac{\partial P}{\partial E_q} \right)^{-1}, \end{aligned} \right\}$$

или

$$\left. \begin{aligned} K_{0f}(\omega) &= \frac{6,28}{0,43} (-0,0001\omega^4 + 0,67\omega^2 - 3,73), \\ K_{1f}(\omega) &= \frac{6,28}{0,43} (0,005\omega^2 - 0,779 + 24,68\omega^{-2}). \end{aligned} \right\}$$

С помощью этих выражений вычисляем значения K_{0f} и

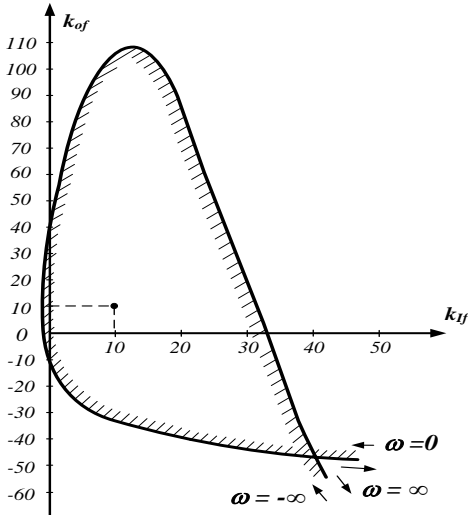
K_{1f}

ω	1	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	25
K_{0f}	-53,4	-48,4	-30,9	-4,06	28,7	62,7	91,7	108,2	103,2	-12,5
K_{1f}	348,9	46,7	4,86	-0,87	-0,58	2,32	6,63	12,1	17,8	34,3

и строим границы D – разбиения.



электроэнергетика и электротехника



Направление штриховки границы D – разбиения определяется знаком определителя системы

$$\Delta(\omega) = -\omega^3 \left(\frac{1}{2\pi} \frac{\partial P}{\partial E_q} \right).$$

При отрицательных значениях ω определитель $\Delta(\omega)$ положительный и граница D – разбиения штрихуется слева, при положительных ω – справа, так как $\Delta(\omega) < 0$.

Область, окаймлённая штриховкой, является претендентом на область устойчивости. Для подтверждения этого необходимо для произвольно выбранных значений K_{1f} и K_{0f} , выполнить проверку устойчивости электрической системы по критерию Гурвица.

Согласно критерию Гурвица, для того чтобы корни характеристического уравнения имели только отрицательные вещественные части, необходимо, чтобы все коэффициенты были положительны, $a_i > 0$, $i = 1, 2, \dots, n$, и, кроме того, составленный



по определённому правилу определитель Δ_n Гурвица и все его диагональные миноры были также положительны, $\Delta_i > 0, i = 1, 2, \dots, n-1$.

Порядок составления определителя Гурвица состоит в следующем: по главной диагонали определителя выписываются коэффициенты характеристического уравнения от a_1 до a_n , а затем столбцы, начиная от этой диагонали, дополняются коэффициентами того же уравнения вверх – по возрастающим индексам, вниз – по убывающим. Если очередной индекс меньше 0 или больше n , то соответствующий элемент определителя принимается равным 0. Для характеристического уравнения пятого порядка, $n = 5$, определитель Гурвица имеет вид

$$\Delta_5 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix}.$$

Диагональные миноры Δ_i получают из определителя Гурвица отчёркиванием $1, 2, \dots, n$ строк и столбцов:

$$\Delta_1 = a_1,$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix},$$



$$\Delta_5 = a_5 \Delta_4.$$

Произвольно выбираем точку внутри области D – разбиения $K_{0f} = 10$ и $K_{1f} = 10$.

Для выбранной точки

$$a_3 = a_{30} + \frac{\partial P}{\partial E_q} \frac{K_{1f}}{2\pi} = 0,779 + 0,43 \frac{10}{6,28} = 1,46,$$

$$a_4 = a_{40} + \frac{\partial P}{\partial E_q} \frac{K_{0f}}{2\pi} = 3,73 + 0,43 \frac{10}{6,28} = 4,41,$$

$$\Delta_1 = a_1 = 0,005,$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,005 & 1,46 \\ 0,0001 & 0,067 \end{vmatrix} = 0,00019,$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,005 & 1,46 & 29,68 \\ 0,0001 & 0,67 & 4,41 \\ 0 & 0,005 & 1,46 \end{vmatrix} = 0,00039$$

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,005 & 1,46 & 24,63 & 0 \\ 0,0001 & 0,067 & 4,41 & 0 \\ 0 & 0,005 & 1,46 & 24,68 \\ 0 & 0,001 & 0,067 & 4,41 \end{vmatrix} = 0,001$$



$$\Delta_5 = a_5 \Delta_4 = 24,68 \cdot 0,001 = 0,025.$$

Таким образом, электрическая система в области границ D – разбиения является устойчивой.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Определение статической устойчивости простейшей передачи.
2. Определение статической устойчивости сложной системы.
3. Выражение для характеристики мощности двухмашинной модели системы.
 4. Сущность метода малых колебаний.
 5. Критерий Гурвица.
 6. Критерий Раусса.
 7. Критерий Михайлова.
 8. Граница зон устойчивой и неустойчивой работы.
 9. Влияние активных сопротивлений элементов системы на статическую устойчивость.
 10. Влияние поперечных активных сопротивлений элементов системы на статическую устойчивость.
 11. Влияние шунтирующих реакторов на статическую устойчивость.
 12. Влияние конденсаторных батарей на статическую устойчивость.
 13. Уравнение движения ротора генератора (с учётом и без учёта влияния активного сопротивления в статорной цепи).
 14. Решение линеаризованного уравнения движения ротора. Анализ решения.

ЗАДАЧИ

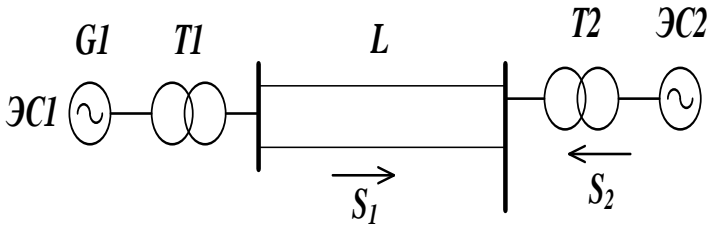
ЗАДАЧА 9.1. Для участка энергосистемы, состоящего из двух электростанций ЭС1 и ЭС2, выполнить анализ статической устойчивости и определить коэффициент запаса статической

устойчивости по критерию $\frac{dP}{d\delta} > 0$ для удалённой



электроэнергетика и электротехника

электростанции ЭС1. На генераторах электростанции ЭС1 автоматические регуляторы возбуждения пропорционального типа, на ЭС2 АРВ отключены. Нагрузку учесть постоянным сопротивлением.



Исходные данные варианта выбрать из таблицы. Коэффициент мощности для всех вариантов принять $\cos \varphi = 0,85$. Сечение проводов линии выбрать по экономической плотности тока.



№ варианта	Число и тип генераторов ЭС1	Число и тип трансформаторов ЭС1	Число и тип генераторов ЭС2	Число и тип трансформаторов ЭС2	Длина линии, км
1	4×ТВФ-60	4×ТДЦ-80/242/10,5	2×ТВФ-100	2×ТДЦ-125/242/10,5	120
2	3×ТВФ-100	3×ТДЦ-125/242/10,5	3×ТВФ-60	3×ТДЦ-80/242/10,5	130
3	2×ТВФ-160	2×ТДЦ-200/242/18	3×ТГВ-200	3×ТДЦ-250/242/15,75	180
4	2×ТГВ-200	2×ТДЦ-250/242/15,75	3×ТВФ-160	3×ТДЦ-200/242/18	150
5	2×ТГВ-300	2×ТДЦ-400/242/20	2×ТВФ-100	2×ТДЦ-125/242/10,5	140
6	2×ТГВ-200	2×ТДЦ-250/347/15,75	2×ТВВ-160	2×ТДЦ-200/347/18	220
7	2×ТВВ-160	2×ТДЦ-200/347/18	2×ТГВ-200	2×ТДЦ-250/347/15,75	200
8	3×ТВФ-100	3×ТДЦ-125/347/10,5	2×ТГВ-300	2×ТДЦ-400/347/20	230
9	4×ТВФ-60	4×ТДЦ-80/242/10,5	3×ТГВ-300	3×ТДЦ-400/242/20	110
10	2×ТГВ-300	2×ТДЦ-400/347/20	3×ТВФ-100	3×ТДЦ-125/347/10,5	240

ЗАДАЧА 9.2. Для участка энергосистемы с помощью метода малых колебаний выбрать величины коэффициентов усиления регулятора по отклонению K_{0f} и первой производной K_{1f} частоты вращения генератора, при которых обеспечивается статическая устойчивость энергосистемы. Схема и исходные данные из задачи главы 8.



электроэнергетика и электротехника

Постоянные времени и коэффициент усиления по напряжению системы автоматического регулирования возбуждения генераторов для всех вариантов принять равными:

- постоянная времени возбудителя $T_e = 0,045$ с;
- постоянная времени регулятора $T_p = 0,025$ с;
- коэффициент усиления регулятора возбуждения по отклонению напряжения $K_{0U} = 45 \frac{\text{ед.возб.}}{\text{ед.напр.}}$.



10. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ

Нагрузка электрической системы оказывает влияние на устойчивость генераторов электрических станций. Если мощность приёмной системы соизмерима с мощностью электропередачи, то напряжение на шинах нагрузки не остаётся постоянным при изменении режима работы электропередачи. В этом случае предел передаваемой мощности, называемый действительным пределом, существенно ниже предела при постоянном напряжении на шинах нагрузки. С другой стороны, колебания напряжения на шинах нагрузки могут вызвать неустойчивость работы синхронных и асинхронных двигателей, входящих в состав нагрузки, т.е. неустойчивость самой нагрузки.

10.1. Действительный предел мощности

Рассмотрим электропередачу, в которой приёмная система представлена нагрузкой и местной электростанцией (рис.10.1, а). Мощность этой электростанции соизмерима с мощностью нагрузки, поэтому при увеличении передаваемой активной мощности от электростанции G_1 напряжение на шинах нагрузки U_H будет уменьшаться. Построив семейство характеристик мощности для различных значений напряжения U_H , можно получить действительную характеристику мощности. Для этого необходимо при увеличении угла δ перемещать рабочую точку с одной характеристики на другую в соответствии с уменьшением напряжения U_H . Максимум действительной характеристики мощности, который называют действительным пределом мощности, достигаются при угле меньше 90° (рис.10.1, б). Величина максимума значительно ниже предела мощности при условии $U_H = const$. Следовательно, снижение напряжения U_H ухудшает статическую устойчивость рассматриваемой системы.

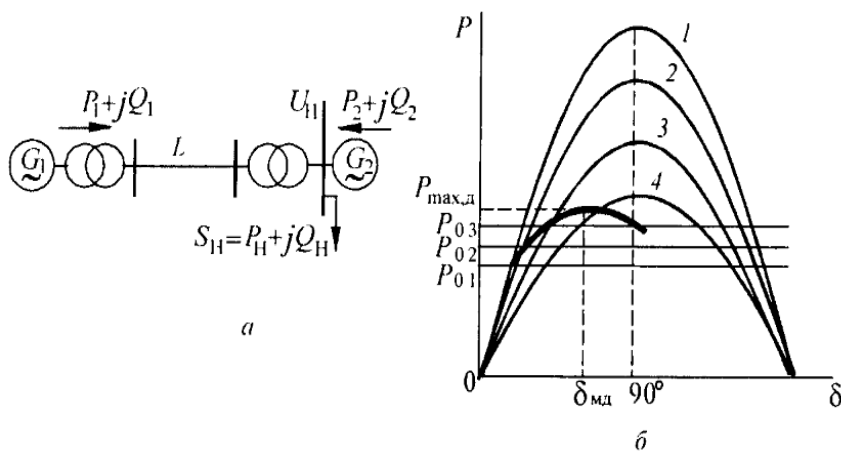


Рисунок 10.1. К определению действительного предела мощности

а) – принципиальная схема; б) – характеристики мощности при $U_H = 1,0; 0,9; 0,8; 0,7$ (кривые 1–4 соответственно, действительная кривая мощности выделенная)

Влияние нагрузки на напряжение U_H определяется регулирующим эффектом нагрузки, т.е. степенью снижения активной и реактивной мощностей нагрузки с уменьшением напряжения на её шинах. Увеличение активной мощности, передаваемой от станции G_1 к нагрузке, сопровождается снижением напряжения на её шинах; подразумевается, что напряжение на шинах станции G_1 поддерживается постоянным. Но с уменьшением напряжения U_H уменьшается и мощность, потребляемая нагрузкой P_H и Q_H . Уменьшение мощности, передаваемой по линии, приводит к уменьшению падения напряжения в элементах электропередачи, что в свою очередь уменьшает степень снижения напряжения U_H при увеличении передаваемой мощности. Регулирующий эффект нагрузки оценивается производными dP/dU и dQ/dU в рабочей точке статических характеристик. Регулирующий эффект оказывает значительное влияние на действительный предел мощности, и с ним необходимо считаться в практических расчётах устойчивости.



10.2. Статическая устойчивость двигателей нагрузки

Уровень устойчивости синхронных и асинхронных двигателей в большой степени определяется напряжением на её зажимах.

Асинхронные двигатели представляют основную часть нагрузки электрических систем; при значительном снижении напряжения они останавливаются (опрокидываются). Схема замещения асинхронного двигателя приведена на рис. 10.2; в ней не учитываются потери активной мощности в магнитопроводе и активные потери в обмотке. Активная мощность, потребляемая двигателем из сети, определяется как произведение вращающего момента на угловую скорость вращения магнитного потока двигателя.

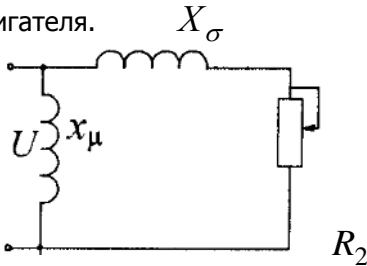


Рисунок 10.2. Схема замещения асинхронного двигателя

Последняя при неизменной частоте питающей сети остаётся постоянной при любом скольжении двигателя, поэтому вращающий момент двигателя пропорционален его активной мощности. В относительных единицах вращающий момент двигателя принимается равным потребляемой им активной мощности.

Зависимость активной мощности от скольжения определяется выражением:

$$P = \frac{I^2 R_2}{S} = \frac{U^2}{X_\sigma^2 + \left(\frac{R_2}{S}\right)^2} \frac{R_2}{S} = \frac{U^2 R_2}{X_\sigma^2 S^2 + R_2^2} S. \quad (10.1)$$

Эта зависимость представляет собой характеристику мощности или вращающего момента, показанную на рис. 10.3. Максимум этой характеристики определяется по производной выражения (10.1), взятой по скольжению

$$\frac{dP}{dS} = U^2 R_2 \frac{R_2^2 - X_\sigma^2 S}{(R_2^2 + X_\sigma^2 S)^2} = 0.$$

Из последнего выражения следует, что максимум мощности



двигателя достигается тогда, когда выполняется условие $R_2^2 - X_\sigma^2 S = 0$, откуда критическое скольжение

$$S_{кр} = \frac{R_2}{X_\sigma},$$

а максимум мощности

$$P_{\max} = \frac{U^2}{X_\sigma}. \quad (10.2)$$

Допустим, что характеристика тормозного момента не зависит от скольжения и параллельна оси абсцисс (рис.10.3). Установившийся режим работы двигателя возможен в двух точках пересечения характеристики момента двигателя и тормозного момента: точки a и b .

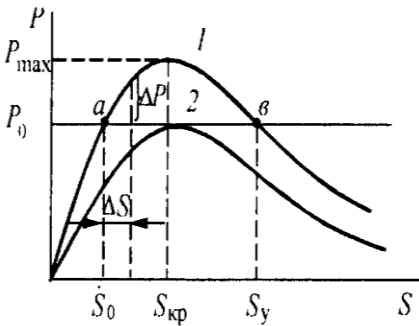


Рисунок 10.3. Зависимости момента от скольжения для асинхронного двигателя при $U = U_n$ и $U = 0,7U_n$ (кривые 1 и 2 соответственно)

В точке a с увеличением скольжения двигателя на ΔS вращающийся момент возрастает на ΔP и на валу двигателя появляется ускоряющий избыточный момент, под влиянием которого его скорость начинает возрастать, а скольжение уменьшаться. В результате этого устанавливается режим работы двигателя в точке a .

Если двигатель работает со скольжением S_y (точка b), то с увеличением скольжения на валу двигателя возникает тормозной избыточный момент, вызывающий дальнейшее увеличение скольжения и опрокидывание двигателя.

Критерием статической устойчивости двигателя является положительный знак производной

$$\frac{dP}{dS} > 0.$$



Предельный режим двигателя по статической устойчивости достигается в точке максимума характеристики при скольжении $S_{кр}$.

При номинальном напряжении на выводах двигателя его максимальная мощность примерно вдвое превышает номинальную мощность. С уменьшением напряжения значение электромагнитной мощности уменьшается по квадратичной зависимости. Максимальная мощность приближается к номинальной при снижении напряжения примерно на 30%. В установившихся режимах такое снижение напряжения недопустимо, поэтому если двигатель включается в сеть к точкам, напряжение в которых поддерживается уровне, определённом ГОСТ 13109–97, то статическая устойчивость гарантируется. Если двигатель подключается к этим точкам сети через некоторое внешнее сопротивление, например, кабель, то значение опрокидывающего момента может быть найдено из выражения (при учёте сопротивления X_{μ} в схеме замещения двигателя) (10.2)

$$P_{\max} = \frac{U^2}{2(X_{\sigma} + X_{\text{вн}})}.$$

Изменение характеристики мощности при учёте внешнего сопротивления показано на рис.10.4.

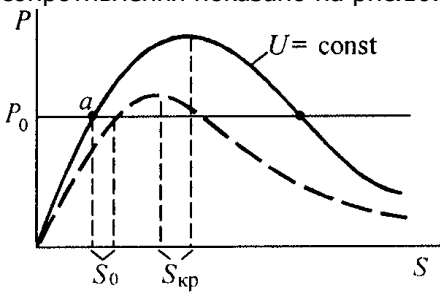


Рисунок 10.4. Зависимости момента от скольжения для асинхронного двигателя (штриховая кривая построена с учётом внешнего сопротивления)

Запас устойчивости двигателя с учётом внешнего сопротивления значительно снижается. При больших внешних сопротивлениях возможны такие режимы, при которых небольшое понижение напряжения на шинах (в допустимых пределах) может привести к нарушению статической устойчивости асинхронного двигателя.

Статическая устойчивость синхронного двигателя оценивается также, как и синхронного генератора, с помощью критерия $\frac{dP}{d\delta} > 0$. При отсутствии АРВ максимальная мощность и критическое напряжение находятся с помощью выражений:



$$P = \frac{E_q U}{X_d + X_{вн}}, \quad U_{кр} = \frac{P_0 (X_d + X_{вн})}{E_q},$$

где $X_{вн}$ – сопротивление проводника, с помощью которого двигатель подключается к шинам с напряжением U ; P_0 – мощность двигателя, потребляемая в режиме, в котором оценивается устойчивость. Если двигатель работает с АРВ пропорционального типа, то он имеет такую же схему замещения, как и синхронный генератор: переходная ЭДС $E' = const$ и переходное внутреннее сопротивление X'_d . В этом случае критическое напряжение определяется с помощью выражения:

$$U'_{кр} = \frac{P_0 (X'_d + X_{вн})}{E'}.$$

Это напряжение всегда меньше $U_{кр}$, так как $X'_d < X_d$.

10.3. Вторичные критерии устойчивости нагрузки

Нагрузка электрических систем состоит из различного рода потребителей, но двигатели составляют в ней наибольшую долю.

Однако применение критерия $dP/d\delta > 0$ часто затруднительно из-за невозможности точного определения параметров эквивалентного двигателя, которым бы можно заменить все двигатели рассматриваемой нагрузки. Поэтому часто устойчивость нагрузки рассчитывают с использованием её статических характеристик.

Одним из таких критериев является знак производной ЭДС генератора, питающего нагрузку системы по напряжению $dE/dU > 0$. Эта производная определяется углом наклона касательной к кривой зависимости $E = f(U)$, которая строится с помощью статических характеристик нагрузки. Любую схему питания нагрузки можно заменить эквивалентной, приведенной на рис.10.5, а.

Пусть в исходном режиме эквивалентная ЭДС равна E_0 , а напряжение на нагрузке U_0 . Снижая напряжение на шинах нагрузки, можно по статическим характеристикам определять



значения активной и реактивной мощностей, соответствующие этому напряжению. Затем, выполнив расчёт режима для схемы (рис.10.5, а), находят новое значение E . Проведя ряд расчётов для нескольких значений напряжений, можно построить зависимость $E = f(U)$ (рис.10.5, б).

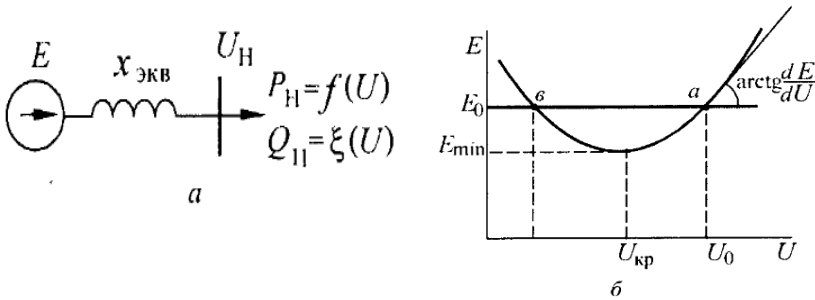


Рисунок 10.5. К определению критерия статической устойчивости нагрузки $\frac{dE}{dU} > 0$: а – схема подключения нагрузки; б – определение критерия $\frac{dE}{dU}$

Для ЭДС возможны два режима работы генератора на характеристике $E = f(U)$ – в точках а и б. В точке а производная $\frac{dE}{dU} > 0$, в точке б – $\frac{dE}{dU} < 0$. Каждой точке характеристики $E = f(U)$ соответствует своё скольжение, возрастающее с уменьшением напряжения U . Аналогично, как и в характеристике мощности асинхронного двигателя, точка а зависимости $E = f(U)$, соответствующая меньшему скольжению, является точкой устойчивого режима нагрузки, точка б – неустойчивого. Предельный режим определяется значением ЭДС E_{\min} в точке, где $\frac{dE}{dU} = 0$. Запас устойчивости нагрузки по напряжению при этом вычисляется по формуле

$$K_3 = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} 100\% .$$

При расчётах устойчивости нагрузки в системе, состоящей из группы электростанций, объединённых общей узловой точкой (рис.10.6, а), к которой подключена нагрузка, удобно использовать критерий

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0,$$

(10.3)

где $\Delta Q = \sum Q_G - \sum Q_H$.

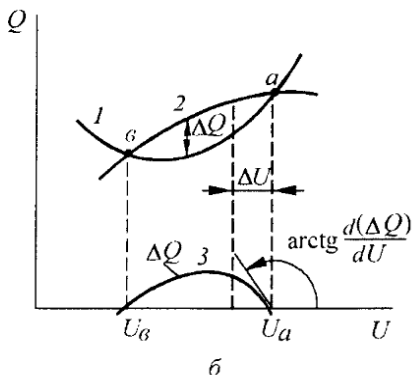
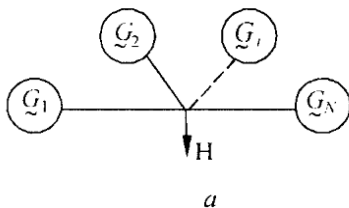


Рисунок 10.6. К определению критерия статической устойчивости нагрузки $\frac{d\Delta Q}{dU} < 0$: а – схема подключения нагрузки;

б – характеристика реактивной мощности генератора и нагрузки ($\sum Q_{\Sigma H}$ - кривая 1, $\sum Q_{\Sigma G}$ - 2, ΔQ - 3).

