

# БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЭС

## 4.1. БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

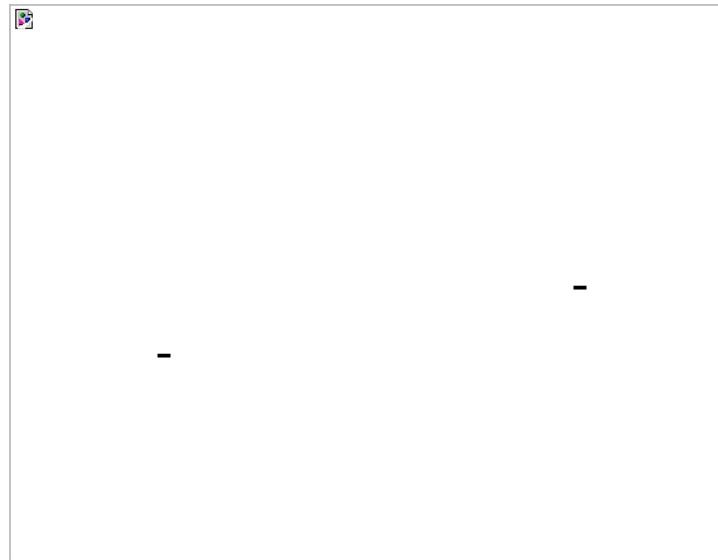
Электроэнергия, вырабатываемая на электрических станциях в ЭЭС за сколь угодно малый ощутимый для человека промежуток времени, тут же потребляется нагрузками и расходуется на потери при ее передаче. Говорят, что имеет место одновременность процессов выработки и потребления электроэнергии.

Суммарная мощность генерации в ЭЭС  $\Sigma P_G$  в каждый момент времени равна потребляемой мощности  $\Sigma P_H$ . То же самое можно сказать и для реактивной мощности  $\Sigma Q_G$  и  $\Sigma Q_H$ :



Уравнения (4.1) и (4.2) представляют так называемый баланс мощностей.

Рассмотрим эквивалентную схему ЭЭС, в которой эквивалентный генератор вырабатывает суммарную мощность энергосистемы  $\Sigma P_G - j\Sigma Q_G$ , включая мощности собственных нужд электростанций (рис.4.1). В простейшем это один реальный генератор, который питает некоторую нагрузку, расположенную в непосредственной близости от генератора.



В установившемся режиме мощности нагрузки представляются их статическими характеристиками по частоте и напряжению

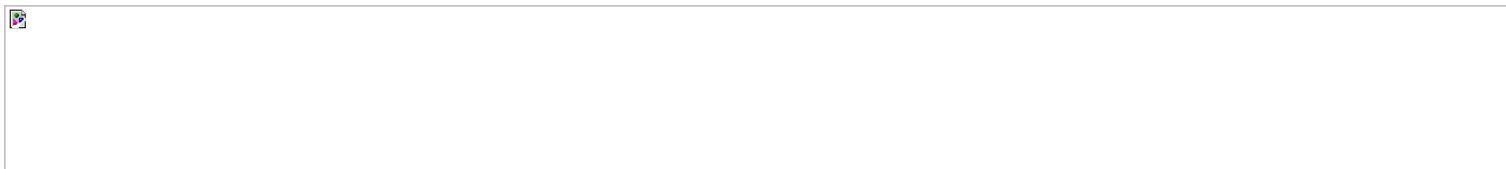
$$P_H = \varphi_p(f, U) \text{ и } Q_H = \varphi_q(f, U). \quad (4.3)$$

Суммарные мощности потребления в ЭЭС также зависят от  $f$  и  $U$

$$P_{\Pi} = \varphi_p(f, U) \text{ и } Q_{\Pi} = \varphi_q(f, U). \quad (4.4)$$

Следовательно, баланс мощностей в ЭЭС отвечает определенным значениям частоты и напряжения.

