

ГЛАВА 5

Регулирование частоты и активной мощности

5.1. Общие сведения

Частота является одним из качественных показателей электрической энергии. При изменении частоты у большинства потребителей меняется их производительность. Существенное влияние оказывает отклонение частоты на работу самой энергосистемы. Согласно ГОСТ 131109–87 частота в ЕЭС России должна поддерживаться на уровне $f = 50 \pm 0,1$ Гц. Допускается кратковременная работа с отклонениями частоты до $\Delta f = \pm 0,2$ Гц [1].

Изменение нагрузки на величину ΔP_n приводит к отклонению частоты вращения агрегата. Переходный процесс описывается уравнением

$$T \frac{d\omega}{dt} + D\Delta\omega = P_m - P_n = \Delta P, \quad (5.1)$$

где: T – постоянная времени; ω – частота вращения; D – коэффициент демпфирования.

В момент возмущения отклонение частоты вращения ротора агрегата равно нулю $\Delta\omega = 0$, поэтому $d\omega/dt = \Delta P/T$. При увеличении нагрузки появляется отрицательное ускорение и частота вращения агрегата уменьшается. Если мощность (правильнее момент) турбины превышает мощность (момент) нагрузки $\Delta P > 0$, то $d\omega/dt > 0$, и частота вращения агрегата возрастает. Таким образом, при постоянном открытии регулирующего органа турбины изменение потребления электрической энергии происходит за счет кинетической энергии агрегата.

Затем отклонение частоты вращения возрастает, вследствие чего меняются нагрузки потребителей и мощность турбины. Это обстоятельство учитывается в уравнении (5.1) коэффициентом демпфирования D . В новом установившемся режиме ($d\omega/dt = 0$) величина отклонения частоты определяется выражением $\Delta\omega = -\Delta P/D$.

Для поддержания частоты вращения на заданном уровне необходимо постоянно сохранять баланс мощностей турбины и генератора (нагрузки).

Приведенные выше рассуждения для одного изолированного агрегата, работающего на изолированную нагрузку, справедливы и для нескольких агрегатов, работающих параллельно на общую нагрузку. Так, для энергосистемы, состоящей из большого числа турбо- и гидрогенераторов, в первый момент изменения нагрузки (при неизменном открытии регулирующих органов) последняя покрывается за счет кинетической энергии всех вращающихся масс системы. При увеличении нагрузки кинетическая энергия и частота вращения агрегатов снижается. Снижение нагрузки приводит к увеличению частоты вращения и, следовательно, к увеличению кинетической энергии вращающихся масс системы.

Так как нагрузка системы непрерывно меняется, то для поддержания постоянной частоты вращения агрегатов системы необходимо менять мощности, развиваемые турбинами, постоянно сохраняя при этом баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей. Такое непрерывное наблюдение за сохранением баланса мощностей генерации и потребления в энергосистеме выполняется автоматически регуляторами частоты вращения паровых, гидравлических и газовых турбин.

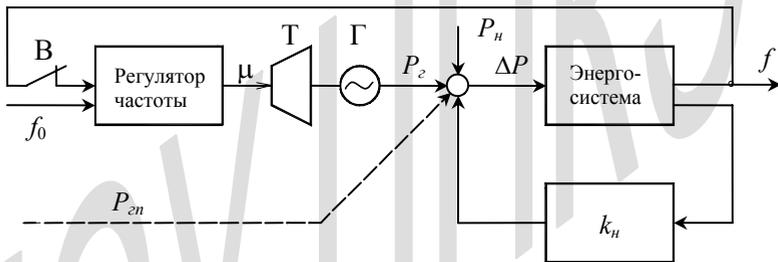


Рис. 5.1. Структурная схема работы турбоагрегата в энергосистеме

В энергосистеме, помимо сохранения баланса мощностей, возникает задача распределения нагрузок между отдельными агрегатами, которая решается с помощью дополнительных регуляторов – регуляторов частоты и мощности.

Таким образом, проблема регулирования частоты и активной мощности заключается в управлении выработкой заданного значения мощности с распределением ее между параллельно работающими генераторами энергосистемы в текущий момент времени.

5.2. Влияние изменения частоты на работу потребителей и энергосистемы

Все потребители разделяются на группы, которые характеризуются определенной зависимостью производительности от частоты.

Нулевая группа. Это потребители, мощность которых не зависит от частоты: осветительная нагрузка, электродопечи, электрифицированный транспорт и другие приемники, питаемые через выпрямители. Зависимость потребляемой мощности от частоты для этой группы запишется

$$P_0 = P_{0\text{ном}} (f/f_{\text{ном}})^0, \quad (5.2)$$

Первая группа. Потребители, мощность которых зависит от частоты в первой степени

$$P_1 = P_{1\text{ном}} (f/f_{\text{ном}})^1, \quad (5.3)$$

В эту группу входят металлообрабатывающие станки, компрессоры и др.

Вторая группа. Механизмы, мощность которых зависит от квадрата частоты

$$P_2 = P_{2\text{ном}} (f/f_{\text{ном}})^2, \quad (5.4)$$

Потребители этой группы занимают промежуточное положение между потребителями первой и третьей групп. В чистом виде нет потребителей с квадратичной зависимостью производительности от частоты, но у некоторых из них есть зависимость, близкая к данной.

Третья группа. Зависимость потребляемой мощности определяется кубом частоты

$$P_3 = P_{3\text{ном}} (f/f_{\text{ном}})^3, \quad (5.5)$$

К этой группе относятся вентиляторы и насосы при небольшой величине статического напора сопротивления.

Четвертая группа. Потребители, мощность которых зависит от частоты в четвертой и выше степени. К этой категории относятся насосы с большим статическим напором сопротивления, например питательные насосы котлов и др.

$$P_4 = P_{4ном} (f/f_{ном})^4, \quad (5.6)$$

где $n = 4 - 5$.

Указанные зависимости справедливы при небольших отклонениях частоты. Отметим также, что разделение всех потребителей на пять групп является условным. У ряда потребителей показатель степени не является целым числом, и эти потребители отнесены к ближайшей целой степени условно.

Нагрузка всей энергосистемы определяется потребителями указанных групп, в соответствии с чем

$$P_c = \alpha_0 P_{c.ном} (f/f_{ном})^0 + \alpha_1 P_{c.ном} (f/f_{ном})^1 + \alpha_2 P_{c.ном} (f/f_{ном})^2 + \alpha_3 P_{c.ном} (f/f_{ном})^3 + \alpha_4 P_{c.ном} (f/f_{ном})^4,$$

где: α_i – коэффициент долевого участия потребителей i -й группы.

Найдем изменение потребления при малых отклонениях частоты

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta f} \cong \frac{dP}{df} = P_{c.ном} \left[\alpha_1 (1/f_{ном}) + 2\alpha_2 (f/f_{ном}^2) + 3\alpha_3 (f^2/f_{ном}^3) + 4\alpha_4 (f^3/f_{ном}^4) \right].$$

Поскольку $f \cong f_{ном}$, то

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta f} \cong \frac{P_{c.ном}}{f_{ном}} [\alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4]$$

или в относительных единицах

$$\frac{P_{*c}}{f_*} \cong \alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4 = k_n. \quad (5.7)$$

Отношение $\Delta P_{*c}/\Delta f_*$ обозначается k_n и называется регулирующим эффектом нагрузки.

В качестве примера рассмотрим энергосистему, имеющую следующий состав потребителей: нулевой группы – 20 %, первой – 40 %, второй – 5 %, третьей – 20 % и четвертой – 15 %. В соответствии с принятыми обозначениями

$$\alpha_0 = 0,2; \alpha_1 = 0,4; \alpha_2 = 0,05; \alpha_3 = 0,2 \text{ и } \alpha_4 = 0,15.$$

Регулирующий эффект нагрузки этой энергосистемы равен $k_n = 1,7$.

В течение суток состав потребителей энергосистемы не постоянен, что влечет за собой изменение регулирующего эффекта нагрузки. Обычно эти изменения не очень велики и в течение суток не выходят за пределы $\pm (10 - 15) \%$.

Для энергосистем России регулирующий эффект нагрузки лежит в пределах $k_n = 1 - 3$, т.е. при снижении частоты в энергосистемах на 1% ($0,5$ Гц) потребление уменьшается на $1 - 3 \%$.

Для отдельных потребителей регулирующий эффект нагрузки численно равен показателю степени или при принятой нумерации групп потребителей равен номеру группы. Так, например, для потребителей третьей группы, регулирующий эффект равен $k_n = 3$. Это значит, что при уменьшении частоты на 1% производительность механизмов потребителей этой группы снижается на 3% .

Считается, что отклонение производительности потребителей на $1 - 3 \%$ вполне допустимо. Установив эту величину и зная регулирующий эффект нагрузки, можно определить допустимые отклонения частоты с учетом требований потребителей: $\Delta f_{\text{доп}} = \Delta P_{\text{доп}} / k_n$. Так, принимая $\Delta P_{\text{доп}} = 3 \%$, для первой и третьей групп потребителей, найдем соответственно $\Delta f_{\text{доп}1} = \pm 1,5$ Гц и $\Delta f_{\text{доп}3} = 0,5$ Гц. Отсюда следует, что подавляющее большинство потребителей (по третью группу включительно) допускают отклонение частоты в пределах $\Delta f = \pm 0,5$ Гц, поскольку это не оказывает заметного влияния на их работу.

Более жесткие требования к поддержанию частоты предъявляет энергосистема. Распределение нагрузки между агрегатами производится с учетом их технико-экономических показателей. Эта задача решается диспетчером энергосистемы. Для соблюдения наиболее экономичного режима все агрегаты должны работать с заданной диспетчером нагрузкой. Однако в соответствии со статическими характеристиками регуляторов частоты вращения заданный диспетчером режим поддерживается только при номинальной частоте 50 Гц. Даже незначительные отклонения частоты приводят к существенным отклонениям от заданного режима, и экономичность работы системы нарушается.

Рассмотрим пример. Генератор в соответствии с заданием диспетчера несет нагрузку P . Агрегат имеет статизм $s = 0,04$, частота в системе 50 Гц. При отклонении частоты на Δf мощность агрегата изменится в

соответствии с $\Delta P = \Delta f / s$. При отклонениях частоты $\Delta f = \pm 0,5$ Гц изменение мощности агрегата составит ± 25 %, что, конечно, недопустимо.

Для оценки допустимого отклонения частоты с точки зрения поддержания заданного режима агрегата следует решить задачу в обратном порядке. Отклонение мощности агрегата, не приводящее к существенному изменению режима, оценивается в $\pm 2,5$ %. Отсюда следует, что при статизме $s = 0,004$ отклонения частоты системы должны быть не более $\pm 0,05$ Гц.

5.3. Регулятор частоты вращения

Регулятор предназначен для поддержания частоты вращения турбины на заданном уровне, а также пуска и останова агрегата и перераспределения активной нагрузки между агрегатами при их параллельной работе.

Частота вращения турбины изменяется за счет изменения впуска рабочего тела – воды, пара, газа. У паровых турбин для изменения впуска пара используется дроссельное или сопловое регулирование. Расход воды через гидротурбину регулируется направляющим аппаратом.

При параллельной работе в энергосистеме частота вращения агрегата практически остается неизменной, дополнительное изменение открытия регулирующего органа приводит лишь к изменению активной мощности агрегата.

Совместно с объектом регулирования (турбо-, гидроагрегат) регулятор частоты вращения составляет систему автоматического регулирования (САР).

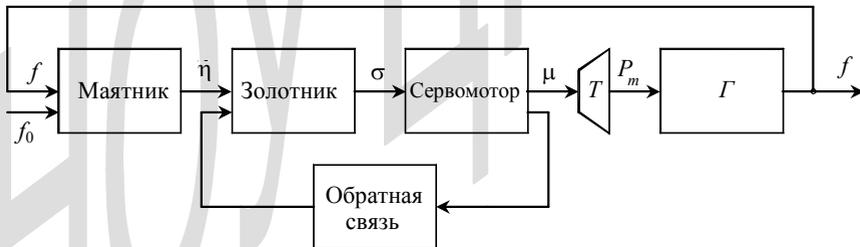


Рис. 5.2. Функциональная схема регулятора частоты вращения

На рис.5.2 показана функциональная схема САР, которая состоит из следующих элементов: измерительного (маятник), усилительного (золотник), исполнительного (сервомотор) и агрегата (ТГ). В измерительном элементе

производится выявление отклонения регулируемой величины от заданного значения. Для этого на вход элемента подается фактическое значение частоты вращения f и заданное f_0 . Система регулирования замыкается путем подачи фактического значения частоты вращения f на вход регулятора. Про такую систему автоматического регулирования говорят, что она замкнута.

Сигнал, пропорциональный отклонению частоты вращения от заданного значения, через усилительный элемент подается на вход исполнительного элемента, который в свою очередь действует на регулирующий орган турбины.

Статические и динамические характеристики САР определяются составом ее элементов. По динамическим свойствам элементы разделяют на безынерционные, инерционные и интегрирующие. Выявительный и усилительный элементы регулятора частоты вращения с достаточной степенью точности можно считать безынерционными звеньями, исполнительный – интегрирующим звеном. Наличие интегрирующего элемента в схеме регулятора обеспечивает возможность получения астатической характеристики регулирования.

Усилительный и исполнительный элементы регулятора охватываются обратной связью. По знаку действия эта связь является отрицательной. Обратная связь может быть жесткой (ЖОС) или гибкой (ГОС). В регуляторе частоты вращения гидроагрегата применяется так называемая комбинированная обратная связь, содержащая элемент и гибкой, и жесткой обратных связей.

С помощью обратной связи можно изменять основные параметры элементов регулятора (коэффициенты усиления, постоянные времени) и трансформировать один вид элемента в другой. Так, за счет жесткой обратной связи, охватывающей интегрирующий элемент, последний теряет свойства интегрирования. Это обстоятельство приводит к тому, что интегрирующий элемент регулятора вращения заменяется инерционным. Отсутствие интегрирующего элемента в структурной схеме регулятора приводит к статическому регулированию. Действием гибкой обратной связи улучшается качество переходного процесса, устраняется перерегулирование. На характеристики установившегося режима гибкая обратная связь не влияет.

Упрощенная схема регулятора частоты вращения представлена на рис. 5.3. Выявительным элементом регулятора является центробежный маятник 1, усилительным элементом является золотник 4, исполнительным – сервомотор 5. Обратная связь, с помощью которой сигнал с выхода исполнительного элемента подается на вход усилителя, выполняется посредством

рычагов 7, 8, 9 (ЖОС) и масляного катаракта 6 (ГОС). Вращение маятника осуществляет либо механическая передача от вала турбины, либо электрический двигатель синхронно вращающийся с генератором.

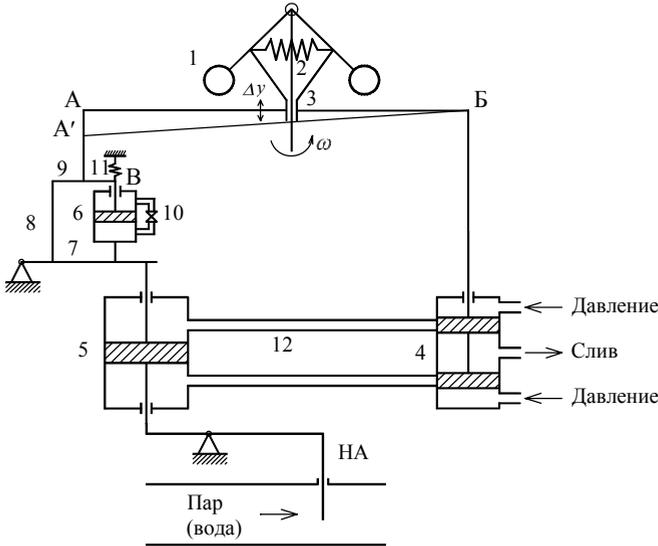


Рис. 5.3. Принципиальная схема регулятора частоты вращения

Под действием центробежной силы грузы маятника стремятся разойтись. Действием пружины 2 и собственного веса грузы удерживаются в прижатом состоянии. При заданной частоте вращения центробежная сила и усилия от пружины и веса грузов уравниваются между собой. При этом муфта маятника 3 занимает свое нейтральное положение. С увеличением частоты вращения центробежная сила начинает преобладать над усилием пружины и весом грузов, и последние начинают расходиться, увлекая за собой муфту 3.

При увеличении частоты вращения муфта перемещается вверх. С уменьшением частоты вращения происходит обратная картина: преобладающим становится усилие пружины и веса грузов. В этом случае происходит перемещение муфты 3 вниз.

Рассмотрим действие регулятора при отклонении частоты вращения агрегата. Проследим прохождение сигнала через элементы регулятора при отсутствии обратных связей. В этом случае можно считать, что точка А рычага АБ является неподвижной. Так как муфта связана с рычагом АБ, то

при любых перемещениях муфты (при условии неподвижности точки А) будет перемещаться точка Б, а следовательно, и поршни золотника 4. Перемещение поршней золотника приведет к тому, что один из трубопроводов 12 соединится с резервуаром масла под давлением, а другой – со сливным баком. При этом в одну из полостей сервомотора 5 будет подаваться масло под давлением, а другая полость будет соединена со сливным баком. Под действием разности давлений в полостях сервомотора его поршень начнет перемещаться и через рычаг изменит положение направляющего аппарата (НА).

Рассмотрим действие регулятора при повышении частоты вращения агрегата. В этом случае муфта 3 переместится вверх, поршни золотника 4 также переместятся вверх. При этом нижняя полость сервомотора соединится с баком масла под давлением, а верхняя – со сливным баком. Поршень сервомотора пойдет вверх, и направляющий аппарат будет закрываться. Закрытие направляющего аппарата прекратится лишь при перекрытии окна золотника поршнем. Это произойдет тогда, когда муфта 3 будет находиться в нейтральном положении, что возможно при заданной скорости. Нетрудно проследить действие регулятора при понижении частоты вращения агрегата. В этом случае регулятор будет открывать НА.

Рассмотрим работу регулятора с обратной связью. В основном действие остается таким же, как и без обратной связи. Каналом жесткой обратной связи являются рычаги 7–8–9. Через них передается воздействие с выхода сервомотора на вход золотника. Обратная связь смещает точку А: при закрытии НА точка А поднимается вверх, в случае открытия – опускается вниз. Это смещение приводит к тому, что установившейся режим наступает при другом значении частоты вращения. Если точка А сместится в положение А', то регулятор прекратит действие в момент, когда точка 3 будет находиться на линии А' – Б. Это произойдет при пониженной скорости вращения агрегата.

Воздействие гибкой обратной связи передается через масляный катаракт 6, который имеет следующее устройство. Внутри цилиндра, заполненного маслом, находится поршень. Масло может перетекать из одной полости цилиндра в другую через отверстие в трубке 10. Цилиндр соединен с поршнем сервомотора, а поршень катаракта через систему рычагов соединен с точкой А. При движении поршня сервомотора цилиндр катаракта перемещается. В первый момент перемещается и поршень катаракта. При этом в одной полости цилиндра происходит сжатие масла, а в другой понижение дав-

ления. Через отверстие 10 масло перераспределяется, поэтому в установившемся режиме под действием пружины 11 поршень катаракта, а следовательно, и точка В всегда возвращается в свое исходное положение.

Масляный катаракт часто называют изодромом, а регулирование при наличии катаракта – изодромным. В переходном режиме действие гибкой обратной связи аналогично действию жесткой обратной связи. В установившемся режиме гибкая обратная связь не действует.

5.4. Уравнения элементов системы регулирования

Так как регулятор состоит из отдельных элементов, то прежде чем составлять уравнение всей системы, уместно рассмотреть уравнения элементов и самого объекта.

При выводе уравнений, описывающих движение отдельных элементов регулятора и объекта, рассматриваются малые отклонения величин, т.е. в этом случае характеристики элементов можно считать линейными.

Элементы регулятора различаются между собой как по своей физической природе, так и по конструктивному исполнению. Их классификация проводится на основе дифференциальных уравнений, описывающих динамические свойства элементов. К одной группе относят элементы, динамические свойства которых описываются одним и тем же дифференциальным уравнением или имеют одинаковые передаточные функции.

Уравнение центробежного маятника. Входной величиной центробежного маятника является частота вращения ω , выходной – перемещение штифта Δy (рис. 5.4).