На рис.10.6, б показаны характеристики реактивной мощности эквивалентного генератора и нагрузки. Характеристика реактивной мощности генератора может быть найдена при неизменной ЭДС генератора и имеющемся напряжении при условии, что активная мощность генератора изменяется в соответствии с активной мощностью нагрузки ($P_G = P_H$). Мощность нагрузки при этом вычисляется по статической характеристике $P_H = f(U)$. Характеристики реактивной мощности имеют две точки пересечения, определяющие возможные режимы работы: точку a и точку b . Эти точки, очевидно, совпадают с одноимёнными точками на характеристике мощности двигателя (рис.10.3). Точка a , соответствующая большему напряжению, а, следовательно, меньшему скольжению, является точкой устойчивой работы, точка b – неустойчивой. Если исходный режим



работы устойчив и определяется точкой a , то при подключении к нагрузке индуктивности, потребляющей реактивную мощность ΔQ , её напряжение уменьшится на величину ΔU . При этом положительному значению ΔQ соответствует отрицательное значение ΔU , что подтверждает критерий (10.3).

10.4. Нормативные и методические указания по анализу статической устойчивости энергосистем

Анализ устойчивости проводится в соответствии с руководящими указаниями, периодически выпускаемыми Министерством энергетики РФ. В этих указаниях вводится понятие перетоков в сечениях, т.е. таких отключаемых элементов, которые соединяют две какие-либо части системы. Разрыв таких связей делит систему на две изолированные части. Перетоки в сечениях при установившихся режимах подразделяют на нормальные, утяжелённые и вынужденные.

Утяжелённые перетоки допускаются при отсутствии необходимых резервов мощности, недостаточной маневренности оборудования тепловых и атомных электростанций или неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сетей.

Вынужденные перетоки допускаются при предотвращении ограничений потребителей, а также невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС.

Запас статической устойчивости режима качественно определяется близостью к режиму, соответствующему границе области, в которой появляется аperiodическое или колебательное нарушение устойчивости. Запас количественно характеризуется коэффициентами запаса K_P по перетокам активной мощности в сечениях системы и по напряжению в узлах нагрузки K_U .

Переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса	
	по активной мощности	по напряжению
Нормальный	0,20	0,15
Утяжелённый	0,15	0,15
Вынужденный	0,08	0,10



Коэффициент запаса по активной мощности определяется из выражения

$$K_P = \frac{P_{\max} - P - \Delta P}{P_0},$$

где ΔP соответствует увеличению передаваемой мощности за счёт нерегулярных колебаний активной мощности в сечении.

Величина нерегулярных колебаний устанавливается по данным измерений и может быть определена по формуле

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}},$$

где P_{H1} , P_{H2} – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт; коэффициент K принимается равным 1,5 при ручном регулировании мощности и 0,75 при автоматическом регулировании частоты и мощности.

Коэффициент запаса по напряжению в узле нагрузки определяется по формуле

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U},$$

где U – напряжение узла нагрузки в исходном режиме; $U_{кр}$ – критическое напряжение узла, значение которого принимается не менее $0,7 U_{ном}$ и $0,75 U_{норм}$ ($U_{норм}$ – напряжение в узле в нормальном режиме).

Запас устойчивости определяется последовательными утяжелениями режима энергосистемы. Утяжеление режима и расчёт предельного перетока в сечении производится в предположении отключения любых устройств, препятствующих достижению предельного перетока в данном сечении. Предельные перетоки определяются с учётом перегрузок всего оборудования, допустимых в течение 20 минут.

10.5. Утяжеление исходного режима энергосистемы

Рекомендуются следующие способы утяжеления режима или их комбинации:

1) перераспределение активных мощностей между электрическими станциями;



2) увеличение нагрузки на наиболее загруженных узловых подстанциях;

3) снижения напряжения в узлах системы.

Первый способ применяется для систем, содержащих протяжённые или сильно загруженные линии электропередачи. Этот способ позволяет определить пропускную способность рассматриваемых линий. Для оценки апериодической устойчивости используется критерий $dP/d\delta > 0$.

Для каждой системы выбираются передающая и балансирующая станции с таким расчётом, чтобы увеличивающийся поток активной мощности проходил по линиям электропередачи исследуемого направления или через определённое сечение. При этом надо учитывать, насколько данная траектория утяжеления режима вероятна в условиях рассматриваемой энергосистемы.

При утяжелении режимов концентрированных систем (в которых электрические станции и узлы мощной нагрузки расположены недалеко друг от друга) рассматриваются увеличение нагрузки основных узлов приёмной части системы или снижение напряжения в узловых точках. Эти способы следует применять при исследовании статической устойчивости узлов нагрузки. Предельный режим в обоих случаях определяется по знаку свободного члена характеристического уравнения или по практическим критериям:

$$d\Delta Q/dU < 0 \text{ или } dE/dU > 0.$$

В проектных расчётах последовательно утяжеляемых режимов допускается перегрузка части оборудования, но если при подходе к пределу устойчивости перегрузка оказывается во много раз больше допустимых, то это означает, что выбранный способ утяжеления неприемлем. Вопрос о необходимости учёта ограничений следует решать в зависимости от того, является ли расчёт проектным, исследовательским или эксплуатационным.

В проектных расчётах можно не учитывать ряд ограничений, поскольку часто неизвестны такие факторы, как размещение резервов в системе, точные параметры нагрузок и т.п. Для решения эксплуатационных задач следует провести серию расчётов режимов с проверкой устойчивости при длительно допустимых эксплуатационных ограничениях. Под эксплуатационными ограничениями понимаются ограничения, обусловленные тепловым режимом машин и элементов сети, уровнем напряжения в заданных

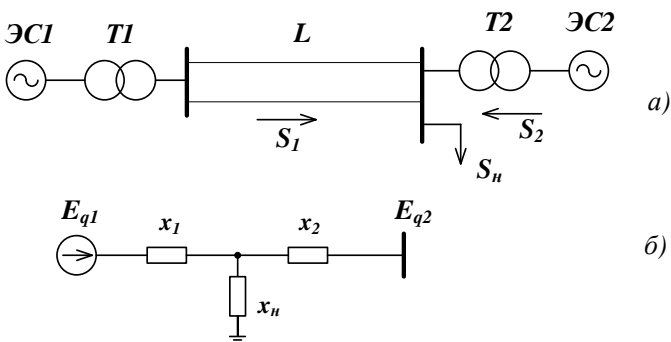


точках системы, желаемыми перетоками в некоторых линиях электропередачи, располагаемой мощностью синхронных машин и т.д. Если достигается предел устойчивости системы, то расчёт заканчивается. Если предел устойчивости не достигнут, а нарушается какое-либо из ограничений, то может быть проведена вариация расчётов режимов в пределах заданных эксплуатационных ограничений. Если эта возможность исчерпана, то эксплуатационные ограничения могут быть сняты и заменены одновременно допустимыми техническими ограничениями.

Технические ограничения – это кратковременно возможные перегрузки машин и трансформаторов, кратковременно допустимые изменения значения напряжений и т.д.

Таким образом, получается достаточно полная и реальная оценка запаса устойчивости. Запас устойчивости определяется для заданных режимных параметров: допустимого изменения нагрузки, перетока в линиях или напряжений в узлах системы.

ПРИМЕР 10.1. Участок энергосистемы состоит из двух электростанций ЭС1 и ЭС2. На генераторах обеих электростанций отключены АРВ. Проверить статическую устойчивость нагрузки по критерию $\frac{dE}{dU} > 0$.



Параметры режима в относительных базисных единицах: $\dot{S}_1 = 1 + j0,6$, $\dot{S}_2 = 1,2 + j0,7$, $\dot{S}_H = 2,2 + j1,3$, модуль напряжения на шинах приёмной системы $U_{H0} = 1$.

Параметры схемы замещения в относительных базисных единицах: $X_1 = 0,9$; $X_2 = 0,7$.

Статические характеристики нагрузки по напряжению в относительных номинальных единицах рассчитать по формулам:



$$\left. \begin{aligned} P_{*H} &= 0,83 - 0,3U_{*H} + 0,47U_{*H}^2; \\ Q_{*H} &= 3,7 - 7,0U_{*H} + 4,3U_{*H}^2. \end{aligned} \right\}$$

РЕШЕНИЕ. Анализ статической устойчивости нагрузки электрической системы в некотором исследуемом режиме по критерию $\frac{dE}{dU} > 0$ сводится к определению критического напряжения на шинах нагрузки $U_{н.кр}$ и сравнению его с уровнем напряжения на шинах нагрузки в этом режиме $U_{н0}$. Сравнение заключается в вычислении коэффициента запаса статической устойчивости K_U нагрузки рассматриваемого узла:

$$K_U = \frac{U_{н0} - U_{н.кр}}{U_{н0}}.$$

Поскольку напряжение на шинах приёмной системы задано, то зная значения \dot{S}_1 и \dot{S}_2 , определяем ЭДС обеих станций:

$$\dot{E}_1 = \dot{U}_{н0} + \frac{Q_1 X_1}{\dot{U}_{н0}} + j \frac{P_1 X_1}{\dot{U}_{н0}} = 1 + \frac{0,6 \cdot 0,9}{1} + j \frac{1 \cdot 0,9}{1} = 1,79e^{j30^\circ}$$

$$\dot{E}_2 = \dot{U}_{н0} + \frac{Q_2 X_2}{\dot{U}_{н0}} + j \frac{P_2 X_2}{\dot{U}_{н0}} = 1 + \frac{0,7 \cdot 0,7}{1} + j \frac{1,2 \cdot 0,7}{1} = 1,71e^{j29,5^\circ}$$

Приведём схему замещения к расчётному виду и вычислим эквивалентное сопротивление

$$X_\Sigma = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,9 \cdot 0,7}{0,9 + 0,7} = 0,39$$

и эквивалентную ЭДС



$$\dot{E}_{\Sigma} = \frac{\dot{E}_1 X_2 + \dot{E}_2 X_1}{X_1 + X_2} = \frac{(1,54 + j0,9)0,7 + (1,49 + j0,84)0,9}{0,9 + 0,7}$$

$$= 1,5 + j0,87 = 1,73e^{j30,2^{\circ}}$$

Задаваясь рядом значений напряжения на шинах нагрузки U_{*H} (0,6; 0,65; 0,7;1,05) с помощью выражений для статических характеристик нагрузки по напряжению, получим соответствующие значения P_{*H} и Q_{*H} .

Пересчёт относительных номинальных значений активной и реактивной мощностей в относительные базисные единицы производится по формулам:

$$P_{*\bar{\sigma}} = P_{*H} \frac{P_{H.НОМ}}{S_{\bar{\sigma}}},$$

$$Q_{*\bar{\sigma}} = Q_{*H} \frac{Q_{H.НОМ}}{S_{\bar{\sigma}}}.$$

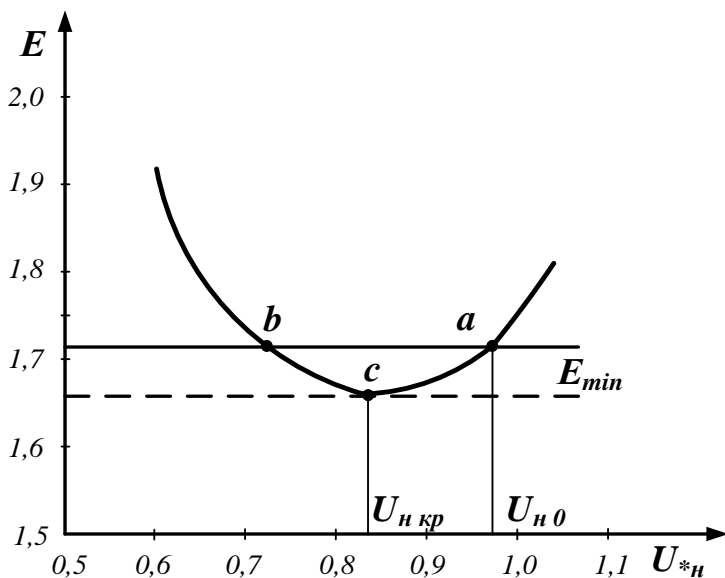
Результаты расчёта приведены в таблице

U_{*H}	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05
$P_{*\bar{\sigma}}$	1,8	1,83	1,87	1,91	1,96	2,01	2,06	2,13	2,2	2,27
$Q_{*\bar{\sigma}}$	1,36	1,24	1,18	1,12	1,11	1,11	1,15	1,19	1,3	1,4

Задаваясь значениями напряжений на шинах нагрузки с помощью выражения

$$E = \sqrt{\left(U_{*H} + \frac{Q_{*\bar{\sigma}} X_{\Sigma}}{U_{*H}} \right)^2 + \left(\frac{P_{*\bar{\sigma}} X_{\Sigma}}{U_{*H}} \right)^2}$$

находим зависимость $E(U_{*H})$.



$U_{*н}$	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05
E	1,92	1,8	1,74	1,69	1,67	1,68	1,69	1,7	1,75	1,8

Таким образом, величина $U_{н.кр} \cong 0,83$, тогда

$$K_{U\%} = \frac{U_{н0} - U_{н.кр}}{U_{н0}} 100\% = \frac{1 - 0,83}{1} 100\% = 17\% .$$

Величина коэффициента запаса статической устойчивости нагрузки в нормальных режимах должна быть более 15%, чтобы исключить остановки двигателей при допустимых эксплуатационных снижениях напряжения (до 10%). Следовательно, в рассмотренном случае статическая устойчивость нагрузки обеспечивается.



КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Устойчивость асинхронных двигателей.
2. Устойчивость синхронных двигателей.
3. Критерии статической устойчивости нагрузки?
4. Каково влияние АРВ синхронных двигателей на условия их статической устойчивости?
5. Как изменится устойчивость узла с асинхронной нагрузкой при компенсации её реактивной составляющей статическими конденсаторами и синхронными компенсаторами?
6. Какова суть понятия регулирующего эффекта нагрузки?
7. Что такое лавина напряжения, и каковы причины её возникновения?
8. По каким критериям оценивается статическая устойчивость узла нагрузки?
9. Каковы основные причины возникновения резких изменений режимов в узлах СЭС?
10. В чём особенность методики исследования переходного процесса в узле нагрузки при резких изменениях режима его работы?
11. Как влияет резкое снижение напряжения в точке питания на устойчивость асинхронных двигателей?

**ЗАДАЧА**

ЗАДАЧА 10.1. Участок энергосистемы состоит из двух электростанций ЭС1 и ЭС2. На генераторах обеих электростанций ЭС1 установлены автоматические регуляторы возбуждения пропорционального типа. Проверить статическую устойчивость нагрузки по критерию $dE/dU > 0$.

Схему и исходные данные взять из задачи 9.1. Модуль напряжения на шинах приёмной системы $U_{H0} = 1$.

Статические характеристики нагрузки по напряжению в относительных номинальных единицах рассчитать по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{*H} &= 0,83 - 0,3U_{*H} + 0,47U_{*H}^2; \\ Q_{*H} &= 3,7 - 7,0U_{*H} + 4,3U_{*H}^2. \end{aligned} \right\}$$



11. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Если статическая устойчивость характеризует установившийся режим работы системы, то при анализе динамической устойчивости выявляется способность системы сохранять синхронный режим работы при больших его возмущениях. Большие возмущения возникают при различных коротких замыканиях, отключениях линий электропередачи, генераторов, трансформаторов и т.п. К большим возмущениям относятся также изменения мощности крупной нагрузки, потеря возбуждения какого-либо генератора, включение крупных двигателей. Одним из следствий возникшего возмущения является отклонение скоростей вращения роторов генераторов от синхронной – качания роторов генераторов.

Если после какого-либо возмущения взаимные углы векторов примут определённые значения (их колебания затухнут около каких-либо новых значений), то считается, что динамическая устойчивость сохраняется. Если хотя бы у одного генератора ротор начинает проворачиваться относительно поля статора, то это признак нарушения динамической устойчивости. В общем случае о динамической устойчивости системы можно судить по зависимостям $\delta = f(t)$, полученным в результате совместного решения системы уравнений движения роторов генераторов. Но существует более простой и наглядный метод, основанный на энергетическом подходе к анализу динамической устойчивости, который называется графическим методом или методом площадей.

11.1. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом

Рассмотрим случай, когда электростанция работает через двухцепную линию на шины бесконечной мощности (рис.11.1, а). Условие постоянства напряжения на шинах системы ($U = const$) исключает качания роторов генераторов приёмной системы и значительно упрощает анализ динамической устойчивости. Схема замещения системы показана на рис.11.1, б. Генератор входит в



схему замещения переходными сопротивлением X'_d и ЭДС E'_q . Мощность, выдаваемая генератором в систему, равна мощности турбины и обозначена P_0 , угол ротора генератора – δ_0 . Характеристику мощности, соответствующая нормальному (доаварийному) режиму, запишем без учёта второй гармоники, что вполне допустимо в практических расчётах. Принимая $E'_q = E'$, получим выражение характеристики мощности в следующем виде:

$$P = \frac{E'U}{X'_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (11.1)$$

где $X'_{d\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}$.

Зависимость для нормального режима приведена на рис.11.1, Γ (кривая 1).

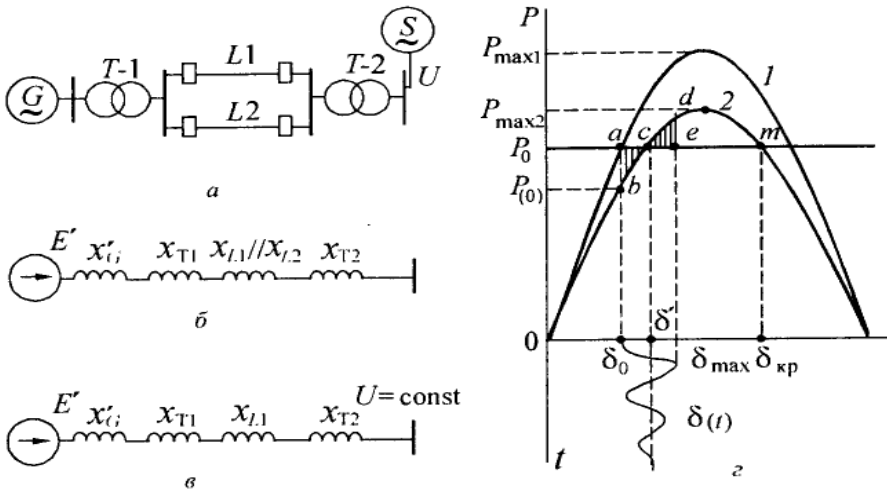


Рисунок 11.1. К анализу динамической устойчивости простейшей системы: *а* – принципиальная схема; *б* – схема замещения в нормальном режиме; *в* – схема замещения в послеаварийном режиме; *г* – графическая иллюстрация динамического перехода: характеристики мощности нормального и аварийного режимов (кривые 1,2 соответственно)



Предположим, что линия $L2$ внезапно отключается. Рассмотрим работу генератора после её отключения. Схема замещения системы после её отключения показана на рис.11,1, *в*. Суммарное сопротивление послеаварийного режима $X'_{d\Sigma(n.a)} = X'_d + X_{T1} + X_{L1} + X_{T2}$ увеличится по сравнению с $X'_{d\Sigma}$ (суммарное сопротивление нормального режима). Это вызовет уменьшение максимума характеристики мощности послеаварийного режима (кривая 2, рис.11.1, *г*). После внезапного отключения линии происходит переход с характеристики мощности 1 на характеристику 2. Из-за инерции ротора угол δ не может измениться мгновенно, поэтому рабочая точка перемещается из точки *a* в точку *b*.

На валу, соединяющем турбину и генератор, возникает избыточный момент, равный разности мощности турбины, которая не изменилась после отключения линии, и новой мощности генератора ($\Delta P = P_0 - P_{(0)}$). Под влиянием этой разности ротор машины начинает ускоряться, перемещаясь в сторону больших углов δ . Это движение накладывается на вращение ротора с синхронной скоростью, и результирующая скорость вращения ротора будет равна $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$, где ω_0 – синхронная скорость вращения; $\Delta\omega$ – относительная скорость. В результате ускорения ротора рабочая точка перемещается по характеристике 2. Мощность генератора возрастает, а избыточный (ускоряющий) момент (пропорциональный разности $\Delta P = P_0 - P_{(0)}$) – убывает. Относительная скорость $\Delta\omega$ возрастает до точки *c*. В точке *c* избыточный момент становится равным нулю, а скорость $\Delta\omega$ – максимальной. Вращение ротора со скоростью ω не прекращается в точке *c*, ротор по инерции проходит эту точку и продолжает движение. Но избыточный момент при этом меняет знак и начинает тормозить ротор. Относительная скорость уменьшается и в точке *d* становится равной нулю.

Угол δ в этой точке достигает своего максимального значения. Но в точке *d* относительное движение ротора не прекращается, так как на валу ротора генератора действует тормозной избыточный момент, поэтому ротор начинает движение в противоположную сторону, т.е. в сторону точки *c*. Точку *c* ротор проходит по инерции, около точки *b* угол становится минимальным, и начинается новый цикл относительного движения ротора. Затухание колебаний ротора обусловлено потерями энергии при относительном движении рото-



ра.

Избыточный момент связан с избытком мощности выражением

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega},$$

где ω – результирующая скорость вращения ротора.

Изменение скорости $\Delta\omega$ при качаниях пренебрежимо мало по сравнению со скоростью ω_0 , поэтому с достаточной для практики погрешностью можно принять $\omega \cong \omega_0$, и тогда получаем (выражая ΔM , ΔP и ω_0 в относительных единицах)

$$\Delta M_* = \Delta P / \omega_0, \text{ поскольку } \omega_0 = 1.$$

Рассматривая только относительное движение ротора и работу, совершаемую при этом движении, при перемещении ротора на бесконечно малый угол $d\delta$ избыточный момент выполняет элементарную работу $\Delta M \cdot d\delta$. При отсутствии потерь вся работа идёт на изменение кинетической энергии ротора в его относительном движении.

В тот период движения, когда избыточный момент ускоряет вращение ротора, кинетическая энергия, запасённая ротором в период его ускорения, будет определяться по формуле

$$F_{\text{уск}} = \int_{\delta_0}^{\delta'_0} \Delta P d\delta = f_{abc},$$

где f_{abc} – заштрихованная площадь abc на рис.11.1, г. Изменение кинетической энергии ротора в его торможения вычисляется как

$$F_{\text{морм}} = \int_{\delta'_0}^{\delta_m} \Delta P d\delta = f_{cde}.$$

Площади f_{abc} и f_{cde} , пропорциональные кинетической энергии ускорения и торможения, называются площадями ускорения и торможения.