Частота и напряжения в ЭЭС не могут оставаться постоянными, так как потребление активной и реактивной мощностей непрерывно изменяется. ГОСТ 13109-97 определяет требования к показателям качества электрической энергии, среди которых основными являются отклонения частоты от номинальной  $f$  и отклонения напряжения на шинах электроприемников  $V$ .



Нормальное отклонение частоты переменного тока в ЭЭС в соответствии с ГОСТ составляет  $\pm 0,2$  Гц, а предельно допустимое  $\pm 0,4$  Гц, нормальное отклонение напряжения на выводах электроприемников составляет  $\pm 5$  %, а предельно допустимое  $\pm 10$  %

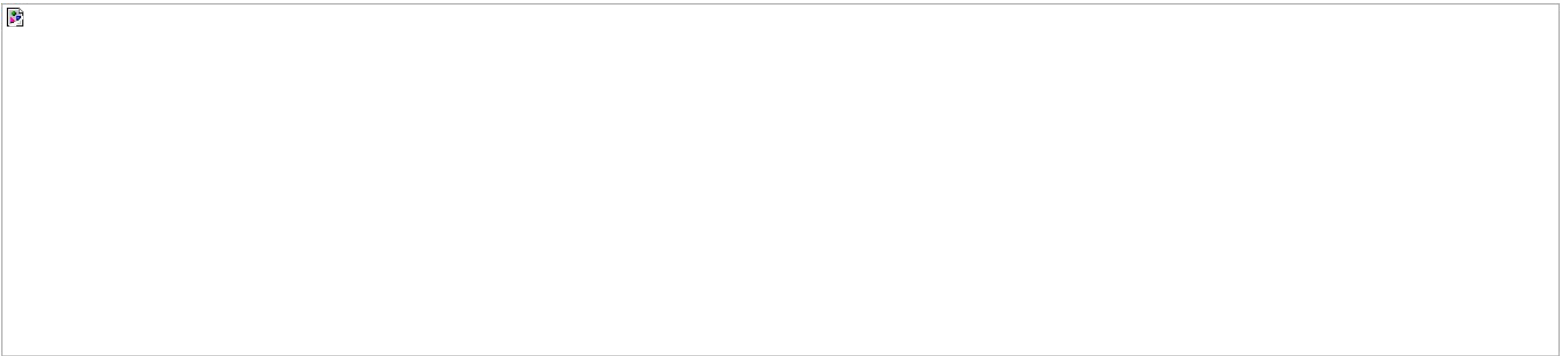
С учетом (4.4) баланс мощностей (4.1) и (4.2) можно переписать так:

$$\Sigma P_{\Gamma} = \varphi_p(f, U), \quad (4.5)$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \varphi_q(f, U). \quad (4.6)$$

Обозначим параметры некоторого исходного режима индексом 0 (ноль), тогда при каких-либо малых отклонениях от исходного режима  $\Delta P_{\Gamma} = \Sigma P_{\Gamma} - \Sigma P_{\Gamma 0}$  и  $\Delta Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\Gamma} - \Sigma Q_{\Gamma 0}$  будут иметь место отклонения частоты и напряжения  $\Delta f = f - f_0$  и  $\Delta U = U - U_0$ .

При этом уравнения (4.5) и (4.6) можно представить приближенными линеаризованными зависимостями между отклонениями параметров (разложение в ряд Тейлора с сохранением только линейных членов):



где частные производные вычислены в точках  $f_o$  и  $U_o$ .

С учетом того, что в исходном режиме соблюдается баланс мощности

$$\Sigma P_{г0} = \Phi_p(f_0, U_0),$$

$$\Sigma Q_{г0} = \Phi_q(f_0, U_0),$$

получим систему линейных алгебраических уравнений:



Система уравнений (4.7), (4.8) определяет связь между изменениями частоты и напряжения генерируемой мощностью при неизменном составе нагрузки.

