

## Глава 5. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

### 5.1. Общие вопросы качества электроэнергии

Качество энергии характеризует не только приемлемость подводимой энергии для потребителей, но и экономическую эффективность использования этой энергии в потребительских установках. Оно определяется значениями параметров режима узловых точек системы, от которых получают питание потребители. В число этих параметров входят: частота, напряжение, давление и температура пара, температура теплофикационной воды. Все эти параметры являются качественными показателями режима.

При регулировании режима возникают следующие задачи, связанные с поддержанием оптимальных качественных показателей:

1) установление для каждой узловой точки, питающей конкретных потребителей, предельно допустимых и оптимальных значений качественных показателей, а также определение зависимости экономического ущерба потребителя от отклонений качественных показателей по отношению к их оптимальным значениям;

2) установление тех же величин для узловых точек сети, питающих сетевой район с большим количеством потребителей;

3) выбор системы регулирования качественных показателей с целью поддержания их величин в зоне допустимых значений, как можно ближе к оптимальному значению;

4) автоматизация процесса регулирования качественных показателей.

Предельно допустимые значения качественных показателей определяются техническими соображениями по условиям безопасности устройств потребительских установок и возможности осуществления ими своих функций. Так, например, верхний предел подводимого напряжения определяется условиями надежности и старения изоляции, нижний же предел – условиями нормальной работы устройства. Эти предельные значения иногда указываются заводами-поставщиками.

Оптимальное значение качественного показателя определяется комплексной экономичностью работы данного устройства с точки зрения потребителя. Здесь следует принимать во внимание производительность того вида продукции, которое вырабатывает устройство, потери энергии в устройстве, снижение его срока службы и т.д.

Для определения оптимального значения качественного показателя следует найти аналитическое выражение затрат потребителя (полных или, что чаще целесообразнее, удельных – на единицу продукции) от величины качественного показателя и найти его оптимальное значение обычным способом по минимуму затрат. Затем аналитическое выражение затрат может быть представлено в функции отклонений качественного показателя от его оптимального значения.

В некоторых случаях оптимальное значение качественного показателя может быть принято равным номинальному его значению. Это относится к частоте, давлению и температуре пара. Оптимальное значение напряжения может

значительно отличаться от номинального. Анализ показывает, что, например, для ламп накаливания оптимальное напряжение тем выше, чем меньше стоимость ламп и чем больше стоимость электроэнергии.

Для асинхронных двигателей имеет значение изменение потерь активной и реактивной мощности в самом двигателе и изменение скольжения (скорости), влияющее на производительность электропривода. Чем выше нагрузка двигателя и чем выше экономический эффект от повышения скорости, тем выше оптимальное напряжение.

Практическое решение задачи определения оптимальных значений напряжения, подводимого к потребительской установке, и зависимости ущерба от величины отклонений напряжения от оптимального уровня связано со значительными трудностями. В принципе каждый потребитель должен на основании технико-экономических расчетов определить указанные величины и зависимости, так как без таких расчетов нельзя определить оптимальное напряжение в питающей узловой точке и зависимости всего ущерба (включая потери в сетях) от отклонений напряжения в питающей точке от своего оптимального значения, а без последних данных нельзя регулировать оптимальные напряжения во всей сети.

Методология таких расчетов не разработана в должной мере.

В тех случаях, когда отсутствуют данные о величинах оптимальных напряжений и зависимостях ущерба от отклонений напряжений от оптимальных значений, приходится считать оптимальным номинальное значение напряжений и нормировать только допустимую зону отклонений от этого значения.

Если принять допущение о том, что номинальное значение параметра соответствует оптимальному для потребителей значению, то можно в первом приближении считать, что ущерб от отклонений параметра качества пропорционален квадрату отклонения. Разложим величину ущерба в ряд по степеням отклонения параметра, получим:

$$Y = Y_0 + \Delta n \left( \frac{\partial Y}{\partial n} \right)_0 + \frac{\Delta n^2}{2!} \left( \frac{\partial^2 Y}{\partial n^2} \right)_0 + \frac{\Delta n^3}{3!} \left( \frac{\partial^3 Y}{\partial n^3} \right)_0 + \dots ,$$

где  $Y$  – часовой ущерб;  $Y_0$  – часовой ущерб при нулевом значении отклонения параметра;  $n$  – параметр качества. Так как при номинальном значении параметра  $n$  считаем ущерб равным нулю, то  $Y_0 = 0$ .

По той же причине  $(\partial Y / \partial n)_0 = 0$ , так как ущерб минимален при нулевом отклонении параметра. Отбрасывая высшие члены разложения в ряд, получим:

$$Y \approx \Delta n^2 k ,$$

где  $k$  – коэффициент ущерба.

Отсюда возникает возможность определения ущерба от отклонений параметра за любой промежуток времени:

$$U_T = k \int_0^T \Delta n^2 dt = kT \left( \frac{1}{T} \int_0^T \Delta n^2 dt \right) = kT \Delta n_{\text{ср.кв}}^2, \quad (5.1)$$

где  $\Delta n_{\text{ср.кв}}$  –среднеквадратичная величина отклонения параметра от номинального значения за период  $T$ , равная  $\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \Delta n^2 dt}$ .

Измеряя с помощью специальных приборов (интегральный частотомер, интегральный вольтметр) величину среднеквадратичного отклонения, можно оценить ущерб от той или иной системы регулирования параметра и добиваться его максимального снижения.

Как известно,

$$\Delta n_{\text{ср.кв}}^2 = (\Delta n_{\text{ср}})^2 + \frac{1}{T} \int_0^T (n - n_{\text{ср}})^2 dt, \quad (5-2)$$

где  $\Delta n_{\text{ср}}$  — среднее отклонение параметра от его номинального значения, а

$$\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (n - n_{\text{ср}})^2 dt} = \sigma,$$

где  $\sigma$  — среднеквадратичная величина отклонения параметра от его среднего значения, или так называемое «стандартное отклонение».

Из уравнения (5.2) видно, что целесообразно измерять не только среднеквадратичное отклонение параметра от его номинального значения, но и среднее его отклонение, так как данный параметр показывает, как эффективно уменьшить ущерб от отклонений параметра.

Выбор системы регулирования сводится в основном к выбору числа и мощности регулирующих агрегатов или станций, установлению конкретного их назначения в различных условиях и методов распределения нагрузки между регулируемыми агрегатами с целью создания необходимого для регулирования резерва мощностей.

При выборе числа и мощности регулирующих агрегатов и резерва мощности на них должна быть учтена скорость изменения нагрузок потребителей, определяющая скорость изменения регулируемого параметра, например, скорость изменения суммарной активной нагрузки системы, определяющая скорость изменения частоты, или скорость изменения реактивной нагрузки системы, в основном определяющая скорость изменения общего уровня напряжений в системе.

## 5.2. Зависимость частоты и напряжений от баланса мощности

Остановимся прежде всего на основном и общем для рассматриваемых задач

вопросе: выясним, от чего зависят величины частоты и напряжений, устанавливающиеся в электроэнергетической системе.

Каждый из приемников энергии, присоединенных к электрической сети, потребляет активную и реактивную мощности, величины которых, как уже отмечалось ранее, определяются величиной напряжения на его зажимах и частотой. Мощность, идущая на питание приемников энергии и покрытие потерь в сети, соединяющей приемники с некоторой узловой точкой системы, в данном режиме нагрузки зависит только от частоты и величины напряжения в данной узловой точке.