В период торможения кинетическая энергия ротора переходит в потенциальную энергию, которая возрастает с уменьшением скорости $\Delta\omega$. В точке d кинетическая энергия равна нулю, и для



определения максимального угла отклонения ротора δ_{\max} достаточно выполнить условие

$$F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$$

таким образом, при максимальном угле отклонения площадь ускорения равна площади торможения. Максимальная возможная площадь торможения определяется углом $\delta_{кр}$. Если максимальный угол превысит значение $\delta_{кр}$, то на валу ротора генератора появится ускоряющий избыточный момент

($P_0 > P_G$) и генератор выпадет из синхронизма. На рис.11.1, r площадь cdm – максимальная возможная площадь ускорения. Определив её, можно оценить запас динамической устойчивости. Коэффициент запаса определяется по формуле

$$K_3 = \frac{F_{cdm} - F_{abc}}{F_{abc}} 100\% .$$

11.2. Динамическая устойчивость при коротких замыканиях в системе

Наиболее распространённым видом возмущений, при которых необходим анализ динамической устойчивости в системе, является короткое замыкание. Рассмотрим общий случай несимметричного короткого замыкания в начале линии на рис.11.2, *а*. Схема замещения системы для режима КЗ показана на рис.11.2, *б*. Дополнительный реактанс $X_{\Delta}^{(n)}$, включаемый в точку КЗ, зависит от вида короткого замыкания, и определяется так же, как и п.2.: $X_{\Delta}^{(2)} = X_{2\Sigma}$, $X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$, $X_{\Delta}^{(1,1)} = X_{2\Sigma} // X_{0\Sigma}$, где $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ – суммарные сопротивления обратной и нулевой последовательности соответственно. После возникновения КЗ мощность, передаваемая от генератора в систему, изменится, как и суммарное сопротивление прямой последовательности $X_{1\Sigma}$, связывающее генератор с системой.

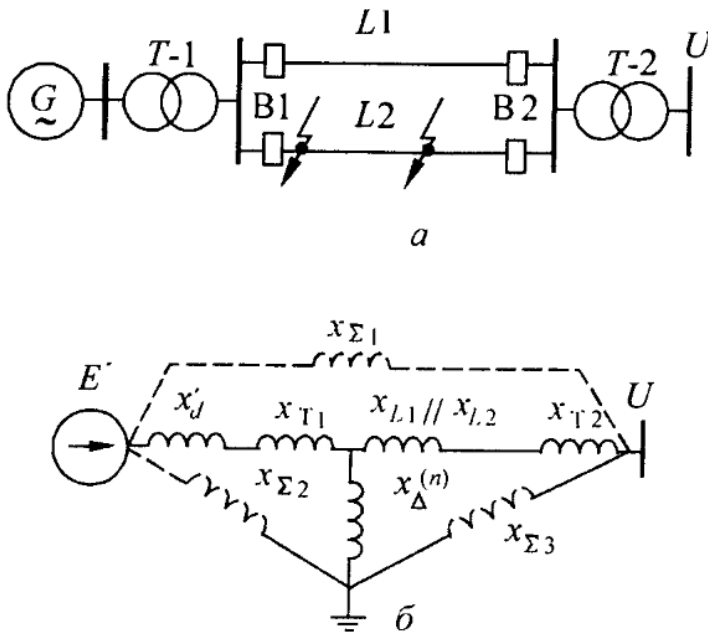


Рисунок 11.2. Участок энергосистемы:

a – принципиальная схема; *б* – схема замещения для режима КЗ

Сопротивление X_{Σ} находится из схемы замещения на рис.11.2,б:

$$X_{\Sigma} = (X'_d + X_{T1}) + (X_{L1} // X_{L2} + X_{T2}) + \frac{(X'_d + X_{T1})(X_{L1} // X_{L2} + X_{T2})}{X_{\Delta}^{(n)}} \quad (11.2)$$

Если подставить сопротивление X_{Σ} в выражение характеристики мощности (11.1), то получим кривую, лежащую ниже характеристик нормального и послеаварийного режимов. Это объясняется увеличением сопротивления в знаменателе выражения (11.1).

В момент КЗ из-за изменения параметров схемы происходит переход с одной характеристики мощности на другую (рис.11.3). Так как ротор обладает механической инерцией, то угол δ мгновенно измениться не может и отдаваемая генератором мощность уменьшается до значения $P_{(0)}$. Мощность турбины при этом не изменяется в виду запаздывания её регуляторов. На роторе генератора появля-



ется некоторый избыточный момент, определяемый избытком мощности ($\Delta P = P_0 - P_{(0)}$). Под действием этого момента ротор генератора начинает ускоряться, угол δ увеличивается.

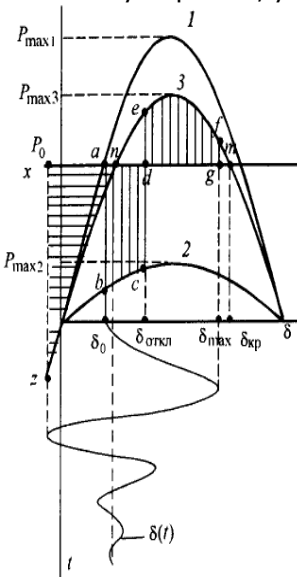


Рисунок 11.3. Динамический переход при КЗ

Качественно процесс протекает так же, как и в предыдущем случае внезапного отключения линии. Поскольку линия $L2$, как и любой другой элемент энергосистемы, имеет защиту, через определённое время она отключится выключателями В1 и В2. Это время рассчитывается как

$$t_{откл} = t_{сз} + t_{выкл},$$

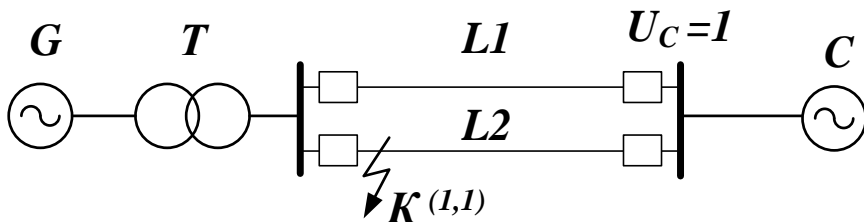
где $t_{сз}$ – собственно время срабатывания защиты; $t_{выкл}$ – время срабатывания выключателей В1 и В2.

Времени $t_{откл}$ соответствует угол отключения КЗ $\delta_{откл}$. Отключение КЗ вызывает переход с характеристики мощности аварийного режима 2 на характеристику послеаварийного режима 3. При этом меняется знак избыточного момента; он превращается из ускоряющего в тормозящий. Ротор, затормаживаясь, продолжает движение в сторону увеличения угла из-за накопленной в процессе ускорения кинетической энергии. Это движение будет продолжаться до тех пор, пока площадь торможения f_{dcfg} не сравняется с площадью ускорения f_{abcd} . В точке f скорость ротора равна синхронной. Но движение ротора не прекращается, так как на него действует тормозной избыточный момент, определяемый избытком мощности $\Delta P_{торм} = P_f - P_0$. Ротор, ускоряясь, начинает движение в обратную сторону. Его скорость максимальна в точке l . После



точки l относительная скорость начинает уменьшаться и становится равной нулю в точке z . Эта точка определяется из равенства площадей f_{nefgd} и f_{xnz} . Вследствие потерь энергии колебания ротора будут затухать около нового положения равновесия послеаварийного режима – точки l .

ПРИМЕР 11.1. В электропередаче, показанной на рисунке, в точке К произошло двухфазное КЗ на землю. В момент времени t_1 оно переходит в трёхфазное, а затем в момент времени t_2 повреждённая линия отключается.



Параметры электропередачи (в относительных базисных единицах) и исходного режима:

$$S_{\bar{\sigma}} = 125 \text{ МВА}; U_{\bar{\sigma}} = 230 \text{ кВ}; X_{1*\bar{\sigma}} = 1,9; X_{2*\bar{\sigma}} = 0,11; X_{3*\bar{\sigma}} = 0,095; \text{ (для двух цепей)}; P_{*\bar{\sigma}} = 0,8; Q_{*\bar{\sigma}} = 0,48.$$

Сопротивление двухцепной линии для токов нулевой последовательности в относительных базисных единицах

$$X_{4*\bar{\sigma}} = 3X_{3*\bar{\sigma}} = 3 \cdot 0,095 = 0,285.$$

Суммарный маховый момент генератора и турбины $GD^2 = 60$, а постоянная времени турбогенератора T_j , приведенная к базисной мощности

$$T_j = \frac{2,74GD^2n^2}{S} 10^{-6} = \frac{2,74 \cdot 60 \cdot 3000^2}{S} 10^{-6} = 11,8 \text{ с.}$$

Требуется проверить динамическую устойчивость системы без учёта трансформатора Т2, если моменту времени t_1 соответствует угол 50° , t_2 – угол 70° .

РЕШЕНИЕ. Составим схему замещения для нормального режима и определим ЭДС генератора за переходным сопротивлением.



Суммарное сопротивление электропередачи:

$$X_{\text{экв}^*\bar{b}} = X_{1^*\bar{b}} + X_{2^*\bar{b}} + X_{3^*\bar{b}} = 0,21 + 0,11 + 0,095 = 0,415$$

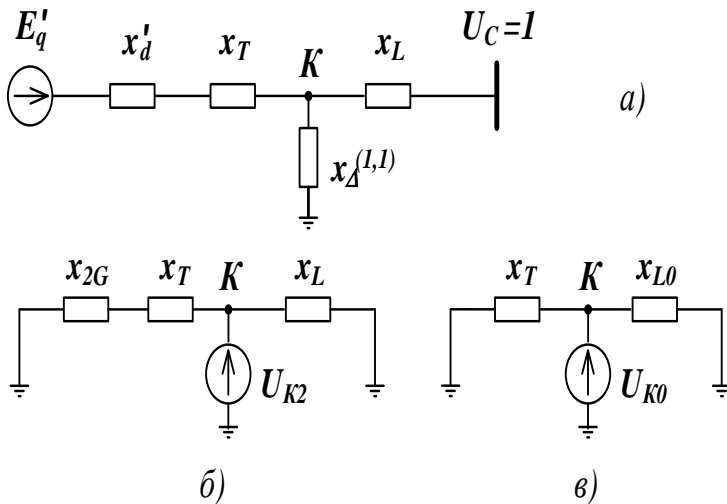
Векторное значение переходной ЭДС за переходным сопротивлением

$$\dot{E}'_q = \left(U_{c^*\bar{b}} + \frac{Q^*\bar{b} X_{\text{экв}^*\bar{b}}}{U_{c^*\bar{b}}} \right) + j \left(\frac{P^*\bar{b} X_{\text{экв}^*\bar{b}}}{U_{c^*\bar{b}}} \right) = 1,2 + j0,332 = 1,24 e^{j15^\circ}$$

Амплитуда передаваемой мощности в нормальном режиме

$$P_{\max 1} = \frac{E'_q U_{c^*\bar{b}}}{X_{\text{экв}^*\bar{b}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,415} = 2,99.$$

Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.



Суммарное сопротивление обратной последовательности

$$X_{2\Sigma} = (X_{1^*\bar{b}} + X_{2^*\bar{b}}) // X_{3^*\bar{b}} = \frac{(X_{1^*\bar{b}} + X_{2^*\bar{b}}) X_{3^*\bar{b}}}{X_{1^*\bar{b}} + X_{2^*\bar{b}} + X_{3^*\bar{b}}} = \frac{(0,21 + 0,11) 0,095}{0,21 + 0,11 + 0,095} = 0,031$$

$$X_{0\Sigma} = X_{2^*\bar{b}} // X_{4^*\bar{b}} = \frac{X_{2^*\bar{b}} X_{4^*\bar{b}}}{X_{2^*\bar{b}} + X_{4^*\bar{b}}} = \frac{0,11 \cdot 0,285}{0,11 + 0,285} = 0,08.$$

При двухфазном КЗ на землю



$$X_{\Delta}^{(1,1)} = X_{2\Sigma} // X_{0\Sigma} = \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,031 \cdot 0,08}{0,031 + 0,08} = 0,022$$

Взаимное сопротивление схемы в аварийном режиме (преобразование звезды в треугольник)

$$X_{\epsilon 3} = (X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}}) + X_{3*\bar{b}} + \frac{(X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}})X_{3*\bar{b}}}{X_{\Delta}^{(1,1)}} = 1,8$$

Амплитуда передаваемой мощности в аварийном режиме

$$P_{\max 2} = \frac{E'_q U_{c*\bar{b}}}{X_{\epsilon 3*\bar{b}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{1,8} = 0,69.$$

Послеаварийный режим характеризуется отключением одной цепи линии электропередачи, при этом сопротивлении линии увеличивается в два раза и суммарное сопротивление электропередачи составит

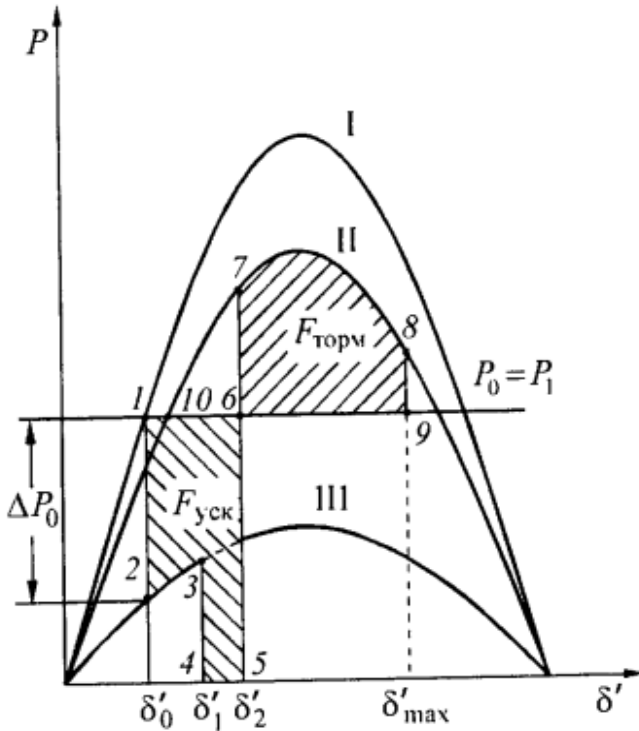
$$X_{\epsilon 3*\bar{b}} = X_{1*\bar{b}} + X_{2*\bar{b}} + 2X_{3*\bar{b}} = 0,21 + 0,11 + 2 \cdot 0,095 = 0,5$$

Амплитуда передаваемой мощности в послеаварийном режиме

$$P_{\max 3} = \frac{E'_q U_{c*\bar{b}}}{X_{\epsilon 3*\bar{b}}} = \frac{1,24 \cdot 1}{0,51} = 2,43.$$

Характеристики мощности приведены на рисунке.

Построим площади ускорения и торможения. При двухфазном КЗ на землю мощность, отдаваемая генератору, уменьшается до величины, соответствующей точке 2 на характеристике III. Под действием избыточного момента $\Delta M_0 \cong \Delta P_0$ ротор генератора ускоряется.



В момент времени t_1 (соответствует углу δ'_1) при возникновении трёхфазного короткого замыкания мощность, отдаваемая генератором, падает до нуля. Под действием полного избыточного момента, равного моменту турбины, ротор продолжает ускоряться.

В момент времени t_2 (соответствует углу δ'_2) после отключения повреждённой линии мощность, отдаваемая генератором, повышается до значения, определяемого точкой 7 на характеристике послеаварийного режима II. Здесь электрическая мощность, отдаваемая генератором, больше мощности, развиваемой турбиной, генератор тормозится, но угол δ' продолжает увеличиваться благодаря кинетической энергии, запасённой ротором генератора до точки 8 (угол δ'_{max}), где энергия, накопленная при ускорении ротора, полностью израсходуется при его торможении. Этому соответствует равенство площадей ускорения и торможения ($F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$). Затем



угол δ' начнёт уменьшаться. После нескольких качаний ротора установится новый режим, определяемый точкой 10 на характеристике послеаварийного режима II.

Отношение возможной площади торможения 6-7-8-9-6 к площади ускорения 1-2-3-4-5-6-1 даёт коэффициент запаса динамической устойчивости.

11.3. Предельный угол отключения коротких замыканий

С помощью рис.11.3 можно графически найти предельное значение угла отключения КЗ, при котором сохраняется устойчивая работа системы. Оно определяется равенством площади ускорения f_{abcd} и возможной площади торможения f_{defm} . Приравнивая эти площади $f_{abcd} = f_{defm}$, получим аналитическое выражение для предельного угла отключения КЗ:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{откл.нр}} (P_0 - P_{\max 2} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{откл.нр}}^{\delta_{кр}} (P_0 - P_{\max 3} \sin \delta) d\delta = 0$$

Раскрывая определённые интегралы, получим

$$P_0(\delta_{откл.нр} - \delta_0) + P_{\max 2}(\cos \delta_{откл.нр} - \cos \delta_0) + P_0(\delta_{кр} - \delta_{откл.нр}) + P_{\max 3}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{откл.нр}),$$

откуда

$$\cos \delta_{откл.нр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_{откл.нр}) + P_{\max 3} \cos \delta_{кр} - P_{\max 2} \cos \delta_0}{P_{\max 3} - P_{\max 2}} \quad (11.3)$$



$$\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{\max 3}}$$

(углы выражаются в радианах).

Однако для практических целей знания угла $\delta_{откл.пр}$ недостаточно. При выборе выключателей и расчёте релейной защиты необходимо находить не угол, а период времени, в течение которого ротор успевает достигнуть этого угла, т.е. предельно допустимое время отключения КЗ. Это время может быть найдено путём численного решения уравнения движения ротора генератора.

11.4. Анализ трёхфазного КЗ графическим методом

При трёхфазном коротком замыкании в начале линии взаимное сопротивление схемы становится бесконечно большим, так как сопротивление реактанса $X_{\Delta}^{(3)} = 0$. При этом характеристика мощности аварийного режима совпадает с осью абсцисс (рис.11.4). Ротор генератора начинает своё относительное движение под действием избыточного момента, равного механическому моменту турбины. Дифференциальное уравнение движения ротора при этом имеет вид

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0. \quad (11.4)$$

Это уравнение является линейным и имеет аналитическое решение. Перепишем уравнение (11.4) в следующем виде

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_0}{T_j}'$$

Откуда взяв интеграл от левой и правой частей, получим

$$\omega = \frac{P_0}{T_j} t + c_1. \quad (11.5)$$

При $t = 0$ относительная скорость ротора $\omega = 0$ и, следо-



вательно, $c_1 = 0$. Проинтегрировав ещё раз (10.5), получим

$$\delta = \frac{P_0}{T_j} \frac{t^2}{2} + c_2.$$

Постоянная интегрирования c_2 определяется из условий: $\delta = \delta_0$, $c_2 = \delta_0$ при $t = 0$. Окончательно зависимость угла от времени имеет вид

$$\delta = \frac{P_0}{T_j} \frac{t^2}{2} + \delta_0. \quad (11.6)$$

Время в течение которого ротор достигает значение угла δ , находится из выражения (11.6):

$$t = \sqrt{\frac{2T_j(\delta - \delta_0)}{P_0}}. \quad (11.7)$$

Предельный угол отключения трёхфазного КЗ может быть определён из выражения (11.3), упрощённого условием $P_{\max 2} = 0$:

$$\cos \delta_{\text{откл.нр}} = \frac{P_0(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{\max 3} \cos \delta_{\text{кр}}}{P_{\max 3}}.$$

Предельное время отключения при трёхфазном КЗ определится из выражения (11.7):

$$t_{\text{откл.нр}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{откл.нр}} - \delta_0)}{P_0}}.$$

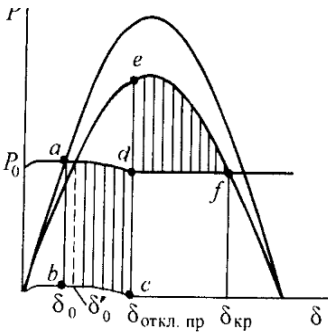


Рисунок 11.4. Трёхфазное КЗ в начале линии

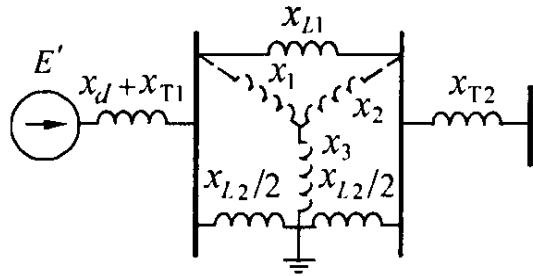


Рисунок 11.5. Трёхфазное КЗ в середине линии и преобразование схемы

Если трёхфазное КЗ происходит не в начале линии (а, например, в её середине), то взаимное сопротивление принимает конечное значение и определяется из схемы, приведенной на рис.11.5. Преобразовав треугольник из сопротивлений линий X_{L1} , $X_{L2}/2$, $X_{L2}/2$ в звезду X_1 , X_2 , X_3 , получим схему участка энергосистемы, подобную схеме при несимметричном КЗ, изображённую на рис. 11.2, б.

Динамический переход в этом случае аналогичен переходу при несимметричном КЗ.

11.5. Решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов

Уравнение движения ротора нелинейно и не может быть решено аналитически. Исключением является полный сброс мощности в аварийном режиме, т.е. $P_{ав. max} = 0$, рассмотренный выше. Уравнение (9.4) решается методами численного интегрирования. Одним из них является метод последовательных интервалов, иллюстрирующий физическую картину протекания процесса. В соответствии с этим методом весь процесс качания ротора генератора разбивается на ряд интервалов времени Δt и для каждого из них последовательно вычисляются приращение угла $\Delta \delta$. В момент КЗ, отдаваемая генератором мощность падает и возникает некоторый избыток мощности $\Delta P_{(0)}$. Для малого интервала времени Δt



можно допустить, что избыток мощности в течение этого интервала остаётся неизменным. Интегрируя выражение (9.4), в конце получим в конце первого интервала

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta V_{(1)} = \alpha_{(0)}\Delta t + c_1, \quad \delta_{(1)} = \alpha_{(0)} \frac{\Delta t^2}{2} + c_2.$$

Относительная скорость ротора в момент КЗ равна нулю ($c_1 = 0$), и поэтому относительная скорость ротора в конце первого интервала равна $\Delta V_{(1)}$. При $t = 0$ угол $\delta = \delta_0$, поэтому $c_2 = \delta_0$. Ускорение α_0 может быть вычислено из (9.1):

$$\alpha_0 = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j}, \text{ откуда следует}$$

$$\Delta\delta_{(1)} = \frac{\Delta P_{(0)}}{T_j} \frac{\Delta t^2}{2}.$$

Здесь угол и время выражены в радианах. В практических расчётах угол выражается в градусах, а время – в секундах:

$$\delta_{(град)} = \frac{360f}{\omega_0} \delta_{(рад)}, \quad (11.8)$$

$$t_{(с)} = \frac{t_{(рад)}}{\omega_{(0)}}. \quad (11.9)$$

Используя (11.8) и (11.9) и учитывая, что

$$T_{j(с)} = \frac{T_{j(рад)}}{\omega_0}, \text{ получаем}$$

$$\delta_{(1)} = \delta_0 + \frac{360f\Delta t^2}{T_j} \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = \delta_0 + K \frac{\Delta P_{(0)}}{2},$$

где

$$K = \frac{360f\Delta t^2}{T_j}. \quad (11.10)$$

Ускорение, создаваемое во втором интервале, пропорционально избытку мощности в конце первого интервала $\Delta P_{(1)}$. При



вычислении приращения угла в течение второго интервала необходимо учесть то, что кроме действующего в этом интервале ускорения $\alpha_{(1)}$ ротор уже имеет в начале интервала скорость $V_{(1)}$:

$$\Delta\delta_{(2)} = V_{(1)}\Delta t + \frac{\alpha_{(1)}\Delta t^2}{2} = V_{(1)}\Delta t + K \frac{\Delta P_{(1)}}{2}, \quad (11.11)$$

где $\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{\max} \sin(\delta_1)$.