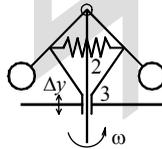


Рис. 5.4. Центробежный маятник

Введем относительные величины:

$$\varphi = \frac{\omega - \omega_{ном}}{\omega_{ном}}, \quad \eta = \frac{y - y_{ном}}{y_{ном}}, \quad (5.8)$$

где $\omega_{ном}$ – номинальное значение частоты вращения; $y_{ном}$ – положение штифта при номинальной скорости. Пренебрегая массами грузов, уравнение маятника имеет вид

$$\eta = \frac{\varphi}{\gamma},$$

где $1/\gamma$ – коэффициент, устанавливающий соотношение между перемещением штифта маятника и частотой вращения. Величина γ называется неравномерностью маятника.

Передаточная функция маятника

$$W_{\text{маят}}(p) = \frac{\eta}{\varphi} = \frac{1}{\gamma}. \quad (5.9)$$

Уравнение золотника. Золотник является гидравлическим усилителем. Штифт маятника воздействует через рычаг АБ (см. рис. 5.3) на поршни золотника. При перемещении поршней открываются окна золотника, через которые подается масло в сервомотор. Таким образом, входной величиной золотника служит перемещение штифта маятника Δy или в относительных величинах η . Выходной величиной является открытие окон золотника Ω . Переходя к относительным величинам, получим $\sigma = \Omega / \Omega_{\text{макс}}$, где $\Omega_{\text{макс}}$ максимальное открытие золотника.

Пренебрегая инерционностью подвижных частей золотника, можно записать

$$\sigma = \eta. \quad (5.10)$$

Это и есть уравнение золотника, из которого следует, что относительному перемещению штифта маятника соответствует такое же относительное открытие окон золотника. Передаточная функция золотника

$$W_{\text{зол}}(p) = \frac{\sigma}{\eta} = 1,0.$$

Уравнение сервомотора. Входным сигналом сервомотора является открытие окон золотника σ . Выходным сигналом является перемещение штока сервомотора (открытие направляющего аппарата турбины). В относительных единицах обозначим его через μ .

Скорость перемещения поршня и штока сервомотора пропорциональна открытию окон золотника, т. е.

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{\sigma}{T_{серв}}, \quad (5.11)$$

где $T_{серв}$ – постоянная времени сервомотора.

Примем обозначение $\frac{d}{dt} \equiv p$. Тогда уравнение (5.11) запишем так

$$p \mu = \frac{\sigma}{T_{серв}} \quad (5.12)$$

и для передаточной функции получим

$$W_{серв}(p) = \frac{\mu}{\sigma} = \frac{1}{T_{серв} p}, \quad (5.13)$$

что соответствует передаточной функции интегрирующего элемента.

Физическая сущность $T_{серв}$ – это время, в течение которого поршень сервомотора прошел бы весь путь от своего начального положения до конечного, если бы двигался с максимальной скоростью (при полном открытии окна золотника).

Уравнение обратной связи. По каналу обратной связи сигнал передается с выхода сервомотора на вход золотника. В регуляторе частоты вращения гидроагрегата обратная связь комбинированная – жесткая и гибкая. По направлению действия обе связи – отрицательные.

Канал жесткой обратной связи является безинерционным. Масляный катаракт является дифференцирующим элементом. У идеального дифференцирующего элемента выходной сигнал пропорционален скорости изменения входной величины. Реальный дифференцирующий элемент вносит запаздывание в операцию дифференцирования. Приведем уравнение передаточной функции комбинированной обратной связи без вывода:

$$W_{o.c.}(p) = \frac{\xi}{\mu} = \frac{\beta T_u p + \nu}{T_u p + 1}, \quad (5.14)$$

где T_u – постоянная времени масляного катаракта (изодрома); β – коэффициент гибкой обратной связи; ν – коэффициент жесткой обратной связи; ξ – выходной сигнал обратной связи.

Постоянная времени T_u – это время, в течение которого поршень масляного катаракта переместился бы из одного крайнего положения в другое, если бы двигался с максимальной скоростью (такая скорость возникает в первый момент максимального воздействия на стакан масляного катаракта). Постоянная времени T_u зависит от величины отверстия, через которое перетекает масло из одной полости катаракта в другую. Величина этого отверстия регулируется положением иглы масляного катаракта.

Коэффициенты β и ν зависят от соотношения плеч рычагов, через которые передается воздействие по каналу обратной связи.

Для установившегося режима ($p = 0$) имеем

$$W(p) = \nu, \quad (5.15)$$

т. е. функционирует только жесткая обратная связь.

В начальный момент переходного процесса ($p = \infty$) $\beta T_u p \gg \nu$ и $T_u p \gg 1$, тогда

$$W(p) = \beta \quad (5.16)$$

и комбинированную обратную связь можно рассматривать следующим образом: в начальный момент переходного процесса обратная связь достаточно сильна и имеет коэффициент β . В установившемся режиме действие обратной связи уменьшается и определяется коэффициентом ν .

Комбинированная обратная связь применяется в регуляторах гидравлических турбин. В регуляторах паровых турбин достаточно иметь только жесткую обратную связь.

Сервомотор, охваченный обратной связью с коэффициентом ν , становится инерционным элементом с передаточной функцией

$$W(p) = \frac{1/\nu}{T'p + 1}, \quad (5.17)$$

где $1/\nu$ – коэффициент усиления, $T' = T/\nu$ – постоянная времени элемента.

Для начального момента переходного процесса при комбинированной обратной связи передаточная функция имеет вид

$$W(p) = \frac{1/\beta}{T \frac{p}{\beta} + 1}. \quad (5.18)$$

Инерционность регулятора частоты вращения гидроагрегата определяется в основном постоянной времени сервомотора. Для регуляторов паровых турбин постоянная времени сервомотора равна $T_{серв} \cong 0,1 - 0,2$ с. Коэффициент обратной связи $\nu \cong 1,0$. В таком случае $T' = T_{серв} / \nu \cong T_{серв}$. Отсюда следует, что потенциально регулятор способен быстро передавать управляющее воздействие для ускоренного изменения мощности турбины.

Математическое моделирование турбины. Для паровой турбины без промежуточного перегрева пара передаточная функция представляется в виде [5]

$$W(p) = \frac{P_m}{\mu} = \frac{1}{T_m p + 1}, \quad (5.19)$$

где P_m – мощность турбины, μ – открытие регулирующего органа, T_m – постоянная времени турбины, определяемая запаздыванием в преобразовании энергии пара в механическую энергию.

Переходная характеристика паровой турбины показана на рис. 5.5. В среднем ее постоянная времени T_m составляет 0,1 с, откуда следует, что паровая турбина способна изменить свою мощность в соответствии с требованиями аварийного управления мощностью агрегата.

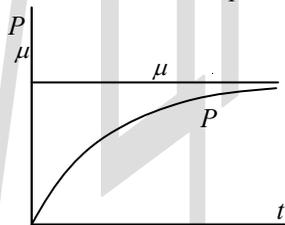


Рис. 5.5. Переходная характеристика паровой турбины

У паровой турбины с промежуточным перегревом пара мощность определяется цилиндрами высокого (ЦВД) и низкого давления (ЦНД).

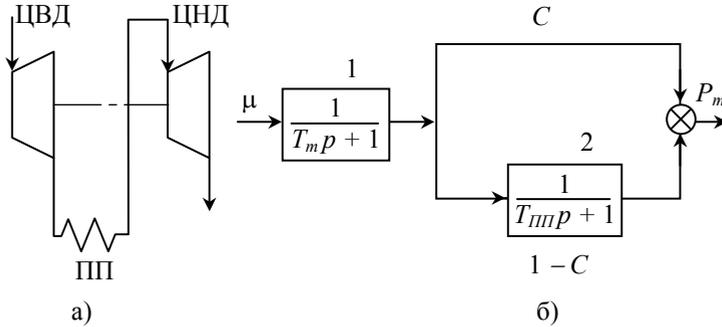


Рис. 5.6. Принципиальная (а) и структурная (б) схемы паровой турбины

Перед ЦНД находится промежуточный пароперегреватель (ПП). Преобразование энергии пара в ЦВД в структурной схеме учтено элементом 1 (рис. 5.6). Долевое участие ЦВД в общей мощности турбины определяется коэффициентом C .

Оставшаяся часть мощности $1 - C$ вырабатывается ЦНД. В этом канале запаздывание в преобразовании энергии пара в мощность определяется постоянной времени промпрегревателя T_{III} . В соответствии со структурной схемой рис.5.6 передаточная функция турбины имеет вид

$$W(p) = \frac{1}{T_m p + 1} \left[C + \frac{1 - C}{T_{III} p + 1} \right] = \frac{CT_{III} p + 1}{(T_m p + 1)(T_{III} p + 1)}. \quad (5.20)$$

У гидрогенераторов мощность нарастает с большим запаздыванием по отношению к открытию направляющего аппарата, что объясняется большой инерционностью в подводящем водоводе. К тому же в первый момент дополнительного открытия направляющего аппарата давление воды на рабочем колесе турбины падает. Это приводит к тому, что в начале открытия направляющего аппарата мощность гидроагрегата не увеличивается, а уменьшается. Характеристика изменения мощности гидроагрегата при дополнительном открытии направляющего аппарата показана на рис. 5.7.

С некоторыми упрощениями передаточная функция гидроагрегата может быть представлена в виде

$$W_{ГА}(p) = \frac{\Delta P}{\mu} = \frac{-T_{вод} p + 1}{T_{вод} p / 2 + 1}, \quad (5.21)$$

где $T_{вод} = vL/gH$ – постоянная времени напорного водовода; v – скорость воды в водоводе; H – напор; g – ускорение; L – длина водовода.

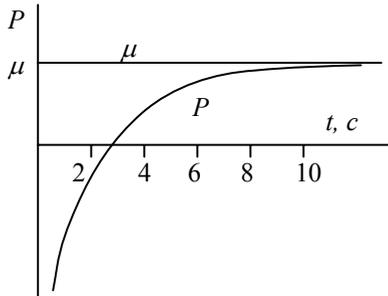


Рис. 5.7. Переходная характеристика мощности гидротурбины

Для смягчения гидравлического удара необходимо снижать скорость открытия направляющего аппарата. Это достигается за счет сильного демпфирования переходного процесса действием гибкой обратной связи регулятора гидротурбины. Вследствие этого гидротурбина не способна изменять свою мощность в соответствии с требованиями аварийного управления мощностью агрегата.

5.5. Уравнения и передаточные функции генератора

5.5.1 Общее уравнение генератора

В нормальном режиме генератор работает синхронно с энергосистемой, его ротор вращается с номинальной частотой ω_0 и опережает вектор напряжения статора на угол δ . Этот режим принимается за базисный.

Возникшая дополнительная мощность турбины P_m расходуется на ускорение ротора. Затем возникает асинхронная мощность генератора, обусловленная движением ротора относительно вращающегося магнитного поля в зазоре со скоростью $\Delta\omega = \omega - \omega_0$.

Смещение ротора по углу $\Delta\delta = \delta - \delta_0$ приводит к изменению синхронной мощности генератора. Эти составляющие P_j, P_{ac}, P_c уравновешивают дополнительную мощность турбины

$$P_m = P_j + P_{ac} + P_c. \quad (5.22)$$

Мощность выражается в именованных или относительных единицах.

Избыточный момент турбины создает ускорение агрегата

$$\Delta M_j = J \frac{d\omega}{dt}, \quad (5.23)$$

где $J = \frac{GD^2}{4}$ – момент инерции генератора, ω – частота вращения в рад./с.

При переходе к относительным единицам выражение для скольжения или приращения частоты вращения примет вид:

$$\Delta\omega_* = \frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} = s_*,$$

откуда $\frac{d\omega}{dt} = \omega_0 \frac{d\omega_*}{dt}$, далее получим

$$\Delta M_j = J\omega_0 \frac{d\omega_*}{dt}. \quad (5.24)$$

Разделим левую и правую части уравнения (5.24) на $M_{ном}$

$$\frac{J\omega_0}{M_{ном}} \cdot \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{ном}},$$

и введем обозначения

$$J\omega_0 / M_{ном} = T_j, \quad \Delta M / M_{ном} = \Delta M_*,$$

где T_j – постоянная времени агрегата, ΔM_* – относительное приращение момента турбины. С учетом этого уравнение агрегата примет следующий вид

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*. \quad (5.25)$$

При исследовании режимов с небольшими отклонениями частоты от номинальной, т.е. $\omega \approx \omega_0$, можно принять $\Delta M_* = \Delta P_*$ и формулу для мощности представить в виде

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta P_*. \quad (5.26)$$

С учетом очевидных соотношений

$$\omega = \frac{d\delta}{dt}, \quad \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2}, \quad \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{1}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt},$$

формула (5.22) примет вид

$$\frac{1}{\omega_0} T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P_* \quad (5.27)$$

или

$$\frac{1}{\omega_0} T_j p^2 \delta = P_*,$$

где $p \cong \frac{d}{dt}$.

Отметим размерность величин, входящих в формулу: δ – радианы, t – секунды, $\frac{d^2\delta}{dt^2}$ – $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$. Мощность ΔP_* выражается в относительных единицах [о.е.].

Иногда время выражается в радианах

$$T_{\text{рад}} = \omega_0 T_c.$$

Тогда формула (5.27) примет вид

$$T_{j,\text{рад}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P_*$$

или

$$T_{j,\text{рад}} p^2 \delta = \Delta P_* \quad (5.28)$$

Асинхронная мощность (момент) генератора есть результат взаимодействия магнитного поля статора с токами в замкнутых контурах ротора. Асинхронный момент зависит от скольжения ротора, напряжения сети на выводах генератора и его параметров.

Формулы для расчета асинхронного момента приводятся в [14]. Они достаточно точно отражают характер переходного процесса в асинхронном режиме, но сложны и даже громоздки.

В упрощенных исследованиях оперируют усредненным асинхронным моментом генератора. Характеристика усредненного асинхронного момента показана на рис. 5.8.

Эта характеристика отражает зависимость асинхронного момента M_{ac} от скольжения s . Полагая, что в переходном режиме генератор работает с небольшими скольжениями, меньше критического значения $s_{кр}$, можно считать $k_{ac} = \frac{dP_{ac}}{ds} = const$ и для асинхронной мощности в относительных единицах записать

$$P_{ac*} = \frac{dP_{ac}}{ds} \Delta s . \quad (5.29)$$

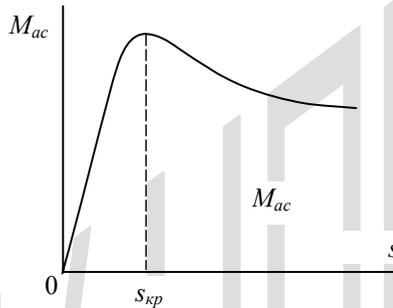


Рис. 5.8. Характеристика асинхронного момента

Учитывая, что скольжение $s_* = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt}$, для асинхронной мощности получим

$$P_{ac*} = \frac{1}{\omega_0} k_{ac} \frac{d\delta}{dt} . \quad (5.30)$$

Синхронная мощность генератора определяется известной формулой $P_c = \frac{E_0 U}{x_d} \sin \delta$. Если ограничиться малыми изменениями угла δ относительно номинального режима, то и характеристику синхронной мощности

$P_{c*}(\delta)$ можно считать линейной $P_{c*} = k_c \delta$, где $k_c = \frac{P_{c*}}{\delta_{ном}}$, δ – угол в радианах.

С учетом сделанных предположений, формулу мощностей (5.22) представим в виде

$$\frac{1}{\omega_0} T_j p^2 \delta + \frac{1}{\omega_0} k_{ac} p \delta + k_c \delta = \Delta P_{m*}, \quad (5.31)$$

где δ – угол в радианах, ω – рад/с, время в секундах.

Если время и постоянную времени агрегата выразить в радианах, то уравнение (5.31) принимает вид:

$$T_j p^2 \delta + k_{ac} p \delta + k_c \delta = \Delta P_{m*}. \quad (5.32)$$

Еще раз напомним, что линеаризация уравнения сделана с целью упрощения анализа электромеханических переходных процессов в различных режимах работы синхронного генератора. Точное моделирование генератора обеспечивается только по полным уравнениям Парка–Горева [14].

5.5.2. Режим холостого хода

В режиме холостого хода электрическая нагрузка генератора отсутствует. В таком случае избыточный момент турбины расходуется только на ускорение ротора

$$\Delta P_{m*} = \frac{1}{\omega_0} T_j p^2 \delta. \quad (5.33)$$

Выходным параметром генератора, как элемента системы регулирования, является частота ω . Учитывая, что $d\delta/dt = \omega$, формулу (5.33) запишем так

$$\Delta P_{m*} = \frac{1}{\omega_0} T_j p \Delta \omega \quad (5.34)$$

и для передаточной функции получим

$$W(p) = \frac{\Delta\omega_*}{P_{m*}} = \frac{1}{T_j p}, \quad (5.35)$$

т.е. в этом режиме генератор учитывается как интегрирующий элемент.

В структурной схеме регулятора (рис. 5.2.) уже имеется интегрирующий элемент (сервомотор). Наличие в схеме двух интеграторов делает систему неустойчивой. Вот почему сервомотор регулятора охватывают отрицательной обратной связью, переводя элемент из интегрирующего в инерционный первого порядка.

В режиме холостого хода генератора переходный процесс носит явно выраженный колебательный характер, особенно при больших значениях коэффициента усиления САР.

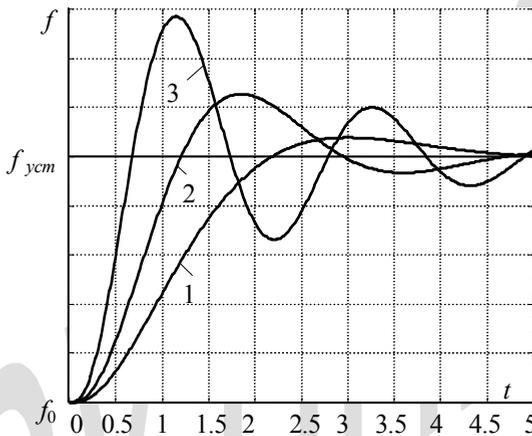


Рис. 5.9. Изменение частоты турбоагрегата при ступенчатом изменении уставки регулятора

На рис. 5.9. показан характер изменения частоты турбоагрегата при ступенчатом изменении уставки регулятора и при разных значениях остающейся неравномерности γ . Кривые 1, 2 и 3 соответствуют неравномерности 0,1, 0,05 и 0,02.

Найдем приращение угла δ при избыточной мощности турбины ΔP_{m*} . Для ускорения имеем

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta P_{m*} \omega_0}{T_{j,c}},$$

откуда

$$\omega = \int_0^t \frac{\Delta P_{m*} \omega_0}{T_{j,c}} dt + c_{\omega} . \quad (5.36)$$

При $\Delta P_{m*} = const$ получим

$$\omega = \frac{\Delta P_{m*} \omega_0}{T_{j,c}} t + c_{\omega} . \quad (5.37)$$

В начальный момент времени $t=0$ и $\omega = \omega_0$. С учетом этого $C_{\omega} = \omega_0$, поэтому

$$\omega - \omega_0 = \Delta\omega = \frac{\Delta P_{m*} \omega_0 t}{T_{j,c}} . \quad (5.38)$$

Для расчета угла δ имеем

$$\delta = \int_0^t \omega dt + C_{\delta} .$$

Также

$$\delta = \int_0^t \frac{\Delta P_{m*} \omega_0}{T_{j,c}} t dt + C_{\delta} \quad (5.39)$$

и далее

$$\delta - \delta_0 = \Delta\delta = \frac{\Delta P_{m*} \omega_0}{2T_{j,c}} t^2 . \quad (5.40)$$

Переведем радианы в градусы $\delta^{\circ} = \delta_{rad} \frac{360}{2\pi}$, тогда получим

$$\Delta\delta^{\circ} = 9000 \frac{\Delta P_{m*}}{T_{j,c}} t^2 . \quad (5.41)$$

Рассмотрим случай сброса нагрузки генератора. Предположим, что в исходном режиме генератор работал с полной нагрузкой. При коротком замыкании на линии генератор теряет нагрузку. Избыточная мощность турби-

ны $\Delta P_{m*} = 1,0$ пойдет на ускорение ротора и увеличение угла δ в соответствии с формулой (5.41).

В таблице приведены результаты расчета угла $\Delta\delta^\circ$ в функции длительности сброса нагрузки при постоянной времени $T_j = 10$ с.

Таблица 5.1

$t, \text{ с}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
$\Delta\delta, \text{ град}$	9	36	81	144	400

Из данных таблицы видно как быстро нарастает угол в аварийных режимах.