Обобщенные статические характеристики потребления активной и реактивной мощностей для ЭЭС показаны на рис. 4.2. Коэффициенты  $a_f$ ,  $a_U$ ,  $b_f$  и  $b_U$  называются регулируемыми эффектами нагрузки по частоте и напряжению. Чем больше величина этих коэффициентов, тем больше угол наклона линеаризованных зависимостей к оси абсцисс и тем сильнее реакция активной и реактивной мощностей на изменения частоты или напряжения:

$$a_f = \operatorname{tg}\alpha_f, \quad b_f = \operatorname{tg}\beta_f,$$

$$a_U = \operatorname{tg}\alpha_U, \quad b_U = \operatorname{tg}\beta_U,$$

где  $\alpha_f$ ,  $\alpha_U$ ,  $\beta_f$ ,  $\beta_U$  – углы касательных к оси абсцисс в точках  $f_0$  и  $U_0$  для соответствующих статических характеристик.





Решим систему уравнений (4.7), (4.8), для этого перепишем ее в матричном виде:

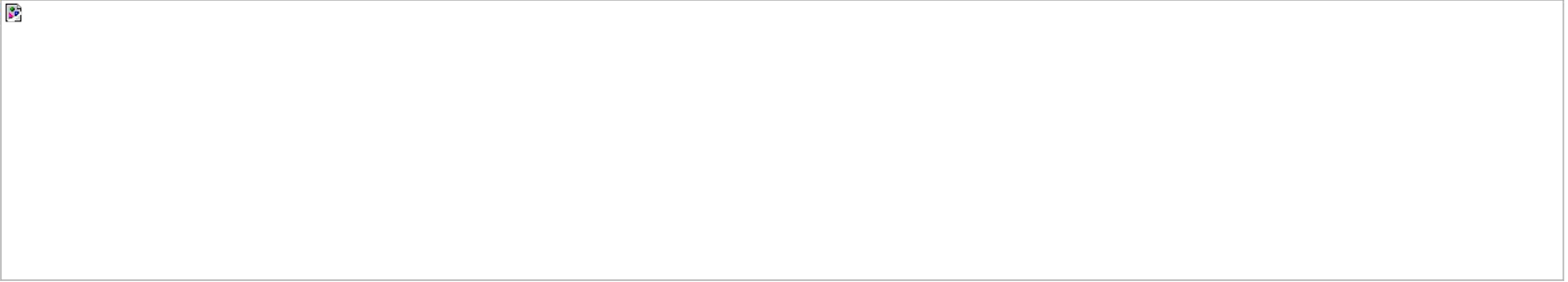
$$\begin{pmatrix} \Delta P_{\Gamma} \\ \Delta Q_{\Gamma} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_f & a_U \\ b_f & b_U \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta U \end{pmatrix}. \quad (4.9)$$

Найдем матрицу, обратную  $\begin{pmatrix} a_f & a_U \\ b_f & b_U \end{pmatrix}$ ,