Ускорение $\alpha_{(0)}$ изменяется в течение первого интервала времени, поэтому для снижения погрешности вычисления значения скорости V_1 необходимо предположить, что на первом интервале действует среднее ускорение

$$\alpha_{(0)cp} = \frac{(\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)})}{2}.$$

Тогда относительная скорость будет выражена формулой

$$V_{(1)} = \alpha_{(0)cp} \Delta t = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t.$$

Подставляя это выражение в (11.11), получаем

$$\Delta\delta_{(2)} = \frac{\alpha_{(0)} + \alpha_{(1)}}{2} \Delta t + \frac{2\alpha_{(1)}\Delta t^2}{2} = \frac{\alpha_{(0)}\Delta t^2}{2} + \alpha_{(1)}\Delta t^2,$$

или $\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + K\Delta P_{(1)}$.

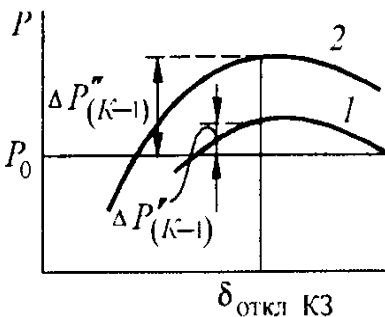


Рисунок 11.6. К определению избытка мощности при переходе от одного режима (1) к другому (2)

Приращение угла на последующих интервалах рассчитываются аналогично:

$$\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n-1)} + K\Delta P_{(n-1)}$$

. Если в начале некоторого K – интервала происходит отключение КЗ, то избыток мощности внезапно изменя-

ется от некоторой величины

$$\Delta P'_{(K-1)} \quad (\text{рис.11.6}) \quad \text{до}$$

$$\Delta P''_{(K-1)}, \quad \text{что соответствует}$$

переходу с характеристики 1 на 2.

Приращение угла на первом интервале после отключения КЗ



определится как

$$\Delta\delta_{(K)} = \Delta\delta_{(K-1)} + K \frac{\Delta P'_{(K-1)} + \Delta P''_{(K-1)}}{2}. \quad (11.12)$$

Расчёт методом последовательных интервалов ведётся до тех пор, пока угол δ не начнёт уменьшаться, либо станет видно, что угол неограниченно растёт, т.е. устойчивость машины нарушается.

11.6. Динамическая устойчивость сложных систем

Расчёт динамической устойчивости сложных систем может быть выполнен в виде следующей последовательности.

1. Расчёт нормального режима работы электрической системы до возникновения КЗ. Результатом расчёта являются значения ЭДС электростанций (E'_i) и углы между ними.

2. Составление схем замещения обратной и нулевой последовательностей и определение их результирующих сопротивлений относительно точки КЗ и точки нулевого потенциала схемы. Вычисление дополнительных реактансов $X_{\Delta}^{(n)}$, соответствующих рассматриваемым КЗ.

3. Расчёт собственных и взаимных проводимостей для всех электростанций системы в аварийном и послеаварийном режимах.

4. Расчёт угловых перемещений роторов машин с помощью метода последовательных интервалов. Определение значений отдаваемых машинами мощностей в начале первого интервала:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + \dots$$

$$P_2 = E_2 E_1 Y_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + E_2^2 Y_{22} \sin \alpha_{22} + \dots$$

5. Определение избытков мощности в начале первого интервала:

$$\Delta P_{1(0)} = P_{10} - P_1,$$

$$\Delta P_{2(0)} = P_{20} - P_2,$$

где P_{10} , P_{20} и т.д. – мощности, вырабатываемые машинами в момент, предшествующий КЗ.

6. Вычисление угловых перемещений роторов генераторов в течение первого интервала Δt :



$$\Delta\delta_{1(1)} = K_1 \frac{\Delta P_{1(0)}}{2},$$

$$\Delta\delta_{2(1)} = K_2 \frac{\Delta P_{2(0)}}{2},$$

.....

Во втором и последующих интервалах выражения для угловых перемещений имеют вид:

$$\Delta\delta_{1(n)} = \Delta\delta_{1(n-1)} + K_1 \Delta P_{1(n-1)},$$

$$\Delta\delta_{2(n)} = \Delta\delta_{2(n-1)} + K_2 \Delta P_{2(n-1)},$$

.....

Коэффициенты K рассчитываются в соответствии с выражением (11.10).

7. Определение значений углов в конце первого – начале второго интервалов

$$\Delta\delta_{1(n)} = \delta_{1(n-1)} + \Delta\delta_{1(n)},$$

$$\Delta\delta_{2(n)} = \delta_{2(n-1)} + \Delta\delta_{2(n)},$$

.....

где $\delta_{1(n-1)}$, $\delta_{2(n-1)}$ и т.д. – значения углов в конце предшествующего интервала.

8. Нахождение новых значений взаимных углов расхождения роторов:

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2,$$

$$\delta_{13} = \delta_1 - \delta_3,$$

.....

Определив эти значения, переходят к расчёту следующего интервала, т.е. вычисляется мощность в начале этого интервала, а затем повторяется расчёт, начиная с п.5.

В момент отключения повреждения все собственные и взаимные проводимости ветвей меняются. Угловые перемещения роторов в первом интервале времени после отключения подсчитываются для каждой машины по выражению (11.12). Для последующих интервалов расчёт ведётся по алгоритму, приведенному выше.

Расчёт динамической устойчивости сложных систем выполняется для определённого времени отключения КЗ и продолжается не только до момента отключения КЗ, а до тех пор, пока не будет установлен факт нарушения устойчивости или её сохранения. Об



этом судят по характеру изменения относительных углов.

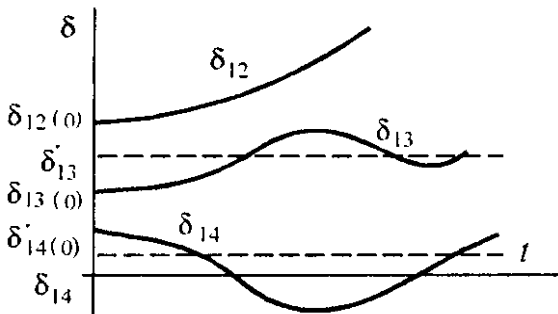


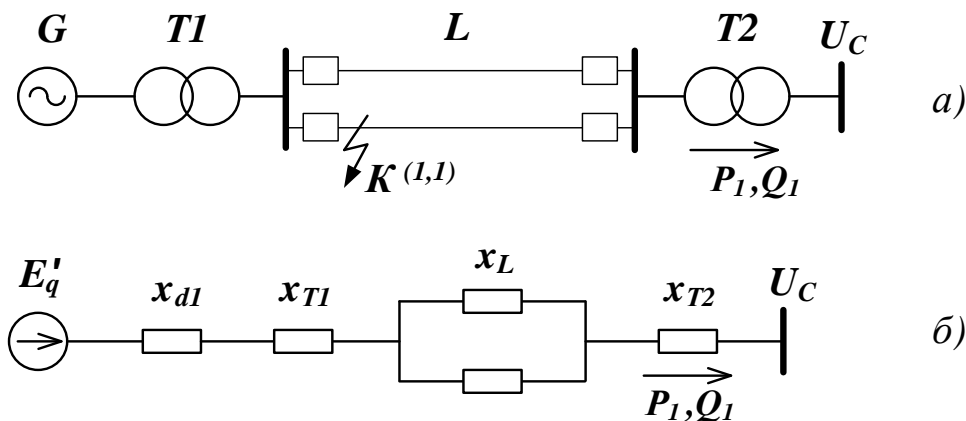
Рисунок 11.7. Изменение во времени относительных углов генераторов системы

Если хотя бы один угол неограниченно растёт (например, угол δ_{12} на рис.11.7), то система считается динамически неустойчивой. Если все взаимные углы имеют тенденцию к затуханию около каких-либо новых значений, то система устойчива.

Если структура рассчитываемой системы такова, что в ней имеется какая-либо станция, мощность которой превосходит мощности остальных станций, то относительные углы отсчитываются относительно этой станции.

Если по характеру изменения относительных углов установлено нарушение устойчивости системы при принятом в начале расчёта времени отключения КЗ, то для определения предельного времени КЗ следует повторить расчёт, уменьшая время отключения КЗ до тех пор, пока не будет обеспечена устойчивая работа энергосистемы.

ПРИМЕР 11.2. В электропередаче, показанной на рисунке, в точке К произошло двухфазное КЗ на землю. Параметры электропередачи (в относительных базисных единицах) и исходного режима: $S_{\bar{\sigma}} = 500$ МВА; $U_{\bar{\sigma}} = 230$ кВ; $X_{1*\bar{\sigma}} = 0,9$; $X'_{1*\bar{\sigma}} = 0,15$; $X_{2*\bar{\sigma}} = 0,1$; $X_{2G*\bar{\sigma}} = 0,18$ (сопротивление обратной последовательности генератора), $X_{3*\bar{\sigma}} = 0,5$; (для двух цепей); $X_{4*\bar{\sigma}} = 0,1$; $P_{1*\bar{\sigma}} = 1,0$; $Q_{*\bar{\sigma}} = 0,5$.



Проверить динамическую устойчивость системы при двухфазном КЗ на землю в точке К путём решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в системе, методом последовательных интервалов. При выполнении расчётов положить, что $E'_{q1} = E'_{q10} = const$ и $U_c = const$. Время отключения короткого замыкания принять $t_{откл} = 0,25$ с, шаг интегрирования $\Delta t = 0,05$ с.

При проверке динамической устойчивости электрических систем необходимо решить следующие задачи:

- составить систему дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в системе;
- определить начальные условия;
- задать возмущающие и управляющие воздействия;
- выполнить численно интегрирование системы уравнений, описывающих переходные процессы в системе;
- сделать заключение об устойчивости системы.

РЕШЕНИЕ.

Математическое описание переходных процессов

Упрощённые расчёты переходных электромеханических процессов выполняют, принимая неизменным результирующее потокоцепление обмотки возбуждения в продольной оси во время всего переходного процесса, т.е. предполагая постоянной ЭДС $E'_{q1} = E'_{q10} = const$. Такое допущение основано на законе электр-



ромагнитной инерции, согласно которому в синхронной машине результирующее потокоцепление $\Psi_{рез}$, связанное с обмоткой возбуждения, остаётся в момент возмущения ($t = 0$) неизменным, и далее медленно изменяется, переходя к установившемуся значению $\Psi_{рез}$ при $t = \infty$.

Величина E'_q , пропорциональная результирующему потокоцеплению с обмоткой возбуждения, оставаясь неизменной в момент коммутации (например, при КЗ в сети), изменяется далее относительно медленно. АРВ после снятия аварийного возмущения, обычно сопровождающегося понижением напряжения на шинах генератора, увеличивает вынужденную составляющую тока возбуждения, стремясь поддержать напряжение генератора неизменным. Это приводит к стабилизации E'_q на ещё большем интервале времени, что даёт основание при предварительном анализе больших возмущений и расчётах динамической устойчивости считать $E'_q = E'_{q0} = const$.

При таком допущении схема замещения, принимает вид, изображённый на рисунке, а переходные процессы в электрической системе будут описываться только дифференциальным уравнением относительного движением ротора эквивалентного генератора удалённой станции

$$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P,$$

(*)

где P_T – мощность турбины;

$$P = P_{1m} \sin \delta - P_{2m} \sin 2\delta;$$

$$P_{1m} = \frac{E'_q U_c y_{12}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}};$$

$$P_{2m} = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 y_{12}^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}}.$$

Определение начальных условий

Запись начальных условий осуществляется по составленному математическому описанию переходных процессов. В рассмат-



риваемом случае будут следующие начальные условия:

$$\delta_{(0)} = \delta_0; \quad \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(0)} = \omega_{(0)} - \omega_0 = 0;$$

$$E'_{q(0)} = E'_{q0} = \text{const} \quad P_T = P_0 = \text{const}.$$

;

Параметры δ_0 , E'_{q0} , P_0 определяются путём расчёта установившегося доаварийного режима. (схема б)

Результирующее сопротивление передачи:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma} &= X_{d1} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2} = \\ &= 0,9 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 = 1,35; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X'_{\Sigma} &= X'_{d1} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2} = \\ &= 0,15 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 = 0,6; \end{aligned}$$

$$y'_{11} = y'_{12} = \frac{1}{X_{\Sigma}} = \frac{1}{1,35} = 0,74.$$

ЭДС удалённой станции:

$$\begin{aligned} \dot{E}_q &= U_{c0} + \frac{Q_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 1,35}{1} + j \frac{1 \cdot 1,35}{1} = \\ &= 1,675 + j1,35 = 2,15e^{j39^\circ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}'_q &= U_{c0} + \frac{Q_1 X'_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X'_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 0,6}{1} + j \frac{1 \cdot 0,6}{1} = \\ &= 1,3 + j0,6 = 1,43e^{j25^\circ}; \end{aligned}$$

$$E'_{q0} = E_0 \cos(39^\circ - 25^\circ) = 1,43 \cdot 0,97 = 1,39$$

Передаваемая мощность в нормальном режиме

$$P_{1m}^I = \frac{E'_q U_c y'_{12}}{1 - (X_d - X'_d) y'_{11}} = \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,74}{1 - (0,9 - 0,15) 0,74} = 2,3;$$



$$P_{2m}^I = \frac{0,5(X_d - X'_d)U_c^2 (y_{12}^I)^2}{1 - (X_d - X'_d)y_{11}^I} = \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,74^2}{1 - (0,9 - 0,15)0,74} = 0,46$$

$$P^I(\delta) = P_{1m}^I \sin(\delta) - P_{2m}^I \sin(2\delta) = 2,3 \sin(\delta) - 0,46 \sin(2\delta)$$

Задание возмущающих и управляющих воздействий

В качестве возмущающего воздействия в примере принимается двухфазное короткое замыкание на землю в точке К. Места приложения коротких замыканий должны выбираться таким образом, чтобы это были наиболее тяжёлые случаи по условиям динамической устойчивости для данного вида КЗ. В качестве возможных мест КЗ в электрических системах необходимо рассматривать, прежде всего, отходящие присоединения наиболее крупных и удалённых электрических станций.

После задания возмущающего воздействия (аварийного режима) необходимо выбрать последовательность управляющих воздействий – противоаварийное управление, которое переводит аварийный режим в нормальный послеаварийный. Целью расчётов динамической устойчивости как раз и является проверка эффективности применяемого противоаварийного управления для той или иной ситуации в электрической системе.

При планировании противоаварийного управления необходимо ориентироваться, прежде всего, на самые простые управляющие воздействия, такие, как например, отключение повреждённых элементов системы и применение различных видов АПВ. И лишь в тех случаях, когда устойчивость электрической системы не удаётся обеспечить с помощью простых управляющих воздействий, в противоаварийное управление необходимо включать более сложные управляющие воздействия, как например, отключение генерирующей и нагрузочной мощностей без выдержки времени, АЧР и ЧАПВ, деление электрической системы на несинхронно работающие части и др.

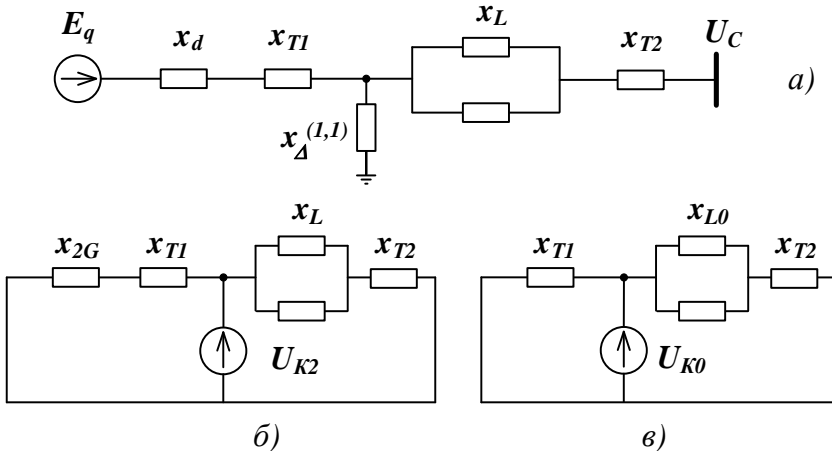
В данном задании в качестве возмущающего воздействия принимается двухфазное КЗ на землю на одной из цепей линии вблизи шин передающей станции. Необходимо проверить динамическую устойчивость электрической системы, если в качестве противоаварийного управления используется, лишь отключение повреждённой линии.

Рассматриваемые возмущающее и управляющее воздействия, естественно, изменяют состояние сети. В принятом ма-



тематическом описании переходных процессов (9.26), состояние сети учитывается собственными и взаимными проводимостями Y_{11} , Y_{12} .

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при двухфазном КЗ на землю в точке К приведены на рисунке.



Эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей:

$$\begin{aligned}
 X_{2\Sigma} &= \frac{(X_{2G} + X_{T1})(0,5X_L + X_{T2})}{X_{2G} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2}} = \\
 &= \frac{(0,18 + 0,1)(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,18 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1} = 0,156; \\
 X_{0\Sigma} &= \frac{X_{T1}(4,7X_L + X_{T2})}{X_{T1} + 4,7X_L + X_{T2}} = \\
 &= \frac{0,1(4,7 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,1 + 4,7 \cdot 0,5 + 0,1} = 0,096;
 \end{aligned}$$

дополнительное сопротивление при двухфазном КЗ на землю

$$X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,156 \cdot 0,096}{0,156 + 0,096} = 0,059.$$

Сопротивления и проводимости схем замещения в аварий-



ном режиме со стороны удалённой станции

$$X_{11}'' = X_{d1} + X_{T1} + \frac{(0,5X_L + X_{T2})X_{\Delta}^{(1,1)}}{0,5X_L + X_{T2} + X_{\Delta}^{(1,1)}} =$$
$$= 0,9 + 0,1 + \frac{(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)0,059}{0,5 \cdot 0,5 + 0,1 + 0,059} = 1,0;$$

$$X_{12}'' = X_{d1} + X_{T1} + 0,5X_L + X_{T2} + \frac{(X_{d1} + X_{T1})(0,5X_L + X_{T2})}{X_{\Delta}^{(1,1)}} =$$
$$= 0,9 + 0,1 + 0,5 \cdot 0,5 + 0,1 + \frac{(0,9 + 0,1)(0,5 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,059} = 7,3;$$

$$y_{11}'' = \frac{1}{X_{11}''} = \frac{1}{1,05} = 0,95;$$

$$y_{12}'' = \frac{1}{X_{12}''} = \frac{1}{7,3} = 0,14.$$

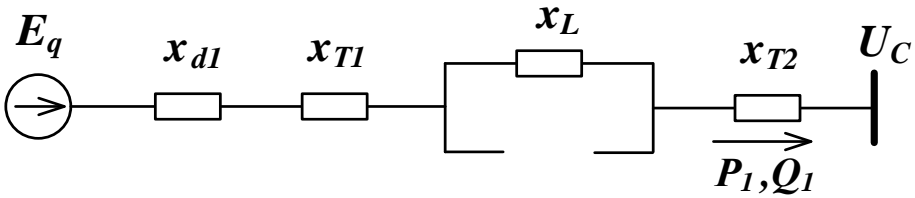
Передаваемая мощность в аварийном режиме

$$P_{1m}'' = \frac{E'_q U_c y_{12}''}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}''} = \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,14}{1 - (0,9 - 0,15)0,95} = 0,67;$$

$$P_{2m}'' = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}'')^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}''} = \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,14^2}{1 - (0,9 - 0,15)0,95} = 0,025$$

$$P''(\delta) = P_{1m}'' \sin(\delta) - P_{2m}'' \sin(2\delta) = 0,67 \sin(\delta) - 0,025 \sin(2\delta)$$

Схема замещения электрической системы в послеаварийном режиме приведена на рисунке.



Для этого состояния сети сопротивление и проводимости со стороны удалённой станции

$$\begin{aligned} X_{11}^{III} &= X_{d1} + X_{T1} + X_L + X_{T2} = \\ &= 0,9 + 0,1 + 0,5 + 0,1 = 1,6; \\ y_{11}^{III} &= y_{12}^{III} = \frac{1}{X_{11}^{III}} = \frac{1}{1,6} = 0,625. \end{aligned}$$

Передаваемая мощность в послеаварийном режиме

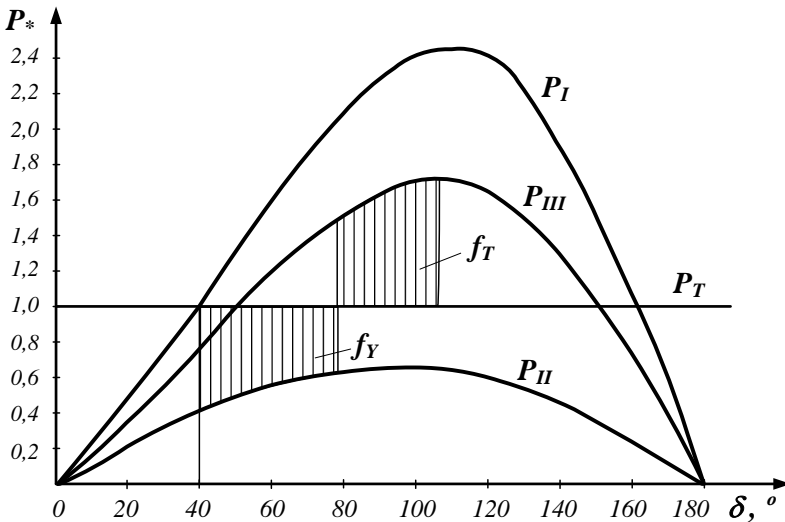
$$\begin{aligned} P_{1m}^{III} &= \frac{E'_q U_c y_{12}^{III}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{III}} = \\ &= \frac{1,39 \cdot 1 \cdot 0,625}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 1,64; \\ P_{2m}^{III} &= \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}^{III})^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{III}} = \\ &= \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,625^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 0,28; \end{aligned}$$

$$P^{III}(\delta) = P_{1m}^{III} \sin(\delta) - P_{2m}^{III} \sin(2\delta) = 1,64 \sin(\delta) - 0,28 \sin(2\delta)$$



Построим характеристики мощности, изменяя δ от 0° до 180° с шагом 20° .

δ	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
$P^I(\delta)$	0	0,49	1,03	1,61	2,1	2,42	2,41	1,93	1,1	0
$P^{II}(\delta)$	0	0,21	0,41	0,56	0,64	0,66	0,6	0,45	0,25	0
$P^{III}(\delta)$	0	0,38	0,78	1,18	1,5	1,7	1,67	1,32	0,74	0



Интегрирование уравнений, описывающих переходные процессы

Интегрирование уравнения относительного движения ротора эквивалентного генератора удалённой станции (9.26) производится методом последовательных интервалов, обеспечивающим погрешность расчёта менее 10%.

Для этого предварительно вычисляется постоянная величина

$$k = \frac{\omega_0 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \cdot 0,05^2}{8} = 5,6, \text{эл. град.},$$

а затем последовательно определяются угловые перемещения ротора за каждый расчётный интервал времени $\Delta t = 0,05$ с.

При этом до отключения КЗ электрическая мощность генератора P вычисляется по характеристике аварийного режима



$P^{\text{II}}(\delta)$, а после отключения КЗ – по характеристике послеаварийного режима $P^{\text{III}}(\delta)$.