Следовательно, нагрузка любой узловой точки однозначно (в области нормальных значений частоты и напряжения) определяется частотой и напряжением в этой точке. Статические характеристики нагрузки в некоторой узловой точке представляют собой, как известно, зависимости активной и реактивной мощностей этой нагрузки от напряжения при заданной частоте. Для различных значений частоты может быть построено семейство подобных характеристик (рис. 5.1).

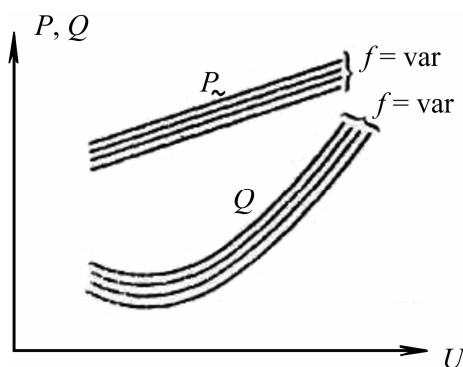


Рис. 5.1. Зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения

Обеспечить в данной узловой точке некоторые заданные значения частоты и напряжения можно, только передавая к ней из системы совершенно определенные величины активной и реактивной мощностей. Эти величины при заданных частоте и напряжении можно определить по соответствующим статическим характеристикам нагрузок. Если почему-либо из внешней сети в узловую точку будет поступать недостаточная активная или реактивная мощность, то заданные значения частоты и напряжения не могут установиться в этой узловой точке: параметры фактического режима будут иными. Рассмотрим несколько детальнее этот вопрос.

Пусть заданные семейства статических характеристик выражаются в неявной форме следующими зависимостями:

$$P_{\text{H}} = \Phi(U, f); \quad P_{\text{H}} = \varphi(U, f).$$

Величины активной и реактивной мощностей, притекающих к данной узловой точке системы, зависят как от величины  $U$  и фазы  $\delta$  напряжения в этой узловой точке, так и от величин и фаз напряжений в смежных узловых точках и сопротивлений, соединяющих участки сети.

Допустим сначала для простоты, что напряжения у ближайших узловых точек неизменны по величине и фазе и имеют одинаковую частоту  $f$ . Тогда в данной узловой точке установится совершенно определенное напряжение, величина и фаза которого определяются из условия баланса активных и реактивных мощностей: суммарные потоки активной и реактивной мощностей в данную узловую точку ( $P_{\Gamma}$  и  $Q_{\Gamma}$ ) должны быть равны соответственно активной и реактивной мощностям нагрузки в данной узловой точке ( $P_{\text{H}}$  и  $Q_{\text{H}}$ ). При заданной частоте последние будут только функциями напряжения. Тогда

$$P_{\Gamma}(U, \delta) = P_{\text{H}}(U)$$

и

$$Q_{\Gamma}(U, \delta) = Q_{\text{H}}(U).$$

Эти два уравнения с двумя неизвестными и позволяют определить  $U$  и  $\delta$ .

Покажем, как графически решается эта задача. Совместим на одной диаграмме (рис. 5.2) характеристику  $P_{\text{H}} = \Phi_1(U)$ , соответствующую заданному значению  $f$ , и семейство характеристик  $P_{\Gamma} = \psi_1(U, \delta)$ , соответствующих тому же значению  $f$ , но при разных значениях  $\delta$ . Так как  $P_{\Gamma} = P_{\text{H}}$ , то из этой диаграммы по точкам пересечения может быть определена зависимость  $\delta = \Phi(U)$ , соответствующая балансу активных мощностей в узловой точке. Далее аналогичным образом совмещаем на одной диаграмме характеристику  $Q_{\text{H}} = \Phi_2(U)$  и семейство характеристик  $Q_{\Gamma} = \psi_2(U, \delta)$  для различных  $\delta$  (рис. 5.3) и заданного  $f$ . При помощи найденной зависимости  $\delta = \Phi(U)$  на каждой из характеристик  $Q_{\Gamma} = \psi_2(U, \delta)$  получим точку, находящуюся на характеристике  $Q_{\Gamma} = \varphi(U)$ . Соединив эти точки, получим всю характеристику  $Q_{\Gamma} = \varphi(U)$ , соответствующую балансу активных мощностей. Тогда точка пересечения характеристик  $Q_{\text{H}} = \Phi(U)$  и  $Q_{\Gamma} = \varphi(U)$  определяет фактическое напряжение  $U_{\text{H}}$  (рис. 5.3).

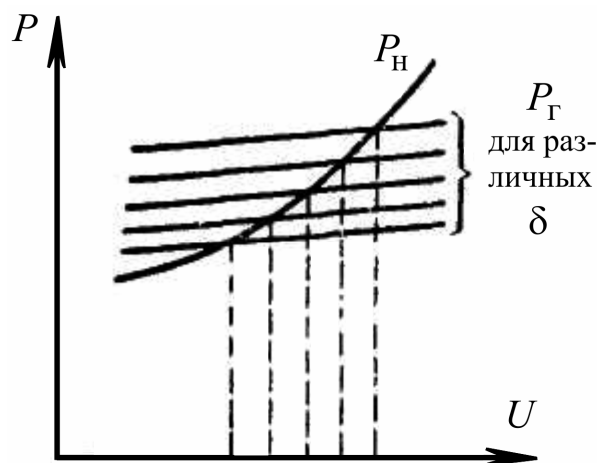


Рис. 5.2. Определение зависимости угла сдвига (фазы) от величины напряжения

Все предыдущие рассуждения относились к случаю неизменности по величине и фазе напряжений в смежных узловых точках и частоты в системе. В действительности такой неизменности нет и напряжения во всех узловых точках могут изменяться по величине и фазе; может также изменяться и частота системы.

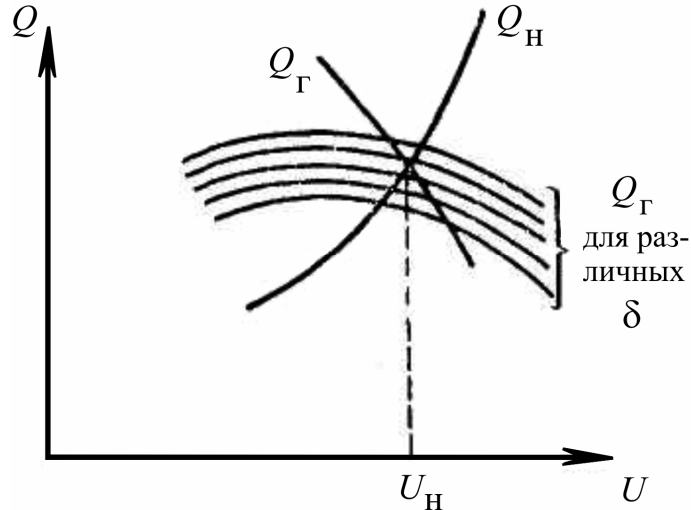


Рис. 5.3. Построение характеристики зависимости  $Q$  от  $U$

Однако в системе можно найти такие узловые точки, в которых поддерживается неизменное по величине и фазе или только по величине напряжение или из которых в сеть передается определенная активная мощность.

При определенном впуске энергоносителя и нормальных значениях параметров режима первичный двигатель развивает мощность, зависящую только от частоты сети, и, следовательно, электромагнитная мощность генератора в этих условиях зависит только от частоты:

$$P_{\Gamma} = \Phi(U).$$

При постоянстве тока возбуждения генератора неизменной является величина Э.Д.С. генератора  $E_d$ , а при наличии регуляторов возбуждения неизменной или почти неизменной будет величина напряжения на его выводах.

В системе должен быть баланс активных и реактивных мощностей: сумма активных и реактивных мощностей всех генераторов должна равняться сумме активных и реактивных мощностей нагрузок всех узловых точек и потерь активной и реактивной мощностей во всех элементах сетей. Следовательно, частота во всей системе, а также величина и фаза напряжения в каждой из узловых точек установятся как раз такими, которые требуются по условию баланса мощностей.