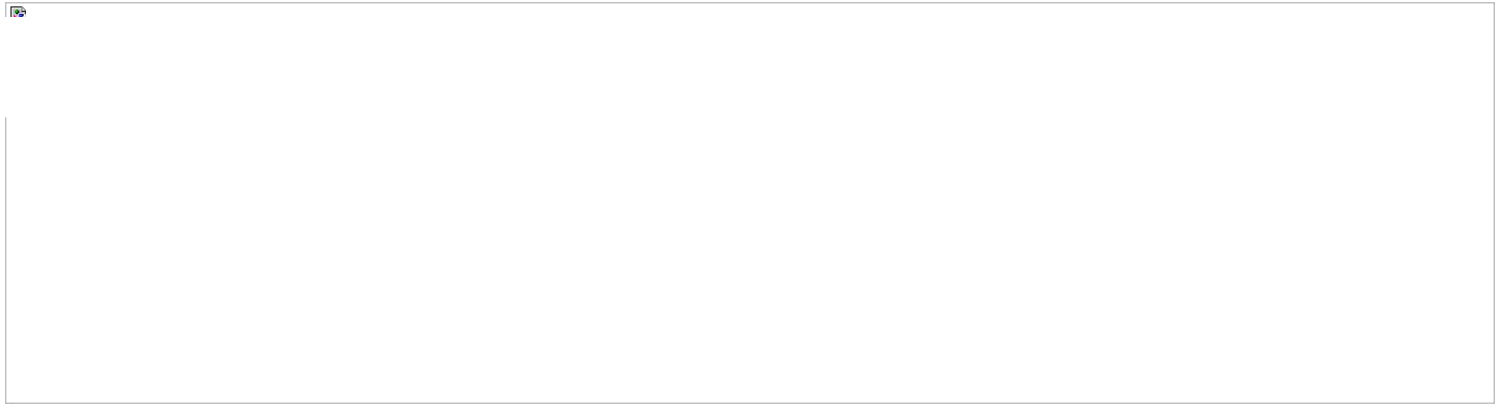
Определитель исходной матрицы

$$\Delta = a_f b_U - a_U b_f$$

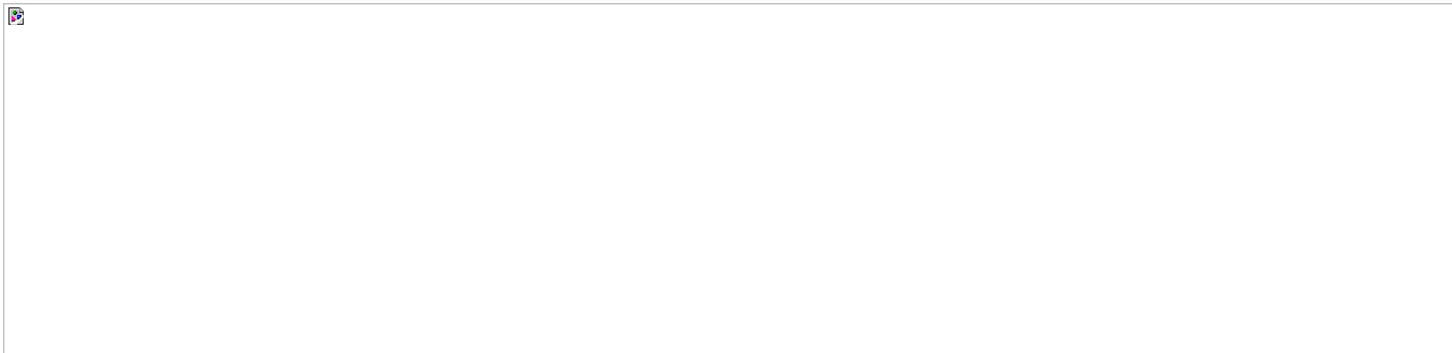
есть положительная величина, так как  $a_f - b_U > 0$ , и  $a_U - b_f < 0$  (см. рис. 4.2).