Поврежденную линию отключит релейная защита. Это произойдет примерно через время 0,2 – 0,3 с. Затем сработает АПВ, и в случае успешного цикла АПВ линия будет включена в работу. Даже быстродействующее АПВ произведет эту операцию не менее, чем через время 0,2 – 0,3 с. За полное время перерыва передачи мощности генератора в энергосистему угол увеличится весьма значительно и возникает проблема устойчивости параллельной работы генератора. Вот почему для успешной ликвидации подобной аварии стремятся сделать релейную защиту и АПВ с высоким быстродействием и использовать возможности экстренного управления мощностью турбины и отключением генераторов.

5.5.3. Работа генератора на выделенную нагрузку

Нагрузка оказывает положительное влияние на переходный процесс генератора. Имеется в виду нагрузка, потребление которой зависит от частоты. Количественная оценка этой зависимости определяется регулирующим эффектом нагрузки k_n , который равен $k_n = \frac{\Delta P_{n*}}{\Delta f_*}$, где $\Delta P_{n*}, \Delta f_*$ относительные изменения мощности и частоты.

С учетом регулирующего эффекта нагрузки уравнение агрегата примет вид

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} + k_n \Delta\omega_* = P_{m*}. \quad (5.42)$$

Поскольку в относительных величинах $\omega_* = f_*$, и учитывая, что

$\frac{d}{dt} \equiv p$, формулу (5.42) запишем в виде

$$T_j p \Delta f_* + k_n \Delta f_* = \Delta P_* \quad (5.43)$$

и для передаточной функции генератора получим

$$W(p) = \frac{\Delta f_*}{\Delta P_*} = \frac{1}{T_j p + k_n} = \frac{1/k_n}{T'_j p + 1}, \quad (5.44)$$

где $T'_j = T_j/k_n$ – постоянная времени агрегата с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

Таким образом, учет нагрузки привел к замене интегрирующего элемента в структурной схеме на инерционный. Это обстоятельство благоприятно сказывается на устойчивости и характере переходного процесса системы регулирования. Физически это объясняется эффектом саморегулирования нагрузки.

5.5.4. Работа генератора в энергосистеме

В качестве математической модели генератора, работающего в энергосистеме, используем уравнение (5.31)

$$\frac{1}{\omega_0} T_j p^2 \delta + \frac{1}{\omega_0} k_{ac} p \delta + k_c \delta = P_{m*}.$$

Выходным параметром генератора является электромагнитная мощность, которую он выдает в энергосистему. С учетом этого передаточная функция генератора будет

$$W(p) = \frac{P_{эл.м}}{P_m} = \frac{\frac{1}{\omega} \cdot \frac{k_{ac}}{k_c} p + 1}{\frac{1}{\omega_0 k_c} T_j p^2 + \frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c} p + 1}. \quad (5.45)$$

Знаменатель (5.45), который имеет вид $ap^2 + bp + 1$, где $a = \frac{1}{\omega_0 k_c} T_j$,

$b = \frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c}$, можно, как известно, разложить на множители

$$ap^2 + bp + 1 = (\tau_1 p + 1)(\tau_2 p + 1),$$

где $p_1 = \frac{1}{\tau_1}$, $p_2 = \frac{1}{\tau_2}$ корни уравнения $ap^2 + bp + 1 = 0$.

Уравнение $ap^2 + bp + 1 = 0$ имеет два корня

$$p_{1,2} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4a}}{2a}$$

или

$$p_{1,2} = \frac{-\frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c} \pm \sqrt{\left(\frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c}\right)^2 - 4 \frac{T_j}{\omega_0 k_c}}}{\frac{2T_j}{\omega_0 k_c}}$$

При $\left(\frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c}\right)^2 \geq 4 \frac{T_j}{\omega_0 k_c}$ корни вещественные. Найдем значение k_{ac} ,

при которых выполняется это условие. Примем в качестве примера, $T_j = 10$ с, $k_c = 2,0$. Тогда $k_{ac} \geq 160$. Будем считать это значение k_{ac} критическим и рассматривать в дальнейшем случаи, когда $k_{ac} \geq k_{ac.к.p.}$.

Для корней можно записать $p_{1,2} = \frac{-b \pm \alpha b}{2a}$, где $\alpha < 1,0$ – коэффициент,

учитывающий уменьшение подкоренного выражения $\sqrt{b^2 - 4a}$ за счет второго члена $4a$.

При $k_{ac} > k_{ac,кр}$ $\alpha \rightarrow 1,0$ и для первого корня получим $p = \frac{-b}{a}$, а постоянная времени $\tau = -\frac{1}{p_1} = \frac{a}{b}$. В данном случае $\tau_1 = \frac{T_j}{k_{ac}}$.

Для определения второй постоянной времени τ_2 воспользуемся соотношением $\tau_1 \tau_2 = \frac{T_j}{\omega_0 k_c}$. Тогда $\tau_2 = \frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c}$. Передаточная функция определяется выражением

$$W(p) = \frac{\frac{1}{\omega_0} \frac{k_{ac}}{k_c} p + 1}{\left(\frac{T_j}{k_{ac}} p + 1\right) \left(\frac{k_{ac}}{\omega_0 k_c} p + 1\right)} = \frac{1}{\tau_1 p + 1}. \quad (5.46)$$

Если $k_{ac} = 160$, то $\tau_1 = T_j / k_{ac} \cong 0,06$. При больших k_{ac} получим $\tau_1 < 0,06$ с, что свидетельствует о малом запаздывании генератора как преобразователя механической энергии в электромагнитную. В первом приближении $W(p) \cong 1,0$ и для турбогенератора (турбина совместно с генератором) будем оперировать выражением

$$W(p) = \frac{\Delta P_{эл. маг.}}{\mu} \cong \frac{1}{T_m p + 1} \quad (5.47)$$

Весьма простая передаточная функция турбоагрегата благоприятно сказывается на регулировании активной мощности при работе турбогенератора в энергосистеме.

Если в уравнении (5.31) за выходной параметр принять δ , то передаточная функция примет вид

$$W(p) = \frac{\delta}{P_{m*}} = \frac{\frac{1}{k_c}}{\frac{1}{\omega_0 k_c} T_j p^2 + \frac{1}{k_c \omega_0} k_{ac} p + 1}. \quad (5.48)$$

Воспользуемся разложением знаменателя на множители

$$W(p) = \frac{\delta}{P_{m*}} = \frac{\frac{1}{k_c}}{(\tau_1 p + 1)(\tau_2 p + 1)}, \quad (5.49)$$

что соответствует последовательному соединению двух инерционных элементов первого порядка. В данном случае $\tau_2 > \tau_1$, поэтому характер переходного процесса будет определяться в основном вторым элементом.

Переходная характеристика генератора показана на рис. 5.10 (кривая 1). Синхронная мощность генератора является функцией угла, вследствие чего характеристика 1 отражает собой изменение синхронной мощности генератора в переходном режиме.

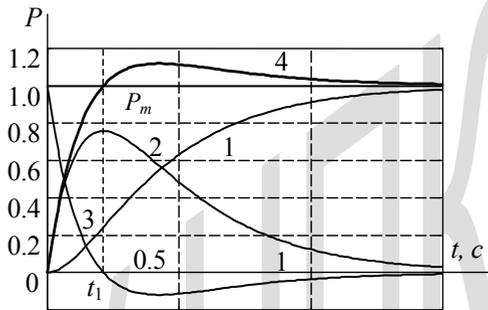


Рис. 5.10. Переходные характеристики генератора

Дифференцирование кривой 1 дает функцию 2, определяющую в масштабе $1/k_c \omega_0$ асинхронную мощность генератора. Кривая 3 соответствует мощности турбины, идущей на ускорение ротора турбогенератора. Зависимость 4 определяет собой суммарную электромагнитную мощность.

Из рис. 5.10 видно, что разворот ротора по углу происходит сравнительно медленно. Тем самым, изменение синхронной мощности генератора идет также медленно. Значительно быстрее меняется асинхронная мощность, что и определяет «быстродействие» генератора, как преобразователя механической энергии в электромагнитную.

Кривая 3 показывает характер изменения мощности, идущей на ускорение. В начальный момент мощность турбины расходуется на ускорение ротора турбогенератора, после момента времени t_1 ротор начинает тормо-

зяться. В установившемся режиме составляющие $\frac{d\delta}{dt}$ и $\frac{d^2\delta}{dt^2}$ равны нулю и для мощности турбины имеем $P_m = P_c = k_c \delta$.

Структурная схема регулирования активной мощности при работе турбогенератора в энергосистеме показана на рис.5.11.

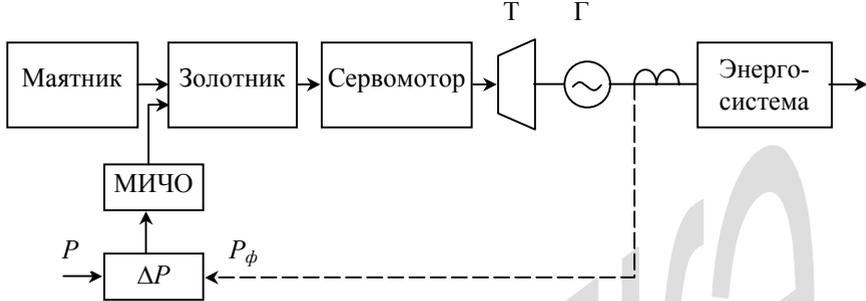


Рис. 5.11. Структурная схема регулирования мощности турбоагрегата.

Измерительный элемент регулятора мощности воздействует через механизм изменения числа оборотов (МИЧО) на регулятор частоты вращения. За счет этого регулируется мощность генератора, выдаваемая в энергосистему. Фактическое значение мощности генератора подается на измерительный элемент регулятора. Для упрощения измерение мощности показано в виде включения трансформатора тока на выводах генератора.

На рис. 5.12 показана преобразованная схема управления турбогенератором. МИЧО представлен как интегрирующий элемент схемы

$W(p) = \frac{k_i}{T_i p}$. Золотник и сервомотор с обратной связью представлены элементом с передаточной функцией $W(p) = \frac{1/\gamma}{T_2 p + 1}$, турбогенератор пока-

зан в виде передаточной функции $W(p) = \frac{1}{T_3 p + 1}$.

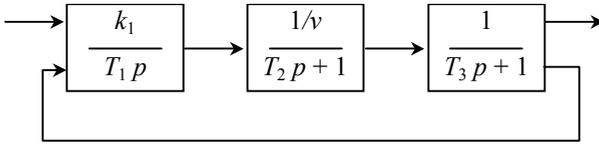


Рис. 5.12. Преобразованная схема управления турбоагрегатом

В представленном виде очевидна простота схемы управления. Переходный процесс изменения мощности генератора происходит почти по экспоненциальному закону с достаточно небольшой постоянной времени.

5.6. Математическая модель энергосистемы

Каждая станция (генератор) энергосистемы несет определенную нагрузку, заданную диспетчером энергосистемы. От нагрузки генератора P_i зависит угол δ_i между вектором э.д.с. каждого генератора и эквивалентной э.д.с энергосистемы E_c (рис. 5.13).

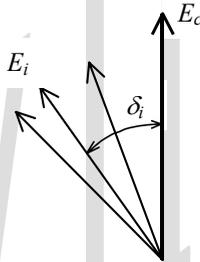


Рис. 5.13. Векторная диаграмма э.д.с. станций

Совокупность векторов э.д.с. генераторов \dot{E}_i синхронно вращается с частотой f_o . Разброс векторов \dot{E}_i по углу δ_i невелик при электрически близком расположении электростанций друг относительно друга.

В некоторых задачах, ради упрощения, все генераторы энергосистемы или их часть заменяются одним эквивалентным, который работает на единую эквивалентную нагрузку. При авариях с большим дефицитом генерации энергосистему или выделившийся район системы, допустимо представлять экви-

валентным генератором. Неучет качаний роторов отдельных генераторов относительно друг друга не привносит значительной погрешности.

В такой постановке уравнение энергосистемы может быть записано

$$T_j \frac{df_*}{dt} + k_n \Delta f_* = \Delta P_* . \quad (5.50)$$

Начальные условия возмущения имеют вид $\Delta f_* = 0$ и $T_j \left. \frac{d f_*}{d t} \right|_{t=0} = \Delta P_*$,

т.е. все возмущение ΔP_* расходуется на ускорение роторов энергосистемы. В

установившемся режиме имеем $\frac{d f}{d t} = 0$ и $\Delta f_* = \frac{\Delta P_*}{k_n} \Big|_{t=\infty}$.

В переходном режиме снижение частоты определяется экспонентой

$$\Delta f_* = \frac{\Delta P_*}{k_n} \left(1 - e^{-t/T'_j} \right) , \quad (5.51)$$

где $T'_j = T_j/k_n$ – постоянная времени энергосистемы с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

Замена энергосистемы эквивалентным генератором сводит задачу к случаю работы одного генератора на выделенную нагрузку, рассмотренную ранее.

В объединенной энергосистеме обменная мощность энергосистем представляет собой нагрузку, величина которой зависит от угла $\delta_{1,2}$ в соответствии с известной формулой

$$P_{обм} = \frac{EU}{X_\Sigma} \sin \delta_{1,2} .$$

Обозначая $\frac{EU}{X_\Sigma} = k_c$ и выражая угол в радианах, получим $P_{обм} = k_c \delta_{1,2}$. С

учетом этого, уравнение баланса мощностей имеет вид

$$T_j \frac{df_*}{dt} + k_n \Delta f_* + k_c \delta_{1,2} = P_* . \quad (5.52)$$

Так как $\frac{d\delta}{dt} = \Delta f$ и $\frac{d}{dt} \equiv p$, формула (5.52) примет вид

$$T_j p \Delta f^* + k_n \Delta f^* + \frac{1}{p} k_c \Delta f^* = P_{m^*}. \quad (5.53)$$

Передаточная функция равна

$$W(p) = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_{m^*}} = \frac{1}{T_j p + \left(k_n + \frac{1}{p} k_c\right)}. \quad (5.54)$$

Структурная схема энергосистемы, работающей в энергообъединении, показана на рис. 5.14.

Моделирование по схеме рис. 5.14 используется для исследования регулирования частоты и активной мощности в объединенной энергосистеме. Результаты подобного исследования приведены в [5.25].

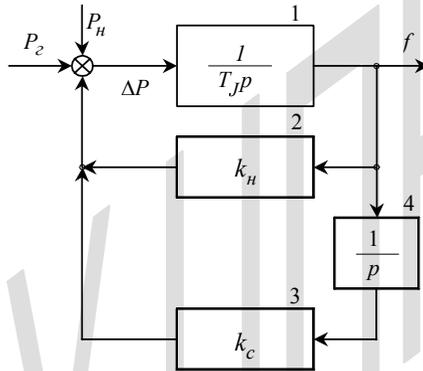


Рис. 5.14. Структурная схема энергосистемы, работающей в энергообъединении

Для исследования аварий с большим объемом дефицита генераторной мощности приведенная выше схема не может быть использована. При большом дефиците генерации в одной из энергосистем объединения, как правило, теряется устойчивость на межсистемной линии электропередачи и она отключается. На структурной схеме рис. 5.14 это приводит к отключению канала с элементами 3 и 4. После отключения этих элементов схема приводится к виду рис. 5.1, на котором зафиксирована работа энергосистемы на выделенную нагрузку.

5.7. Статическое и астатическое регулирование

Характеристика регулятора в установившемся режиме представляет зависимость регулируемого параметра от нагрузки. В данном случае эта зависимость выражает собой зависимости вида $\omega = \psi(P)$ или $f = \psi(P)$. Регулятор можно настроить на астатическую (линия I, рис.5.15, а) или статическую характеристику (линия II).

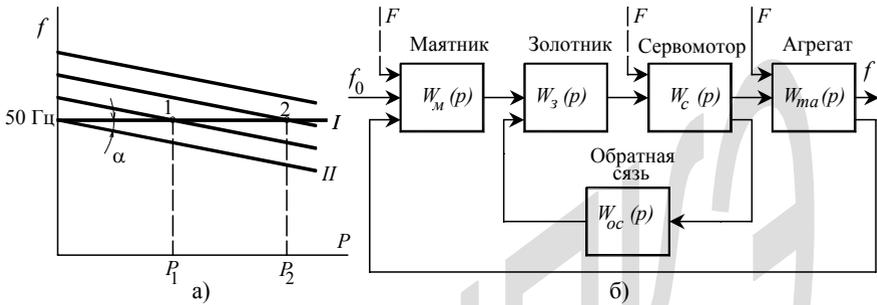


Рис. 5.15. Астатическая и статическая характеристики (а) и структурная схема (б) регулятора частоты вращения

В первом случае регулятор поддерживает постоянную частоту вращения агрегата независимо от нагрузки, во втором случае нагрузка влияет на величину частоты вращения. С увеличением нагрузки частота вращения агрегата уменьшается.

При параллельной работе агрегатов помимо поддержания частоты вращения на заданном уровне возникает и другая задача – распределение нагрузок между агрегатами. Для решения этой задачи необходимо настраивать регулятор частоты вращения на статическую характеристику регулирования, коэффициент статизма, который определяется как

$$s = tg\alpha = \Delta\omega / \Delta P,$$

или

$$s = \Delta f / \Delta P.$$

Удобно выразить статизм в относительных единицах

$$s_* = \frac{\Delta P / f_{ном}}{\Delta P / P_{ном}} = \frac{\Delta f_*}{\Delta P_*}. \quad (5.55)$$

Если в формулу (5.55) подставить $\Delta P_* = 1,0$, то получим $s_* = \Delta f_*$ т.е. статизм равен относительному изменению частоты при изменении нагрузки агрегата от холостого хода до номинального значения.

Обычно регулятор частоты вращения настраивается на статическую характеристику со статизмом $s = 2 - 6 \%$, т.е. при изменении нагрузки агрегата от технического минимума до номинального значения частота вращения снизится на $2 - 6 \%$.

Указанный статизм $s = 2 - 6 \%$ определяет собой усредненный статизм. В начале и конце характеристики статизм больше, чем на среднем участке.

При наклоне характеристики в сторону положительных значений мощности статизм принято считать положительным (рис. 5.15, б). При этом уравнение статической характеристики записывается в виде

$$\Delta f + sP = 0. \quad (5.56)$$

Астатическую характеристику можно рассматривать как частный случай статического регулирования со статизмом, равным нулю.

Выясним, от чего зависит статизм регулятора. Обратимся к структурной схеме регулятора частоты вращения (рис. 5.15, б). В статике зависимость выходного сигнала y от возмущающего воздействия F в замкнутой САР определяется формулой

$$y = F \left. \frac{W_{Fy}(p)}{1 + W(p)} \right|_{p=0}, \quad (5.57)$$

где W_{Fy} – передаточная функция элементов между точкой приложения возмущения F и выходом y ; $W(p)$ – передаточная функция разомкнутой САР.

Для определения зависимости частоты вращения агрегата f от нагрузки P рассмотрим формулу

$$\Delta f_* = \Delta P_* \frac{W_{Pn}(0)}{1 + W(0)}, \quad (5.58)$$

в которой приращения частоты Δf_* и нагрузки ΔP_* представлены в относительных единицах. Из формулы (5.58) получим

$$\frac{\Delta f_*}{\Delta P_*} = s_* = \frac{W_{Pn}(0)}{1 + W(0)}. \quad (5.59)$$

Для регуляторов, в структурной схеме которых нет интегрирующих элементов, формула (5.59) принимает вид

$$s_* = \frac{k_{Fy}}{1 + k}, \quad (5.60)$$

при $k \gg 1,0$

$$s_* \cong \frac{k_{Fy}}{k}, \quad (5.61)$$

т.е статизм обратно пропорционален коэффициенту усиления разомкнутой САР.

Регулятор частоты вращения имеет сервомотор, являющийся интегрирующим элементом с передаточной функцией $W_{серв}(p) = 1/T_{серв} p$. Характеристика регулирования зависит от того, охвачен сервомотор жесткой обратной связью или нет. Если жесткая обратная связь включена ($v \neq 0$), сервомотор становится инерционным элементом. В силу конечности коэффициента усиления регулирование получается статическим.

При отключении жесткой обратной связи ($v = 0$) передаточную функции разомкнутой системы $W(p)$ можно представить так

$$W(p) = \frac{1}{T_{серв} p} W_{n-1}(p), \quad (5.62)$$

где $1/T_{серв} p = W_{серв}(p)$ – передаточная функция сервомотора; $W_{n-1}(p)$ – передаточная функция всех элементов САР, кроме сервомотора.