Пусть в системе установился некоторый режим. Изменим впуск энергоносителя в первичный двигатель одного из генераторов. Угол сдвига ротора этого генератора также изменится. Во всей системе произойдет изменение частоты, а также изменение величин и фаз напряжений во всех узловых точках. Эти изменения будут происходить во времени до тех пор, пока не установится

новый режим баланса мощностей в системе. Процесс этот является далеко не таким простым, как можно было бы предполагать. В самом деле, например, уменьшение впуска энергоносителя вызовет уменьшение угла сдвига ротора данного генератора относительно других, активные нагрузки других генераторов возрастут. Появится небаланс на валах каждого из этих генераторов, и они начнут тормозиться. В связи с этим генератор, у первичного двигателя которого уменьшился выпуск энергоносителя, также должен начать тормозиться, так как при уменьшении углов сдвига роторов остальных генераторов он должен принять добавочную нагрузку. Торможение всех генераторов будет приводить к снижению общей частоты в системе. По мере ее снижения будут уменьшаться активные мощности нагрузок узловых точек в соответствии с их частотными статическими характеристиками и увеличиваться мощности всех других генераторов в соответствии со статическими характеристиками регуляторов скорости первичных двигателей.

Оба эти фактора приведут к тому, что при достаточно большом снижении частоты вновь наступит баланс на валу каждого из генераторов; мощности, развиваемые первичными двигателями, будут балансироваться с мощностями нагрузки генераторов. Дальнейшее снижение частоты прекратится. Необходимо учесть, что снижение частоты вызывает изменение ЭДС. всех генераторов, реактивных сопротивлений всех ветвей системы, а, следовательно, и всех напряжений в сети, что, в свою очередь, приведет к изменению активных и реактивных нагрузок всех узловых точек в соответствии с их статическими характеристиками по напряжению и частоте. Таким образом, процесс оказывается достаточно сложным.

Рассмотрим другой случай. Пусть уставка регулятора возбуждения на одном из крупных генераторов системы будет снижена. Тогда уменьшится выпуск реактивной мощности от данного генератора, что приведет к снижению напряжения по крайней мере в близлежащем районе электрической сети. Снижение напряжения, в свою очередь, вызовет уменьшение активных и реактивных нагрузок всех узловых точек в соответствии с их статическими характеристиками по напряжению. Появится небаланс на валу каждого из генераторов; углы сдвига их роторов, а следовательно, и скорости их вращения будут расти. Это приведет к повышению частоты, так как генераторы, особенно близлежащие, разгрузятся. Частота в системе будет расти, пока не наступит новый баланс, обусловленный ростом активных нагрузок системы. Рост частоты, в свою очередь, повлияет на увеличение напряжений.

Такова сложная взаимосвязь изменений частоты, напряжения и активных и реактивных мощностей в системе. Однако для решения практических вопросов можно упростить задачу путем некоторой идеализации.

Так, отвлекаясь от изменений напряжений и реактивных мощностей, можно считать, что изменение баланса активных мощностей в системе определенным образом сказывается только на изменении частоты.

Действительно, рост активной нагрузки потребителей или снижение активной мощности генераторов в первую очередь вызывает определенное для данного режима снижение частоты в системе. Практически именно это является наиболее

существенным. Менее существенным является то, что это изменение частоты будет в некоторой степени различным в зависимости от того, в какой узловой точке выросла активная нагрузка или у какого именно генератора снизилась активная мощность. Это различие обусловлено влиянием других факторов (напряжений, реактивных мощностей) и не столь велико. Снижение частоты, обусловленное возникновением дефицита активной мощности, обязательно приведет к восстановлению баланса, так как при этом в связи со снижением частоты и напряжений активная нагрузка уменьшается. В то же время регуляторы скорости первичных двигателей и частоты увеличивают впуск энергоносителя, и активная мощность генераторов растет.

Количественное соотношение, т.е. зависимость относительного изменения частоты от относительного небаланса активной мощности, не является неизменным и в зависимости от режима работы системы может колебаться в довольно широких пределах.

### **5.3. Поддержание нормальных значений частоты и напряжений в системе**

Для поддержания нормальной частоты в системе в первую очередь должен быть обеспечен соответствующий этой частоте баланс активных мощностей, а следовательно, при росте активных нагрузок прежде всего должна соответственно увеличиваться активная мощность генераторов.

Возникающее при дефиците реактивных мощностей снижение напряжений также влияет на величину активных нагрузок в системе, но при обычном преобладании в составе нагрузки электродвигателей это обстоятельство является второстепенным и поддержание частоты при помощи регулирования напряжений, даже если бы оно было допустимо с точки зрения пределов изменений величины напряжений, возможно лишь в очень узком диапазоне.

Аналогично этому рост реактивной нагрузки потребителей или снижение реактивной мощности генераторов в первую очередь вызывает снижение напряжений во всех узловых точках системы. Однако здесь имеется существенное отличие от предыдущего: если частота изменяется во всей системе одинаково, то изменение напряжений существенно зависит от электрической удаленности данного места от источника изменения баланса по реактивной мощности. Снижение напряжений, вызванное изменением баланса по реактивной мощности, приведет к уменьшению реактивной нагрузки в близлежащих узловых точках системы и, кроме того, в большинстве случаев к росту реактивных мощностей генераторов. Особенно интенсивно растет генерация реактивной мощности в случае снижения напряжения в сети благодаря наличию у машин автоматических регуляторов возбуждения.

Таким образом, для поддержания нормальных напряжений в системе в первую очередь должен быть обеспечен соответствующий баланс реактивных мощностей. Возникающее при дефиците активных мощностей снижение частоты влияет на величину реактивных мощностей в системе, что в данном случае оказывается существенным, и обеспечить поддержание нормальных напряжений в системах при дефиците активной мощности и сниженной частоте не всегда удается.



Поскольку напряжения в различных точках системы различны, необходимо не только обеспечить баланс реактивных мощностей в системе, но и распределить в ней источники реактивной мощности так, чтобы напряжения во всех ее узловых точках не выходили из зоны допустимых значений. Произвольное распределение реактивных мощностей может привести к большим значениям потоков реактивной мощности на отдельных участках сети и, как следствие, к большим потерям напряжения и невозможности поддержания допустимых напряжений в отдельных пунктах системы. Следовательно, нужно стремиться устанавливать местные балансы реактивной мощности в отдельных районах сети, по возможности не допуская передачи значительной реактивной мощности, особенно через длинные линии.

Этим регулирование напряжения отличается от регулирования частоты. Произвольное распределение активных нагрузок не мешает регулированию частоты, если не учитывать изменения потерь активной мощности и если при этом не превышает пропускная способность электропередач. Однако распределение активных нагрузок в известной мере влияет на величину напряжений в отдельных узловых точках, особенно в сети с большими значениями отношений  $r/x$ .

Условия обеспечения надлежащих значений частоты и напряжений в сетях электроэнергетической системы сводятся к следующему:

1. Располагаемая активная мощность станций должна быть достаточной для того, чтобы покрыть всю активную нагрузку системы и потери активной мощности в сетях при нормальных напряжениях и частоте.

2. Располагаемая реактивная мощность генераторов и синхронных компенсаторов должна быть достаточной для того, чтобы покрыть всю реактивную нагрузку системы и потери реактивной мощности в сетях при нормальных напряжениях и частоте.