умножим на неё слева обе

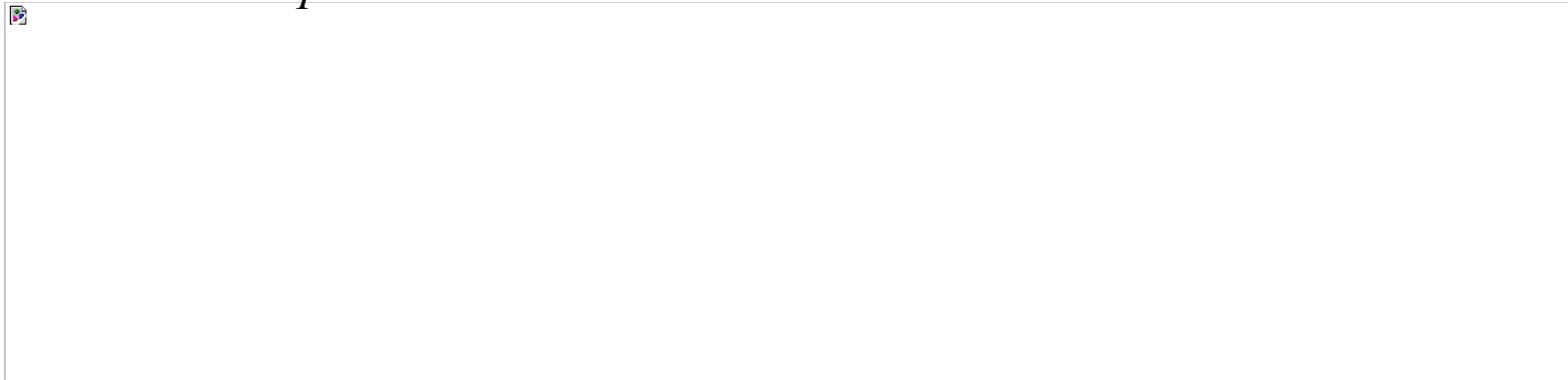


По данным соотношениям можно увидеть влияние изменений генерируемых мощностей на изменение частоты и напряжения. Пусть  $\Delta P_G < 0$  и для простоты  $\Delta Q_G = 0$ . Тогда



откуда следует, что уменьшение  $E_P$ , приводит к снижению как частоты, так и напряжения.

Пусть теперь  $\Delta Q_G < 0$ , а  $\Delta P = 0$ . В этом случае



Отсюда с учетом  $a_f \gg a_U$  следует, что уменьшение реактивной мощности в большей степени сказывается на снижении напряжения, чем на изменении частоты.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- при снижении генерируемых мощностей в системе происходят изменения как частоты, так и напряжения;
- снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению и частоты, и напряжения;
- снижение генерируемой реактивной мощности приводит к уменьшению напряжения и незначительному повышению частоты. Физически повышение частоты при снижении генерируемой реактивной мощности можно объяснить снижением потерь активной мощности в сети, что приводит к уменьшению потребляемой активной мощности в ЭЭС.

Аналогичные выводы можно сделать и для положительных изменений генерируемых мощностей.

В результате можно установить, какие воздействия на режим ЭЭС следует предпринять, чтобы осуществить регулирование частоты и напряжения, а именно:

- для регулирования частоты используется изменение генерируемой активной мощности путем изменения пуска энергоносителя (пара или воды) в турбину;
- так как величина генерируемой активной мощности определяется требованиями по частоте, то для регулирования напряжения используется изменение реактивной мощности, что, в свою очередь, требует регулирования тока возбуждения синхронного генератора.

Следует отметить, что частота в ЭЭС в установившемся режиме одинакова во всех ее точках, а напряжения различны во всех узлах сети, поэтому, говоря о регулировании напряжения, следует иметь в виду какой-то один определенный узел или группу узлов, в которых требуется одновременно изменять напряжение.

## 4.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРВИЧНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Мощности потребителей меняются в каждый момент времени. Медленные изменения можно прогнозировать. На них накладываются резкие быстрые изменения, носящие, как правило, случайный характер.

Причиной резких изменений мощности являются аварийные отключения генераторов, что приводит к дефициту генерирующих мощностей. Отключение нагрузок наоборот, дает избыток генерирующих мощностей.

В случае резкого наброса или резкого сброса нагрузки мгновенный небаланс мощности компенсируется кинетической энергией, обусловленной инерцией вращающихся машин. Это вызывает понижение или повышение частоты. Для устранения отклонения частоты необходимо восстановить равновесие между генерацией и потреблением мощности, что достигается изменением мощности турбины с помощью регулирования подачи энергоносителя.