Интегрирование выполним для следующих начальных условий: $P_T = 1$, $\delta_{(0)} = 39^\circ$, $t_{(0)} = 0$.

На первом интервале времени $t_{(1)}$ небаланс мощности на валу генератора $\Delta P_{(0)}$, приращение угла за расчётный интервал времени $\Delta\delta_{(1)}$ и новое значение угла к концу интервала времени $\delta_{(1)}$ определяется по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(0)} &= P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(0)}); \\ \Delta\delta_{(1)} &= k \frac{\Delta P_{(0)}}{2}; \\ \delta_{(1)} &= \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)}. \end{aligned} \right\}$$

И так, для первого интервала:

$$n = 1, t_{(1)} = t_{(0)} + \Delta t = 0,05 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(0)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(0)}) = 1 - 0,4 = 0,6;$$

$$\Delta\delta_{(1)} = k \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = 5,6 \frac{0,6}{2} = 1,7^\circ;$$

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)} = 39^\circ + 1,7^\circ = 40,7^\circ.$$

Начиная со второго интервала времени $t_{(2)}$, для очередного n -го интервала расчёт выполняется по следующим выражениям:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(n-1)} &= P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(n-1)}); \\ \Delta\delta_{(n)} &= \Delta\delta_{(n-1)} + k\Delta P_{(n-1)}; \\ \delta_{(n)} &= \delta_{(n-1)} + \Delta\delta_{(n)}. \end{aligned} \right\}$$

Исключение составляет лишь интервал m , первый после отключения КЗ. Для этого интервала времени расчёт выполняется с



помощью следующих выражений

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{(m-1)}^{II} &= P_T - P^{II}(\delta_{(m-1)}); \\ \Delta P_{(m-1)}^{III} &= P_T - P^{III}(\delta_{(m-1)}); \\ \Delta \delta_{(m)} &= \Delta \delta_{(m-1)} + 0,5k(\Delta P_{(m-1)}^{II} + \Delta P_{(m-1)}^{III}); \\ \delta_{(m)} &= \delta_{(m-1)} + \Delta \delta_{(m)}, \end{aligned} \right\}$$

где $P^{II}(\delta)$, $P^{III}(\delta)$ – характеристики мощности удалённой станции при КЗ и после отключения его.

Расчёт относительного перемещения ротора:

$$n = 2, t_{(2)} = t_{(1)} + \Delta t = 0,05 + 0,05 = 0,1 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(1)} = P_T - P^{II}(\delta_{(1)}) = 1 - 0,42 = 0,58;$$

$$\Delta \delta_{(2)} = \Delta \delta_{(1)} + k \Delta P_{(1)} = 1,7 + 5,6 \cdot 0,58 = 5^\circ;$$

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta \delta_{(2)} = 40,7^\circ + 5^\circ = 45,7^\circ.$$

$$n = 3, t_{(3)} = t_{(2)} + \Delta t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(2)} = P_T - P^{II}(\delta_{(2)}) = 1 - 0,47 = 0,53;$$

$$\Delta \delta_{(3)} = \Delta \delta_{(2)} + k \Delta P_{(2)} = 5 + 5,6 \cdot 0,53 = 8^\circ;$$

$$\delta_{(3)} = \delta_{(2)} + \Delta \delta_{(3)} = 45,7^\circ + 8^\circ = 53,7^\circ.$$

$$n = 4, t_{(4)} = t_{(3)} + \Delta t = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(3)} = P_T - P^{II}(\delta_{(3)}) = 1 - 0,52 = 0,48;$$

$$\Delta \delta_{(4)} = \Delta \delta_{(3)} + k \Delta P_{(3)} = 8 + 5,6 \cdot 0,48 = 10,7^\circ;$$

$$\delta_{(4)} = \delta_{(3)} + \Delta \delta_{(4)} = 53,7^\circ + 10,7^\circ = 64,4^\circ.$$

$$n = 5, t_{(5)} = t_{(4)} + \Delta t = 0,2 + 0,05 = 0,25 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(4)} = P_T - P^{II}(\delta_{(4)}) = 1 - 0,58 = 0,42;$$



$$\Delta\delta_{(5)} = \Delta\delta_{(4)} + k\Delta P_{(4)} = 10,7 + 5,6 \cdot 0,42 = 13,1^\circ;$$

$$\delta_{(5)} = \delta_{(4)} + \Delta\delta_{(5)} = 64,4^\circ + 13,1^\circ = 77,5^\circ.$$

При $t_{(5)} = 0,25$ с происходит отключение КЗ, поэтому

$$n = 6, t_{(6)} = t_{(5)} + \Delta t = 0,25 + 0,05 = 0,3 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(5)}^{II} = P_T - P^{II}(\delta_{(5)}) = 1 - 0,64 = 0,36;$$

$$\Delta P_{(5)}^{III} = P_T - P^{III}(\delta_{(5)}) = 1 - 1,5 = -0,5;$$

$$\begin{aligned} \Delta\delta_{(6)} &= \Delta\delta_{(5)} + 0,5k(\Delta P_{(5)}^{II} + \Delta P_{(5)}^{III}) = \\ &= 13,1 + 0,5 \cdot 5,6(0,36 - 0,5) = 12,7^\circ; \end{aligned}$$

$$\delta_{(6)} = \delta_{(5)} + \Delta\delta_{(6)} = 77,5^\circ + 12,7^\circ = 90,2^\circ.$$

После отключения КЗ расчёт продолжается по характеристике $P^{III}(\delta)$:

$$n = 7, t_{(7)} = t_{(6)} + \Delta t = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(6)} = P_T - P^{III}(\delta_{(6)}) = 1 - 1,64 = -0,64;$$

$$\Delta\delta_{(7)} = \Delta\delta_{(6)} + k\Delta P_{(6)} = 12,7 - 5,6 \cdot 0,64 = 9,1^\circ;$$

$$\delta_{(7)} = \delta_{(6)} + \Delta\delta_{(7)} = 90,2^\circ + 9,1^\circ = 99,3^\circ.$$

$$n = 8, t_{(8)} = t_{(7)} + \Delta t = 0,35 + 0,05 = 0,4 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(7)} = P_T - P^{III}(\delta_{(7)}) = 1 - 1,7 = -0,7;$$

$$\Delta\delta_{(8)} = \Delta\delta_{(7)} + k\Delta P_{(7)} = 9,1 - 5,6 \cdot 0,7 = 5,2^\circ;$$

$$\delta_{(8)} = \delta_{(7)} + \Delta\delta_{(8)} = 99,3^\circ + 5,2^\circ = 104,5^\circ.$$

$$n = 9, t_{(9)} = t_{(8)} + \Delta t = 0,4 + 0,05 = 0,45 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(8)} = P_T - P^{III}(\delta_{(8)}) = 1 - 1,72 = -0,72;$$

$$\Delta\delta_{(9)} = \Delta\delta_{(8)} + k\Delta P_{(8)} = 9,1 - 5,6 \cdot 0,72 = 1,7^\circ;$$



$$\delta_{(9)} = \delta_{(8)} + \Delta\delta_{(9)} = 104,5^\circ + 1,7^\circ = 106,2^\circ.$$

$$n = 10, t_{(10)} = t_{(9)} + \Delta t = 0,45 + 0,05 = 0,5 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(9)} = P_T - P^{III}(\delta_{(9)}) = 1 - 1,73 = -0,73;$$

$$\Delta\delta_{(10)} = \Delta\delta_{(9)} + k\Delta P_{(9)} = 1,7 - 5,6 \cdot 0,73 = -2,4^\circ;$$

$$\delta_{(10)} = \delta_{(9)} + \Delta\delta_{(10)} = 106,2^\circ - 2,4^\circ = 103,8^\circ.$$

$$n = 11, t_{(11)} = t_{(10)} + \Delta t = 0,5 + 0,05 = 0,55 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(10)} = P_T - P^{III}(\delta_{(10)}) = 1 - 1,72 = -0,72;$$

$$\Delta\delta_{(11)} = \Delta\delta_{(10)} + k\Delta P_{(10)} = -2,4 - 5,6 \cdot 0,72 = -6,4^\circ$$

;

$$\delta_{(11)} = \delta_{(10)} + \Delta\delta_{(11)} = 103,8^\circ - 6,4^\circ = 97,4^\circ.$$

$$n = 12, t_{(12)} = t_{(11)} + \Delta t = 0,55 + 0,05 = 0,6 \text{ с},$$

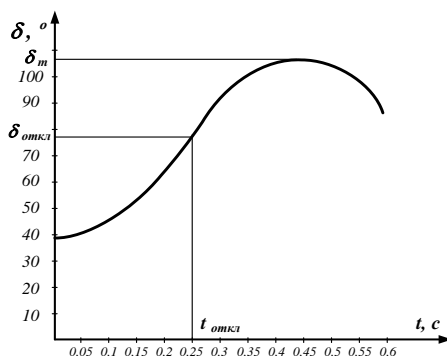
$$\Delta P_{(11)} = P_T - P^{III}(\delta_{(11)}) = 1 - 1,68 = -0,68;$$

$$\Delta\delta_{(12)} = \Delta\delta_{(11)} + k\Delta P_{(11)} = -6,4 - 5,6 \cdot 0,68 = -10,2^\circ$$

;

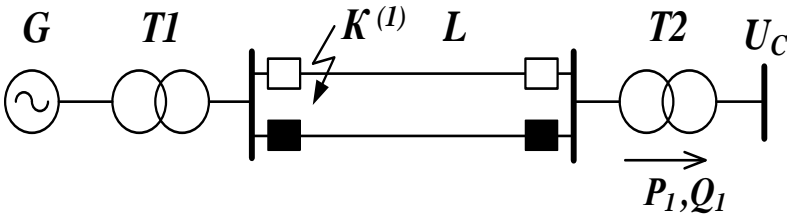
$$\delta_{(12)} = \delta_{(11)} + \Delta\delta_{(12)} = 97,4^\circ - 10,2^\circ = 87,2^\circ.$$

Траектория относительного движения ротора эквивалентного генератора при двухфазном КЗ на землю показана на рисунке. Таким образом, после начального возрастания с течением времени угол начинает убывать, следовательно, электрическая система устойчива. О запасе динамической устойчивости электрической системы можно судить по величине возможной площадки торможения, которая в данном случае находится правее $\delta_{откл}$ между характеристикой мощности послеаварийного режима и характеристикой мощности турбины P_T .

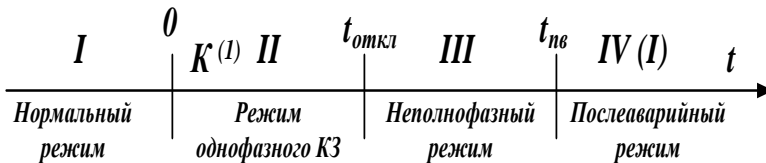


Однофазные КЗ являются наиболее частыми в электрических системах и составляют до 70% от общего числа КЗ. Большинство однофазных КЗ возникают вследствие атмосферных перенапряжений. Атмосферные перенапряжения вызывают перекрытие гирлянды изоляторов. Возникшая при этом дуга устойчиво горит при рабочем напряжении. Для того чтобы дуга погасла, необходимо снять рабочее напряжение с линии или только с повреждённой фазы линии. Через некоторое время (время деионизации разрядного промежутка) на линию может быть вновь подано рабочее напряжение и, если не произошло повреждение изоляторов, будут восстановлены нормальные условия работы. Включение отключившихся линий в электрических системах осуществляется от специальных устройств автоматического повторного включения (АПВ).

ПРИМЕР 11.3. В электропередаче, показанной на рисунке, в точке К произошло однофазное КЗ. Параметры электропередачи (в относительных базисных единицах) и исходного режима: $S_{\bar{\sigma}} = 500$ МВА; $U_{\bar{\sigma}} = 230$ кВ; $X_{1*\bar{\sigma}} = 0,9$; $X'_{1*\bar{\sigma}} = 0,15$; $X_{2*\bar{\sigma}} = 0,1$; $X_{2G*\bar{\sigma}} = 0,18$ (сопротивление обратной последовательности генератора), $X_{3*\bar{\sigma}} = 0,5$; (для двух цепей); $X_{4*\bar{\sigma}} = 0,1$; $P_{1*\bar{\sigma}} = 1,0$; $Q_{*\bar{\sigma}} = 0,5$. (из примера 11.3)



Проверить динамическую устойчивость системы при однофазном КЗ в точке К и отключённой одной линии (т.е. рассматривается одноцепная линия) путём решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в системе, методом последовательных интервалов. При выполнении расчётов положить, что $E'_{q1} = E'_{q10} = const$ и $U_c = const$. Время отключения короткого замыкания принять $t_{откл} = 0,25c$, шаг интегрирования $\Delta t = 0,05c$. Последовательность событий показана на рисунке.



РЕШЕНИЕ.

Математическое описание переходных процессов

Для исследования динамической устойчивости электрической системы при однофазном КЗ математическое описание переходных процессов принять такое же, как и в примере 11.2, т.е.

$$\frac{T_j}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P,$$

где P_T – мощность турбины;

$$P = P_{1m} \sin \delta - P_{2m} \sin 2\delta;$$

$$P_{1m} = \frac{E'_q U_c y_{12}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}};$$

$$P_{2m} = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 y_{12}^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}}.$$

Определение начальных условий



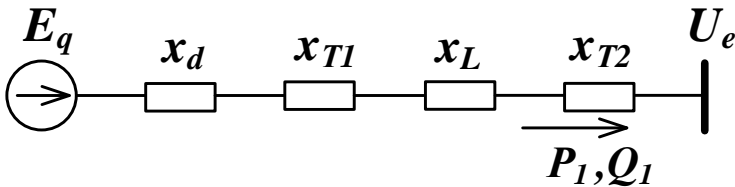
Запись начальных условий осуществляется по составленному математическому описанию переходных процессов. В рассматриваемом случае будут следующие начальные условия:

$$\delta_{(0)} = \delta_0; \quad \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(0)} = \omega_{(0)} - \omega_0 = 0;$$

$$E'_{q(0)} = E'_{q0} = \text{const} \quad P_T = P_0 = \text{const}.$$

;

Параметры δ_0 , E'_{q0} , P_0 определяются путём расчёта установившегося доаварийного режима (схема замещения на рисунке).



Результирующее сопротивление передачи:

$$X_{\Sigma} = X_d + X_{T1} + X_L + X_{T2} =$$

$$= 0,9 + 0,1 + 0,5 + 0,1 = 1,6;$$

$$X'_{\Sigma} = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{T2} =$$

$$= 0,15 + 0,1 + 0,5 + 0,1 = 0,85;$$

$$y_{11}^I = y_{12}^I = \frac{1}{X_{\Sigma}} = \frac{1}{1,6} = 0,625.$$

ЭДС удалённой станции:

$$\dot{E}_q = U_{c0} + \frac{Q_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 1,6}{1} + j \frac{1 \cdot 1,6}{1} =$$

$$= 1,8 + j1,6 = 2,41 e^{j41,6^\circ};$$

$$\dot{E}'_q = U_{c0} + \frac{Q_1 X'_{\Sigma}}{U_{c0}} + j \frac{P_1 X'_{\Sigma}}{U_{c0}} = 1 + \frac{0,5 \cdot 0,85}{1} + j \frac{1 \cdot 0,85}{1} =$$

$$= 1,43 + j0,85 = 1,67 e^{j30,6^\circ};$$



$$E'_{q0} = E_0 \cos(41,6^\circ - 30,6^\circ) = 1,43 \cdot 0,98 = 1,64.$$

Передаваемая мощность в нормальном режиме

$$P_{1m}^I = \frac{E'_q U_c y_{12}^I}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^I} = \frac{1,64 \cdot 1 \cdot 0,625}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 1,93;$$

$$P_{2m}^I = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}^I)^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^I} =$$

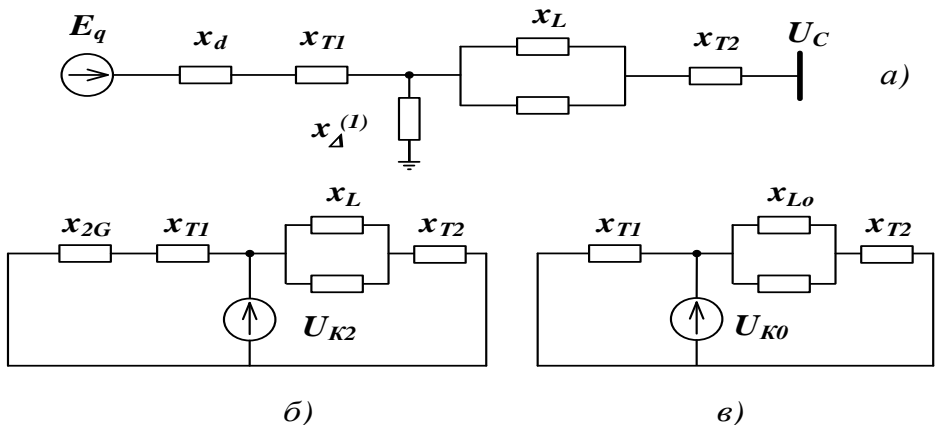
$$= \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,625^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,625} = 0,28;$$

$$P^I(\delta) = P_{1m}^I \sin(\delta) - P_{2m}^I \sin(2\delta) = 1,93 \sin(\delta) - 0,28 \sin(2\delta)$$

Задание возмущающих и управляющих воздействий

В качестве возмущающего воздействия в примере рассматривается однофазное короткое замыкание вблизи шин удалённой станции на оставшейся в работе цепи линии. В качестве управляющего воздействия принимается отключение повреждённой фазы и повторное включение отключившейся фазы устройством ОАПВ.

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей в режиме однофазного КЗ в точке К приведены на рисунке. Учитывая, что одна цепь заземлена сопротивление линии для токов нулевой последовательности $X_{L0} = 3X_L$.





Эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей:

$$\begin{aligned} X_{2\Sigma} &= \frac{(X_{2G} + X_{T1})(X_L + X_{T2})}{X_{2G} + X_{T1} + X_L + X_{T2}} = \\ &= \frac{(0,18 + 0,1)(0,5 + 0,1)}{0,18 + 0,1 + 0,5 + 0,1} = 0,19; \\ X_{0\Sigma} &= \frac{X_{T1}(3X_L + X_{T2})}{X_{T1} + 3X_L + X_{T2}} = \\ &= \frac{0,1(3 \cdot 0,5 + 0,1)}{0,1 + 3 \cdot 0,5 + 0,1} = 0,09 \end{aligned}$$

дополнительное сопротивление при однофазном КЗ

$$X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0,19 + 0,09 = 0,28.$$

Сопротивления и проводимости схем замещения в аварийном режиме со стороны удалённой станции

$$\begin{aligned} X_{11}^{II} &= X_{d1} + X_{T1} + \frac{(X_L + X_{T2})X_{\Delta}^{(1)}}{X_L + X_{T2} + X_{\Delta}^{(1)}} = \\ &= 0,9 + 0,1 + \frac{(0,5 + 0,1)0,28}{0,5 + 0,1 + 0,28} = 1,19; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{12}^{II} &= X_{d1} + X_{T1} + X_L + X_{T2} + \frac{(X_{d1} + X_{T1})(X_L + X_{T2})}{X_{\Delta}^{(1)}} = \\ &= 0,9 + 0,1 + 0,5 + 0,1 + \frac{(0,9 + 0,1)(0,5 + 0,1)}{0,28} = 3,74; \end{aligned}$$

$$y_{11}^{II} = \frac{1}{X_{11}^{II}} = \frac{1}{1,19} = 0,84;$$

$$y_{12}^{II} = \frac{1}{X_{12}^{II}} = \frac{1}{3,74} = 0,27.$$

Передаваемая мощность в аварийном режиме

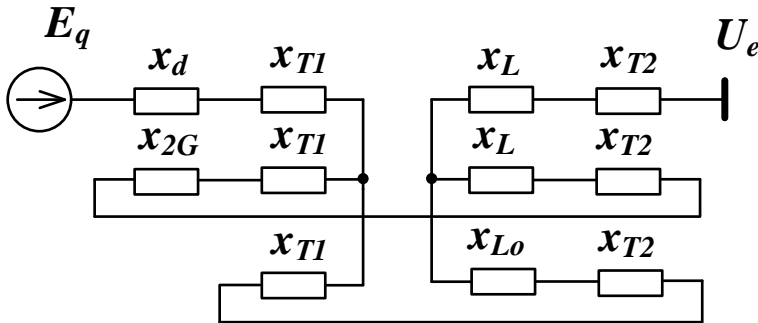


$$P_{1m}^{II} = \frac{E'_q U_c y_{12}^{II}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{II}} = \frac{1,64 \cdot 1 \cdot 0,27}{1 - (0,9 - 0,15) 0,84} = 1,19;$$

$$P_{2m}^{II} = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}^{II})^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{II}} = \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,27^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,84} = 0,07$$

$$P^{II}(\delta) = P_{1m}^{II} \sin(\delta) - P_{2m}^{II} \sin(2\delta) = 1,19 \sin(\delta) - 0,07 \sin(2\delta)$$

Схема замещения электрической системы после отключённой фазы линии приведена на рисунке.



Эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей:

$$X_{2\Sigma} = X_{2\Gamma} + X_{T1} + X_L + X_{T2} = 0,18 + 0,1 + 0,5 + 0,1 = 0,88;$$

$$X_{0\Sigma} = X_{T1} + 3X_L + X_{T2} = 0,1 + 3 \cdot 0,5 + 0,1 = 1,7$$

дополнительное сопротивление при отключённой одной фазе

$$X_{\Delta}^{(1)} = \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{0,88 \cdot 1,7}{0,88 + 1,7} = 0,58.$$

Для этого состояния сети сопротивление и проводимости со стороны удалённой станции

$$\begin{aligned} X_{11}^{III} &= X_{d1} + X_{T1} + X_L + X_{T2} + X_{\Delta}^{(1)} = \\ &= 0,9 + 0,1 + 0,5 + 0,1 + 0,58 = 2,18; \end{aligned}$$



$$y_{11}^{III} = y_{12}^{III} = \frac{1}{X_{11}^{III}} = \frac{1}{2,18} = 0,46.$$

Передаваемая мощность в неполнофазном режиме

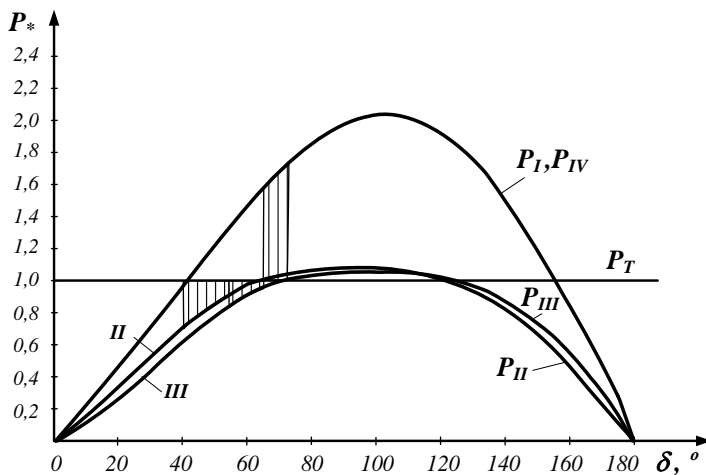
$$P_{1m}^{III} = \frac{E'_q U_c y_{12}^{III}}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{III}} =$$
$$= \frac{1,64 \cdot 1 \cdot 0,46}{1 - (0,9 - 0,15) 0,46} = 1,15;$$

$$P_{2m}^{III} = \frac{0,5(X_d - X'_d) U_c^2 (y_{12}^{III})^2}{1 - (X_d - X'_d) y_{11}^{III}} =$$
$$= \frac{0,5(0,9 - 0,15) \cdot 1 \cdot 0,46^2}{1 - (0,9 - 0,15) 0,46} = 0,12;$$

$$P^{III}(\delta) = P_{1m}^{III} \sin(\delta) - P_{2m}^{III} \sin(2\delta) = 1,15 \sin(\delta) - 0,12 \sin(2\delta)$$

Построим характеристики мощности, изменяя δ от 0° до 180° с шагом 20° .