3. Распределение располагаемой реактивной мощности генераторов и синхронных компенсаторов в системе должно быть таким, чтобы в каждом районе, отделенном от других районов относительно длинными линиями, реактивная нагрузка всех потребителей вместе с потерями реактивной мощности в сетях в основном могла быть покрыта местными генераторами и компенсаторами и уравнительные потоки реактивной мощности между районами были небольшими и не приводили к значительной потере напряжений в сетях.

Невыполнение первого условия, т.е. появление дефицита (недостатка) активной мощности, приводит к невозможности поддержания нормальной частоты; невыполнение второго – к невозможности поддержания среднего уровня напряжений в сетях близ нормального значения. Наконец, невыполнение третьего условия, т.е. появление местных недостатков реактивной мощности в отдельных районах приводит к невозможности поддержания надлежащего уровня напряжений в этих районах.

Недостаток активной мощности в системе снижает не только частоту, но (при отсутствии надлежащего резерва реактивной мощности) также и напряжения, что частично уменьшает дефицит активной мощности.

Недостаток реактивной мощности не только приводит к снижению

напряжений, но и увеличивает резерв активной мощности в системе за счет снижения активной мощности потребителей, что частично уменьшает недостаток реактивной мощности.

Располагая резервом активной мощности, можно несколько смягчить недостаток реактивной мощности и в очень узких пределах повысить слишком низкое напряжение, повышая для этой цели частоту в сети, что приводит к росту реактивной мощности генераторов и снижению реактивной мощности потребителей.

Имея повышенный уровень напряжений в системе, можно несколько снизить дефицит активной мощности в системе и в очень узких пределах повысить сниженную частоту, уменьшая уровень напряжений в сетях, что приводит к снижению активных нагрузок.

В заключение остановимся на характеристиках зависимости активной и реактивной мощностей потребителей от частоты и напряжения.

На рис. 5.4 и 5.5 представлены характерные зависимости активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей потребителей от частоты  $f$  и напряжения  $U$ .

Как видно из рис. 5.4, зависимость  $P$  от  $f$  почти прямолинейна. Наклон этой характеристики зависит от состава нагрузок потребителей и главным образом от доли участия нагрузок в виде синхронных и асинхронных электродвигателей с постоянным моментом на валу и асинхронных электродвигателей с переменным (падающим) моментом на валу (приводы насосов и вентиляторов). Для первой группы потребителей активная мощность нагрузки почти пропорциональна первой степени частоты, т. е. при снижении частоты на 1 % активная мощность снижается на 1 %. Для второй группы потребителей снижению частоты на 1 % соответствует снижение активной мощности примерно на 3 %. Для других потребителей – освещения, бытовых приборов, дуговых печей – изменение частоты почти не приводит к изменению активной мощности, если при этом поддерживается неизменное напряжение.

Суммарные потери активной мощности в электрических сетях мало изменяются при изменениях частоты.

Для энергосистем в целом на 1 % снижения частоты суммарная активная нагрузка изменяется на величину 1,0–2,0 % в зависимости от состава потребителей.

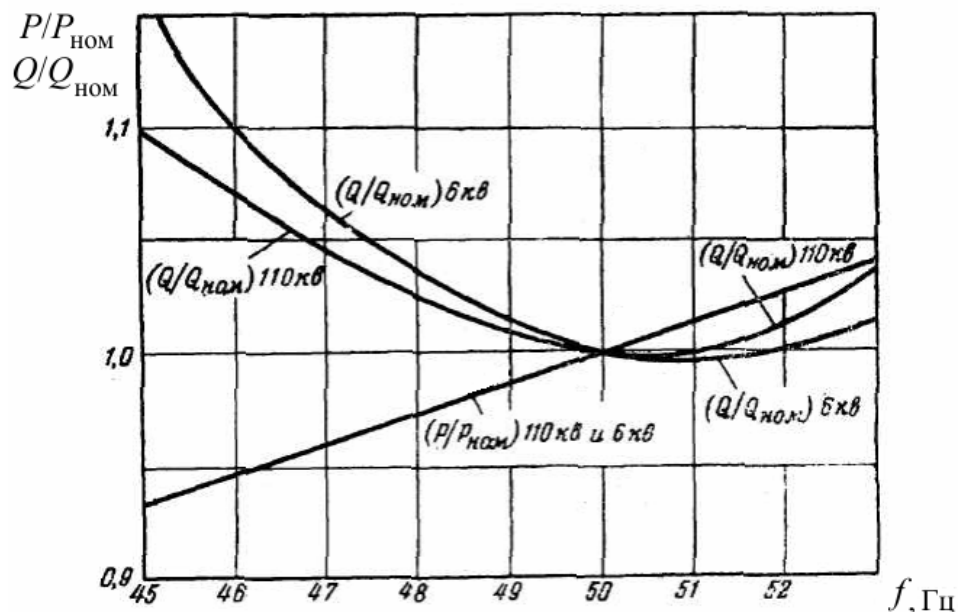


Рис. 5.4. Характеристика зависимости активной и реактивной мощностей от частоты

Из того же рис. 5.4 видно, что снижение частоты приводит к росту реактивной мощности потребителей. Этот рост обусловлен главным образом увеличением магнитной индукции в асинхронных двигателях и трансформаторах при снижении частоты и соответствующим значительным (вследствие насыщения) ростом токов их намагничивания. Указанное увеличение их реактивной мощности частично компенсируется снижением потерь реактивной мощности в реактивностях рассеяния линий, трансформаторов и асинхронных электродвигателей, а также ростом зарядной мощности линий электрических сетей. Для энергосистемы в целом на 1% снижения частоты (при неизменных напряжениях) реактивная мощность возрастает примерно на 1–1,5%.

Из рис. 5.5 видно, что зависимость активной мощности потребителей от напряжения почти прямолинейна.

От величины напряжения сильно зависит активная мощность, потребляемая бытовыми приборами, дугowymi печами, а также теряемая в электрических сетях. На 1% снижения напряжения потребляемая этими нагрузками активная мощность снижается на 1,6–2%. Мощность нагрузки асинхронных двигателей очень мало зависит от изменения напряжения (только за счет небольшого изменения скольжения). Мощность нагрузки синхронных двигателей совсем не зависит от напряжения. Потери в стали трансформатора снижаются при уменьшении напряжения. Для энергосистемы в целом на 1% снижения напряжения активная мощность уменьшается на величину от 0,6% (при малой доле бытовой нагрузки) до 2% (при большой доле бытовой нагрузки).