С учетом формулы (5.62) выражение для статизма примет следующий вид

$$s_* = \frac{W_{Pn}(0)}{1 + W(0)} = \frac{k_{Pn}}{1 + W_{n-1}(0)/T_{серв} p} \Big|_{p=0} = 0. \quad (5.63)$$

Таким образом, без жесткой обратной связи регулирование становится астатическим.

Астатическое (независимое) регулирование получено относительно полезной нагрузки, точка приложения которой на структурной схеме (рис.5.15) находится справа от интегрирующего элемента. Для возмущения, которое приложено слева от интегрирующего элемента (на рисунке показано пунктирными линиями), регулирование будет статическим. В этом случае сигнал возмущения проходит на выход дополнительно через интегрирующий элемент, в связи с чем формула для статизма может быть записана так

$$s_* = \frac{W_{Fn}(p)}{1+W(p)} \Big|_{p=0} = \frac{W_{Fn}^*(p)/T_{серв} p}{1+W_{n-1}(p)/T_{серв} p} \Big|_{p=0}. \quad (5.64)$$

Передаточная функция $W_{Fn}^*(p)$ включает все элементы между точкой приложения возмущения и выходом, кроме интегрирующего элемента. После преобразования получим

$$s_* = \frac{W_{Fn}^*(0)}{T_{серв} p \Big|_{p=0} + W_{n-1}(0)} = \frac{k_{Fn}^*}{k}. \quad (5.65)$$

Таким образом, относительно этих возмущений система является статической, т.е. любое возмущение, приложенное слева от сервомотора, приведет к отклонению скорости агрегата. Такую зависимость нельзя считать отрицательным явлением, напротив, это используется в практических целях. Так, прикладывая воздействие на вход измерительного элемента, можно менять частоту вращения агрегата. Такое воздействие есть не что иное, как изменение уставки регулятора.

При наличии обратной связи передаточная функция золотника и сервомотора принимает вид

$$W'_{зол.серв}(p) = \frac{W_{зол}(p) W_{серв}(p)}{1 + W_{о.с}(p) W_{зол}(p) W_{серв}(p)}. \quad (5.66)$$

В статике с учетом передаточных функций элементов

$$W_{о.с}(p) = \frac{(\beta T_n p + \nu)}{(T_n p + 1)} \Big|_{p=0} = \nu, \quad (5.67)$$

$$W_{зол}(p) = 1,0W_{серв}(p) = \frac{1}{T_{серв} p} \Big|_{p=0}. \quad (5.68)$$

Имеем

$$W'_{зол,серв}(p) = \frac{1/T_{серв} p}{1 + \nu/T_{серв} p} = \frac{1}{T_{серв} p + \nu} \Big|_{p=0} = \frac{1}{\nu}, \quad (5.69)$$

а для статизма получим

$$s_* = \frac{k_{Fy}}{(1+k)} = \frac{k_{Fy}}{(1+k_{маят} k_{зол} k_{серв} k_{Fy})}, \quad (5.70)$$

где $k_{маят}$, $k_{зол}$, $k_{серв}$ и k_{Fy} – коэффициенты усиления маятника, золотника, сервомотора и агрегата. В данном случае $k_{Fy}=1,0$, $k_{маят}=1/\gamma$, $k_{зол}k_{серв}=1/\nu$. Поэтому для статизма получим

$$s_* = \frac{1}{(1+1/\nu\gamma)}. \quad (5.71)$$

Обычно $\nu \cong 1,0$, и $\gamma = 0,04$, так что $1/\nu\gamma \gg 1,0$, поэтому $s_* \cong \gamma\nu = 0,04$. Изменяя ν (регулированием плеч рычагов жесткой обратной связи), статизм устанавливается равным 0,02 – 0,06.

В первый момент толчка нагрузки (соответствует возмущению с $\omega = \infty$) передаточная функция обратной связи равна

$$W_{oc}(p) = \frac{\beta T_n p + \nu}{T_n p + 1} \Big|_{p=\infty} = \beta. \quad (5.72)$$

5.8. Распределение нагрузки между агрегатами

С точки зрения поддержания номинальной частоты вращения агрегата следовало бы настраивать регуляторы астатически. Однако для однозначности распределения активных нагрузок настройка характеристик должна быть выполнена по статическому закону.

Рассмотрим n параллельно работающих агрегатов, регуляторы частоты вращения которых настроены на статические характеристики. Определим распределение нагрузки между этими агрегатами.

Коэффициенты статизма характеристик регулятора задаются в относительных единицах, причем за относительное приращение мощности, равное единице, выбирается номинальная мощность агрегата. Поскольку мощности агрегатов различны, то при оперировании с коэффициентами статизма с целью нахождения распределения нагрузки энергосистемы между отдельными агрегатами эти коэффициенты необходимо пересчитывать к единой базисной мощности. Для упрощения выкладок предположим, что агрегаты имеют одинаковую мощность, принятую за базисную. В таком случае пересчет статизма делать не требуется.

Найдем распределение нагрузки между двумя агрегатами, работающими параллельно на общую нагрузку P_c . Примем $s_1 = \Delta f_1 / \Delta P_1$, $s_2 = \Delta f_2 / \Delta P_2$. При этом характеристика системы будет $s = \Delta f / \Delta P$.

Предположим, что в системе произошло изменение нагрузки на величину ΔP_c . В таком случае частота в энергосистеме изменится на $\Delta f = s \Delta P_c$. Так как агрегаты работают параллельно, то $\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f$. В соответствии с характеристиками регулирования агрегатов найдем их долевое участие в покрытии возникшего изменения нагрузки ΔP_c . Для отдельных станций получим

$$\Delta P_1 = \frac{s}{s_1} \Delta P_c, \quad \Delta P_2 = \frac{s}{s_2} \Delta P_c. \quad (5.73)$$

Распределение нагрузки происходит обратно пропорционально статизму характеристики регулирования. Если хотя бы один из агрегатов системы имеет астатическую характеристику, характеристика всей энергосистемы будет также астатической. В этом случае (при любых изменениях нагрузки) частота в энергосистеме меняться не будет, а агрегаты, имеющие статические характеристики, будут работать с постоянной нагрузкой. Все изменения нагрузки воспримет на себя агрегат с астатической характеристикой регулирования.

При наличии в энергосистеме нескольких агрегатов с астатическими характеристиками, характеристика системы также будет астатической, одна-

ко распределение нагрузки между этими агрегатами станет неопределенным. Поскольку неопределенность в распределении нагрузки между агрегатами не допустима, регуляторы частоты вращения всех агрегатов должны быть настроены на статические характеристики.

Распределение нагрузки между агрегатами показано на рис. 5.16. Режим в точках «а» и «б» принят за исходный. Увеличение нагрузки энергосистемы на ΔP_c приводит к снижению частоты. При новой частоте режим определится точками «а'» и «б'», при этом каждый агрегат принимает на себя нагрузку в соответствии с ее характеристикой регулирования.

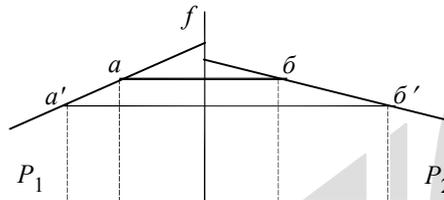


Рис. 5.16. Распределение нагрузки между генераторами по статическим характеристикам

5.9. Первичное и вторичное регулирование

Астатическое регулирование может быть получено двумя способами. Можно настроить сам регулятор частоты вращения астатически. Для этого необходимо сделать равным нулю коэффициент жесткой обратной связи. Это достигается за счет изменения длины рычагов обратной связи. Наличие интегрирующего элемента в структурной схеме регулятора (сервомотор), не охваченного жесткой связью, обеспечивает астатическую настройку регулятора. Возможен второй способ. Регулятор частоты вращения агрегата настраивается на статическую характеристику. Астатическое регулирование получается за счет смещения статической характеристики параллельно самой себе (см.рис.5.15). С точки зрения статики регулирования между этими способами нет принципиальной разницы. Так, если в процессе регулирования агрегат должен принять на себя дополнительную нагрузку ΔP , то безразлично, каким образом режим агрегата переходит из точки 1 в точку 2: либо этот переход протекает по астатической характеристике, либо по статической с дополнительным смещением самой характеристики.

Смещение характеристики осуществляется воздействием на механизм изменения числа оборотов (МИЧО). Этот механизм включает в себя реверсивный электрический двигатель, при вращении которого воздействие через червячную передачу и систему рычагов передается на пружину маятника. Изменение натяжения пружины маятника приводит к изменению уставки регулятора.

Управление агрегатом может быть ручным или автоматическим. В первом случае оператор вручную подает импульсы на двигатель МИЧО. Если агрегат работает изолированно, то это приводит к изменению частоты вращения агрегата. При параллельной работе в энергосистеме, частота которой остается практически неизменной, импульсы на двигатель МИЧО смещают характеристику регулятора параллельно самой себе, за счет чего обеспечивается регулирование мощности агрегата. При автоматическом управлении импульсы на двигатель МИЧО подаются от специального регулятора. Такой регулятор и само регулирование называют вторичным.

Регулятор частоты вращения является первичным регулятором. Несомненно, деление регуляторов на первичные и вторичные условно. При подключении вторичного регулятора к регулятору частоты вращения образуется единый регулятор для управления агрегатом как при изолированной, так и параллельной работе. Чаще всего применяются вторичные регуляторы, реагирующие на частоту и мощность.

Двигатель МИЧО является интегрирующим элементом структурной схемы. Наличие интегрирующего элемента делает систему вторичного регулирования астатической. Однозначность распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами с астатическими характеристиками достигается за счет введения в закон регулирования заданного значения мощности.

Одним из достоинств вторичного регулирования является то, что вторичный регулятор может реагировать на многие параметры и управлять агрегатом в их функции (частота, мощность станции, обменная мощность и т.д.). В то же время подключение вторичного регулятора к регулятору частоты вращения усложняет схему регулирования и требует практических мер для обеспечения устойчивости регулирования.

Принципиально регулятор частоты вращения также может управлять агрегатом в функции многих параметров. Для этого следует подключить к маятнику дополнительные измерительные элементы, реагирующие на необходимые параметры. В этом случае астатическое регулирование достигается за счет сервомотора регулятора частоты вращения. Для этого жесткая обратная связь

отключается. Однозначность распределения нагрузок при этом также получается за счет введения в закон регулирования заданного значения мощности.

Подключение дополнительных измерительных элементов используется на тех станциях, которые привлекаются к регулированию частоты – мощности и на которых установлены обычные регуляторы частоты вращения.

В современных системах регулирования вместо маятника используется электрический измерительный элемент. В электрическом элементе легко суммировать сигналы по частоте, мощности и другим параметрам. Такой регулятор называется электрогидравлическим.

5.10. Электрогидравлический регулятор частоты вращения

Принципиальная схема выявительного элемента электрогидравлического регулятора частоты вращения агрегата представлена на рис. 5.17.

В основу выявительного элемента положена фазочувствительная схема, реагирующая на фазу напряжения, включаемого в средний провод схемы.

Напряжение от вспомогательного генератора, имеющего одинаковую частоту вращения с главным генератором, подается на трансформатор T_1 . В средний провод фазочувствительной схемы между точками «а» и «б» подается напряжение тех величин, в функции которых необходимо управлять агрегатом. На рисунке показаны цепочки I, II и III, которые подают напряжение в средний провод фазочувствительной схемы.

Первая цепочка обеспечивает выявление сигнала по частоте. Для этого в схеме имеется резонансный контур $L_1 - C_1$, настроенный на частоту 50 Гц, при которой сопротивление резонансного контура велико, и ток в цепочке I практически равен нулю. При отклонении частоты сопротивление контура $L_1 - C_1$, уменьшается, и напряжение, пропорциональное этому отклонению, подается в точки «а» и «с». Знак этого сигнала соответствует знаку отклонения частоты.

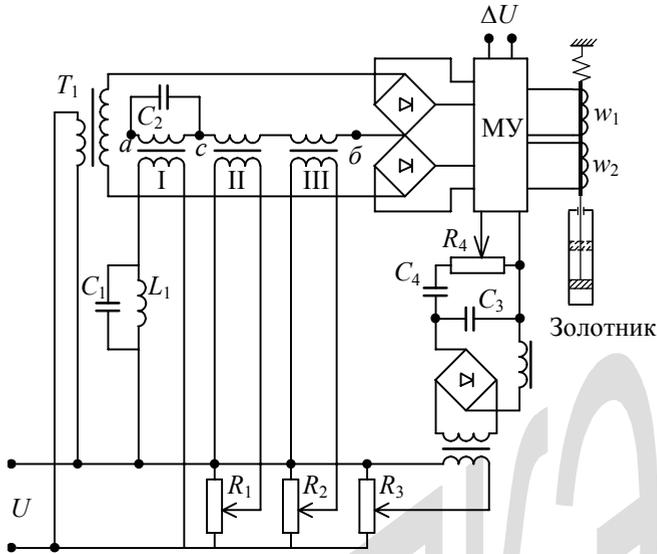


Рис. 5.17. Упрощенная схема электрогидравлического регулятора частоты вращения

С сопротивления R_1 по цепочке II подается дополнительное напряжение, которое обеспечивает ручное изменение уставки регулятора. Напряжение с сопротивления R_2 регулируется в функции перемещения штока сервомотора и, следовательно, выполняет роль сигнала по каналу жесткой обратной связи. Движок сопротивления R_3 также перемещается от штока сервомотора. Напряжение с сопротивления R_3 затем выпрямляется, сглаживается и дифференцируется цепочкой $C_4 - R_4$. Так формируется сигнал по каналу гибкой обратной связи.

Все рассмотренные сигналы подаются на магнитный усилитель МУ в котором они суммируются и усиливаются. Само собой на вход МУ может быть подан дополнительный сигнал ΔU . Этот сигнал может быть сформирован пропорциональным любому параметру, в функции которого необходимо дополнительно управлять агрегатом.

Нагрузкой на магнитный усилитель МУ являются катушки электромагнита W_1 и W_2 , имеющего единый сердечник. При равенстве токов в ка-

тушках сердечник уравнивается в своем среднем положении. При нарушении равенства токов сердечник втягивается в катушку, ток которой больше. Соотношение токов в катушках зависит от частоты генератора.

Сердечник электромагнита воздействует на иглу побудительного золотника. Расположение катушек выбрано таким образом, что при уменьшении частоты генератора игла перемещается сердечником электромагнита в сторону увеличения открытия направляющего аппарата, а при увеличении частоты – на его закрытие. Подавая на магнитный усилитель МУ сигнал $\Delta U = k_p (P_2 - \sum P/n)$ регулирование будет осуществляться по уравнению $\Delta f + k_p (P_2 - \sum P/n) = 0$, т.е. будет производиться астатическое регулирование частоты с выравниванием мощности между агрегатами по среднему значению.

5.11. Методы регулирования частоты в энергосистеме

Частота в энергосистеме служит показателем соответствия генерации и потребления в текущий момент времени. Чтобы поддерживать частоту постоянной, необходимо сохранять баланс мощностей генерации и потребления. С этой целью службы энергетических режимов энергосистем составляют графики нагрузки на следующие сутки (плановая нагрузка) наиболее экономичным образом с учетом потерь электроэнергии в сетях. На рис.5.18 сплошной линией *a* показан пример суммарного графика нагрузки энергосистемы и его покрытие отдельными станциями (I – III).

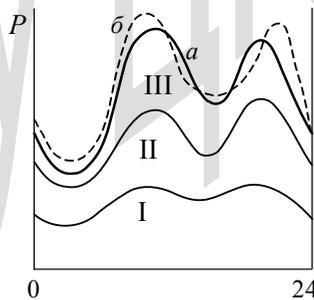


Рис. 5.18. График нагрузки энергосистемы

Нагрузка каждого агрегата энергосистемы задается настройкой регулятора частоты вращения. Корректировать отклонения графика нагрузки от

заданного поручается специально выделенной станции (или станциям), регулирующим частоту.

Существует несколько методов регулирования частоты в энергосистемах. По сути дела различие методов заключается в том, каким образом определяется однозначность распределения нагрузки между регулирующими агрегатами. Чтобы иметь однозначное распределение нагрузки между агрегатами, необходимо в закон регулирования ввести заданную мощность, которую должен принять на себя агрегат в процессе регулирования.

Известные методы можно разделить на два вида – регулирование по мгновенному и интегральному отклонению частоты. В первом методе однозначность в распределении определяется тем, что сигнал заданного значения мощности вводится в закон регулирования в явном виде. В методе интегрального регулирования сигнал заданного значения мощности определяется косвенным путем – через интегральное отклонение частоты системы.

Исполнение регулирования по мгновенному отклонению имеет ряд разновидностей. Эти разновидности регулирования по мгновенному отклонению иногда называют самостоятельными методами, а именно: ведущего генератора, ведущей станции и мнимостатических характеристик. Фактически они являются частным случаем регулирования частоты по мгновенному отклонению методом мнимостатических характеристик. Однако, учитывая сложившуюся терминологию, прежде всего рассмотрим проблему регулирования частоты с метода ведущего агрегата.

5.12. Регулирование по методу ведущего агрегата

Сущность метода ведущего агрегата заключается в том, что один из агрегатов энергосистемы настраивается по астатической, а все остальные – по статической характеристике. Агрегат, настроенный на астатическую характеристику, называют ведущим. Учитывая форму записи астатической и статической характеристик, закон регулирования по методу ведущего агрегата можно записать в следующем виде:

для ведущего агрегата $\Delta f = 0$;

для остальных агрегатов системы

$$\left. \begin{aligned} \Delta f + s_2 \Delta P_2 &= 0 \\ \Delta f + s_3 \Delta P_3 &= 0 \\ \dots\dots\dots & \\ \dots\dots\dots & \\ \Delta f + s_n \Delta P_n &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (5.74)$$

Поскольку один из агрегатов имеет астатическую характеристику, то характеристика всей энергосистемы будет также астатической. При астатической характеристике частота энергосистемы будет поддерживаться в пределах зоны нечувствительности регулятора ведущего агрегата на уровне $f = 50$ Гц.

Рассмотрим вопрос распределения нагрузок между агрегатами энергосистемы в установившемся режиме. При изменении нагрузки энергосистемы, не выходящем за пределы регулировочного диапазона ведущего агрегата, частота системы будет поддерживаться равной 50 Гц.

Положим для определенности, что первый агрегат энергосистемы настроен на астатическую характеристику, а все остальные на статическую. Определим распределение изменяющейся нагрузки между ведущим агрегатом и агрегатами, настроенными на статическую характеристику. Поэтому все агрегаты, за исключением ведущего, можно заменить одним эквивалентным агрегатом со статизмом s . Допустим, что в установившемся режиме при номинальной частоте 50 Гц нагрузка энергосистемы распределяется следующим образом: ведущий агрегат несет нагрузку P_{1a} , а остальные агрегаты – нагрузку $P_{э.б.}$, при этом режим определяется точками «а» и «б» соответственно (рис. 5.19).

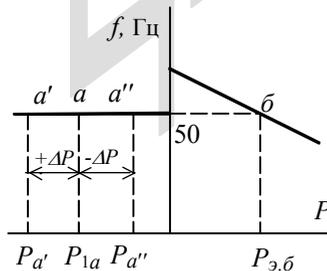


Рис. 5.19. Регулирование нагрузки генераторов по статическим характеристикам

Увеличим нагрузку энергосистемы на величину ΔP . В силу того, что характеристика системы астатическая, в новом установившемся режиме частота останется номинальной и равной 50 Гц. Режим работы эквивалентного агрегата сохранится в точке «б», т.е. этот агрегат будет нести прежнюю нагрузку $P_{э.б.}$, дополнительную нагрузку возьмет ведущий генератор, так что режим его изменится и определится точкой «а'».

Если нагрузка энергосистемы уменьшится на ΔP , то в этом случае изменение нагрузки будет воспринято только ведущим генератором, а остальные генераторы будут работать с прежней нагрузкой. Таким образом, при регулировании частоты по методу ведущего генератора все изменения нагрузки воспринимаются ведущим генератором, остальные генераторы энергосистемы работают с постоянной (заданной диспетчером) нагрузкой.

Рассматриваемый метод регулирования частоты может быть использован в небольших энергосистемах, где мощность одного генератора достаточна для покрытия неплановых изменений нагрузки.