δ	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
$P^I(\delta)$	0	0,48	0,97	1,43	1,79	1,98	1,92	1,5	0,83	0
$P^II(\delta)$	0	0,35	0,69	0,97	1,15	1,19	1,1	0,83	0,44	0
$P^{III}(\delta)$	0	0,31	0,62	0,9	1,09	1,17	1,11	0,86	0,46	0



Интегрирование уравнений, описывающих переходные процессы

Интегрирование уравнения относительного движения ротора эквивалентного генератора удалённой станции (9.26) производится методом последовательных интервалов, обеспечивающим погрешность расчёта менее 10%.

Для этого предварительно вычисляется постоянная величина

$$k = \frac{\omega_0 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \Delta t^2}{T_j} = \frac{18000 \cdot 0,05^2}{8} = 5,6, \text{ эл. град.,}$$

а затем последовательно определяются угловые перемещения ротора за каждый расчётный интервал времени $\Delta t = 0,05$ с.

При этом до отключения КЗ электрическая мощность генератора P вычисляется по характеристике аварийного режима $P^{II}(\delta)$, а после отключения одной фазы – по характеристике неполнофазного режима $P^{III}(\delta)$.

Интегрирование выполним для следующих начальных условий: $P_T = 1$, $\delta_{(0)} = 42^\circ$, $t_{(0)} = 0$.

Расчёт относительного перемещения ротора:

$$n = 1, t_{(1)} = t_{(0)} + \Delta t = 0,05 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(0)} = P_T - P^{II}(\delta_{(0)}) = 1 - 0,71 = 0,29;$$



электроэнергетика и электротехника

$$\Delta\delta_{(1)} = k \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = 5,6 \frac{0,29}{2} = 0,8^\circ;$$

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)} = 42^\circ + 0,8^\circ = 42,8^\circ.$$

$$n = 2, t_{(2)} = t_{(1)} + \Delta t = 0,05 + 0,05 = 0,1 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(1)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(1)}) = 1 - 0,72 = 0,28;$$

$$\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + k\Delta P_{(1)} = 0,8 + 5,6 \cdot 0,28 = 2,4^\circ;$$

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta\delta_{(2)} = 42,8^\circ + 2,4^\circ = 45,2^\circ.$$

$$n = 3, t_{(3)} = t_{(2)} + \Delta t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(2)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(2)}) = 1 - 0,75 = 0,25;$$

$$\Delta\delta_{(3)} = \Delta\delta_{(2)} + k\Delta P_{(2)} = 2,4 + 5,6 \cdot 0,25 = 3,8^\circ;$$

$$\delta_{(3)} = \delta_{(2)} + \Delta\delta_{(3)} = 45,2^\circ + 3,8^\circ = 49,0^\circ$$

$$n = 4, t_{(4)} = t_{(3)} + \Delta t = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(3)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(3)}) = 1 - 0,81 = 0,19;$$

$$\Delta\delta_{(4)} = \Delta\delta_{(3)} + k\Delta P_{(3)} = 3,8 + 5,6 \cdot 0,19 = 4,9^\circ;$$

$$\delta_{(4)} = \delta_{(3)} + \Delta\delta_{(4)} = 49,0^\circ + 4,9^\circ = 53,9^\circ.$$

$$n = 5, t_{(5)} = t_{(4)} + \Delta t = 0,2 + 0,05 = 0,25 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(4)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(4)}) = 1 - 0,87 = 0,13;$$

$$\Delta\delta_{(5)} = \Delta\delta_{(4)} + k\Delta P_{(4)} = 4,9 + 5,6 \cdot 0,13 = 5,6^\circ;$$

$$\delta_{(5)} = \delta_{(4)} + \Delta\delta_{(5)} = 53,9^\circ + 5,6^\circ = 59,5^\circ.$$

$$n = 6, t_{(6)} = t_{(5)} + \Delta t = 0,25 + 0,05 = 0,3 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(5)} = P_T - P^{\text{II}}(\delta_{(5)}) = 1 - 0,81 = 0,19;$$



$$\Delta\delta_{(6)} = \Delta\delta_{(5)} + k\Delta P_{(5)}^{II} = 5,6 + 5,6 \cdot 0,19 = 6,7^\circ;$$

$$\delta_{(6)} = \delta_{(5)} + \Delta\delta_{(6)} = 59,5^\circ + 6,7^\circ = 66,2^\circ.$$

После отключения КЗ расчёт продолжается по характеристике $P^{III}(\delta)$:

$$n = 7, t_{(7)} = t_{(6)} + \Delta t = 0,3 + 0,05 = 0,35 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(5)}^{II} = P_T - P^{II}(\delta_{(6)}) = 1 - 0,94 = 0,06;$$

$$\Delta P_{(6)} = P_T - P^{III}(\delta_{(6)}) = 1 - 1,52 = -0,52;$$

$$\Delta\delta_{(7)} = \Delta\delta_{(6)} + 0,5k(\Delta P_{(6)}^{II} + \Delta P_{(6)}^{III}) =$$

$$= 6,7 + 0,5 \cdot 5,6(0,06 - 0,52) = 5,4^\circ;$$

$$\delta_{(7)} = \delta_{(6)} + \Delta\delta_{(7)} = 66,2^\circ + 5,4^\circ = 71,6^\circ.$$

$$n = 8, t_{(8)} = t_{(7)} + \Delta t = 0,35 + 0,05 = 0,4 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(7)} = P_T - P^{III}(\delta_{(7)}) = 1 - 1,62 = -0,62;$$

$$\Delta\delta_{(8)} = \Delta\delta_{(7)} + k\Delta P_{(7)} = 5,4 - 5,6 \cdot 0,62 = 1,9^\circ;$$

$$\delta_{(8)} = \delta_{(7)} + \Delta\delta_{(8)} = 71,6^\circ + 1,9^\circ = 73,5^\circ.$$

$$n = 9, t_{(9)} = t_{(8)} + \Delta t = 0,4 + 0,05 = 0,45 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(8)} = P_T - P^{III}(\delta_{(8)}) = 1 - 1,68 = -0,68;$$

$$\Delta\delta_{(9)} = \Delta\delta_{(8)} + k\Delta P_{(8)} = 1,9 - 5,6 \cdot 0,68 = -1,9^\circ;$$

$$\delta_{(9)} = \delta_{(8)} + \Delta\delta_{(9)} = 73,5^\circ - 1,9^\circ = 71,6^\circ.$$

$$n = 10, t_{(10)} = t_{(9)} + \Delta t = 0,45 + 0,05 = 0,5 \text{ с,}$$

$$\Delta P_{(9)} = P_T - P^{III}(\delta_{(9)}) = 1 - 1,62 = -0,62;$$



$$\Delta\delta_{(10)} = \Delta\delta_{(9)} + k\Delta P_{(9)} = -1,9 - 5,6 \cdot 0,62 = -5,4^\circ;$$

$$\delta_{(10)} = \delta_{(9)} + \Delta\delta_{(10)} = 71,6^\circ - 5,4^\circ = 66,2^\circ.$$

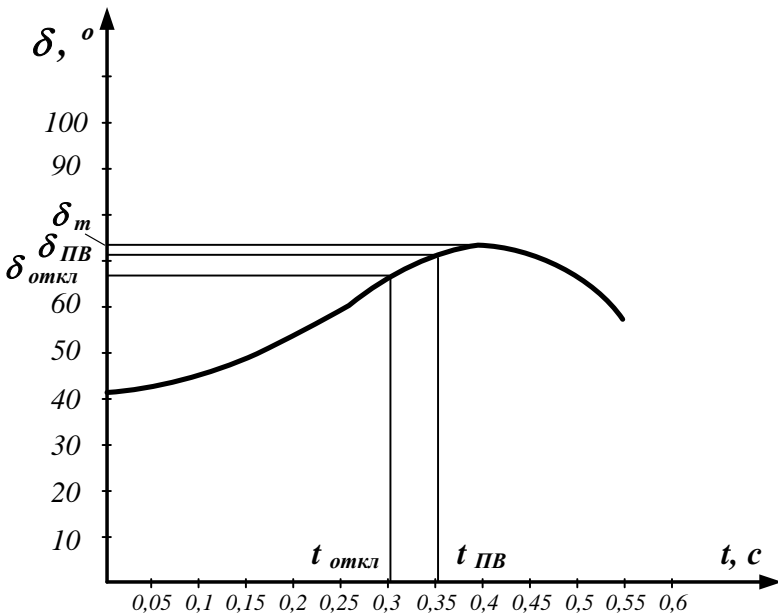
$$n = 11, t_{(11)} = t_{(10)} + \Delta t = 0,5 + 0,05 = 0,55 \text{ с},$$

$$\Delta P_{(10)} = P_T - P^{III}(\delta_{(10)}) = 1 - 1,52 = -0,52;$$

$$\Delta\delta_{(11)} = \Delta\delta_{(10)} + k\Delta P_{(10)} = -2,4 - 5,6 \cdot 0,52 = -8,3^\circ;$$

$$\delta_{(11)} = \delta_{(10)} + \Delta\delta_{(11)} = 66,2^\circ - 8,3^\circ = 57,9^\circ.$$

Траектория относительного движения ротора эквивалентного генератора при однофазном КЗ показана на рисунке. Таким образом, после начального возрастания с течением времени угол начинает убывать, даже при неполнофазном режиме, следовательно, электрическая система устойчива. О запасе динамической устойчивости электрической системы можно судить по величине возможной площадки торможения, которая в данном случае находится правее $\delta_{откл}$ между характеристикой мощности неполнофазного режима и характеристикой мощности турбины P_T .





КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие допущения принимаются при анализе устойчивости энергосистем?
2. Понятие динамической устойчивости энергосистем.
3. Анализ динамической устойчивости простейшей системы графическим методом.
4. Динамическая устойчивость при коротких замыканиях в системе.
5. Предельный угол отключения коротких замыканий по условию динамической устойчивости.
6. Анализ динамической устойчивости при трёхфазном КЗ графическим методом.
7. Решение уравнения движения ротора методом последовательных интервалов.
8. Анализ динамической устойчивости сложных систем.

ЗАДАЧА

ЗАДАЧА 11.1. В электропередаче, приведенной в задаче 8, в начале линии произошло двухфазное КЗ на землю.

Проверить динамическую устойчивость системы при двухфазном КЗ на землю в точке К путём решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в системе, методом последовательных интервалов. При выполнении расчётов положить, что $E'_{q1} = E'_{q10} = const$ и $U_c = const$. Время отключения короткого замыкания принять $t_{откл} = 0,25 с$, шаг интегрирования $\Delta t = 0,05 с$. Исходные данные взять из задачи 8.

Постоянные времени и коэффициент усиления по напряжению системы автоматического регулирования возбуждения генераторов для всех вариантов принять равными:

- постоянная времени возбудителя $T_e = 0,045 с$;
- постоянная времени регулятора $T_p = 0,025 с$;
- коэффициент усиления регулятора возбуждения по отклонению напряжения $K_{0U} = 45 \frac{ед.возб.}{ед.напр.}$.



ЗАДАЧА 11.2. В электропередаче, приведенной в задаче 8, в начале линии произошло однофазное КЗ. Проверить динамическую устойчивость системы при однофазном КЗ в точке К и отключённой одной линии путём решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в системе, методом последовательных интервалов. При выполнении расчётов положить, что $E'_{q1} = E'_{q10} = const$ и $U_c = const$. Для всех вариантов принять: время отключения короткого замыкания $t_{откл} = 0,15$ с; время повторного включения $t_{откл} = 0,3$ с; шаг интегрирования $\Delta t = 0,05$ с. Исходные данные взять из задачи 8.

Постоянные времени и коэффициент усиления по напряжению системы автоматического регулирования возбуждения генераторов для всех вариантов принять равными:

- постоянная времени возбудителя $T_e = 0,045$ с;
- постоянная времени регулятора $T_p = 0,025$ с;
- коэффициент усиления регулятора возбуждения по отклонению напряжения $K_{0U} = 45 \frac{ед.возб.}{ед.напр.}$.



12. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ

Электрические двигатели составляют основную часть нагрузки энергосистем. При больших возмущениях двигатели оказывают влияние не только на режим работы нагрузки, но могут оказывать влияние на функционирование энергосистемы. Основные два типа возмущений, характерные для мощных электродвигателей:

1. Снижение напряжения на зажимах двигателя, вызванное:
 - коротким замыканием в сети;
 - кратковременным прекращением питания двигателей;
 - пуском электродвигателей.
2. Изменение механического момента на валу двигателя, вызванное изменением режима работы приводимого механизма.

12.1. Динамическая устойчивость асинхронного двигателя

Снижение напряжения на зажимах двигателя или рост механического момента на его валу вызывает появление избыточного тормозящего момента ΔM (рис.12.1). Как при снижении напряжения, так и при увеличении механического момента (если величина механического момента превосходит максимальное значение электромагнитного момента $M_{мех} > M_{max}$) скольжение двигателя будет увеличиваться, и он опрокинется. Чтобы этого не произошло, надо своевременно восстановить напряжение или уменьшить механический момент. Если прежнее значение напряжения или момента будет восстановлено при скольжении S_1 (рис.12.1), то на вал двигателя будет действовать ускоряющий избыточный момент ΔM_1 , который вернёт двигатель в устойчивый режим работы со скольжением S_0 .

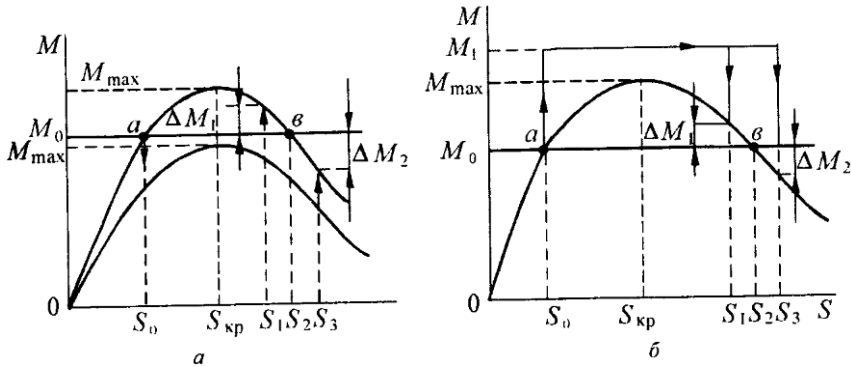


Рисунок 12.1. Зависимость момента от скольжения в асинхронном двигателе:

а) – при снижении напряжения, *б)* – при увеличении механического момента

Если восстановление напряжения или момента произойдёт при скольжении S_3 , то избыточный момент ΔM_2 будет иметь тормозной характер и двигатель опрокинется. Для определения зависимости скольжения от времени необходимо решить уравнение движения ротора двигателя.

При изменении момента на валу двигателя ускорение ротора может найдено путём решения уравнения

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta M}{J}, \quad (12.1)$$

где $\Delta M = M_{\text{дв}} - M_c$ – разность электромагнитного момента двигателя и момента сопротивления приводимого механизма; J – момент инерции.

Здесь $J = J_{\text{дв}} + J_{\text{мех.пр}}$, $J_{\text{дв}}$ – момент инерции двигателя, $J_{\text{мех.пр}} = J_{\text{мех}} \left(\frac{\omega_{\text{ном.мех}}}{\omega_{\text{ном.дв}}} \right)$ – приведенный момент

механизма с учётом разных номинальных скоростей вращения двигателя, ω – угловая скорость вращения двигателя, в зависимости от скольжения:

$$\omega = (1 - S)\omega_{\text{ном}}. \quad (12.2)$$

Подставив выражение (12.2) в (12.1) и выразив ΔM в



относительных единицах двигателя, получим

$$\Delta M_{*ном} = -\frac{dS}{dt} \frac{\omega_{1ном}}{M_{ном}} J = -T_j \frac{dS}{dt}, \quad (12.3)$$

где $T_j = J\omega_{1ном}^2 / P_{ном}$ ($P_{ном}$ – номинальная мощность двигателя).

Уравнение (12.3) описывает движение ротора двигателя при больших возмущениях и называется уравнением движения ротора асинхронного двигателя. Это уравнение нелинейно и, следовательно, не имеет аналитического решения, поэтому может быть решено только с помощью численных методов. В результате решения получается зависимость $S(t)$, по которой определяется динамическая устойчивость двигателя.

12.2. Динамическая устойчивость синхронного двигателя

Предположим, что двигатель снабжён АРВ пропорционального типа; при этом он может быть представлен переходными ЭДС E' и сопротивлением X'_d . Характеристика мощности двигателя без учёта второй гармоники имеет синусоидальный характер (кривая 1, рис.12.2, а).

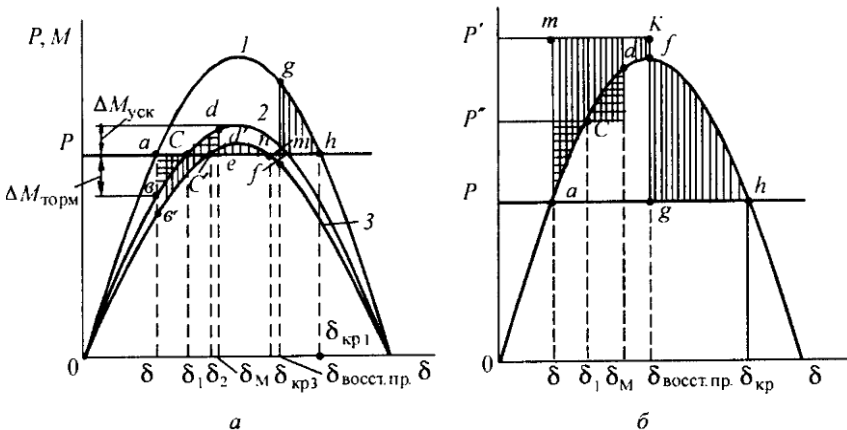


Рисунок 12.2. Характеристики мощности синхронного двигателя: а) кривая 1 для $U_{ном}$, кривые 2,3 при понижении напряжения; б) при увеличении механического момента



При уменьшении напряжения на зажимах двигателя рабочая точка перемещается на характеристику мощности, соответствующую новому режиму (точка b на характеристике 2, рис.12.2, a). При этом на валу двигатель – приводимый механизм возникает избыточный тормозной момент $\Delta M_{\text{торм}}$, угол δ начинает увеличиваться, а тормозной момент уменьшается и становится равным нулю в точке c . Кинетическая энергия, запасённая ротором двигателя при его движении от точки b к точке c (величина её пропорциональна площади abc), не позволит ротору остановиться в точке нового равновесия c . Угол δ будет увеличиваться до тех пор, пока площадь cde не станет равной площади abc . Точка d соответствует максимальному углу отклонения оси ротора от своего первоначального положения (δ_0).

В точке d скорость вращения ротора становится равной синхронной, но, поскольку на вал двигателя действует избыточный ускоряющий момент $\Delta M_{\text{уск}}$, ротор начинает двигаться в сторону точки c . Около неё возникают затухающие колебания, аналогичные как при внезапном отключении линии (рис.11.1, r).

Рассмотренное снижение напряжения (характеристика 2) не нарушает устойчивости двигателя, и он может нормально работать при пониженном напряжении, но с меньшим запасом статической устойчивости. Если характеристика мощности располагается так, что максимальный угол отклонения ротора превышает критическое значение $\delta_{\text{кр.з}}$ (характеристика 3), на валу двигателя возникает избыточный тормозной момент и его устойчивость нарушается. В этом случае для сохранения устойчивости необходимо восстановление напряжения U_0 на зажимах двигателя в какой-либо момент времени, соответствующий углу $\delta_{\text{восст}}$.

При этом происходит переход рабочей точки на характеристику 1, новая площадь ускорения mgh будет достаточной для прекращения торможения двигателя и возвращение его в устойчивое рабочее состояние. Предельное значение угла $\delta_{\text{восст}}$, при котором восстановление прежнего значения напряжения обеспечит сохранение динамической устойчивости, определится из равенства площадей $F_{ab'c'} + F_{nmf} = F_{c'd'n} + F_{mgh}$, или



$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_0 - P_{\max 3} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{кр.3}}^{\delta_{восст.нр}} (P_0 - P_{\max 3} \sin \delta) d\delta -$$

$$- \int_{\delta_2}^{\delta_{кр.3}} (P_{\max 3} \sin \delta - P_0) d\delta - \int_{\delta_{восст.нр}}^{\delta_{кр1}} (P_{\max 3} \sin \delta - P_0) d\delta = 0$$

откуда после преобразований получаем

$$\cos \delta_{восст.нр} = \frac{P_0 (\delta_{кр1} - \delta_0) - P_{\max 3} \cos \delta_0 + P_{\max 1} \cos \delta_{кр1}}{P_{\max 1} - P_{\max 3}}$$

При увеличении механического момента двигателя до значения P'_0 (рис.12.2, б) на валу возникает избыточный тормозной момент $\Delta M_{\text{торм}}$, вызывающий относительное движение ротора в сторону увеличения угла δ . После того как угол ротора превысит значение δ_1 , на валу двигателя появляется избыточный ускоряющий момент. Относительная скорость ротора, максимальная в точке *c*, становится равной нулю в точке *d*. Ротор двигателя начинает движение в обратную сторону. В результате затухающих колебаний около точки *c* двигатель переходит в новый режим работы с углом δ_1 .

При значительном увеличении механического момента до величины P'_0 , динамическая устойчивость в отличие от предыдущего случая не сохраняется. При любом значении угла δ избыточный момент будет иметь тормозной характер и двигатель выпадет из синхронизма. В этом случае сохранение устойчивости возможно, если произойдет восстановление механического момента до его прежнего значения в точке *f*. На валу двигателя возникает избыточный ускоряющий момент, пропорциональный отрезку *fg*. Устойчивость двигателя сохранится, если площадь торможения *amkf* будет меньше или, по крайней мере, равна предельно возможной площади ускорения *fgh*. В случае равенства этих площадей угол восстановления механического момента является предельным. Его значение может быть найдено из соотношения

$$F_{amkf} - F_{fgh} = 0$$

или



$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{восст.нр}}} (P_0'' - P_{\text{max1}} \sin \delta) d\delta - \int_{\delta_{\text{восст.нр}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_{\text{max1}} \sin \delta - P_0) d\delta = 0.$$

Раскрыв интегралы и преобразовав последнее выражение, получим

$$\cos \delta_{\text{восст.нр}} = \frac{P_0'' \delta_0 - P_0 \delta_{\text{кр}} - P_{\text{max1}} (\cos \delta_{\text{кр}} - \cos \delta_0)}{P_0'' - P_0}.$$

Время, в течение которого ротор двигателя достигнет угла $\delta_{\text{восст.нр}}$, определяется из зависимости $\delta(t)$, которая в свою очередь получается в результате решения уравнения движения ротора.