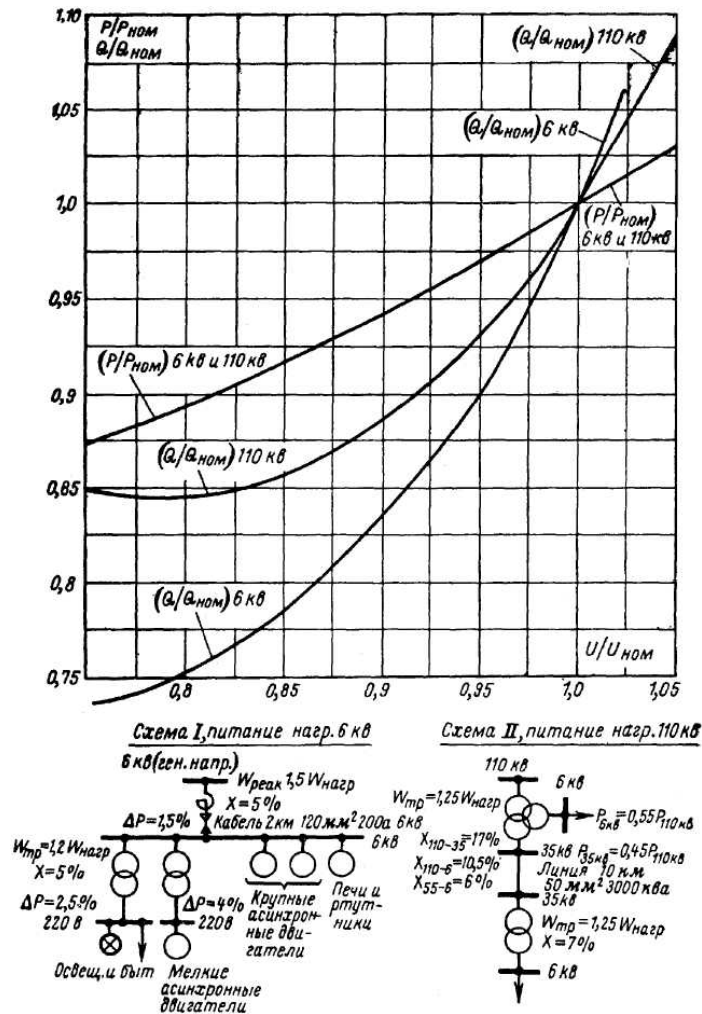


Рис. 5.5. Характеристика зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения

Зависимость реактивной нагрузки потребителей от напряжения имеет криволинейный характер по следующим причинам. Реактивная мощность намагничивания асинхронных двигателей и трансформаторов, составляющая значительную долю (60–70 %) всей реактивной нагрузки системы, резко уменьшается при снижении напряжения, что обуславливает крутой спад реактивной нагрузки при напряжениях, близких к нормальному значению (до 2–3 % на 1 % снижения напряжения). С другой стороны, снижение напряжения приводит к заметному росту реактивной мощности, теряемой в реактивных сопротивлениях рассеяния линий, трансформаторов и асинхронных двигателей (почти на 2 % при снижении напряжения на 1 %). Хотя при нормальном напряжении эта реактивная мощность составляет лишь 30–40 % всей нагрузки, но по мере снижения напряжения ее доля участия в суммарной реактивной нагрузке все время возрастает. Кроме того, зарядная мощность линий, частично покрывающая потребность энергосистемы в реактивной мощности, при снижениях напряжения падает по квадратичной зависимости, что также приводит к увеличению реактивной нагрузки энергосистемы. Поэтому при достаточно большом снижении напряжения реактивная нагрузка системы доходит до минимального значения и при дальнейшем снижении напряжения начинает

возрастать. Этот минимум ( $Q_{\text{мин}}$ ) в промышленных энергетических системах имеет место при снижении напряжения до 75–85% нормального. Определяющим для характеристики зависимости реактивной нагрузки от напряжения является состав потребителей и в особенности коэффициент загрузки асинхронных двигателей. Чем больше коэффициент загрузки асинхронных двигателей, тем больше доля реактивной нагрузки от полей рассеяния и тем меньше доля реактивной нагрузки от токов намагничивания и, следовательно, тем меньше спад реактивной нагрузки при напряжениях, близких к нормальным, и тем выше напряжение, соответствующее минимуму реактивной нагрузки. Кривые на рис. 5.6 построены при средней загрузке асинхронных двигателей порядка 75 % и при следующем составе потребителей: освещение и быт – 22 %, асинхронная нагрузка – 50 %, синхронная нагрузка – 9 %, дуговые печи и ртутные выпрямители – 11 % и потери мощности в электрических сетях – 8 %

Характерные зависимости  $Q_{\text{наг}} = f(U)$  для нагрузок потребителей различных отраслей промышленности можно найти в специализированной литературе.

#### 5.4. Распределение набросов активной нагрузки между агрегатами электростанций

Действительный график нагрузки энергосистемы не совпадает с заданным диспетчерским графиком. Поэтому периодически возникают те или иные небалансы мощности турбин и нагрузок генераторов электростанций. Следствием этого являются колебания частоты в системе. Основное уравнение баланса мощности для отдельного агрегата имеет вид:

$$P_T = P + P_{\text{пот}} + T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} - P_d \frac{d\delta}{dt}, \quad (5.3)$$

где  $P_T$  – активная мощность, развиваемая турбиной, отн. ед.;  $P$  – электрическая (тормозная) мощность генератора, отн. ед.;  $P_{\text{пот}}$  – потери в агрегате, отн. ед.;  $T_J$  – постоянная инерции (механическая постоянная) вращающихся масс турбины и генератора, рад;  $P_d$  – демпферный коэффициент;  $\delta$  – угол определяющий пространственное положение продольной оси ротора генератора, рад.

Постоянная инерции турбины и генератора определяется выражением:

$$T_J = \frac{GD_{\Sigma}^2 n_0 n_{\text{ном}}}{91 \cdot 4 P_{\text{ном}}} \approx \frac{GD_{\Sigma}^2 n_0^2}{364 P_{\text{ном}}}, \quad (5.4)$$

где  $n_0$ ,  $n_{\text{ном}}$  – синхронная и номинальная частоты вращения;  $P_{\text{ном}}$  – номинальная

мощность агрегата;  $\frac{GD_{\Sigma}^2}{4}$  – суммарный момент инерции турбины и генератора.

Умножение на синхронную угловую скорость вращения ротора  $\omega_0$  дает  $T_J$  в радианах. Пренебрегая в первом приближении потерями мощности в агрегате и

демпферной мощностью, получаем:

$$P_T = P + T_J \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

или

$$P_T - P = \Delta P = T_J \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_J \frac{d\omega}{dt} = T_J \alpha, \quad (5.5)$$

где  $\alpha$  – угловое ускорение вращающихся масс.

Внезапные набросы–сбросы нагрузки вызывают торможение–ускорение роторов генераторов; тем самым энергия вращающихся масс участвует в покрытии кратковременно возникающего небаланса мощности.

Тормозная мощность или мощность нагрузки генераторов зависит от частоты:

$$\frac{P_1}{P_2} \sim \frac{f_1}{f_2}.$$

Реактивная мощность также зависит от частоты:

$$\frac{Q_1}{Q_2} \sim \left(\frac{f_1}{f_2}\right)^n,$$

причем обычно  $n = 1 \div 2$ .

Рассмотрим систему с одним генератором. Частотная характеристика регулятора скорости первичного двигателя имеет вид, как на рис. 5.6.

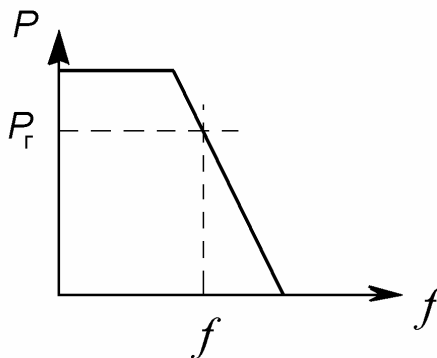


Рис. 5.6. Частотная характеристика регулятора скорости

На рис. 5.7 представлена частотная характеристика активной и реактивной нагрузки с учетом потерь в сетях:

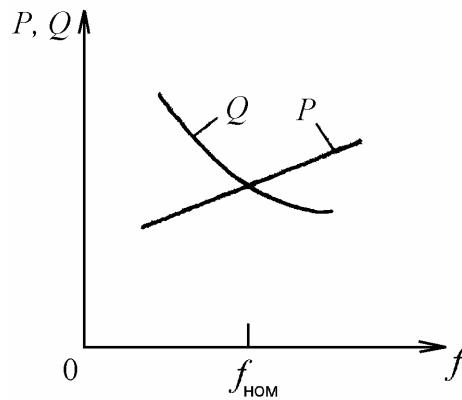


Рис. 5.7. Изменение активной и реактивной мощностей при изменении частоты в системе