5.13. Метод ведущей станции

Основным недостатком метода ведущего генератора является то, что мощности одного генератора, как правило, недостаточно для покрытия неплановых нагрузок энергосистемы. Для увеличения регулировочного диапазона по мощности к регулированию частоты в энергосистеме используется не один ведущий генератор, а целая станция или даже несколько станций. Такую станцию называют ведущей. Агрегаты на всех станциях, кроме ведущей, настраиваются на статические характеристики. Агрегаты ведущей станции настраиваются на астатические характеристики, при этом характеристика всей энергосистемы получается также астатической.

С точки зрения распределения нагрузки, ведущую станцию можно рассматривать как ведущий агрегат энергосистемы, следовательно, выводы, сделанные для метода ведущего агрегата, справедливы и для этого случая.

При одновременной астатической настройке нескольких агрегатов станции или нескольких станций распределение нагрузки между ними получается произвольным, что недопустимо. Для устранения этого недостатка в закон регулирования вводится заданная мощность, которую должен брать на себя агрегат в процессе регулирования.

Уравнение регулирования мощности n -го агрегата ведущей станции запишется так:

$$\Delta f + k_{p_n}(P_n - P_{30n}) = 0, \quad (5.75)$$

где P_n – фактическая мощность n -го генератора; P_{30n} – заданная мощность; k_{p_n} – коэффициент регулирования по мощности.

Обычно ведущей станцией является гидростанция. В силу однотипности агрегатов ГЭС желательно, чтобы регулирующие агрегаты распределяли нагрузку поровну. В этом случае заданным должно быть среднее значение мощности регулирующих агрегатов ГЭС. Учитывая сказанное, уравнение регулирования мощности агрегата ведущей станции можем записать так:

$$\Delta f + k_{p,n}(P_n - \sum P_n / n) = 0, \quad (5.76)$$

где n – число регулирующих агрегатов станции. Из уравнения видно, что регулирование заканчивается, когда отклонения частоты и мощности равны нулю.

Если агрегаты не однотипны, то распределение нагрузки между регулируемыми агрегатами ведущей станции будет неодинаковым. В этом случае на ведущей станции необходимо иметь специальное устройство распределения активной нагрузки, в функцию которого входит определение экономически выгодной нагрузки для каждого агрегата.

Преимуществом метода ведущей станции является его простота. Недостатком метода является то, что в крупных энергосистемах одна станция может не справиться с покрытием неплановой нагрузки энергосистемы. Следует отметить, что поскольку все неплановые изменения нагрузки воспринимаются ведущей станцией, то режим этой станции, а также всей энергосистемы в целом получается неэкономичным. Целесообразно неплановые изменения нагрузки распределять между несколькими станциями энергосистемы.

Отклонения частоты являются следствием изменения нагрузки энергосистем. Последние можно условно распределить на два вида: случайные (быстро изменяющиеся) и усредненные (медленно изменяющиеся). В соответствии с этим колебания частоты также могут быть подразделены на случайные и усредненные. Характер изменения частоты крупного энергообъединения показан на рис. 5.20.

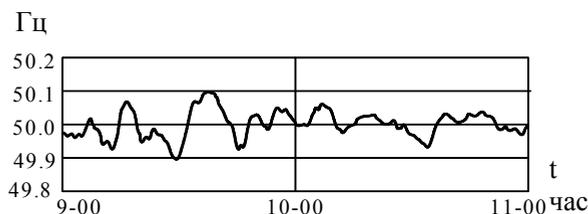


Рис. 5.20. Запись частоты в крупном энергообъединении

С ростом энергетических систем относительная величина случайного толчка нагрузки уменьшается. Так, для ЕЭС России в составе энергосистем Центра, Юга, Средней Волги, Северо–Запада и Урала относительные изменения суммарной нагрузки оцениваются не более 0,7 – 1,0 % суммарной нагрузки энергообъединения.

Кроме общего характера изменения частоты в крупном энергообъединении, на осциллограмме (рис. 5.20) видна зависимость величины усредненных отклонений частоты от суммарной мощности энергообъединения. Так, на правом участке осциллограммы (10 – 11 ч) показана запись частоты, когда мощность энергообъединения максимальна. Слева (9 – 10 ч) запись частоты сделана, когда одна из крупных энергосистем работала отдельно от энергообъединения.

Зная статизм энергосистемы, нетрудно определить отклонение частоты, вызванное случайным изменением нагрузки системы. Ориентируясь на наиболее неблагоприятный случай статизма энергосистемы в $s = 20\%$ при случайном толчке нагрузки в $\Delta P = \pm (1,0 - 0,7) \% P_{\text{эн.сист.}}$, для отклонения частоты получим $\Delta f = \pm (0,07 - 0,1)$ Гц. Экспериментальная проверка также показывает, что в нерегулируемой энергосистеме отклонения частоты, вызванные случайными изменениями нагрузки, не выходят за указанные пределы, которые можно принять за допустимые как с точки зрения потребителей, так и самой энергосистемы.

Отсюда следует, что случайные колебания частоты в энергосистеме ограничиваются действием первичных регуляторов, и применение для этих целей вторичного регулирования не требуется. Усредненная нагрузка энергосистемы изменяется в значительно больших пределах, следовательно, откло-

нения средней частоты, обусловленные этими изменениями нагрузки, не могут быть ограничены статически настроенными первичными регуляторами. Для этой цели и выделяются ведущие станции с астатической настройкой.

Здесь уместно подчеркнуть, что ведущие станции предназначены только для устранения усредненных отклонений частоты, обусловленных средним изменением нагрузки энергосистемы. И если к регулированию частоты энергосистемы привлекается ограниченное число станций, то из этого не следует, что эти станции принимают на себя все толчки нагрузки и тем самым работают в исключительно тяжелых условиях. Случайные толчки нагрузки воспринимаются не только ведущими станциями, но и всеми другими, за исключением тех, которые поставлены на ограничитель.

Процесс распределения толчка нагрузки между станциями энергосистемы условно можно разделить на три этапа. В момент возникновения толчка ток нагрузки распределяется между всеми станциями обратно пропорционально сопротивлению от места приложения нагрузки до источников генерации. Доля толчка нагрузки, «доставшаяся» каждому генератору, тормозит агрегат и его частота снижается.

Далее вступают в действие первичные регуляторы (второй этап) и распределяют нагрузку по закону статических характеристик этих регуляторов. На третьем этапе вступает в действие ведущая станция и восстанавливает частоту на уровне 50 Гц. При этом все другие станции возвращаются к своему исходному режиму.

Деление процесса регулирования частоты на три этапа достаточно условно. Реально, действие автоматических регуляторов второго и третьего этапов наступает одновременно.

5.14. Метод мнимостатических характеристик

По методу мнимостатических характеристик к регулированию частоты могут одновременно привлекаться агрегаты нескольких станций энергосистемы.

Для однозначного распределения нагрузки между регулируемыми агрегатами регулирование производится по закону

Регулирование частоты является астатическим, если соблюдается условие $\sum k_{\text{он}} = 1,0$. Однако это условие практически выполнить трудно. В силу погрешности входящих в систему регулирования устройств (измерительных трансформаторов тока и напряжения, телеканалов связи и др.) условие $\sum k_{\text{он}} = 0$ не выполняется. При этом регулирование частоты в энергосистеме будет заканчиваться при отклонении частоты, не равном нулю $\Delta f \neq 0$. Это обстоятельство является недостатком регулирования частоты по методу мнимостатических характеристик. Наличие телеканалов связи делает этот метод регулирования весьма дорогим и сложным и в то же время недостаточно надежным, поскольку выход одного из каналов связи нарушает регулирование по данному закону.

Из-за указанных недостатков метод мнимостатических характеристик в общем виде регулирования частоты несколькими станциями не получил широкого распространения в энергосистемах, однако, частные случаи этого метода являются распространенными.

Действительно, частным случаем метода мнимостатических характеристик является регулирование частоты одной станцией. Такой метод был назван методом ведущей станции. В этом случае отпадает необходимость передачи сигналов на ДП и обратно, поскольку операция получения заданной мощности $P_{\text{зд.н}} = k_{\text{он}} \sum P_n$ может осуществляться на самой станции. Надежность и точность регулирования при этом повышаются.

Рассмотрим предельный случай регулирования частоты по методу мнимостатических характеристик одним агрегатом. При $n=1$ заданным значением мощности является фактическая мощность генератора, поэтому член $P_n - k_{\text{он}} \sum P_n$ равен нулю, и закон регулирования запишется в виде $\Delta f = 0$. Такой закон регулирования устанавливается на ведущем генераторе энергосистемы. Отсюда следует, что метод ведущего генератора является частным случаем регулирования по методу мнимостатических характеристик, когда число регулирующих агрегатов равно единице.

5.15. Метод интегрального регулирования

Название метода определяется тем, что в уравнение регулирования вторичного регулятора вводится воздействие, пропорциональное интегралу от отклонения частоты по времени:

$$2\pi \int \Delta f dt = 2\pi \int (f - f_0) dt, \quad (5.78)$$

где f – текущее значение частоты энергосистемы; f_0 – эталонная частота. Из формулы (5.78) видно, что для осуществления регулирования по интегральному методу в регулятор необходимо передавать сигнал, пропорциональный эталонной частоте f_0 . Возможны два принципиально отличных друг от друга способа получения эталонной частоты на регулирующей станции. Оба способа будут рассмотрены ниже.

Заменим в формуле (5.78) частоту f величиной $\omega/2\pi$, при этом имеем

$$2\pi \int (f - f_0) dt = \int (\omega - \omega_0) dt = \varphi - \varphi_0 = \Delta\varphi,$$

где φ – угол, пройденный вектором, вращающимся с частотой ω за время интегрирования; φ_0 – тоже самое для вектора, вращающегося с частотой ω_0 . Таким образом, при интегральном регулировании воздействие регулятора пропорционально углу расхождения векторов напряжения, имеющих соответственно частоты f и f_0 .

Интегральное регулирование может быть астатическим или статическим по углу φ . Закон астатического регулирования запишется в форме $\Delta\varphi = 0$. Астатическая настройка регуляторов не обеспечивает заданного распределения нагрузок между регулируемыми агрегатами. Для однозначного распределения мощности регулирование должно осуществляться по закону интегрального регулирования со статизмом по мощности, который можно записать в виде

$$k_\varphi (\varphi - \varphi_0) + (P - P_0) = 0, \quad (5.79)$$

где P – фактическое значение мощности генератора; P_0 – значение мощности генератора при $\varphi = \varphi_0$; k_φ – коэффициент регулирования по углу.

Уравнение (5.79) удобно представить в форме

$$k_{\varphi} \Delta\varphi + \Delta P = 0 . \quad (5.80)$$

Так как векторы э.д.с. генераторов, расположенных в разных точках энергосистемы, сдвинуты друг относительно друга на угол δ_{ij} (см. рис.5.21), то приняв э.д.с. i -й станции за начало отсчета углов δ , получим следующее значение углов, которые пройдут векторы э.д.с. за время интегрирования: φ_0 – угол вектора, вращающегося с частотой вращения ω_0 ; φ_i , φ_j – углы векторов э.д.с. i -й и j -й станций. Соответственно для приращения углов будем иметь $\Delta\varphi_i = \varphi_i - \varphi_0$, $\Delta\varphi_j = \varphi_j - \varphi_0 = \Delta\varphi_i + \delta_{ij}$; угол $\Delta\varphi_i$ измеряется несколькими оборотами ротора, а угол δ лежит в пределах $\pi/2$ т.е. $\delta_{ij} \ll \Delta\varphi_i$. Поэтому

$$\Delta\varphi_i \cong \Delta\varphi_j = \Delta\varphi .$$

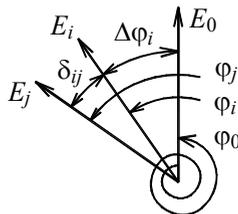


Рис. 5.21. Векторная диаграмма э.д.с. регулирующих станций

С учетом сказанного для нескольких регулирующих агрегатов закон регулирования для каждого из них запишется следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} k_{\varphi 1} \Delta\varphi + \Delta P_1 &= 0 \\ k_{\varphi 2} \Delta\varphi + \Delta P_2 &= 0 \\ \dots\dots\dots & \\ k_{\varphi n} \Delta\varphi + \Delta P_n &= 0 \end{aligned} \right\} . \quad (5.81)$$

Сложив уравнения (5.81), получим

$$k_{\varphi\Sigma}\Delta\varphi + \Delta P_{\Sigma} = 0, \quad (5.82)$$

где ΔP_{Σ} – изменение нагрузки энергосистемы; $k_{\varphi\Sigma}$ – суммарный коэффициент регулирования по углу.

Рассмотрим вопрос о поддержании частоты в энергосистеме и распределения нагрузки между регулируемыми агрегатами при интегральном регулировании (рис. 5.22).

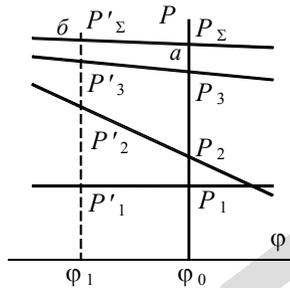


Рис. 5.22. Распределение нагрузок при интегральном регулировании

Из характеристики регулирования следует, что при нагрузке энергосистемы P_{Σ} режим будет определяться точкой «а», а угол системы $\varphi = \varphi_0$. При изменении нагрузки, например, при увеличении ее до P'_{Σ} , рабочая точка переместится в точку «б», при этом угол системы будет равен φ_1 .

При приращении нагрузки от P_{Σ} до P'_{Σ} произойдет изменение угла на величину $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_0$. Для установившегося режима отклонение угла $\Delta\varphi = const$. Так как $2\pi \int (f - f_0) dt = \Delta\varphi$, $\Delta\varphi = const$, то $f = f_0$ т.е. частота энергосистемы f будет равна номинальной частоте f_0 . В переходном режиме $\Delta\varphi \neq const$ и, следовательно, $f \neq f_0$.

Отсюда следует, что при интегральном регулировании частота энергосистемы будет поддерживаться на постоянном уровне независимо от нагрузки энергосистемы, т.е. по отношению к частоте интегральное регулирование является астатическим. Распределение нагрузок между регулируемыми агрегатами получается однозначным. Так, если известно изменение нагрузки

ΔP_{Σ} , то из уравнения системы $k_{\varphi\Sigma} \Delta\varphi + \Delta P_{\Sigma} = 0$ можно найти изменение угла

$$\Delta\varphi = -\frac{\Delta P_{\Sigma}}{k_{\varphi\Sigma}}. \quad (5.83)$$

Поскольку изменение угла $\Delta\varphi$ одинаково для всех агрегатов, то легко найти изменение нагрузки любого из них. Для n -го агрегата

$$\Delta P_n = \frac{k_{\varphi n} \Delta P_{\Sigma}}{k_{\varphi\Sigma}}, \quad (5.84)$$

т.е. дополнительная нагрузка распределяется между регулируемыми агрегатами системы пропорционально коэффициентам $k_{\varphi n}$.

Этот результат показан на графике рис. 5.22. Действительно, значение нагрузки, воспринимаемой агрегатом, определяется точкой пересечения прямой $\varphi = const$ с характеристикой регулирования (1 – 3). Так, если при нагрузке P_{Σ} система работает с углом φ_0 , то нагрузки агрегатов равны P_1, P_2 и P_3 . При переходе в режим с углом φ_1 нагрузки агрегатов изменятся и будут равны P'_1, P'_2 и P'_3 , т.е. их значения определяются только наклоном характеристик.

Если к источнику эталонной частоты подключить устройство, которое отсчитывает периоды эталонного источника напряжения, то оно будет измерять время. Поскольку период остается постоянным, то время, указанное таким устройством, будет совпадать с астрономическим. На основании этого можем записать

$$k \int f_0 dt = t_{аспр}, \quad (5.85)$$

где $t_{аспр}$ – астрономическое время.

Если же устройство включить в энергосистему с частотой f , то вследствие изменения частоты энергосистемы, время, указываемое этим устройством, будет отличаться от астрономического. Время, измеренное устройством, включенным в энергосистему, называется синхронным временем, а само устройство – электрическими часами.

Аналогично будем иметь

$$k \int f dt = t_{\text{синх}} , \quad (5.86)$$

где $t_{\text{синх}}$ – синхронное время.

В закон регулирования вводится воздействие, пропорциональное интегралу:

$$\int \Delta f dt = \int (f - f_0) dt . \quad (5.87)$$

Учитывая значения $t_{\text{аст.р}}$ и $t_{\text{синх.р}}$, получим

$$k \int \Delta f dt = t_{\text{синх}} - t_{\text{аст.р}} = \Delta t_{\text{синх}} , \quad (5.88)$$

т.е. вводимое воздействие пропорционально отклонению синхронного времени от астрономического. Поэтому метод интегрального регулирования иногда называют также методом синхронного времени.

Если бы интегральное регулирование было астатическим, то в установившемся режиме отклонение синхронного времени от астрономического было бы всегда равно нулю и электрические часы, включенные в энергосистему, всегда показывали бы точное время. При статическом законе регулирования синхронное время будет отличаться от астрономического. Это отклонение определяется наклоном характеристики $k_{\varphi\Sigma} \Delta\varphi + \Delta P_{\Sigma} = 0$. С увеличением коэффициента $k_{\varphi\Sigma}$ отклонения угла $\Delta\varphi$ и времени $\Delta t_{\text{синх}}$ уменьшаются. Однако увеличение коэффициента $k_{\varphi\Sigma}$ приводит к уменьшению точности распределения нагрузок между регулируемыми агрегатами и ухудшению динамики регулирования.

Для осуществления интегрального регулирования на каждой регулирующей станции необходимо иметь эталонную частоту f_0 . Практически это можно выполнить двумя способами. По первому способу предусматривается установка эталонного источника на диспетчерском пункте (ДП) энергосистемы и передача сигналов, пропорциональных эталонной частоте f_0 на регулирующие станции по телеканалам. По второму способу на каждой регулирующей станции устанавливается собственный датчик эталонной частоты. Точность этих эталонов должна быть достаточно высокой. Допускается относительная погрешность не выше $0,5 \cdot 10^{-6} - 1,0 \cdot 10^{-7}$ при условии, что эталоны будут проверяться несколько раз в сутки.

Следует заметить, что эталоны с очень высокой степенью точности достаточно дороги в изготовлении.

Распределение нагрузки между регулируемыми агрегатами определяется коэффициентами k_φ . Если сделать характеристики $k_\varphi \Delta\varphi + \Delta P_n = 0$ нелинейными, что будет иметь место при переменных коэффициентах k_φ , то с изменением режима системы доленое участие агрегатов в покрытии нагрузки будет меняться. Можно так подобрать зависимости $k_\varphi = \psi(\Delta\varphi)$, что распределение нагрузок между регулируемыми станциями будет осуществляться с учетом их экономических характеристик. При таком регулировании частоты в системе одновременно будет решаться задача наивыгоднейшего распределения нагрузок между регулируемыми станциями.

Корректирующее воздействие интегрального регулятора появляется со значительным запаздыванием по отношению к возмущающему фактору. Для устранения указанного недостатка можно применить так называемые комбинированные регуляторы, в закон регулирования которых, помимо интегрального отклонения, вводится воздействие по мгновенному отклонению частоты. При этом уравнение регулирования записывается в виде

$$k_f \Delta f + k_\varphi \int \Delta f dt + \Delta P = 0, \quad (5.89)$$

где k_f и k_φ – коэффициенты регулирования по частоте и углу.

5.16. Особенности регулирования частоты в объединенных энергосистемах

Особенностью объединенных энергосистем является наличие межсистемных линий электропередачи, по которым происходит обмен мощностями между энергосистемами. Как правило, эти линии имеют ограниченную (по сравнению с установленной мощностью энергосистем) пропускную способность.

Регулирование частоты в объединенных энергосистемах предъявляет более высокие требования к качеству регулирования частоты, так как даже незначительные ее отклонения могут вызывать существенные отклонения от номинального значения обменной мощности.

Поскольку интерес в данном случае представляет обменная мощность между энергосистемами без учета распределения нагрузки между генераторами, то каждую энергосистему можно представить в виде эквивалентных генераторов A и B каждый со своим статизмом.