При возникновении на валу двигателя избыточного момента его относительная скорость $\Delta\omega$ будет определяться из уравнения

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega_0 - \omega,$$

где ω_0 – синхронная скорость.

Относительное значение $\Delta\omega_*$ определяется по формуле

$$\Delta\omega_* = \frac{\Delta\omega}{\omega_0} = \frac{\omega_0 - \omega}{\omega_0} = 1 - \omega_* = S.$$

Скольжение двигателя представим в виде

$$S = 1 - \frac{\omega}{\omega_0} = 1 - \frac{\omega_0 - \Delta\omega}{\omega_0} = 1 - \frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt}.$$

При появлении избыточного момента ΔM ротор получает ускорение, которое может найдено из уравнения

$$\frac{d\omega_*}{dt} = -\frac{dS}{dt} = -\frac{1}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\Delta M}{T_j},$$

откуда

$$-T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P. \quad (12.4)$$

Это уравнение называется уравнением движения ротора синхронного двигателя. Правая часть этого уравнения нелинейна, поэтому уравнение не имеет решения в общем виде и может быть



решено только с использованием численных методов (в частности метода последовательных интервалов). Результатом решения является зависимость $\delta(t)$. Определив графическим методом предельный угол восстановления $\delta_{\text{восст.нр}}$, находим соответствующее ему значение предельного времени $t_{\text{восст.нр}}$. Решение уравнения движения ротора двигателя (12.4) позволяет сделать вывод об устойчивости двигателя. Если зависимость $\delta(t)$ имеет нарастающий характер, то двигатель неустойчив. Если эта зависимость представляет собой затухающие колебания, то двигатель устойчив.

12.3. Пуск двигателей

Пуск двигателя – это процесс перехода двигателя и приводного механизма ($\omega = 0$) в состояние вращения с нормальной скоростью ($\omega = \omega_0$).

Процессы, протекающие при пуске синхронных и асинхронных двигателей, а также их схемы пуска очень похожи и отличаются лишь тем, что у синхронного двигателя на последней стадии пуска включается возбуждение. Пуск двигателей является нормальным переходным режимом, который рассматривается с точки зрения обеспечения нормальной работы энергосистемы. При этом решаются такие задачи, как расчёт пускового тока двигателей, напряжения на их зажимах при пуске, возможность группового пуска двигателей и т.п.

Во время пуска двигатель потребляет значительно большее количество энергии, чем в нормальном режиме, что сопровождается увеличением пускового тока. В асинхронных двигателях с короткозамкнутым ротором кратность пускового тока достигает 5–8 по отношению к номинальному.

Условия пуска двигателей определяются механическим моментом, который должен быть создан двигателем в начальный момент пуска.

Механические характеристики некоторых типов приводимых во вращение механизмов представлены на рис.12.3. Выделяют лёгкие, нормальные и тяжёлые условия пуска.

Если начальный момент вращения двигателя составляет 10–40% от номинального момента, то условия пуска считаются лёгкими.



Когда начальный момент вращения двигателя составляет 50–75% от номинального момента условия пуска считаются нормальными.

Тяжёлые условия пуска – это такие условия, при которых начальный момент вращения двигателя составляет 100% и более от номинального момента.

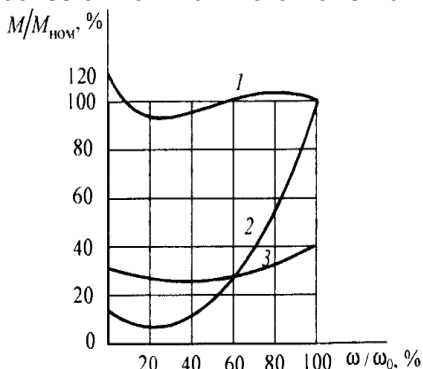


Рисунок 12.3. Механические характеристики рабочих механизмов: 1 – подъёмный кран; 2 – центробежные насосы; 3 – поршневые насосы и вентиляторы

Тяжёлые условия пуска характерны для таких механизмов, как подъёмные краны, дробильные барабаны, насосы с открытой задвижкой и т.п. Для облегчения тяжёлых условий пуска в некоторых приводах применяются специальные механизмы: центробежные, гидравлические, сцепные и другие муфты, с помощью которых двигатель нагружается лишь после того, как достигнет нужной скорости вращения и станет развивать соответствующий этой скорости механический момент.

Схемы пуска определяются жёсткостью питающей сети. Ниже приведены схемы прямого и реакторного пусков как наиболее распространённые в практике эксплуатации.

При прямом пуске двигатель включается на полное напряжение сети выключателем. Это наиболее простая схема, применяемая для пуска двигателей малой мощности.

При реакторном пуске двигатель подключается к сети через реактор, который ограничивает пусковой ток двигателя, снижая напряжение на его зажимах. По мере разгона двигателя уменьшается потребляемый им ток, и пусковой реактор шунтируется. Сопротивление реактора вычисляется с помощью выражения

$$X_p = U_{ном} \left(\frac{1}{I_{пуск.min}} - \frac{1}{I_{пуск.max}} \right), \quad (12.5)$$

где $I_{пуск.min}$ – величина, до которой ограничивается пусковой ток с помощью реактора; $I_{пуск.max}$ – пусковой ток двигателя при но-



минальном напряжении на его зажимах.

Напряжение на зажимах двигателя при реакторном пуске

$$\begin{aligned}
 U_{\partial в} &= U_c - \frac{U_c}{X_p + X_{\partial в}} X = U_c \left(1 - \frac{X_p}{X_p + X_{\partial в}} \right) = \frac{U_c}{1 + \frac{X_p}{X_{\partial в}}} = \\
 &= \frac{U_c}{1 + X_p \left(\frac{I_{\text{пуск. max}}}{U_{\text{ном}}} \right)}, \quad (12.6)
 \end{aligned}$$

где U_c – напряжение сети, $X_{\partial в}$ – сопротивление двигателя в момент пуска.

Пусковой ток при этом

$$I_{\text{пуск}} = \frac{U_c}{X_p + X_M} = \frac{U_c}{X_p + \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{пуск. max}}}}. \quad (12.7)$$

Пусковой момент при реакторном пуске определится из выражения:

$$M_{\text{пуск. p}} = M_{\text{пуск. (} U=U_{\text{ном}} \text{)}} \left(\frac{U_M}{U_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (12.8)$$

В выражениях (12.5) – (12.8) предполагается, что двигатель в режиме пуска может быть представлен только реактивным сопротивлением. Это не вносит в расчёт существенной погрешности, так как активное сопротивление двигателя, обратно пропорциональное скольжению, в первый момент пуска (при $S = 100\%$) незначительно. Недостатком реакторного пуска является необходимость в дополнительном оборудовании (реакторе и выключателе). Кроме того, увеличивается время пуска двигателя, снижается его пусковой электромагнитный момент. Достоинство реакторного пуска – улучшение режима по напряжению в питающей сети, сниженные требования к оборудованию.

Пуск синхронных двигателей имеет свои особенности. Синхронный двигатель подключается к сети недо возбуждённым. Его обмотка возбуждения закорачивается или подключается к пусковому активному сопротивлению, которое в 5–10 раз превышает активное сопротивление обмотки возбуждения.



Пусковой ток определяется из выражения

$$I_{\text{пуск}} \cong \frac{U_{\text{дв}}}{X_d''},$$

где $U_{\text{дв}}$ – напряжение на зажимах двигателя; X_d'' – сверхпереходное сопротивление двигателя. Когда скорость вращения ротора становится близкой к синхронной, обмотка возбуждения подключается к источнику напряжения и двигатель втягивается в синхронизм.

Расчёт режима пуска производится с целью определения времени пуска, допустимости нагрева обмоток, характера изменения напряжения питающей сети. Как для асинхронных двигателей, так и для синхронных расчёт режима пуска производится путём решения уравнения движения ротора. Решая это уравнение одним из численных методов, находят зависимость $S(t)$, по которой определяют время пуска (при $S = S_0$). Затем находится зависимость $U(t)$, необходимая для расчёта устойчивости рядом работающих двигателей.

12.4. Самозапуск двигателей

Самозапуск двигателей – это процесс восстановления нормального режима работы двигателя после кратковременного отключения источника питания. Задача самопуска заключается в том, чтобы не допустить массового отключения электродвигателей. Самозапуск от пуска отличается следующим:

- одновременно пускается целая группа двигателей;
- в момент восстановления питания некоторая часть двигателей или все двигатели вращаются с некоторой скоростью;
- самозапуск проходит под нагрузкой.

По условиям самопуска приводные механизмы делятся на две группы:

- механизмы, имеющие постоянный момент сопротивления и при кратковременном прекращении питания быстро теряющие скорость (шаровые мельницы, транспортёры, подъёмные краны и т.п.);
- механизмы, имеющие вентиляторные характеристики момента (центробежные насосы, вентиляторы, дымососы, центрифуги);

Самозапуск второй группы проходит легче, чем механизмов первой группы, так момент сопротивления таких механизмов снижается при уменьшении скорости.

Для обеспечения успешного самопуска опреде-



ляют суммарную мощность электродвигателей, которые могут быть запущены после перерыва питания. В соответствии с полученной величиной выделяются те двигатели, отключение которых недопустимо по условиям технологического процесса или правилам техники безопасности. Суммарная неотключаемая мощность электродвигателей определяется при условии, что остаточное напряжение в режиме самозапуска обеспечивает вращающий момент, превышающий момент механизма.

Расчёт самозапуска предполагает решение нескольких задач.

1. Рассчитывается момент вращения двигателей при пониженном напряжении и проверяется, превышают ли они моменты механизмов.

2. Рассчитывается температура дополнительного нагрева двигателей из-за увеличения времени разгона.

Скольжение двигателей к моменту самозапуска может быть определено численным интегрированием уравнения движения ротора двигателя. Рассмотрим самозапуск асинронных двигателей для наиболее часто используемой схемы питания двигателей, приведенной на рис.12.4, а.

Напряжение на зажимах двигателей при самозапуске

$$U_M = \frac{E_c}{Z_{\text{экв}} + X_{\text{вн}}}, \quad (12.9)$$

где $Z_{\text{экв}} = Z_{\text{дв}\Sigma} // Z_H$, $X_{\text{вн}} = X_c + X_T + X_L$ – внешнее сопротивление.

Здесь $Z_{\text{дв}\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление всех подключённых двигателей.

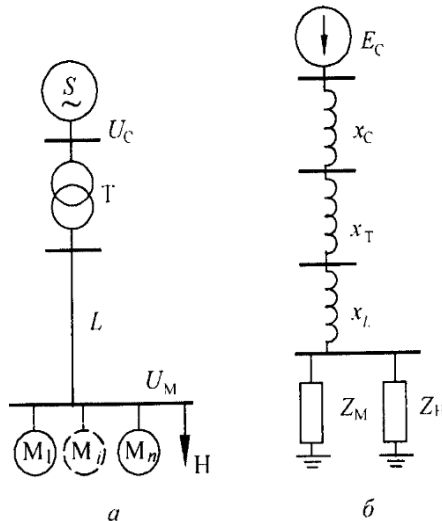


Рисунок 12.4. Схема включения асинхронных двигателей: *а* – принципиальная схема; *б* – схема замещения.

Сопротивление двигателя в момент самозапуска:

$$Z_{\partial в} = \frac{U_{ном}^2}{S_{сз}}, \quad (12.10)$$

где $S_{сз}$ – суммарная мощность двигателей, самозапуск которых будет успешным; $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателей.

Подставив выражение (12.10) в (12.9), найдём мощность $S_{сз}$:

$$S_{сз} = \frac{U_{ном}^2}{Z_H X_{вн}} \left[\frac{E_c}{U_M} Z_H - (Z_H + X_{вн}) \right]. \quad (12.11)$$

Мощность самозапуска связана с номинальной мощностью выражением (при КПД двигателей, равным 1):

$$S_{сз} = S_{ном} K_s, \quad (12.12)$$

Здесь

$$K_s = \sqrt{\frac{1 - S_{кр}^2}{1 + \left(\frac{S_{кр}}{S_{сз}}\right)^2}} K'$$

где K – кратность пускового тока.



Подставив (12.12) в (12.11), получим выражение для мощности двигателей, которые можно не отключать при самозапуске:

$$S_{неоткл} = \frac{U_{ном}^2}{ZX_{вн} K_s} \left[\frac{E}{U} Z - (Z + X_{вн}) \right].$$

Минимальное допустимое напряжение на зажимах двигателей по условию возможности осуществления самозапуска для механизмов с постоянным моментом сопротивления определяется в соответствии с выражением

$$U_{\min} \geq \sqrt{\frac{1,1M_{mex}}{M_{\min}}};$$

для механизмов с характеристиками вентиляторного типа

$$U_{\min} \geq \sqrt{\frac{1,1M_{mex}}{M_{\max}}},$$

где M_{\min} – минимальный момент вращения, который принимают равным пусковому; M_{\max} – максимальный момент вращения двигателя.

Самозапуск синхронных двигателей обладает рядом особенностей по сравнению с асинхронными. Если после кратковременного перерыва питания двигатель не выпал из синхронизма или не был отключён, то самозапуск происходит. Если двигатель выпадает из синхронизма и к моменту восстановления напряжения работает как асинхронный двигатель с определённым скольжением, то процесс его самозапуска рассматривают как пуск асинхронного двигателя, но осуществляемый от достигнутого скольжения. При этом возбуждённый двигатель включается на шины нагрузки без дополнительных сопротивлений в цепи статора.

Задачи расчёта самозапуска:

- проверка влияния самозапуска на режим работы потребителей, находящихся в электрической близости;
- расчёт остаточного напряжения на зажимах двигателей;
- расчёт момента двигателя;
- определение времени пуска и перегрева двигателя.

Во время перерыва питания напряжение на зажимах



двигателя определяется его ЭДС, которая уменьшается по мере выбега. При уменьшении скорости вращения ротора на 20% напряжение двигателя с форсировкой не превышает номинального, а без форсировки снижается до 60–70 % номинального.

Допустимое напряжение на шинах нагрузки во время самозапуска определяется следующими требованиями:

1. При совместном питании двигателей и освещения:

- при частых и длительных пусках ($U \geq 0,9$);
- при редких и кратковременных пусках и самозапусках ($U \geq 0,8 - 0,85$).

2. При раздельном питании двигателей и освещения ($U \geq 0,7 - 0,8$).

3. При люминесцентном освещении ($U \geq 0,9$).

4. При питании двигателей через блок–трансформаторы напряжение ограничивается минимальной величиной электромагнитного момента.

В тех случаях, когда самозапуск невозможен, можно применить автоматическую ресинхронизацию двигателя. Вхождение в синхронизм обеспечивается действием форсировки возбуждения, повышающей максимум синхронного момента.

12.5. Автоматическое повторное включение и автоматическое включение резервного питания

Короткие замыкания, возникающие в различных точках электрической системы, могут быть преходящими, т.е. самоликвидироваться через некоторый небольшой промежуток времени. В этом случае эффективно применение автоматического повторного включения (АПВ) того элемента, который отключился при КЗ. АПВ называют трёхфазным, если отключаются и вновь включаются все три фазы повреждённого элемента, или однофазным (пофазным) (ОАПВ), если отключается только одна или две повреждённые фазы. АПВ считается успешным, если за время отключения короткое замыкание самоустраняется и после повторного включения может восстановиться нормальная работа, и неуспешным, если повторное включение производится на продолжающее КЗ. Существуют системы АПВ однократного, двукратного и многократного действия, обеспечивающие одно, два или несколько повторных включений.

Интервал времени между моментом отключения КЗ и повторным включением называется паузой АПВ. В течение паузы происходит деионизация среды в месте КЗ и выключатель возвращается в исходное состояние. В системах электроснабжения (сети до 110 кВ) пауза АПВ принимается в пределах 0,3...0,5 с. При определении этих значений учитывалось, что время деионизации в сетях 6...35 кВ, например, составляет 0,07...0,09 с, а собственное время включения выключателя имеет порядок 0,25...0,3 с.

АПВ на воздушных линиях позволяет восстановить нормальную работу в 60...90 % всех аварийных отключений. При установке систем АПВ на трансформаторах важно предусмотреть блокировку, запрещающую работу АПВ, если отключение произошло от действия защиты, реагирующей на внутренние повреждения трансформатора. Для ответственных двигателей после их аварийного отключения предусматривается АПВ, обеспечивающее их самозапуск.

Автоматическое включение резервного питания (АВР) является эффективным способом повышения надёжности электроснабжения.

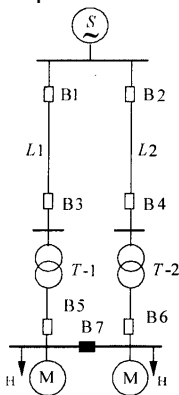


Рисунок 12.5.
Схема питания с устройством АВР

Устройства АВР вначале разрабатывались для собственных нужд электростанций, но затем их стали широко применять в системах электроснабжения.

Схема включения нагрузки с использованием АВР представлена на рис.12.5. В нормальном режиме левая и правая нагрузки и эквивалентные двигатели питаются отдельно. В случае повреждения и отключению какого-нибудь элемента схемы (линии или трансформатора) АВР производится с помощью выключателя B7, который в нормальном состоянии отключён. Действие системы АВР осуществляется при исчезновении напряжения на резервируемом элементе.

Время действия зависит от схемы электроснабжения, условий самозапуска электродвигателей и времени срабатывания релейной защиты на отходящих линиях. Устройства АВР не должны работать при КЗ на отходящих линиях резервируемого участка. Это обеспечивается дополнительной выдержкой времени или блокировкой.



КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Анализ динамической устойчивости сложных систем.
2. Динамическая устойчивость асинхронного двигателя.
3. Динамическая устойчивость синхронного двигателя.
4. Пуск двигателей.
5. Самозапуск двигателей.
6. Задачи расчёта самопуска двигателей.
7. Допустимое напряжение на шинах нагрузки во время самопуска.
8. Автоматическое повторное включение.
9. Автоматическое включение резервного питания.
10. Схема питания нагрузки с устройством АВР.



13. АСИНХРОННЫЕ РЕЖИМЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Асинхронными называют такие режимы работы генератора или двигателя, при которых скорость вращения роторов значительно отклоняется от синхронной. К асинхронным режимам относятся:

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

В асинхронном режиме вектор ЭДС синхронной машины, выпавшей из синхронизма, вращается относительно вектора ЭДС машин, работающих синхронно.

13.1 Возникновение асинхронного режима

Асинхронный режим может возникнуть в результате нарушения динамической устойчивости, вследствие потери возбуждения синхронной машины.

Рассмотрим переход генератора в асинхронный режим работы вследствие нарушения динамической устойчивости (рис.13.1). Пусть одна из линий электропередачи (рис.10.1, а) внезапно отключается, а затем включается вновь. При этом происходит переход с характеристики 1 на характеристику 2 и обратно. Но угол включения $\delta_{вкл}$ (рис.13.1) настолько велик, что площадь ускорения f_{abcd} превосходит наибольшую возможную площадь торможения f_{dcf} . Угол вектора ЭДС эквивалентного генератора G превышает критическое значение $\delta_{кр}$. На ротор начинает действовать ускоряющий избыточный момент, приводящий к дальнейшему увеличению угла δ .

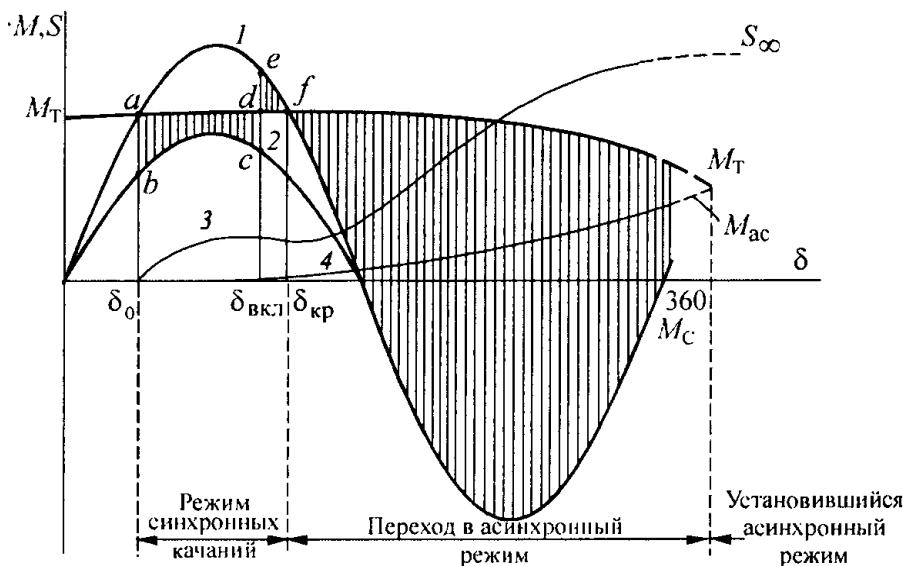


Рисунок 13.1. Переход в асинхронный режим синхронного генератора: кривые 1,2 – характеристики мощности в нормальном и асинхронном режимах, кривые 3,4 – изменение скольжения и асинхронного момента

Когда скорость ротора начнёт отличаться от синхронной, появляется скольжение S , растущее с увеличением разности скоростей. Вследствие скольжения появляется асинхронный момент, который зависит от напряжения на зажимах генератора. Приближённо можно принять $P_{ac} = M_{ac} = \varphi(S)$.

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



13.2 Установившийся асинхронный режим

Установившийся асинхронный режим характеризуется скольжением S_{∞} , которое в соответствии с рис.13.2 определяется точкой пересечения характеристик момента турбины и асинхронного момента. Если выпавшая из синхронизма машина возбуждена, то кроме взаимно уравновешивающих друг друга асинхронного момента и момента турбины на вал генератор-турбина будет действовать также синхронный вращающий момент. Этот знакопеременный момент вызывает периодическое изменение скорости вращения ротора в асинхронном режиме, а следовательно, и пульсации скольжения, изменяющиеся от S_{\min} до S_{\max} около своего среднего значения S_{∞} (рис.13,3). Очевидно, что чем больше амплитуда синхронного момента, тем больше разница между максимальным и минимальным значениями пульсирующего скольжения.

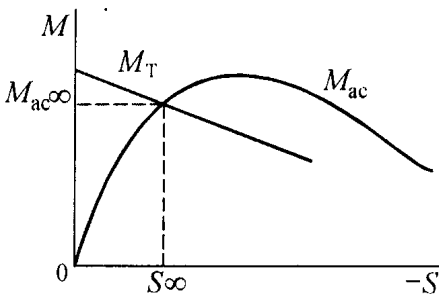


Рисунок 13.2. К определению скольжения в установившемся асинхронном режиме

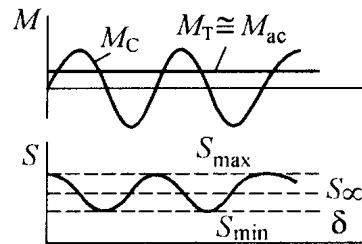


Рисунок 13.3. Изменение асинхронного момента и скольжения в асинхронном режиме

Уравнения движения ротора генератора в асинхронном режиме имеет вид:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_T - M_c - M_{ac} = \sum M. \quad (13.1)$$

Преобразуем это уравнение, введя в левую часть скольжение.