Накладывая характеристики активной мощности друг на друга, получим точку пересечения (рис. 5.8), определяющую действительную частоту:

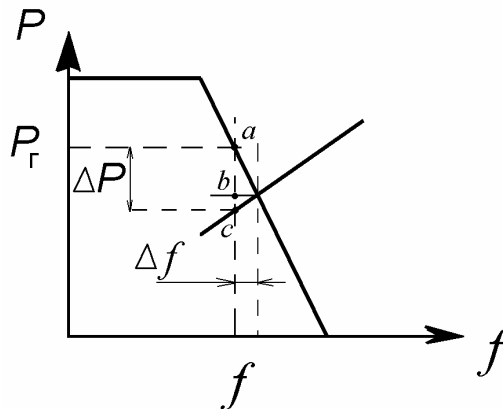


Рис. 5.8. Совмещенные частотные характеристики регулятора скорости и нагрузки

При снижении частоты на  $\Delta f$  величина  $P_{\Gamma}$  растет, а  $P_{\text{H}}$  падает. Отрезок  $ac$  определяет дополнительную нагрузку  $\Delta P$ , вызвавшую снижение частоты на величину  $\Delta f$ .

Мощность, развиваемая турбиной в продолжительном режиме, зависит от пропуска пара или воды через турбину, который регулируется регулятором скорости турбины, называемым также первичным регулятором частоты.

Регуляторы могут иметь астатическую (вернее квазиастатическую) или статическую характеристику (рис. 5.9).

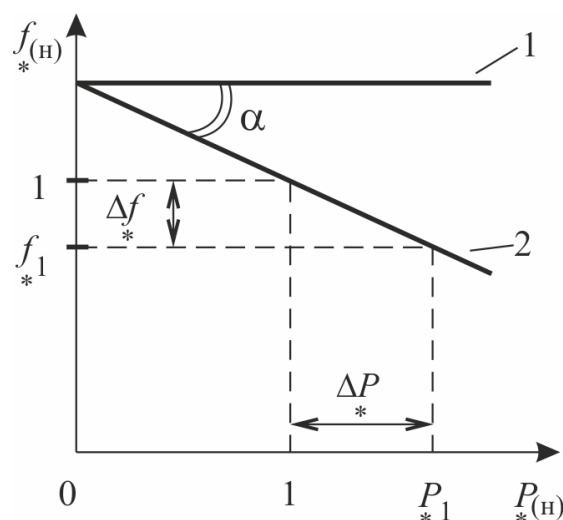


Рис. 5.9. Характеристики регуляторов скорости:  
1 – астатическая; 2 – статическая

Статизм характеристики регулятора характеризуется коэффициентом статизма.

$$K_c = \frac{\Delta f_{*}}{\Delta P_{*}} = \frac{\Delta n_{*}}{\Delta P_{*}} = \operatorname{tg} \alpha, \quad (5.6)$$

где

$$f_{*} = \frac{f}{f_{\text{НОМ}}}; \quad P_{*} = \frac{P}{P_{\text{НОМ}}}; \quad n_{*} = \frac{n}{n_{\text{НОМ}}}.$$

Регуляторы скорости имеют естественную статическую характеристику, однако с помощью дополнительных устройств, называемых вторичными регуляторами частоты, можно получить результирующую астатическую (квазиастатическую) характеристику.

Следует отметить, что дежурному щита управления электростанции без помощи устройств автоматики трудно регулировать частоту в соответствии с жесткими требованиями ПУЭ и ГОСТ. Действительно, пусть допустимое отклонение частоты  $\Delta f = 0,1$  Гц, а статизм регулятора  $K_c = 0,05$ . Тогда

$$\Delta P_{*} = \frac{\Delta f_{*}}{K_c} = \frac{0,1}{50 \cdot 0,05} = 0,04.$$

Очевидно, что по щитовому прибору дежурному трудно уследить за изменением мощности генератора на 4%. В связи с этим возникает задача осуществления комплексных автоматических устройств для согласованного регулирования частоты и распределения активных мощностей.

### 5.5. Распределение продолжительного наброса нагрузки между агрегатами со статическими характеристиками регуляторов скорости

Пусть параллельно работают  $n$  агрегатов (рис. 5.10). При набросе нагрузок на



отдельные генераторы  $\Delta P_{*1}$ ,  $\Delta P_{*2}$  и т.д. их частоты изменяются в соответствии с выражениями (далее индексы \* опущены):

$$\left. \begin{aligned} \Delta f_1 &= K_{c1} \Delta P_1; \\ \Delta f_2 &= K_{c2} \Delta P_2; \\ \dots\dots\dots \\ \Delta f_n &= K_{cn} \Delta P_n. \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

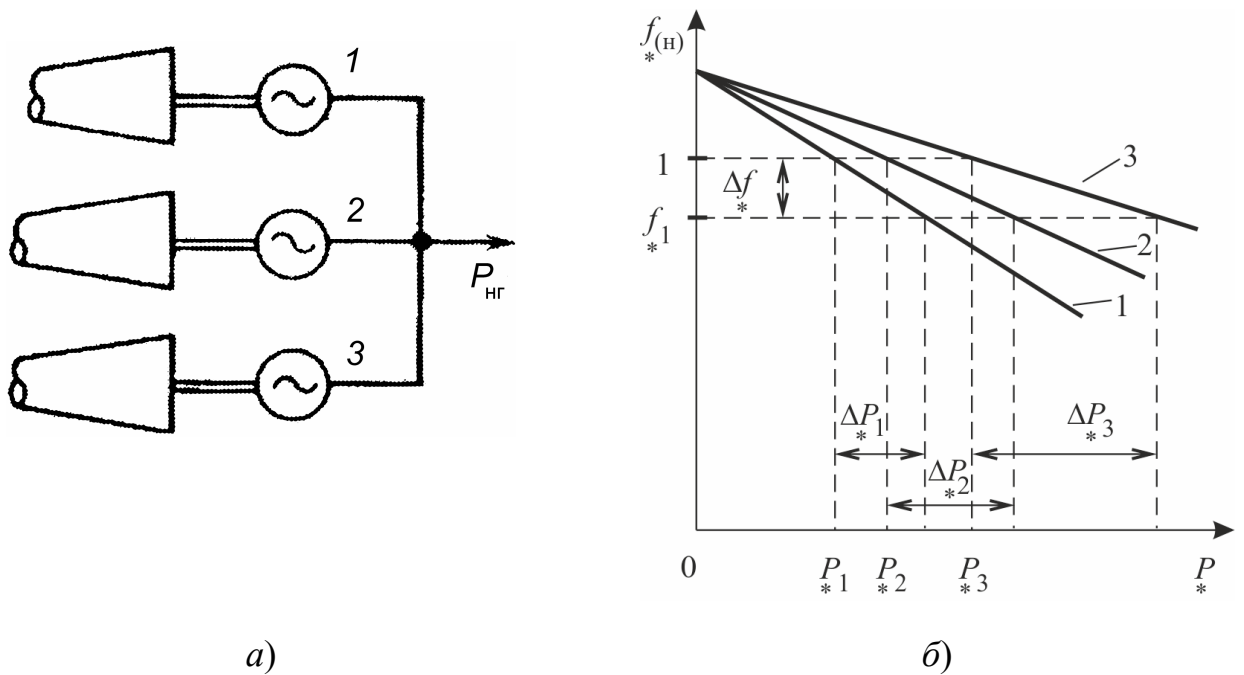


Рис. 5.10. Распределение наброса нагрузки между агрегатами:  
а – поясняющая схема; б – характеристики агрегатов

Так как при параллельной работе генераторов  $\Delta f_1 = \Delta f_2 = \dots = \Delta f_n = \Delta f$ , то

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\Delta f}{K_{c1}}; \\ \Delta P_2 &= \frac{\Delta f}{K_{c2}}; \\ \dots\dots\dots \\ \Delta P_n &= \frac{\Delta f}{K_{cn}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

ПОЭТОМУ

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = \Delta f \left( \frac{1}{K_{c1}} + \frac{1}{K_{c2}} + \dots + \frac{1}{K_{cn}} \right) = \Delta f \cdot \beta. \quad (5.9)$$

Отсюда

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_i}{K_{c1} \cdot \beta}; \\ \dots\dots\dots \\ \Delta P_n &= \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_i}{K_{cn} \cdot \beta}. \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

Таким образом, распределение продолжительного наброса активной мощности в первый момент возмущения обратно пропорционально коэффициентам статизма отдельных агрегатов.