Рассмотрим характеристики первичных двигателей - тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования. На рис. 4.3 показана схема преобразования энергии пара или воды в электрическую энергию. В установившемся режиме имеет место равновесие моментов сил на валу турбо- или гидрогенератора:  $M_{\text{мех}} = M_{\text{эл. маг}}$ . Мощность, развиваемая турбиной, передается генератору:  $P_T = P_G$  при определенной скорости вращения турбины  $\Omega$ . Мощность турбины зависит от механического момента:  $P_T = M_{\text{мех}} \Omega$ , а мощность генератора - от тока статора генератора:

$$P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi$$





Снижение нагрузки в ЭЭС приведет к уменьшению тока в обмотках статора генератора и снижению электромагнитного момента на валу ротора. Механический момент окажется больше электромагнитного момента  $M_{\text{мех}} > M_{\text{эм}}$ , и под воздействием избыточного механического момента скорость вращения ротора начнет увеличиваться.

В случае нерегулируемой турбины её мощность  $P_T$  остается неизменной и с увеличением скорости момент  $M_{\text{мех}}$  будет снижаться до значения  $M_1$  которое даст новое равновесие моментов сил (рис. 4.4). При этом скорость вращения турбины установится на значении  $\Omega_1$ . На рис. 4.4 время  $t_0$  обозначает момент снижения нагрузки системы.



В случае регулируемой турбины увеличение ее скорости вращения приведет в действие автоматический регулятор скорости (АРС), который обеспечит уменьшение подачи энергоносителя (пара или воды) в турбину с тем, чтобы сохранить постоянной скорость вращения ротора генератора.

Принцип работы АРС основан на обратной отрицательной связи (ООС) системы регулирования: при повышении регулируемого параметра система уменьшает, а при снижении - увеличивает подачу энергоносителя.

АРС, который вступает в действие с некоторым запаздыванием  $t_{зап}$  изменит характер процесса. Этот процесс может быть либо апериодическим, либо колебательным (рис. 4.5, а и б) соответственно. Под действием АРС либо восстановится прежняя скорость  $\Omega_0$ , либо установится скорость  $\Omega'_0$ , близкая к  $\Omega_0$ .

В первом случае, когда после изменения нагрузки и окончания переходного процесса АРС восстанавливает прежнюю скорость, регулирование называется *астатическим*. Если же устанавливается скорость, отличная от прежней, то регулирование называется *статическим* и система регулирования также называется *статической*.



Характеристику АРС турбины часто представляют в координатах скорости и мощности генератора (рис. 4.6). В случае нерегулируемой турбины мощность  $P_0$  остается постоянной, а меняется только скорость (прямая 1 - рабочая точка исходного режима  $a$ , нового режима  $b$ ). В случае астатического регулирования, наоборот, скорость вращения турбины поддерживается постоянной, при этом мощность регулируется пуском энергоносителя (прямая 2). При статизме регулятора характеристика наклонена к оси абсцисс (прямая 3) и при изменении нагрузки ЭЭС скорость не восстанавливается до прежнего значения (рабочая точка  $c$ ). Новая скорость тем сильнее отличается от первоначальной, чем больше статизм системы регулирования, т. е. чем больше угол между характеристикой АРС и осью ординат. Коэффициент  $k_1$ , равный тангенсу угла наклона характеристики АРС к оси абсцисс, называется *крутизной характеристики регулирования*.





### 4.3. ПЕРВИЧНОЕ И ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ

Вновь рассмотрим электрическую систему, представленную эквивалентной схемой на рис. 4.1. Процесс регулирования частоты в этой системе можно проследить с помощью графиков, отражающих зависимость мощности турбины от частоты переменного тока на шинах синхронного генератора (рис. 4.7). В этих координатах характеристика АРС турбины 1 будет выглядеть точно так же, как на рис. 4.6, поскольку частота переменной ЭДС синхронного генератора пропорциональна скорости вращения.

При больших снижениях скорости (а следовательно, и частоты) АРС полностью открывает направляющий аппарат турбины. При этом турбина развивает номинальную мощность. Дальнейшее изменение ее при снижении скорости становится невозможным. На рис. 4.7 такому режиму работы отвечает горизонтальный участок характеристики 1.