В качестве примера рассмотрим энергосистемы с равной мощностью и равными статизмами, т.е. $P_A = P_B = P$, $s = 0,1$. Предположим, что пропускная способность межсистемной ЛЭП равна $P_{ЛЭП} = 0,1P$. Определим изменение потока мощности по межсистемной ЛЭП при набросах или сбросах нагрузки в одной из энергосистем объединения. Будем считать, что изменение нагрузки произошло в энергосистеме B , причем по величине это изменение таково, что частота энергообъединения изменилась на 0,2 Гц. При отклонении частоты на 0,2 Гц в соответствии со статической характеристикой мощность энергосистемы A изменится на величину $\Delta P_A = \Delta f / s = \pm 0,4 \% / 0,1 = \pm 4,0\%$. Изменение мощности энергосистемы A пойдет на покрытие дополнительной нагрузки энергосистемы B , т.е. будет передаваться по межсистемной ЛЭП. Если пренебречь регулирующим эффектом нагрузки, т.е. считать, что мощность потребителей не зависит от изменения частоты, то все изменения мощности энергосистемы A будут передаваться по межсистемной ЛЭП. Поскольку по условию пропускная способность межсистемной ЛЭП равна $P_{ЛЭП} = 0,1P$, то относительное изменение обменной мощности составит $\Delta P_{ЛЭП} = 40\%$. Таким образом, при изменении частоты в энергосистемах на 0,2 Гц обменная мощность изменяется на значительную величину. Если перед изменением нагрузки по ЛЭП передавалось предельное или близкое к нему значение обменной мощности из энергосистемы A в энергосистему B , то после наброса нагрузки в энергосистеме B межсистемная ЛЭП оказалась бы перегруженной. Для предотвращения возможной перегрузки с последующим возможным разделением энергосистем вследствие нарушения устойчивости параллельной работы энергообъединения, необходимо снижать пределы возможного отклонения частоты. Именно этим обстоятельством обусловлено уменьшение допустимого отклонения частоты до $\Delta f = \pm 0,1$ Гц [1]. Так как даже незначительные изменения частоты в объединениях могут вызвать существенные отклонения обменных мощностей, то помимо регулирования частоты, необходимо регулировать и обменную мощность.

Для каждого режима энергосистемы величина обменной мощности определяется из условия получения наибольшего экономического эффекта

для всего энергообъединения. При этом обменная мощность либо поддерживается регуляторами на заданном уровне, который периодически меняется в соответствии с требованиями энергообъединения, либо регулируется по статическим характеристикам.

5.17. Раздельное регулирование частоты и обменной мощности

Рассмотрим метод раздельного регулирования частоты и обменной мощности на примере двух энергосистем, соединенных одной межсистемной линией связи (рис. 5.23). Задача регулирования частоты и обменной мощности решается следующим образом: регулирование частоты возлагается на одну энергосистему (например, на энергосистему A), а регулирование обменной мощности — на другую (энергосистему B). Для этой цели в каждой из энергосистем выделяются регулирующие (ведущие) станции.

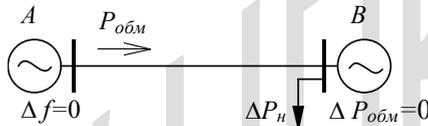


Рис. 5.23. Схема объединенной энергосистемы

Метод регулирования является простым. Предположим, что в энергосистеме B возникла дополнительная нагрузка. Частота энергообъединения при этом будет снижаться, вследствие чего придут в действие регуляторы частоты. Эти регуляторы обеспечат увеличение мощности ведущей станции энергосистемы A . Дополнительная генерация из энергосистемы A пойдет в энергосистему B , где произошло увеличение нагрузки. Результатом этого будет изменение обменной мощности, что приведет в действие регуляторы мощности в энергосистеме B , которые будут стремиться сохранить обменную мощность на прежнем уровне.

В отношении обменной мощности действия регуляторов энергосистем A и B будут встречными, что может привести к длительным качаниям как по обменной мощности, так и по частоте. Длительность качаний зависит от настройки первичных и вторичных регуляторов, а также от параметров энергосистем. Особенно неблагоприятны условия, когда энергосистемы равновели-

ки по мощности. Наилучшие результаты получаются при значительном различии мощностей энергосистем, когда наибольшей по мощности энергосистеме поручается регулирование частоты, а меньшей энергосистеме – регулирование обменной мощности.

5.18. Регулирование частоты с блокировкой по обменной мощности

Этот метод предусматривает установку регуляторов частоты во всех энергосистемах объединения. Схема регулирования строится таким образом, что бы при изменении нагрузки в одной из энергосистем приходил в действие регулятор только этой энергосистемы, а другие блокировались. Избирательное действие регуляторов обусловлено тем, что блокировка осуществляется с учетом знаков изменения частоты и обменной мощности в каждой энергосистеме. Предположим, что в одной из энергосистем произойдет увеличение нагрузки, при этом частота всего объединения понизится. При снижении частоты в энергообъединении согласно статическим характеристикам первичных двигателей агрегаты увеличат свою мощность, которая пойдет на покрытие дополнительной нагрузки. Таким образом, все энергосистемы начнут генерировать дополнительную мощность. Энергосистема, в которой произошло увеличение нагрузки, будет принимать эту мощность. Если условно обозначить выдачу мощности знаком «плюс», а прием – знаком «минус», то видно, что знаки изменения обменных мощностей в энергосистеме, в которой произошло увеличение нагрузки, и в других энергосистемах различны.

В энергосистеме, в которой произошло увеличение нагрузки, знак изменения обменной мощности совпадает со знаком изменения частоты (в рассматриваемом примере – отрицательным). В других энергосистемах знак изменения мощности противоположен знаку изменения частоты. Это заключение справедливо и при уменьшении нагрузки в одной из энергосистем.

Для выполнения регулирования по указанному методу необходимо сигнал от регулятора частоты пропускать через контакты блокирующего реле. Поскольку блокирующее реле должно реагировать на знак обменной мощности, то на регулирующей станции необходимо иметь телеканалы связи с подстанциями, от которых отходят межсистемные ЛЭП данной энергосистемы.

Принципиальная система регулирования частоты с блокировкой по обменной мощности для двух энергосистем с одной межсистемной ЛЭП представлена на рис. 5.24.

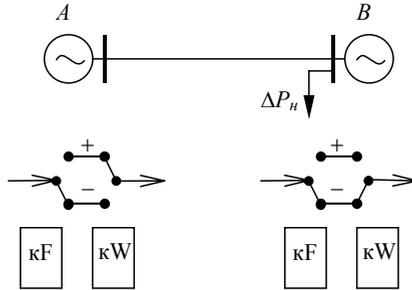


Рис. 5.24. Схема регулирования частоты с блокировкой по обменной мощности

При возмущении в энергосистеме B знаки изменения частоты и обменной мощности энергосистемы A различны, поэтому сигнал от регулятора частоты не проходит (блокируется реле мощности). В энергосистеме B знаки отклонения частоты и обменной мощности совпадают, и сигнал от регулятора частоты проходит через реле мощности. Изменение нагрузки $+\Delta P_n$, произошедшее в энергосистеме B , будет покрываться только агрегатами этой энергосистемы, а обменная мощность сохранится на заданном уровне.

5.19. Регулирование частоты со статизмом по обменной мощности

Регулирование частоты в объединенной энергосистеме может быть улучшено, если значение обменной мощности использовать не в качестве блокирующего сигнала, а вести регулирование следующим образом:

$$\Delta f + k_p \Delta P_{обм} = 0,$$

где k_p – коэффициент регулирования по мощности;

$$\Delta P_{обм} = P_{обм} - P_{обм.зд},$$

здесь $P_{обм.зд}$; $P_{обм}$ – заданное и фактическое значения обменной мощности.

Рассмотрим действие регуляторов на примере объединенной энергосистемы, состоящей из двух энергосистем A и B (рис. 5.25).

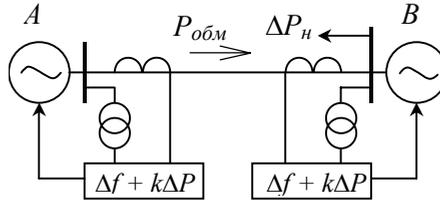


Рис. 5.25. Схема регулирования частоты со статизмом по обменной мощности

В каждой энергосистеме выделяется ведущая станция и в установившемся режиме по межсистемной ЛЭП из энергосистемы A в энергосистему B передается заданное значение обменной мощности $P_{обм.зд}$.

Если в одной из энергосистем, например в энергосистеме B , произойдет увеличение нагрузки на величину $+\Delta P_n$, то частота энергообъединения снизится, и регуляторы в обеих энергосистемах будут иметь составляющую сигнала, пропорциональную отклонению частоты и направленную на увеличение открытия направляющих аппаратов турбин ведущих станций.

В силу статических характеристик при пониженной частоте энергосистемы увеличат свои мощности. Эта дополнительная мощность пойдет на покрытие изменения нагрузки $+\Delta P_n$. В данном примере при принятом направлении заданной обменной мощности $P_{обм.зд}$ ее значение увеличится. Условно за положительное направление обменной мощности принимается направление, когда энергосистема выдает мощность. При приеме мощности направление считается отрицательным.

С учетом знака изменения обменной мощности для энергосистем A и B уравнения регулирования для последних запишутся так:

$$-\Delta f + k_{pA} \Delta P_{обм} = 0$$

для энергосистемы A ,

$$-\Delta f - k_{pB} \Delta P_{обм} = 0$$

для энергосистемы B , откуда видно, что за счет согласованного направления сигналов по Δf и $\Delta P_{обм}$ в регулятор энергосистемы B будет подаваться усиленный корректирующий импульс на открытие направляющих аппаратов ведущей станции своей энергосистемы. В энергосистеме A корректирующий импульс будет ослабленным. Можно так настроить регуляторы, что в системе, в которой отсутствует изменение нагрузки, регулятор будет бездействовать. Для этого необходимо выбрать коэффициент k_p равным коэффициенту статизма s . Действительно, поскольку $s = \Delta f / \Delta P$ и учитывая, что $\Delta P_{обм} = \Delta P$, получим $\Delta P_{обм} \cong \Delta f / s$ и далее

$$-\Delta f + k_p \frac{\Delta f}{s} = 0.$$

Если выполняется условие $k_p = s$ то для энергосистемы, в которой отсутствует изменение нагрузки, воздействие регулятора будет равно нулю. В этом случае регулирование осуществляется только той энергосистемой, в которой произошло изменение нагрузки.

Выше отмечалось, что коэффициент статизма энергосистемы s не остается постоянным. С изменением нагрузки и состава оборудования энергосистемы он меняется, поэтому настроить регулятор с соблюдением условия $k_p = s$ практически не представляется возможным. Если же $k_p \neq s$, то регулирование протекает следующим образом. При $k_p < s$ в первый момент регулирования регулятор энергосистемы, в котором нет изменения нагрузки, придет в действие и будет увеличивать мощность этой энергосистемы, а следовательно, еще больше увеличивать величину обменной мощности $P_{обм}$. С течением времени изменение частоты Δf будет уменьшаться, а изменение обменной мощности $\Delta P_{обм}$ – расти. Наступит момент, когда сигнал от $P_{обм}$ будет преобладать над сигналом по Δf . Знак результирующего сигнала изменится, и регулятор будет стремиться уменьшить мощность агрегатов ведущей станции.

При $k_p > s$ в начале процесса регулирования регулятор энергосистемы, в которой нет нарушения баланса, будет стремиться уменьшить обменную мощность. В установившемся режиме воздействие обоих регуляторов

равно нулю, что будет иметь место про номинальной частоте и заданном значении обменной мощности.

5.20. Регулирование частоты и обменной мощности при наличии ЛЭП постоянного тока

В крупных энергообъединениях без вторичного регулирования частота поддерживается в пределах $50 \pm 0,1$ Гц. В объединенных энергосистемах на первый план выступает проблема регулирования обменной мощности. Чем крупнее энергосистемы, входящие в объединения, тем острее становится эта проблема. На рис. 5.26 показана запись частот двух крупных энергосистем *A* и *B* до их объединения на параллельную работу.

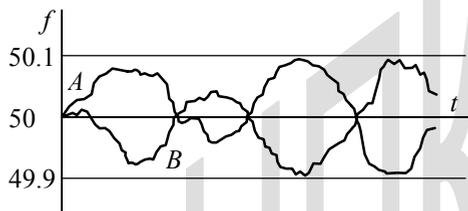


Рис. 5.26. Запись частоты в двух энергосистемах

В некоторые моменты времени расхождение частот энергосистем *A* и *B* составляет до $\Delta f = \pm 0,2$ Гц. Примем за положительную величину отклонение частоты, когда частота энергосистемы *A* больше частоты энергосистемы *B*. Предположим, что мощности и статизмы энергосистем *A* и *B* равны, т.е. $s_A = s_B = 0,1$ и $P_A = P_B$. Тогда в соответствии со статическими характеристиками генерация каждой энергосистемы будет меняться в пределах

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{s} = \frac{\pm 0,4 \%}{0,1} = \pm 4 \% .$$

Полагая пропускную способность межсистемной линии связи в $P_{св} = 5\%$ от установленной мощности энергосистемы *A* или *B*, получим колебания обменной мощности в пределах $\Delta P_{св} = \pm 80 \% P_{св}$ от пропускной способности межсистемной линии связи, что недопустимо. Вторичное регулиро-

вание обменной мощности может снизить эти отклонения обменной мощности, но не решает проблему радикально.

Решением проблемы является использование межсистемной линии связи на постоянном токе. В таком случае переменный ток сначала преобразуется в постоянный, а затем инвертируется в переменный, но уже с частотой другой энергосистемы.

Линия электропередачи на постоянном токе как таковая может отсутствовать. В таком случае говорят о передаче на постоянном токе через «вставку», где выпрямительная и инверторная установки территориально находятся на одной подстанции.

Управление выпрямлением и инвертированием осуществляется путем воздействия на тиристорные преобразователи. Такое управление практически безинерционно, следовательно, безинерционно и управление обменной мощностью.

5.21. Регулирование частоты и обменной мощности в Единой Энергетической Системе России

Единая энергетическая система – это мощное энергообъединение, с ограниченными возможностями перетоков мощности по межсистемным линиям электропередачи. Поэтому метод регулирования частоты и обменной мощности должен соответствовать этим ограничениям. С точки зрения динамики переходных процессов лучшим является метод регулирования частоты со статизмом по обменной мощности. Однако он не приемлем в ЕЭС России, поскольку весьма трудно обеспечить достаточную надежность каналов связи по всем межсистемным линиям передачи на все регулирующие станции, не говоря уже о том, что практически невозможно установить алгоритм управления регулирующими станциями, например, станциями ОЭС Северо–Запада в отношении обменных мощностей ОЭС Урала.

Еще раз напомним, что в мощных и тем более сверхмощных энергообъединениях относительная величина случайных толчков нагрузки уменьшается и оценивается не более чем в 0,7 – 1,0 % от суммарной нагрузки объединения. Эти случайные толчки воспринимаются всеми станциями в соответствии с динамическими и статическими характеристиками первичных регуляторов частоты вращения. На долю ведущих станций возлагается регули-

рование усредненных отклонений частоты, обусловленных расхождением прогнозированной и фактической нагрузкой энергообъединения. Эти расхождения также оцениваются в пределах до одного процента от мощности крупной энергосистемы.

Эти обстоятельства обуславливают применение в ЕЭС России наиболее простого метода отдельного регулирования частоты и обменной мощности. Для этой цели в ЕЭС России выделяется ведущая по частоте ОЭС (точнее, одна–две гидростанции в ОЭС), мощности которых достаточно для поддержания усредненных отклонений частоты в ЕЭС России. По сделанной выше оценке необходимы ГЭС с установленной мощностью в 2 – 3 млн. кВт. Такими ГЭС являются, как правило, гидростанции Волжского каскада. Все другие энергообъединения регулируют обменные мощности по межсистемным линиям связи. Каналы связи с этих линий передают сигналы на ведущие по обменной мощности станции энергосистем. Схема управления получается простой, надежной и весьма эффективной.

5.22. Схемы регулирования частоты и мощности

В общем виде уравнение регулирования агрегата, участвующего в регулировании частоты и мощности, может быть записано так:

$$k_f \Delta f + k_p \Delta P = 0,$$

где ΔP – отклонение мощности агрегата от заданного значения. Способ определения заданного значения мощности и составляет принципиальное различие существующих методов регулирования частоты в энергетических системах и их объединениях.

Закон регулирования определяет структуру САР. В то же время практическое исполнение регулирования может быть различным и зависит от того, какие регуляторы частоты вращения установлены на станции – электрогидравлические или гидромеханические. В последнем случае к регулятору частоты вращения может быть подключен вторичный регулятор или корректор мощности. Эти схемы регулирования частоты и мощности будут рассмотрены ниже. Каждая из схем в свою очередь может иметь модификации, отличающиеся между собой некоторыми деталями. С этими разновидностями

ми можно познакомиться в специальной литературе, поэтому здесь они не рассматриваются.

Структурная схема подключения вторичного регулятора к регулятору скорости показана на рис. 5.27.

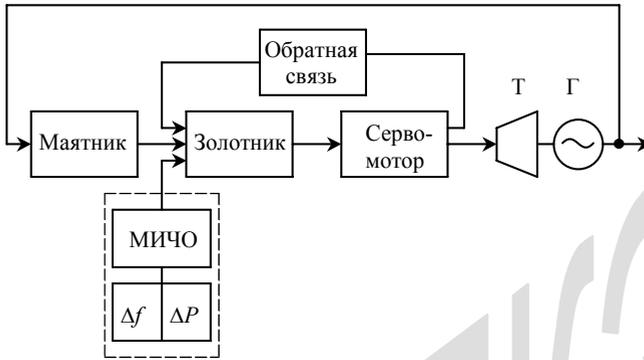


Рис. 5.27. Схема регулирования частоты и мощности с вторичным регулятором

Пунктирной линией на рисунке указаны границы вторичного регулятора. Элементы первичного регулятора используются в качестве усилительного и исполнительного элементов схемы автоматического регулирования.

Вторичный регулятор содержит измерительные элементы частоты и мощности и воздействует на двигатель МИЧО, который является интегрирующим элементом САР. Создается впечатление, что при таком подключении в системе САР получаются два измерительных элемента частоты – маятник и измерительный элемент вторичного регулятора. Разъясним это положение. Выходная координата элемента САР связана с входной соотношением $y = xW(p)$. Найдем обратное соотношение $x = y/W(p)$. Воздействие от маятника Δf приложено к золотнику. Это воздействие пересчитаем до МИЧО, при этом получим $\Delta f/W(p) = p\Delta f$. Таким образом, маятник создает дополнительное воздействие по производной от частоты. Упрощенная схема подключения вторичного регулятора к агрегатам ведущей станции показана на рис. 5.28.

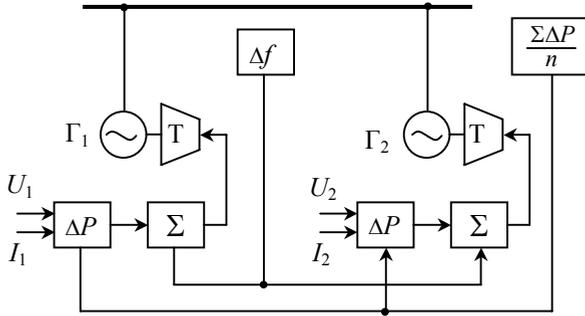


Рис. 5.28. Схема подключения вторичного регулятора

Поскольку частота всех генераторов одинакова, на станциях ограничиваются одним вывешивательным элементом частоты. Число измерительных элементов мощности и исполнительных элементов вторичного регулятора должно быть равно числу агрегатов станции. Условно воздействие от вторичного регулятора на агрегат показано стрелкой на турбину агрегата.

Схема имеет задающий элемент, выполняющий операцию $P_{30} = \sum P/n$. Поскольку заданным является среднее значение мощности регулирующих агрегатов, то такую схему называют схемой регулирования ведущей станции с выравниванием мощности по среднему значению. Изменение числа регулирующих агрегатов должно автоматически учитываться в задающем элементе. Так, при отключении одного из регулирующих агрегатов сигнал по мощности от этого агрегата должен автоматически отключаться от задающего элемента, а суммарная задающая мощность P_{30} должна делиться между оставшимися на вторичном регулировании агрегатами.

Устройства группового регулирования мощности. Возможен другой вариант исполнения регулирования. Поскольку каждый регулятор частоты вращения уже имеет вывешивательный элемент по частоте, то для осуществления регулирования такой регулятор необходимо лишь дополнить уравнивательным элементом мощности. Воздействия от уравнивательного элемента мощности и маятника должны складываться на входе побудительного золотника регулятора частоты вращения. Сам регулятор частоты вращения следует настраивать астатически, для чего необходимо отключить жесткую обратную связь. Таким образом, рассмотренное устройство, которое называется устройством группового регулирования мощности (УГРМ), обеспечит астатическое регулирование частоты с заданным распределением мощности.