### 5.6. Принцип действия регулятора скорости турбины

В качестве первичных регуляторов частоты обычно используют центробежные механические регуляторы. Простейший центробежный регулятор скорости паровой турбины имеет следующие основные элементы (рис. 5.11): измерительный орган 1, вращающийся синхронно с турбиной, муфту измерительного органа 2, масляный двигатель приводного механизма 3, золотник 4, пружину 5, главный клапан турбины 6 и двигатель регулятора скорости или исполнительный орган вторичного регулятора частоты 7.

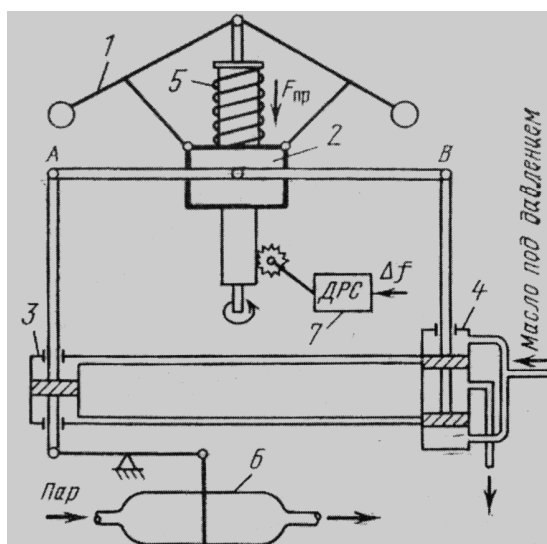


Рис. 5.11. Принципиальная схема простейшего центробежного регулятора скорости

При изменении частоты вращения вала турбины муфта перемещается в ту или иную сторону и система регулирования приходит в действие. Действие регулятора скорости заканчивается, когда усилия пружины и измерительного органа, действующие на муфту, уравниваются. Новому состоянию равновесия системы соответствует новое положение муфты; в результате

характеристика регулятора оказывается статической. На рис. 5.12 условно показано изменение положения муфты и шарниров  $A$  и  $B$  регулятора при увеличении активной нагрузки генератора. В первый момент возмущения шарнир  $A$  остается неподвижным. В конце процесса регулирования он занимает положение  $A'$ . Шарнир  $B$  последовательно занимает положения  $B'$  и  $B''$ .

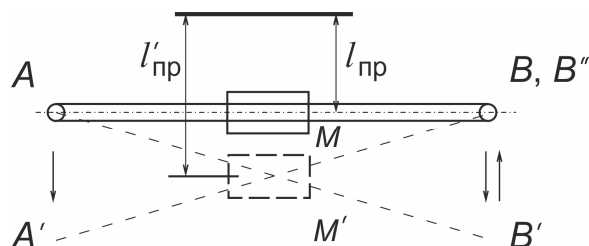


Рис. 5.12. Схема работы регулятора скорости при увеличении активной нагрузки генератора

Описанный регулятор скорости не обеспечивает поддержание номинальной частоты при изменении нагрузки, даже если генератор имеет достаточный регулировочный диапазон по активной мощности. Для регулирования и восстановления номинальной частоты регуляторы скорости обычно дополняют чувствительными вторичными регуляторами частоты, реагирующими на отклонение частоты.

Вторичные регуляторы, воздействуя на двигатели регуляторов скорости (ДРС), меняют нажатие пружины и тем самым перемещают статические характеристики регуляторов скорости параллельно самим себе. Простейший закон регулирования по статическим характеристикам имеет вид:

$$\Delta f + K_c \Delta P = 0. \quad (5.11)$$

Процесс регулирования заканчивается, когда  $\Delta f = 0$ .

## 5.7. Регулирование частоты в энергосистемах

Регулирование частоты в энергосистемах в основном осуществляется по методу ведущей электростанции с ограничением недопустимых перетоков мощности по транзитным электрическим линиям. При этом методе на одну электростанцию возлагаются функции регулирования частоты в энергосистеме (с учетом регулировочных возможностей электростанции). Эта электростанция называется ведущей, а остальные – ведомыми. В первый момент возмущения распределение нагрузки между электростанциями происходит в соответствии с их статическими характеристиками. В дальнейшем регулятор частоты ведущей электростанции обеспечивает принятие всей нагрузки на эту электростанцию, что ведет к восстановлению номинальной частоты в энергосистеме.

На рис. 5.13 схематично показан процесс регулирования частоты методом ведущей электростанции на примере параллельной работы двух электростанций,

из которых одна (первая) является ведущей. При уменьшении частоты от  $f_{\text{НОМ}}$  до  $f_1$  дополнительные загрузки первой и второй электростанций соответственно составят  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$ . Вторичный регулятор частоты первой электростанции смещает ее статическую характеристику параллельно самой себе, увеличивая выпуск пара в турбину. При этом восстанавливается номинальная частота в энергосистеме и вторая электростанция возвращается к режиму, предшествующему возмущению.

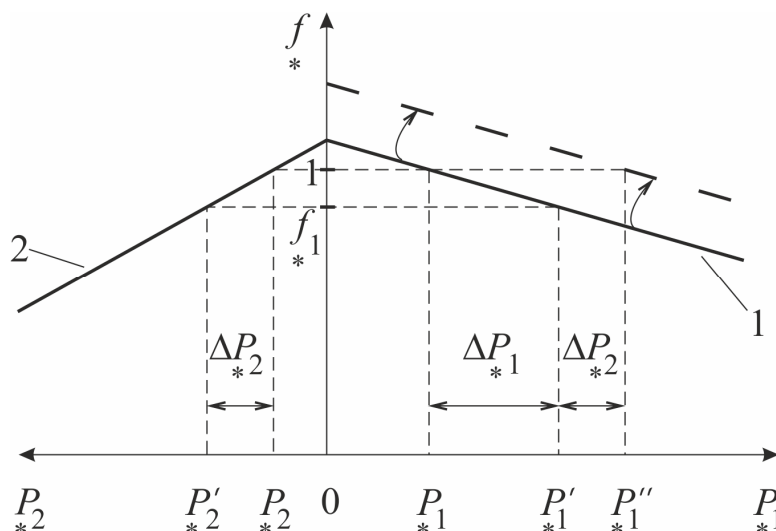


Рис. 5.13. Регулирование частоты методом ведущей электростанции:  
1 – характеристика первой электростанции; 2 – характеристика второй электростанции

Следует отметить, что в зависимости от мощности энергосистемы, ее параметров и структуры, а также от требуемого диапазона регулирования мощности ведущими в ней могут быть отдельный генератор, электростанция или ряд электростанций.