Ускорение ротора двигателя запишем в виде

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega}{dt}, \quad (13.2)$$



где $\Delta\omega = \omega - \omega_0$ – разность между текущей и синхронной скоростями ротора. В относительных единицах эта разность может быть записана в виде:

$$\Delta\omega_* = \frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} = s. \quad (13.3)$$

Подставив в выражение (13.3) в (13.2), получим

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega_*}{dt} \frac{d\delta}{d\delta} = \Delta\omega_* \frac{d\Delta\omega}{d\delta} = s \frac{ds}{d\delta}.$$

Следовательно, выражение (13.1) принимает вид

$$T_j s \frac{ds}{d\delta} = \sum M. \quad (13.4)$$

Предположим, что $M_T = f(S)$, $M_{ac} = \xi(S)$ заданы как функции угла

δ . Тогда, проинтегрировав выражение (13.4), получим

$$T_j \left(\frac{S_{\max}^2}{2} - \frac{S^2}{2} \right) = \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \sum M d\delta,$$

откуда можно найти значения скольжения в любой момент времени

$$S = \sqrt{S_{\max}^2 - \frac{2}{T_j} \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \sum M d\delta}. \quad (13.5)$$

13.3 Ресинхронизация синхронных генераторов и двигателей

Для большинства синхронных машин асинхронный режим не представляет опасности. Необходимо проверить опасность нарушения устойчивости остальной части системы, в которой мощный генератор работает. В этом режиме генератор обычно потребляет из системы значительную реактивную мощность. Это приводит к увеличению тока статора. Поскольку предельная величина ток статора ограничена, предельная активная мощность также ограничивается до 50–70% номинальной мощности, а у мощных турбогенераторов – 30–50%. Это приводит к дефициту



активной мощности в системе, что является существенным недостатком асинхронного режима.

Возможность работы в асинхронном режиме и её длительность ограничены опасностью повреждений самого генератора. В асинхронном режиме допускается работа турбогенератора в течение 15–30 минут, гидрогенератора в течение нескольких минут.

Восстановление выпавшего из синхронизма генератора возможно без его отключения из сети. Можно оставить его на некоторое время в асинхронном режиме, а затем ввести в синхронизм. Это называется ресинхронизацией.

Одно из условий успешной ресинхронизации можно получить, используя выражение (13.6). Если скольжение, с которым работает генератор в асинхронном режиме, станет равным нулю, то это означает, что скорость вращения генератора стала синхронной, при

$$S_{\max}^2 = \frac{2}{T_j} \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \sum M d\delta.$$

В этом случае среднее значение скольжения

$$S_{cp} = \sqrt{\frac{1}{2T_j} \int_{\delta}^{\delta_{\max}} \sum M d\delta}.$$

Условие $S = 0$ необходимое, но недостаточное для втягивания генератора в синхронизм. Для получения второго условия рассмотрим протекание процесса ресинхронизации, представленного на рис.13.4. Предположим, что увеличение тока возбуждения повышает синхронный вращающий момент, что в свою очередь приводит к росту пульсаций скольжения. При некотором значении синхронного момента скольжение пройдёт через нуль, что свидетельствует о наступлении синхронного режима. Избыточный момент, определяющий движение ротора генератора в асинхронном режиме, состоит из трёх составляющих:

$$\sum M = M_T - M_c - M_{ac},$$

где M_T – момент турбины; M_c, M_{ac} – синхронный и асинхронный моменты. Когда скольжение становится равным нулю, асинхронный момент также равен нулю. Следовательно, условием втягивания генератора в синхронизм будет условие $M_c > M_T$.

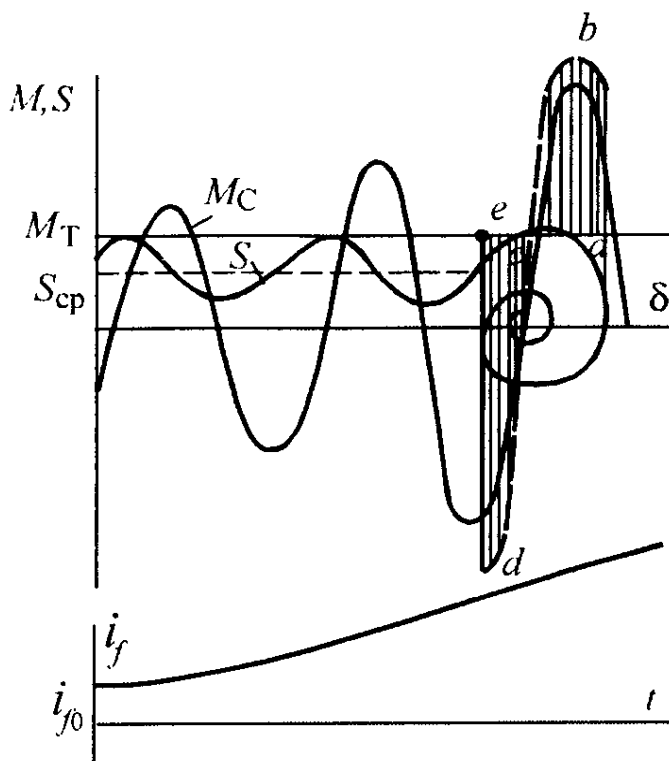


Рисунок 13.4. Процесс ресинхронизации синхронного генератора

При таком соотношении моментов и $S = 0$ на вал генератора действует тормозной избыточный момент, который вызывает уменьшение угла δ . Ротор генератора начинает движение в сторону его уменьшения, площадь торможения abc уравнивается площадью ускорения cde , происходят затухающие колебания около точки c . Вследствие того, что ток возбуждения начинает увеличиваться, отсчёт площадей производится от характеристики синхронного момента, соответствующего большему значению тока возбуждения (изображена пунктирной линией). Необходимо отметить, что увеличение тока возбуждения в процессе ресинхронизации приводит к более быстрому втягиванию генератора в синхронизм, демпфированию колебаний угла δ по времени.

Если условие $M_c > M_T$ не выполняется, то ресинхронизация не будет успешной, угол продолжит возрастать, а генератор останется в асинхронном режиме.



После вхождения в синхронизм регулятор скорости турбины начинает увеличивать выпуск энергоносителя, вследствие чего возрастает момент турбины. Это приводит к увеличению площади ускорения и уменьшению площади торможения, что может вызвать из синхронизма в одном из последующих циклов качаний. Избежать выпадения из синхронизма можно, регулируя надлежащим образом ток возбуждения.

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

Восстановление синхронного режима работы синхронных двигателей производится для ответственных механизмов, сохранение которых в работе необходимо по условиям техники безопасности или технологии производства. Оно может осуществляться разными способами:

- ресинхронизацией;
- ресинхронизацией с автоматической разгрузкой рабочего механизма (если она допустима) до такой степени, при которой обеспечивается втягивание двигателя в синхронизм;
- отключение двигателя и повторное включение его автоматическим пуском.

В последнем способе при сохранении возбуждения двигателя важное значение имеет синхронное включение. При несовпадении по фазе векторов напряжений синхронизируемого двигателя и сети возникает ударный ток включения, который приближённо определяется с помощью выражения:

$$I = \sqrt{2} \frac{1,8\Delta E''}{(X_M'' + X_c)'}$$

где $\Delta E''$ – геометрическая разность между ЭДС двигателя E_q'' и напряжением сети; X_M'' , X_c – сопротивления двигателя и системы.

При $\delta = \pi$ ударный ток имеет наибольшее значение, и может вызвать повреждение обмоток двигателя при его включении. Это можно предотвратить с помощью ускоренной синхронизации. В устройстве, выполняющем ускоренную синхронизацию, осуществляется постоянное сравнение значений напряжения по концам выключателя, с помощью которого осуществляется ресинхронизация. Как только

разность $\Delta U = U_1 - U_2$ превысит



наперёд заданное значение ε , зависящее от погрешности измерения, начнётся определение расхождения векторов \dot{U}_1 и \dot{U}_2 :

$$\alpha = \frac{\omega_1 - \omega_2}{\Delta t},$$

где ω_1 и ω_2 – скорости вращения векторов напряжений \dot{U}_1 и \dot{U}_2 ; Δt – время, за которое произошло увеличение скорости с ω_1 до ω_2 .

После определения ускорения вычисляются текущий угол и угол опережения. Текущий угол находится по моментам прохождения через нуль напряжений u_1 и u_2 . Для включения двигателя после проворота его ротора на угол $\delta = 2\pi$ необходимо команду на включение выключателя подавать с некоторым опережением по времени. При этом угол опережения получают из соотношения

$$\delta_{on} = S t_{\text{вв}} + \frac{\alpha t_{\text{вв}}}{2},$$

где S , α – текущие значения скольжения и ускорения ротора; $t_{\text{вв}}$ – собственное время включения двигателя. Условие срабатывания выключателя запишется в виде $\delta_{\text{вкл}} = \delta_{\text{сраб}} + \delta_{on} > 2\pi$, при его выполнении подаётся сигнал на включение выключателя.

Описанный алгоритм обеспечивает ускоренную синхронизацию в случае кратковременной потере питания двигателя, которая может возникнуть вследствие КЗ на питающей линии либо её отключения, а затем включения от АПВ двигателя.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В чём причина возникновения асинхронного хода?
2. Когда наступает установившийся асинхронный режим?
3. Каковы особенности установившегося асинхронного режима?
4. Уравнения движения ротора генератора в асинхронном режиме.
5. В чём суть процесса ресинхронизации синхронной машины?
6. Назовите условия успешной ресинхронизации.
7. Условие втягивания генератора в синхронизм.



ПРИЛОЖЕНИЕ 1

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИНХРОННЫМ ГЕНЕРАТОРАМ

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

Тип	P_H , МВт	$\cos\varphi$	U_H , кВ	X_d''	X_d'	X_d
ТВС-30	30	0,8	6,3;10,5	0,152	0,257	2,53
ТВ-50-2	50	0,8	10,5	0,135	0,2	1,84
ТВ-100-2	100	0,85	13,8	0,14	0,2	1,8
ТВ2-150-2	150	0,9	18,0	0,122	0,18	1,49
ТВФ-60-2	60	0,8	6,3	0,195	0,28	1,61
ТВФ-100-2	100	0,85	10,5	0,183	0,26	1,79
ТВФ-200-2	200	0,85	11,0	0,165	0,25	1,88
ТВВ-160-2	160	0,85	18,0	0,22	0,329	2,3
ТВВ-200-2	200	0,85	15,75	0,191	0,275	1,88
ТВВ-320-2	320	0,85	20,0	0,173	0,26	1,7
ТВВ-500-2А	500	0,85	20,0	0,24	0,326	2,57
ТВВ-800-2	800	0,9	24,0	0,219	0,307	2,33
ТВВ-1200-2	1200	0,9	24,0	0,247	0,357	2,42
ТГВ-200	200	0,85	15,75	0,19	0,295	1,85
ТГВ-300	300	0,85	20,0	0,195	0,3	2,2
ТГВ-500	500	0,85	20,0	0,243	0,373	2,413
ТВМ-300	300	0,85	20,0	0,2	0,33	2,11



ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

№ п.п.	Тип	S_H , МВА	U_H , кВ	X_d''
1	СВ375/195-12	65,5	10,5	0,16
2	СВ640/170-24	78,8	13,8	0,2
3	СВ795/230-32	134	11,0	0,18
4	СВ1160/180-72	103,5	13,8	0,24
5	СВ1190/250-48	264,7	15,75	0,24
6	СВ1690/175-64	590	15,75	0,3
7	ВГС375/89-28	9,4	6,3	0,2



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИЛОВЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ

ДВУХОБОМОТОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

№ п.п.	Тип	Мощность, МВА	Напряжение обмотки высокого напряжения, кВ	Напряжение обмотки низкого напряжения, кВ	Напряжение короткого замыкания, $U_k\%$
1	ТМН-200/110-73У1	2,5	110	6,6; 11,0	10,5
2	ТДН-10000/110-70У1	10	115	6,6; 11,0	10,5
3	ТРДЦН-63000/110-75У1	63	115	6,3; 10,5	10,5
4	ТРДЦН-125000/110-74У1	125	115	10,5	10,5
5	ТДЦ-200000/110-72У1	200	121	13,8; 15,75; 18	10,5
6	ТДЦ-250000/110-70У1	250	121	15,75	10,5
7	ТДЦ-400000/110-71У1	400	121	20,0	10,5
8	ТРДЦН-160000/110-74У1	160	230	11,0; 38,5	12,0
9	ТДЦ-80000/220-78У1	80	242	10,5; 6,3; 13,8	11,0
10	ТДЦ-125000/220-71У1	125	242	10,5; 13,8	11,0
11	ТДЦ-250000/220-71У1	250	242	13,8; 15,75	11,0
12	ТДЦ-400000/220-73У1	400	242	13,8; 15,75	11,0
13	ТДЦ-630000/220-74У1	630	242	15,75; 20,0	12,5



электроэнергетика и электротехника

14	ТРДЦ-63000/330-74У1	63	330	6,3; 10,5	12,0
15	ТДЦ-250000/330-76У1	250	347	13,8; 15,75	11,0
16	ТДЦ-400000/330-78У1	400	347	15,75; 20,0	11,0
17	ТДЦ-630000/330-74У1	630	347	15,75; 20,0	11,0
18	ТДЦ-1000000/330-69У1	1000	347	24,0	11,5
19	ОРЦ-53300/500-74У1	533	$525/\sqrt{3}$	15,75; 18,0; 24,0	13,0
20	ТДЦ-250000/500-74У1	250	525	13,8 – 36,75	13,0
21	ТДЦ-400000/500-79У1	400	525	13,8 – 36,75	12,6
22	ТДЦ-630000/330-78У1	630	525	13,8 – 36,75	14,0

ТРЕХОБМОТОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Тип	S_H , МВА	U_B , кВ	U_C , кВ	U_H , кВ	$U_{k,BC}\%$	$U_{k,BH}\%$	$U_{k,CH}\%$
ТДТН-6300/110-76у1	6,3	115	38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,0
ТДТН-10000/110-76у1	10	115	38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,0
ТДТН-25000/110-76у1	25	115	38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,0
ТДТН-63000/110-76у1	63	115	11;0 38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,5
ТДТН-80000/110-69у1	80	115	11;0 38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,5
ТДТН-25000/110-76у1	25	230	38,5	6,6; 11,0	12,5	20,0	6,5
ТДТН-40000/110-76у1	40	230	38,5	6,6; 11,0	12,5	22,0	9,5



электроэнергетика и электротехника

ТДТН-400000/110-76у1	400	230	38,5	6,6; 11,0	12,5	22,0	9,5
----------------------	-----	-----	------	--------------	------	------	-----

ТРЕХОБОМОТОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ С РАСЩЕПЛЁННЫМИ ОБМОТКАМИ

Тип	S_H , МВА	U_B , кВ	U_H , кВ	$U_k\%$	$k_{расщ}$
ТРДН-25000/110-76у1	25	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	10,5	3,5
ТРДН-63000/110-76у1	63	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	10,5	3,5
ТРДН-125000/110-76у1	125	115	6,3-6,3; 10,5-10,5	10,5	3,5

Обмотки НН имеют мощность, равную 50%

АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Тип	S_H , МВА	U_B , кВ	U_C , кВ	U_H , кВ	$U_{k,BC}\%$	$U_{k,BH}\%$	$U_{k,CH}\%$
АТДЦТН-125000/110	63	115	11;0 38,5	6,6; 11,0	10,5	17,0	6,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,3; 10,5;13,8	11,0	34,0	21,0
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,3; 10,5;13,8	11,0	31,0	19,0
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	10,5;13,8;38,5	11,0	32,0	20,0
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	11,0;13,8;15,75; ;38,5	11,0	32,0	20,0
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,6;11,0;15,75; 38,5	10,0	35,0	22,0
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6	10,0	33,0	22,0
АТДЦТН-250000/330/150	250	330,3 47	165	10,5; 38,5	9,5	74,0	60,0



электроэнергетика и электротехника

АТДЦТН- 240000/330/ 150	24 0	330,3 47	242	38,5	9,5	74,0	60,0
АТДЦТН- 250000/500/ 150	25 0	500	121	11,0;38,5	9,5	74,0	60,0



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ОДНОЙ ЦЕПИ ЛЭП И ПРЕДЕЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ ПЕРЕДАЧИ

№ п.п.	U , кВ	P , МВт	длина, км
1	до 1	до 0,1	до 3
2	1-10	1-3	15-3
3	35	5-10	50-60
4	110	25-50	50-150
5	220	100-200	150-250
6	330	300-400	200-300
7	500	700-900	800-1200
8	750	1800-2200	1200-2000



ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С АЛЮМИНОВЫМИ И СТАЛЕАЛЮМИНЕВЫМИ ПРОВОДАМИ

Расстояние между проводами фаз (d) в зависимости от номинального напряжения $U_{ном}$

$U_{ном}$, кВ	до 1	6- 10	35	110	220	330	500	750	1150
d , м	0,5	1	2,5	4	7	8,5	12	15	22

Среднее геометрическое расстояние между проводами – 1 м

Марка провода	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185
$X_{y\partial}$	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313

Среднее геометрическое расстояние между проводами – 4 м

Марка провода	AC-50	AC-70	AC-95	AC-120	AC-185	ACO-240
$X_{y\partial}$	0,435	0,425	0,414	0,408	0,394	0,376

Среднее геометрическое расстояние между проводами – 7 м

Марка провода	ACO-240	ACO-300	ACO-400	ACO-500	ACO-600	ACO-700
$X_{y\partial}$	0,41	0,405	0,396	0,39	0,384	0,378

Среднее геометрическое расстояние между проводами – 8 м

Марка провода	ACO-300	ACO-400	ACO-500	ACO-600	ACO-700
$X_{y\partial}$	0,414	0,405	0,399	0,393	0,385

Среднее геометрическое расстояние между проводами – 9 м

Марка провода	ACO-300	ACO-400	ACO-500	ACO-600	ACO-700
$X_{y\partial}$	0,422	0,414	0,405	0,4	0,393



ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ХАРАКТЕРИСТИКИ АЛЮМИНИЕВЫХ И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ

№ п.п.	Марка провода	Активное сопротивление при температуре +20°C, Ом/км	Наружный диаметр провода, мм
1	A-70	0,46	10,7
2	A-95	0,34	12,4
3	A-120	0,27	14,0
4	A-150	0,21	15,8
5	A-185	0,17	17,5
6	AC-70	0,46	11,4
7	AC-95	0,33	13,5
8	AC-120	0,27	15,2
9	AC-150	0,21	17,0
10	AC-185	0,17	19,0
11	ACO-240	0,13	21,6
12	ACO-300	0,108	23,5
13	ACO-400	0,08	27,2
14	ACO-500	0,065	30,2
15	ACO-600	0,055	33,1
16	ACO-700	0,044	37,1



ПРИЛОЖЕНИЕ 6

АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРЁХЖИЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

№ п.п.	Сечение жил, мм ²	Активное сопротивление Ом/км		Индуктивное сопротивление Ом/км, при номинальном напряжении		
		Алюминий	Медь	6 кВ	10 кВ	35 кВ
1	70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,137
2	95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,126
3	120	0,258	0,153	0,076	0,081	0,12
4	150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,116
5	185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,113
6	240	0,129	0,077	0,071	0,075	-



ПРИЛОЖЕНИЕ 7

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО РЕАКТОРАМ

ОДИНАРНЫЕ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ РЕАКТОРЫ (номинальное напряжение 10 кВ)

№ п.п.	Тип	I_i , кА	$X_{\delta i}$, %
1	РБ – 10-400-0,35	0,4	2,5
2	РБУ – 10-630-0,45	0,63	3,0
3	РБГ – 10-1600-0,14	1,6	3,9
4	РБГ – 10-1000-0,14	1,0	4,9
5	РБГ – 10-1600-0,20	1,6	5,5
6	РБГ – 10-1000-0,35	1,0	6,0
7	РБГ – 10-1600-0,25	1,6	7,0
8	РБГ – 10-1000-0,45	1,0	8,0
9	РБГ – 10-1600-0,35	1,6	10,0
10	РБДГ – 10-2500-0,35	2,5	15,0

СДВОЕННЫЕ РЕАКТОРЫ (номинальное напряжение 10 кВ)

Тип	$I_{H'}$, кА	Индуктивное сопротивление ветви, %	Индуктивное сопротивление при встречном токе, %	Коэффициент связи
РБСГ 10-2 × 630-0,25	0,63	2,7	0,135	0,46
РБСГ 10-2 × 630-0,40	0,63	4,4	0,2	0,5
РБСГ 10-2 × 2500-0,14	2,5	6,1	0,056	0,6

Последняя цифра в обозначении реактора – сопротивление в Омх



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИНХРОННЫМ ДВИГАТЕЛЯМ СЕРИЙ СД И СДН

(номинальное напряжение 6 кВ; $\cos \varphi = 0,9$; $\eta = 99\%$)

№ п.п.	P_H , МВт	X_d''
1	0,4	0,172
2	1,25	0,158
3	6,3	0,144
4	10,0	0,167

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИНХРОННЫМ КОМПЕНСАТОРАМ

№ п.п.	Тип	S_H , МВАр	U_H , кВ	X_d''
1	КС-5000-6	5	6,3	0,16
2	КС-7500-6	7,5	6,6	0,15
3	КС-10000-6	10	6,6	0,22
4	КС-15000-11	15	11	0,165
5	КС-30000-11	30	10,5	0,21
6	КСВ-50000-11	50	11 (10,5)	0,28
7	КСВ-100000-11	100	11(10,5)	0,2
8	КСВ-160000-15	160	15,75	0,205

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ
(с номинальным напряжением 6 кВ)

№ п.п.	Тип	кВт	$\cos \varphi$	$k_{пуск}$
1	А2-560М-8	800	0,85	6,0
2	А2-560S-4	1000	0,9	6,0
3	А2-560М-4	1250	0,905	6,6
4	А4-400ХК-4УЗ	400	0,87	5,7
5	А4-400Х-4УЗ	500	0,88	5,7
6	А4-400У-4УЗ	630	0,88	5,7
7	А4-450Х-4УЗ	800	0,88	5,7
8	А4-450У-4УЗ	1000	0,89	5,7
9	АВ-8000/6000	8000	0,91	5,4
10	АДО-1250/600УЗ	1250	0,75	6,0
11	АДО-1600/750У1	1600	0,83	5,5
12	АДО-2500/1000У1	2500	0,88	5,7
13	АДО-3150/1000У1	3150	0,89	6,5
14	АН-14-49-6	1000	0,88	6,0
15	АН-14-59-6	1250	0,88	6,0
16	АН-15-41-6	1600	0,88	6,0
17	АН-15-51-6	2000	0,88	6,5



электроэнергетика и электротехника

18	АО113-4М	200	0,88	6,6
19	АО114-4М	250	0,88	7,0
20	АО113-6М	160	0,865	7,0
21	АО114-6М	200	0,86	7,3
22	АР-500/6000	500	0,89	6,0
23	АРП-500/6000	630	0,895	6,2
24	АР-630/6000	800	0,905	6,4
25	АРП-1000/6000	1000	0,905	5,7

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1985. - 536 с.
2. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 283 с.
3. Устойчивость нагрузки в электрических системах / Ю.И. Гуревич,
Л.Е. Лебова, Э.А. Хачатрян. М.: Энергоиздат 1981. – 208 с.
4. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др.: под ред. В.Н. Винославского. К.: Высш. шк. Головное изд-во, 1989. – 422 с.
5. Петрухин А.Н., Чесноков И.П. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебное пособие. – Киров: Изд-во ВГТУ.- 1999. – 38 с.
6. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: электрон. учеб. пособие / А. Э. Бобров, А. М. Дьяков, В. Б. Зорин и др. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009.
7. Рюденберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. Л.: Энергия 1981. 576 с.