Регулирование агрегата с подключением к его регулятору частоты вращения уравнивателя мощности в первую очередь используется на многоагрегатных гидростанциях. В связи с однотипностью агрегатов ГЭС в качестве заданного значения мощности может служить среднее значение мощности регулирующих агрегатов, т.е. $P_{30} = \sum P_n / n$ при этом

$$\Delta P = P_z - \sum \frac{P_n}{n}. \quad (5.90)$$

Датчики мощности, преобразующие мощность генераторов в сигналы по напряжению, включаются по схеме многолучевой звезды. По нагрузке многолучевой звезды протекает ток

$$i_n = \frac{k_{pn}(P_z - \sum P_n/n)}{R_n}, \quad (5.91)$$

который пропорционален отклонению фактической мощности генератора от заданной. Этот ток преобразуется в усилие, которое воздействует на побудительный золотник регулятора частоты вращения. Таким образом, схема группового регулирования получается весьма простой: она содержит лишь датчики мощности и преобразователи, включенные по схеме многолучевой звезды.

Измерение мощности агрегата производится косвенным путем по открытию направляющего аппарата, т.е. по сути дела система регулирования выравнивает не мощности генераторов, а открытия направляющих аппаратов. При однотипности агрегатов ГЭС такая замена дает вполне удовлетворительные результаты.

5.23. Моделирование объединенной энергосистемы для исследования регулирования частоты и мощности

Ранее было показано влияние параметров регулятора скорости на статические и динамические характеристики изолированно работающего агрегата. При параллельной работе с энергосистемой и тем более с объединенной энергосистемой структурная схема САР значительно усложняется в связи с необходимостью представления энергосистемы, межсистемных связей, регулирования агрегатов в функции частоты и мощности и т.д. При этом ана-

литическое исследование влияния параметров САР на переходный процесс даже с использованием частотных методов становится затруднительным.

Для решения поставленной задачи можно воспользоваться методом моделирования. Существует два основных метода моделирования: физический и математический. Физическое моделирование основано на изучении явлений на моделях одной физической природы с оригиналом. Так, физическая модель энергосистемы представляет собой миниатюрную копию энергосистемы. Основные элементы энергосистемы – генераторы, трансформаторы, реакторы, линии электропередачи, двигатели, регуляторы и другое оборудование воспроизводятся физически подобными элементами. На модели устанавливаются параметры, пропорциональные соответствующим параметрам оригинала.

Математическое моделирование основывается на идентичности дифференциальных уравнений, описывающих явления в оригинале и модели. Математические модели обеспечивают быстрый переход от решения одной задачи к другой, легко позволяют регулировать параметры исследуемой системы в сравнительно широких пределах, исследовать влияние изменения этих параметров на качество работы и т.п.

Далее воспользуемся математической моделью объединенной энергосистемы. Структурная схема модели параллельной работы агрегата с энергосистемой показана на рис. 5.29, а.

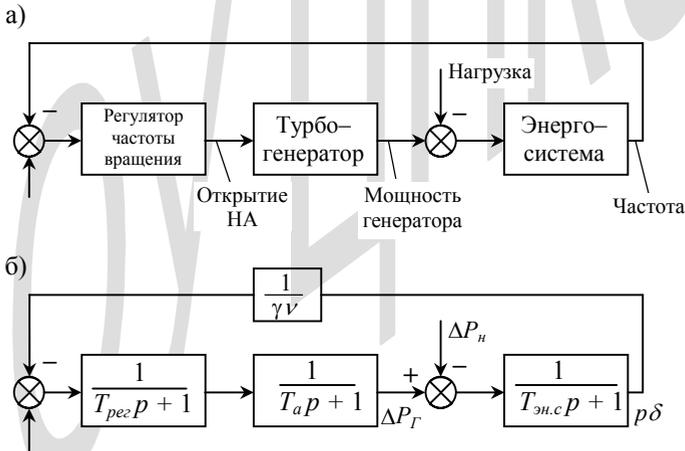


Рис. 5.29. Структурная схема модели энергосистемы

На рис. 5.29, б приведена структурная схема модели с указанием передаточных функций элементов. Передаточные функции турбогенератора и

гидрогенератора различаются между собой. На рис. 5.29, б указана передаточная функция турбогенератора без промежуточного перегрева пара. Некоторые упрощения допущены и в схеме регулятора. С учетом этих упрощений регулятор частоты вращения турбогенератора представлен одним инерционным звеном с постоянной времени $T_{рег}$.

Коэффициент усиления регулятора частоты вращения в установившемся режиме равен $1/\gamma v$. Этот коэффициент учтен на структурной схеме в канале основной связи с выхода блока энергосистемы на вход регулятора. Для правильного функционирования регулятора сигнал на вход подается с отрицательным знаком. Поскольку статизм регулирования равен $s = \gamma v$, то на последующих схемах коэффициент усиления регулятора частоты вращения учтен в виде блока с коэффициентом передачи $1/s$.

При исследовании регулирования частоты и мощности на гидроагрегатах необходимо на модели иметь элемент с передаточной функцией

$$W(p) = \frac{(-T_{вод} p + 1)}{(T_{вод} p / 2 + 1)} \quad (5.92)$$

и учитывать наличие гибкой обратной связи в регуляторе гидротурбины.

Межсистемные электрические связи в объединенной энергосистеме оказывают влияние на работу каждой энергосистемы, входящей в объединение. Изменение обменной мощности по связям служит дополнительной нагрузкой для одной энергосистемы и одновременно дополнительной генерацией для другой. В уравнениях энергосистем это отразится следующим образом

$$\begin{aligned} T_{эн.сис1} p^2 \delta_1 + D_1 p \delta_1 + T_{1,2} (\delta_1 - \delta_2) &= \Delta P_{e1} - \Delta P_{n1}, \\ T_{эн.сис2} p^2 \delta_2 + D_2 p \delta_2 + T_{1,2} (\delta_2 - \delta_1) &= \Delta P_{e2} - \Delta P_{n2}. \end{aligned} \quad (5.93)$$

Здесь индексы 1 и 2 соответствуют первой и второй энергосистемам объединения, члены $T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$, $T_{1,2}(\delta_2 - \delta_1)$ определяют собой воздействие на энергосистему со стороны межсистемной связи. При малых отклонениях угла изменение обменной мощности пропорционально приращению относительного угла между э.д.с. по концам межсистемной ЛЭП. Предположим, что агрегаты энергосистемы в электрическом отношении расположены близко друг от друга, что позволяет заменить их эквивалентным агрегатом.

На модели воздействие межсистемной линии связи учитывается следующим образом. На выходе каждой энергосистемы имеется значение $p\delta_1$ и $p\delta_2$.

Подавая эти сигналы на интеграторы, получаются значения углов δ_1 и δ_2 . В блоке суммирования происходит сравнение углов. Затем их разность умножается на постоянную времени $T_{1,2}$. Полученное произведение определяет изменение обменной мощности по связи $\Delta P_{обм} = T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$.

Воздействие, пропорциональное обменной мощности по связи, подается в узел модели, в котором складываются генерированные и нагрузочные мощности.

Структурная схема модели для объединенной энергосистемы, состоящей из двух энергосистем, представлена на рис. 5.30.

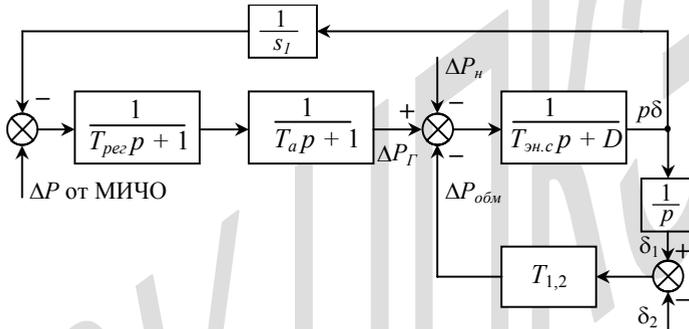


Рис. 5.30. Структурная схема модели объединенной энергосистемы

С учетом идентичности структурных схем энергосистем на рис. 5.30 представлена схема всего лишь одной энергосистемы и та часть схемы, которая воспроизводит межсистемную электрическую связь.

Представленная модель объединенной энергосистемы является приближенной. В установившемся режиме энергообъединение работает с единой частотой $f_{уст}$ и с заданной обменной мощностью. В переходном режиме обменная мощность может изменяться. Следовательно, будет изменяться расположение векторов эквивалентных генераторов каждой энергосистемы, т.е. один ротор будет перемещаться (скользить) относительно другого. При этом в генераторах будут возникать асинхронные моменты, которые будут влиять на динамику пере-

ходного процесса. На модели рис. 5.30 это влияние не учтено, что обусловлено следующими обстоятельствами.

Изменение нагрузки энергосистемы в нормальном режиме относительно мало и происходит сравнительно медленно, в связи с чем отклонения частоты от номинального значения не превышают $\Delta f = \pm 0,1$ Гц. В объединенной энергосистеме скольжение одной энергосистемы относительно другой определяется разностью частот этих энергосистем. Если частоты энергосистем почти одинаковы, то скольжение получается очень небольшим и учет этого фактора не обязателен.

Асинхронный момент всегда стремится подтянуть ротор генератора к частоте сети. В данном примере это есть подтягивание частоты одной энергосистемы к другой и наоборот. Таким образом, учет асинхронного момента приведет к выравниванию частот энергосистем, входящих в энергообъединение, и к некоторому демпфированию колебаний частоты и обменной мощности.

Реализация регулирования частоты и обменной мощности может осуществляться путем вторичного или первичного регулирования. Независимо от способа закон регулирования имеет вид

$$\Delta f + k_p \Delta P_{обм} = 0$$

или

$$k_f \Delta f + k_p \Delta P_{обм} = 0,$$

где k_f и k_p – коэффициенты регулирования по частоте и мощности.

Сигнал вторичного регулятора подается на двигатель МИЧО. Двигатель является интегрирующим элементом, поэтому на регулятор скорости со стороны вторичного регулятора поступает воздействие

$$\Delta P = \int (k_f \Delta f + k_p \Delta P_{обм}) dt. \quad (5.94)$$

Учитывая, что $P_{обм} = T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$ и $\Delta f = p\delta$, уравнение вторичного регулирования для первой энергосистемы запишется так:

$$\Delta P_1 = \frac{1}{p} (k_{1f} p \delta_1 + k_{1p} T_{1,2} (\delta_1 - \delta_2)) \quad (5.95)$$

или

$$\Delta P_1 = \frac{k_{1p}}{p} \left(\frac{k_{1f}}{k_{1p}} p \delta_1 + T_{1,2} (\delta_1 - \delta_2) \right). \quad (5.96)$$

Структурная схема регулирования частоты и обменной мощности в объединенной энергосистеме показана на рис.5.31.

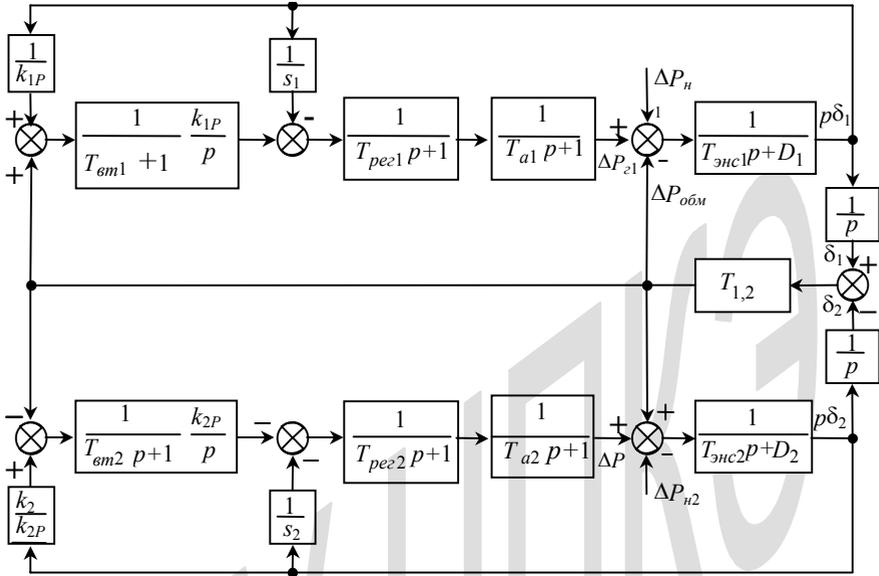


Рис.5.31. Структурная схема регулирования частоты и обменной мощности в объединенной энергосистеме

Формирование воздействия на входе вторичного регулятора осуществляется следующим образом. Сигнал $p\delta_1$ с блока модели, имитирующего собой первую энергосистему, умножается на отношение коэффициентов k_{1f}/k_{1p} и подается на сумматор. В этот же сумматор подается сигнал об обменной мощности $T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$. Вторичный регулятор интегрирует суммарный сигнал и воздействует на регулятор скорости. Запаздывание вторичного регулятора учитывается в инерционном элементе

$$W(p) = \frac{1}{T_{em} p + 1}.$$

5.24. Статика регулирования в объединенной энергосистеме

Рассмотрим поведение системы регулирования объединенной энергосистемы в установившемся режиме при отсутствии вторичного регулирования (см. структурную схему рис. 5.31)

Изменение мощности агрегата связано с отклонением частоты следующими зависимостями:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1e} &= -\frac{p\delta_1}{s_1} \\ \Delta P_{2e} &= -\frac{p\delta_2}{s_2} \end{aligned} \right\}. \quad (5.97)$$

Для установившегося значения уравнения (5.97) принимают вид

$$\begin{aligned} D_1 p\delta_1 + T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) &= \Delta P_{1e} - \Delta P_{1н}, \\ D_2 p\delta_2 + T_{1,2}(\delta_2 - \delta_1) &= \Delta P_{2e} - \Delta P_{2н}. \end{aligned} \quad (5.98)$$

Подставляя значения мощностей из уравнений (5.97) в уравнения (5.98), получим

$$\begin{aligned} (D_1 + 1/s_1)p\delta_1 + T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) &= -\Delta P_{1н}, \\ (D_2 + 1/s_2)p\delta_2 + T_{1,2}(\delta_2 - \delta_1) &= -\Delta P_{2н}. \end{aligned} \quad (5.99)$$

Сложим эти уравнения и учтем, что в установившемся режиме $p\delta_1 = p\delta_2 = p\delta$

$$((D_1 + D_2) + (1/s_1 + 1/s_2))p\delta = -\Delta P_{1н} - \Delta P_{2н},$$

откуда

$$p\delta = \frac{-\Delta P_{1н} - \Delta P_{2н}}{((D_1 + D_2) + (1/s_1 + 1/s_2))}. \quad (5.100)$$

Таким образом, отклонение частоты зависит от величины возмущения, коэффициента демпфирования и статизма. Решая уравнения (5.99) относительно $T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$, получим

$$T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) = \frac{-\Delta P_{1н}(D_2 + 1/s_2) + \Delta P_{2н}(D_1 + 1/s_1)}{(D_1 + 1/s_1) + (D_2 + 1/s_2)}. \quad (5.101)$$

Если энергосистемы, входящие в объединенную энергосистему, имеют одинаковые параметры $D_1 = D_2 = D$ и $s_1 = s_2 = s$, то можно записать

$$p\delta = \frac{-\Delta P_{1н} - \Delta P_{2н}}{2(D + 1/s)}, \quad (5.102)$$

$$T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) = \frac{-\Delta P_{1н} - \Delta P_{2н}}{2}. \quad (5.103)$$

Вторичный регулятор формирует сигнал по частоте и обменной мощности

$$\Delta P = \frac{k_p}{p} \left(\frac{k_f}{k_p} p\delta + T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) \right). \quad (5.104)$$

Рассмотрим поведение вторичного регулятора при возмущении только в одной энергосистеме объединения. В энергосистеме, в которой происходит возмущение, знаки отклонения частоты и обменной мощности совпадают. Например, при увеличении нагрузки частота объединения снижается на величину $-\Delta f$, и энергосистема принимает дополнительную обменную мощность $-P_{обм}$. В энергосистеме, в которой нет возмущения, знаки отклонения частоты и обменной мощности различны. Это обстоятельство позволяет определить место приложения возмущения и настраивать вторичные регуляторы так, чтобы в действие приходил регулятор только той энергосистемы, в которой возникло возмущение.

Предположим, что возмущение возникло во второй энергосистеме энергообъединения. Тогда в соответствии со статической характеристикой первичного регулирования частота энергообъединения измениться на величину

$$p\delta = \frac{-\Delta P_{2н}}{(D_1 + D_2) + (1/s_1 + 1/s_2)}, \quad (5.105)$$

а обменная мощность

$$T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) = \frac{(D_1 + 1/s_1)\Delta P_{2н}}{(D_1 + 1/s_1) + (D_2 + 1/s_2)}. \quad (5.106)$$

Регулятор первой энергосистемы не придет в действие, если выполняется условие

$$\Delta P_{1e} = \frac{k_{1p}}{p} \left(\frac{k_{1f}}{k_{1p}} p \delta_1 + T_{1,2} (\delta_1 - \delta_2) \right) = 0. \quad (5.107)$$

Подставляя в уравнение (5.107) значение $p\delta$ и $T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$, получим

$$-\frac{k_{1f} \Delta P_{2n}}{k_{1p} [(D_1 + D_2) + (1/s_1 + 1/s_2)]} + \frac{(D_1 + 1/s_1) \Delta P_{2n}}{(D_1 + 1/s_1) + (D_2 + 1/s_2)} = 0,$$

откуда

$$\frac{k_{1f}}{k_{1p}} = D_1 + \frac{1}{s_1}. \quad (5.108)$$

Аналогично при возмущении в первой энергосистеме регулятор второй энергосистемы будет бездействовать при условии

$$\frac{k_{2f}}{k_{2p}} = D_2 + \frac{1}{s_2}. \quad (5.109)$$

Отсюда следует, что рассмотренная настройка вторичных регуляторов зависит только от параметров своей энергосистемы и не зависит от параметров смежной энергосистемы, входящей в энергообъединение.

5.25. Динамика регулирования в объединенной энергосистеме

Исследование динамики регулирования частоты и обменной мощности в объединенных энергосистемах представляет определенные трудности. Оно может быть выполнено путем проведения натурных испытаний, однако такой эксперимент достаточно сложен. К тому же многие случайные факторы могут исказить результаты опыта.

Для выяснения основных закономерностей при регулировании частоты и обменной мощности в объединенной энергосистеме вполне приемлемы исследования как на аналоговых, так и на цифровых вычислительных машинах. При использовании АВМ ее элементы необходимо набрать в соответствии со

структурной схемой рис. 5.31 и установить коэффициенты усиления и постоянные времени согласно передаточным функциям элементов.

При решении задачи на ЭВМ также используется структурная схема объекта совместно с регулятором. Передаточные функции всех элементов должны быть известны. Для дальнейших исследований возможно использование программ Mathcad и Matlab (Simulink).

По первой программе прежде всего необходимо найти передаточную функцию совокупности всех элементов от точки приложения возмущения до выхода схемы. Это делается по известным правилам теории регулирования с учетом последовательного и параллельного соединения элементов, а также с учетом действия обратных связей.

Предположим, что в результате подобных преобразований получена передаточная функция $W_{ав}(p)$, где точки «а» и «в» соответствуют месту приложения возмущения и выходной величине исследуемой энергосистемы. Интерес представляет переходная характеристика системы. Для этого к точке «а» прикладывается единичное возмущение $1(t) \equiv \frac{1}{p}$. Передаточная функция и изображение входного сигнала позволяют найти изображение выходной величины $f_в(p) = f_а(p)W_{ав}(p)$. Обратный переход от изображения $f_в(p)$ к оригиналу $f_в(t)$ совершается с помощью обратного преобразования Лапласа, т.е.

$$f_в(t) = L^{-1} \left\{ \frac{1}{p} W_{ав}(p) \right\}. \quad (5.110)$$

По программе Simulink в ЭВМ вводится структура набора элементов исследуемого объекта и передаточные функции этих элементов. Здесь не требуется расчет передаточной функции от входной точки «а» до выхода в точке «в». Задача решается автоматически. Следует только назначить точки «а» и «в» и к первой из них приложить воздействие $1(t)$, а к точке «в» подключить регистрирующий прибор (осциллограф), на котором и будет зафиксирована переходная характеристика $f_в(t)$.