Регулирование частоты методом ведущей электростанции выполняется относительно простыми и дешевыми средствами, однако при его использовании возникают знакопеременные перетоки мощности между ведущей и ведомыми электростанциями и существенные изменения перетоков мощности по транзитным электрическим линиям. В СССР был разработан ряд достаточно эффективных комплексных централизованных и децентрализованных систем автоматического регулирования частоты, мощности и перетоков (АСРЧМ и П), обеспечивающих автоматическое групповое регулирование частоты в энергосистеме, регулирование мощности агрегатов и регулирование перетоков по электрическим линиям при учете режимных ограничений.

### 5.8. Участие электростанций различного типа в покрытии суммарной нагрузки энергосистем

Суммарные графики нагрузки энергосистем неравномерны. Коэффициент заполнения графиков довольно низок ( $k_{\text{ЭП}} = 0,5 \div 0,7$ ) и имеет тенденцию к

дальнейшему снижению ввиду появления новых типов потребителей и изменения структуры энергопотребления. До последнего времени суточные графики активной электрической нагрузки энергосистем имели два характерных максимума (дневной и вечерний) с преобладанием вечернего максимума над дневным. Кроме того, максимум нагрузки в зимние месяцы превышал максимум нагрузки в летние месяцы. В последние годы по указанной выше причине наметилась тенденция роста как дневного суточного максимума, так и максимума нагрузки в летние месяцы.

Распределение нагрузки между отдельными электростанциями с целью покрытия суммарного графика нагрузки энергосистемы производят, исходя из особенностей технологического режима электростанций различного типа, с тем чтобы получить в целом по системе положительный народнохозяйственный эффект (рис. 5.14).

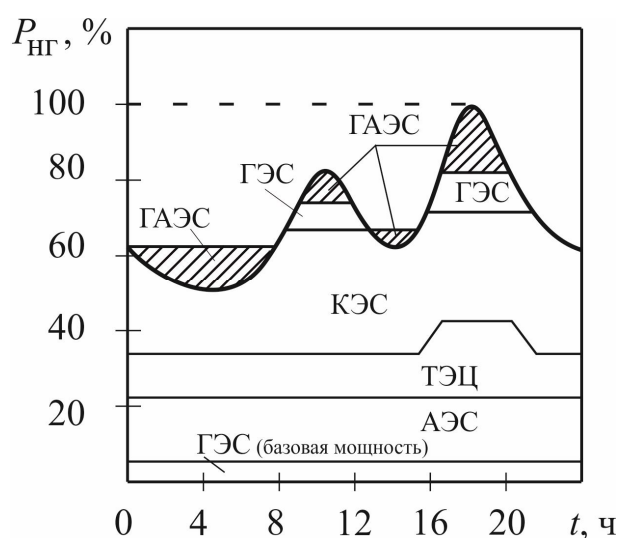


Рис. 5.14. Участие электростанций различного типа в покрытии суммарного графика нагрузки энергосистем

При этом в базовую часть графика нагрузки в непаводковый период помещают АЭС, ТЭЦ, частично КЭС, ГЭС без водохранилищ, а также частично ГЭС с водохранилищами (выработка на необходимом санитарном пропуске воды). В полупиковую часть графика помещают КЭС, а в пиковую часть — ГЭС с водохранилищами и ГАЭС. Во время паводка мощность ГЭС в базовой части графика увеличивается, с тем чтобы после заполнения водохранилищ не сбрасывать бесполезно избыток воды через водосливные плотины. При этом большая доля КЭС и частично ТЭЦ вытесняется в полупиковую часть графика нагрузки.

Зная график нагрузки электростанций, можно планировать ремонт их оборудования. Агрегаты ГЭС, как правило, ремонтируют зимой, а ТЭС и АЭС — весной и летом. Изменение нагрузки и установленной мощности электростанций в системе в течение года взаимосвязано, что видно из рис. 5.15, где  $P''_{нг} = (1,1 \div 1,2)P'_{нг}$  и  $P''_{уст} > P'_{уст}$ ; здесь  $P'_{нг}$  и  $P'_{уст}$  — соответственно нагрузка и установленная мощность в начале года;  $P''_{нг}$  и  $P''_{уст}$  — в конце года.

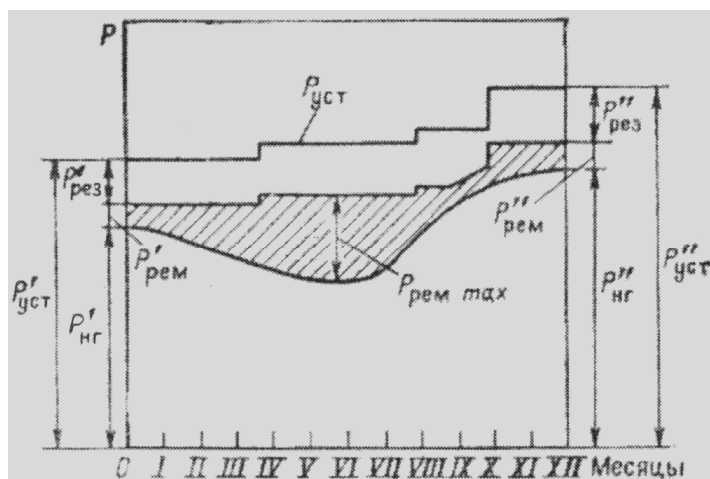


Рис. 5.15. Изменение нагрузки и установленной мощности энергосистемы в течение года

В энергосистеме должны быть предусмотрены резервы: эксплуатационный (ремонтный, режимный и аварийный), составляющий примерно 10–12 % установленной мощности энергосистемы, и народнохозяйственный, составляющий около 3 %. Считается, что для нормального функционирования энергосистемы ее общий резерв должен составлять 13–15 % установленной мощности. На практике разность между установленной мощностью электростанций и их фактической нагрузкой в каждый данный момент не есть резервная мощность энергосистемы в обычном понимании. Действительно, рабочая мощность равна:

$$P_{\text{раб}} = P_{\text{уст}} - P_{\text{огр}} - P_{\text{разр}} - P_{\text{конс}} - P_{\text{рем}} = P_{\text{расп}} - P_{\text{рем}},$$

где  $P_{\text{огр}}$  — мощность различного рода ограничений;  $P_{\text{разр}}$  — мощность разрывов;  $P_{\text{конс}}$  — мощность консервации;  $P_{\text{рем}}$  — ремонтная мощность;  $P_{\text{расп}}$  — располагаемая мощность.

Реальная же мощность нагрузки электростанций равна:

$$P_{\text{нг}} = P_{\text{раб}} - P_{\text{рез.хол}} - P_{\text{рез.вр}},$$

где  $P_{\text{рез.хол}}$  — мощность холодного (невращающегося) резерва;  $P_{\text{рез.вр}}$  — мощность вращающегося (горячего) резерва.

С учетом устойчивости и надежности работы энергосистемы мощность наиболее крупного агрегата, как показывает опыт эксплуатации, нормально не должна превышать 1,5–3 % установленной мощности энергосистемы. Отсюда следует, что крупные агрегаты мощностью 500, 800 и 1200 МВт могут устанавливаться только в относительно мощных энергосистемах.

### Вопросы для самопроверки

1. Какие составляющие входят в баланс активных и реактивных мощностей в ЭЭС?

2. Какие отклонения частоты в ЭЭС допускаются государственным стандартом?
3. Что происходит с частотой в ЭЭС при снижении генерируемой активной (реактивной) мощности?
4. Что происходит с напряжением на шинах станции при снижении генерируемой активной (реактивной) мощности?
5. Какие электроприемники в основном потребляют реактивную мощность?
5. Электростанции какого типа используются в пике графика нагрузки?