Таким образом, идеологии проведения исследования на АВМ и ЭВМ близки друг к другу. Модель объединенной энергосистемы в программе моделирования Simulink показана на рис. 5.33. Модель дает возможность варьировать параметры передаточных функций регуляторов и энергосистем и ос-

циллографировать сигналы в любой точке схемы. Предусматривается осциллографирование изменения частот и обменной мощности при ступенчатом включении нагрузки в первой энергосистеме. Частота и мощность измеряются в относительных единицах, время и постоянные времени – в секундах, углы – в радианах.

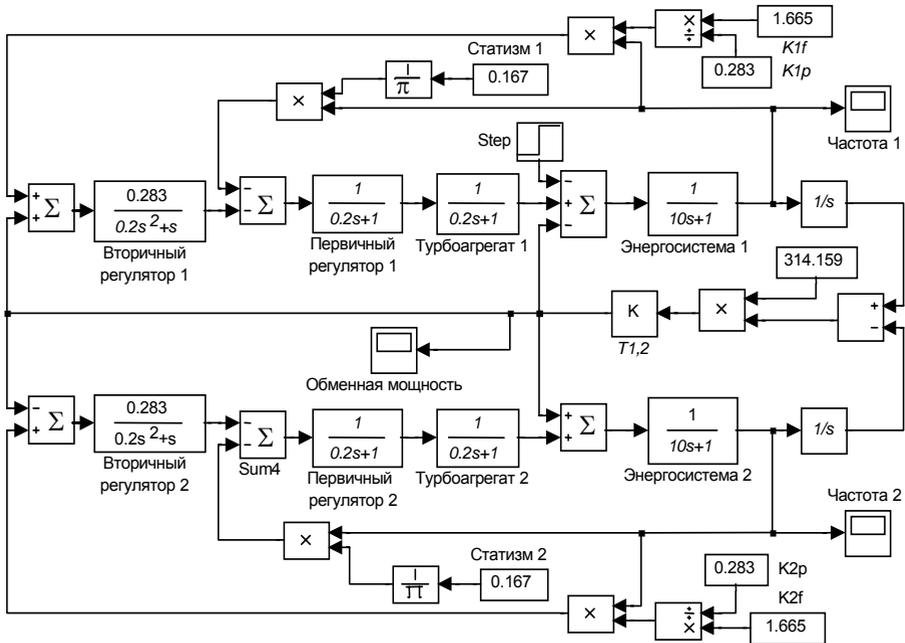


Рис. 5.32. Модель объединенной энергосистемы в примере моделирования Simulink

В реальной энергосистеме толчки нагрузки носят случайный характер. Воспроизводить подобный процесс на модели нет необходимости. Для этих целей вполне достаточно проследить за переходным процессом при единичном изменении нагрузки в той или иной энергосистеме объединения.

Характер регулирования зависит от параметров оборудования энергосистем. Следовало бы каждый агрегат или, по крайней мере, каждую станцию энергосистемы представить на модели соответствующими блоками, модель была бы представительной, но становится громоздкой. Для упрощения модели прибегают к замене группы агрегатов или всей энергосистемы эквивалентным агрегатом. Проще заменить подобные агрегаты, например, турбогенераторы

или гидрогенераторы. Труднее объединять разнотипные агрегаты – точность при этом значительно снижается. С учетом этого исследование регулирования частоты и обменной мощности в объединенной энергосистеме проще провести отдельно – для объединения, состоящего только из тепловых станций и затем для объединения, состоящего только из гидростанций.

*Пример. Энергообъединение, состоящее из тепловых станций**. При исследовании частоты и обменной мощности использовались следующие параметры:

$$1. T_{эн.с1} = T_{эн.с2} = 10 \text{ с} .$$

$$2. D_1 = D_2 = 1,0 .$$

Низкий коэффициент демпфирования выбран преднамеренно. В реальной энергосистеме этот коэффициент выше, в связи с чем будет выше и запас устойчивости.

$$3. T_{1,2} = 0,1 \text{ – соответствует мощности межсистемной ЛЭП.}$$

$$4. T_{pe21} = T_{pe22} = T_{em1} = T_{em2} = T_{a1} = T_{a2} = 0,2 \text{ с} .$$

$$5. s_1 = s_2 .$$

$$6. k_{1f} = k_{2f}, \quad k_{1p} = k_{2p} .$$

Параметры по п. 5 и 6 варьируются в процессе эксперимента.

Характер переходного процесса в объединенной энергосистеме без учета вторичного регулирования показан на рис. 5.33.

В начальный момент времени к энергообъединению приложена толчком дополнительная нагрузка $\Delta P_{1н} = 1\%$. Во всех последующих экспериментах, если не сделано особой оговорки, к энергообъединению прикладывается подобное возмущение. На графиках иллюстрируются изменение частоты в первой $p\delta_1$ и второй $p\delta_2$ энергосистемах и изменение обменной мощности $T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2)$. Обратим внимание на начальный характер изменения частоты. В первой энергосистеме, где произошло возмущение, частота уменьшается быстрее. За счет этого вектор э.д.с. эквивалентного генератора системы E_1 отстает от вектора E_2 . Под действием разности векторов E_1 и E_2 возни-

* Исследования на ЭВМ выполнены к.т.н., доц. Ю.М.Шаргиным.

кает обменная мощность, вследствие чего вторая энергосистема принимает участие в покрытии дополнительной нагрузки $\Delta P_{1н}$.

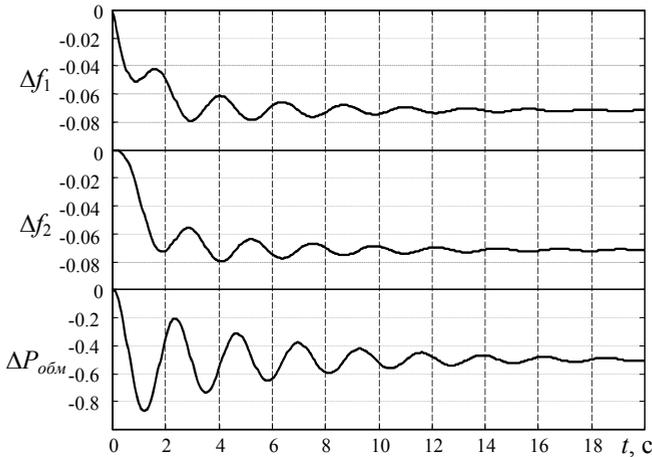


Рис. 5.33. Переходный процесс в объединенной энергосистеме без вторичного регулирования

Определим установившиеся значения частоты и мощности при $s_1 = s_2 = 0,167$ и $\{D_1 = D_2 = 0,75\}$:

$$p\delta = \frac{-\Delta P_{1н}}{2(D+1/s)} = \frac{-1,0\%}{2(0,75+6)} = -0,074\%;$$

$$T_{1,2}(\delta_1 - \delta_2) = \frac{-\Delta P_{1н}}{2} = \frac{-1,0\%}{2} = -0,5\%$$

На рис. 5.34 показан переходный процесс в объединении энергосистем, имеющих вторичное регулирование. В момент возникновения возмущения частота в энергосистемах снижается. Однако в установившемся режиме и частота и обменная мощность возвращаются к своим заданным значениям.

На математической модели достаточно просто анализировать влияние различных параметров на переходный процесс в энергосистеме. На рис. 5.34 приведем основные графики оптимального процесса. При оценке динамики регулирования учитывались перерегулирование и быстрота пере-

ходного процесса. Наилучшим считается тот процесс, который происходит быстро, хотя и имеет незначительное перерегулирование. Затянутый процесс без перерегулирования не считается оптимальным.

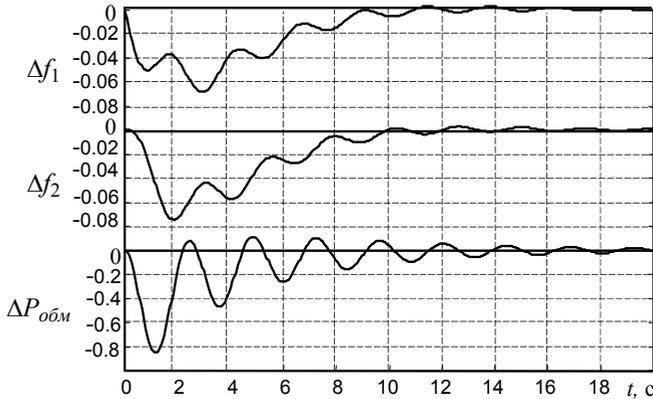


Рис. 5.34. Переходный процесс в объединенной энергосистеме при вторичном регулировании

Исследования на модели показывают, что имеется оптимальное значение отношения коэффициентов усиления по частоте и обменной мощности k_p/k_f . Это отношение близко к значению, ранее полученному из анализа установившегося режима, и равно статизму энергосистемы. Оптимальная настройка вторичного регулятора по частоте и мощности не зависит от параметров смежной энергосистемы.

Интересны результаты исследования раздельного регулирования частоты и обменной мощности, т.е. когда одна энергосистема регулирует только частоту, а другая поддерживает на заданном уровне обменную мощность: $k_{1f} \neq 0, k_{2f} = 0, k_{1p} = 0, k_{2p} \neq 0$. В этом случае возникают дополнительные медленные колебания частоты и обменной мощности, и процесс регулирования затягивается. Сравнительно с регулированием частоты со статизмом по обменной мощности результаты получаются значительно хуже.

Существенное влияние на переходный процесс оказывают параметры первичного регулятора. Уменьшение статизма с $s = 16,7\%$ до $s = 5\%$ снижает максимальное отклонение по частоте на 75% и по обменной мощности на 10%. Снижение статизма и одновременное увеличение коэффициента по час-

тоте и обменной мощности значительно улучшают переходный процесс. Характер переходного процесса при $s_1 = s_2 = 0,05$ и $k_{1p} = k_{2p} = 1,13$ и $k_{1f} = k_{2f} = 6,66$ представлен на рис. 5.35.

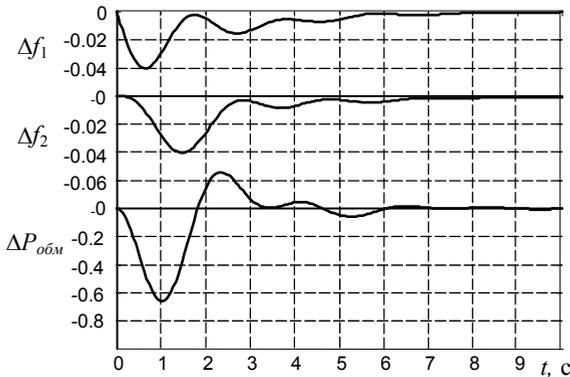


Рис. 5.35. Влияние статизма первичных регуляторов на переходный процесс

Коэффициенты статизма энергосистем, входящих в энергообъединение, могут отличаться друг от друга. Влияние различных коэффициентов статизма s_1 и s_2 на процесс регулирования легко проследить на математической модели. В качестве примера проведено исследование для статизмов $s_1 = 0,167$ и $s_2 = 0,05$. Поскольку энергосистемы неодинаковы, то возмущение ΔP_n создавалось то в одной, то в другой энергосистеме. Было найдено, что оптимальное значение коэффициентов k_p и k_f практически не зависят от статизма смежной энергосистемы. Следовательно, настраивать вторичные регуляторы необходимо по параметрам собственной энергосистемы. При различной настройке регуляторов переходный процесс зависит от места приложения возмущения.

Рассмотрим пример, когда коэффициенты усиления вторичного регулятора первой энергосистемы больше коэффициентов усиления вторичного регулятора второй энергосистемы. Более высокие коэффициенты усиления обеспечивают более быстрое возвращение регулируемой величины к заданному значению (имеется ввиду увеличение коэффициентов до достижения значительного перерегулирования). Если возмущение произойдет в первой

энергосистеме, то частота всего объединения восстановится быстрее по сравнению со случаем, когда возмущение возникает во второй энергосистеме. Таким образом, на переходный процесс основное влияние оказывают регуляторы той энергосистемы, в которой происходит возмущение.

Отметим основные результаты исследования регулирования частоты и обменной мощности:

регулирование частоты со статизмом по обменной мощности дает лучшие результаты, чем раздельное регулирование частоты одной энергосистемы и обменной мощности другой энергосистемы;

оптимальная настройка вторичных регуляторов практически не зависит от мощности межсистемной ЛЭП;

максимальное отклонение частоты прежде всего зависит от настройки первичного регулятора и в меньшей степени от вторичного регулирования;

оптимальное соотношение коэффициентов k_p/k_f приблизительно равно статизму энергосистемы. Однако поскольку оценка оптимального переходного процесса в какой-то мере условна, то допускаются вариации этого соотношения;

в области оптимального соотношения коэффициентов k_p/k_f дальнейшее увеличение коэффициента k_p способствует демпфированию колебаний, в то время как увеличение коэффициента k_f приводит к увеличению этих колебаний;

при различных параметрах энергосистем переходный процесс определяется действием регуляторов той энергосистемы, в которой произошло возмущение.

Пример. Энергообъединение, состоящее из гидростанций. По сравнению с турбогенераторами гидрогенераторы имеют особенности, которые определяются в основном большой инерцией воды как источника энергии. Последнее обстоятельство приводит к существенному запаздыванию изменения мощности агрегата при дополнительном открытии направляющего аппарата гидроагрегата. При быстрых открытиях направляющего аппарата вначале появляется тенденция к уменьшению мощности агрегата. Эти обстоятельства учитывают при проектировании регулятора скорости гидротурбины. Во-первых, необходимо увеличивать постоянную времени сервомотора. Во-вторых, следует применять регуляторы скорости с большей постоянной времени изодрома. Оба мероприятия приводят к замедлению процесса регули-

рования. Стремление увеличить быстродействие за счет повышения коэффициентов усиления в других элементах схемы регулирования не дает положительных результатов, ибо приводит к неустойчивости регулирования.

Структурная схема модели для исследования частоты и обменной мощности в объединенной «гидроэнергосистеме» не отличается от схемы рис.5.31. Изменяются лишь передаточные функции регулятора частоты вращения и самого агрегата. На модели необходимо иметь блоки с передаточными функциями гидроагрегата.

Характер переходного процесса в объединенной «гидроэнергосистеме» при возмущении $\Delta P_{1н}$ представлен на рис. 5.36 ($K_f = 0.104$, $K_p = 0.035$, $s = 0.167$, $D = 1.5$, $T_i = 8$ с, $T_s = 5$ с, $T_{ев} = 4$ с, $\beta = 6$).

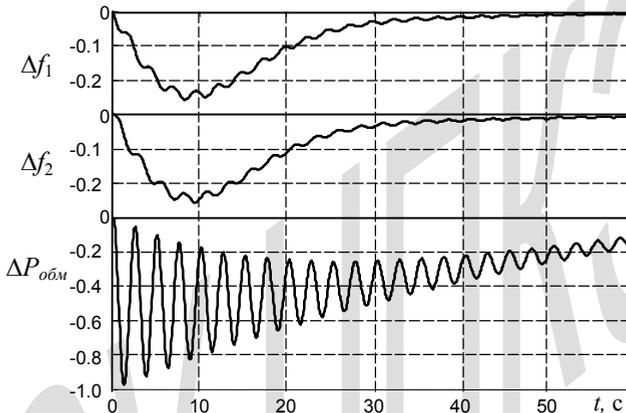


Рис. 5.36. Переходный процесс в энергообъединении при возмущении в «гидроэнергосистеме»

Из рис. 5.36 видно, что по сравнению с регулированием в энергообъединении, состоящем из тепловых станций, процесс восстановления частоты происходит значительно медленнее. В то же время наблюдаются медленно затухающие колебания обменной мощности. Существенное влияние на переходный процесс оказывает постоянная времени $T_{вод}$, уменьшение которой сокращает длительность переходного процесса.

При изучении статики регулирования было показано, что оптимальное соотношение коэффициентов усиления вторичного регулятора должно определяться по формуле:

$$\frac{k_f}{k_p} = D + \frac{1}{s} . \quad (5.111)$$

При исследовании динамики регулирования в энергообъединении, состоящем из гидростанций, это соотношение также подтверждается. Необходимо лишь учитывать следующее обстоятельство. В начале переходного процесса статизм регулятора скорости гидроагрегата определяется в основном действием гибкой обратной связи и равен $s = \beta\gamma$. Это значение статизма должно учитываться при выборе оптимального соотношения k_p/k_f .

Пример. Энергообъединение, состоящее из тепловых и гидравлических станций. Соотношение тепловых и гидравлических станций в объединенной энергосистеме может быть различным. Рассмотрим простой пример, когда одна из энергосистем объединения состоит из тепловых станций, а другая – из гидростанций. Подобный случай объединения с различными параметрами энергосистем уже был рассмотрен ранее. Правда, объединение из «тепловых» и «гидроэнергосистем» представляет собой предельный случай энергосистем с различными параметрами, тем не менее выводы, сделанные ранее, справедливы и в данном случае. Ранее было получено, что оптимальная настройка вторичного регулирования определяется параметрами «своей» энергосистемы. Применительно к данному примеру это означает, что настройка вторичных регуляторов в «тепловой» и «гидроэнергосистемах» должна быть различной и выбрана с учетом параметров каждой энергосистемы.

Переходный процесс в смешанном энергообъединении зависит от места приложения дополнительной нагрузки. Последнее обстоятельство определяется тем, что характер переходного процесса в основном зависит от действия вторичных регуляторов той энергосистемы, где произошло возмущение. Так, если возмущение происходит в «тепловой» энергосистеме, то учитывая большее быстрое действие первичных регуляторов паровых турбин и более высокие коэффициенты усиления вторичного регулятора «тепловой» энергосистемы, становится понятным быстрое завершение переходного процесса, рис. 5.37. В случае возмущения в «гидроэнергосистеме» процесс регулирования затягивается, рис. 5.38.

Для «тепловой» энергосистемы $k_{1f}/k_{1p} = 1/6$ (статизм тепловой энергосистемы $s_1 = 16,7\%$). В «гидроэнергосистеме» вторичный регулятор настроен с коэффициентами $k_{2f}/k_{2p} = 0,063 k_{1f}/0,125 k_{1p}$. Из осциллограмм

видно, что максимальное значение отклонения частоты также зависит от места приложения дополнительной нагрузки.

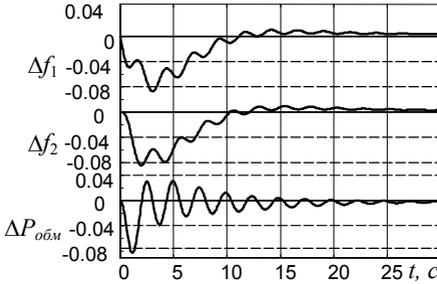


Рис.5.37 .

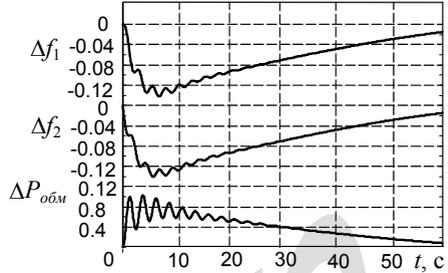


Рис.5.38.

Рис. 5.37. Переходный процесс в энергообъединении при возмущении в «тепловой» энергосистеме

Рис. 5.38. Переходный процесс в энергообъединении при возмущении в «гидроэнергосистеме»

На ранее приведенных рисунках показан переходный процесс при единичном толчкообразном возмущении в одной из энергосистем. В реальных объединениях возмущения носят случайный характер и происходят то в одной, то в другой энергосистемах. К тому же каждая энергосистема может состоять как из тепловых, так и гидравлических станций. Поэтому установить строгие различия в переходном процессе в зависимости от места приложения возмущения не представляется возможным.

Основные результаты исследования регулирования частоты и обменной мощности на моделях «гидроэнергообъединения» и смешанного энергообъединения могут быть сформулированы следующим образом.

Оптимальное значение коэффициентов усиления вторичного регулятора в «гидроэнергосистеме» должны быть меньше подобных коэффициентов для «тепловой» энергосистемы. В первом приближении можно ориентироваться на соотношения

$$k_{ГЭС} \cong \frac{k_{ТЭС}}{16}, \quad k_{РГЭС} = \frac{k_{РТЭС}}{8}$$

Переходный процесс объединенной энергосистемы в основном зависит от настройки и действия регуляторов той энергосистемы, в которой произошло возмущение.

Оптимальное соотношение коэффициентов k_p/k_f для «гидроэнергосистемы» должно выбираться с учетом проходящего статизма первичного регулятора $s = \beta\gamma$. В то же время изменение коэффициента k_p незначительно влияет на отклонение частоты, и в свою очередь, изменение коэффициента k_f не приводит к заметному влиянию на отклонение по обменной мощности.