Пусть теперь в ЭЭС происходит наброс потребляемой мощности на величину  $\Delta P$ . Новой нагрузке отвечает статическая характеристика  $\Sigma P_n + \Delta P$ , расположенная выше характеристики  $\Sigma P_H$ . Значение частоты  $f_1$  отвечающей режиму увеличенного потребления мощности, вновь определяется пересечением характеристики АРС 1 с новой статической характеристикой потребления (рабочая точка б). Из рисунка видно, что  $f_1 < f_0$  и  $P_1 > P_0$ .

При статической характеристике 1, показанной на рис. 4.7, АРС турбины не восстанавливает частоту до прежнего значения, однако уменьшает отклонение частоты от номинального значения. При отсутствии АРС частота снизилась бы до значения  $f_2$  (точка с на прямой 2,  $f_2 < f_1 < f_0$ ).

Таким образом, регулятор скорости турбины оказывает стабилизирующее действие на частоту в ЭЭС и поэтому часто называется *первичным регулятором частоты*, а процесс изменения частоты под действием этого регулятора - *первичным регулированием частоты*.

Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регулятора скорости. Меньшему статизму соответствует более крутая характеристика регулирования, которая пересекается с характеристикой при большем значении частоты. При астатическом регулировании характеристика располагается вертикально (характеристика 4) и обеспечивает номинальную частоту при любом набросе мощности, если он не приведет к превышению предельной мощности турбины.

Для дополнительной корректировки частоты после первичного регулирования применяют так называемое *вторичное регулирование*, которое изменяют мощность турбины уже в зависимости от частоты в электрической сети.

При вторичном регулировании мощность турбины изменяется дополнительным воздействием на нее регулирующего аппарата, которое выполняет автоматический регулятор частоты (АРЧ), рис. 4.8.

---

---

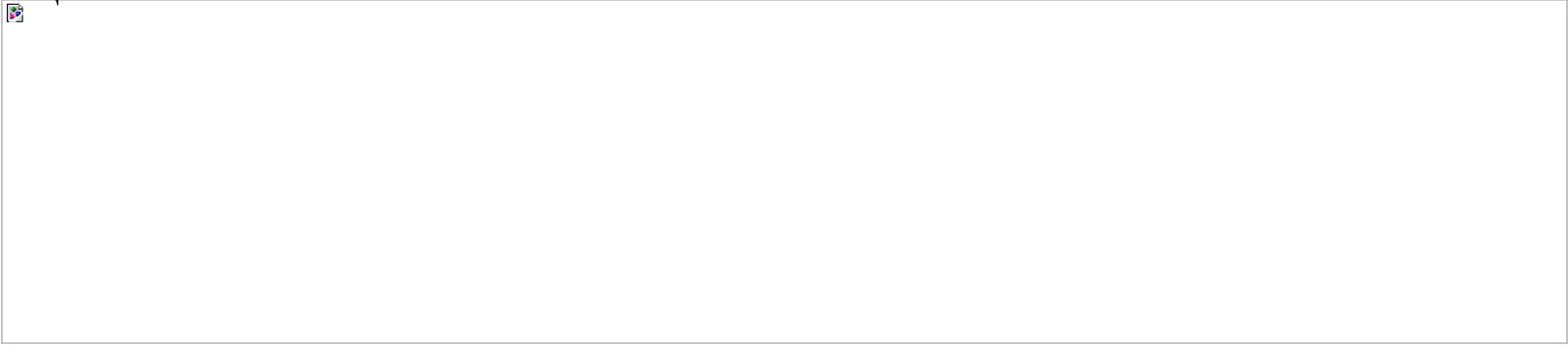
АРЧ на принципе ООС воздействует непосредственно на АРС. Вторичное регулирование отражается (см. рис. 4.7) эквидистантным перемещением характеристики регулирования 1 вправо (характеристика 3). Турбина набирает мощность  $P_2$  соответствующую новой нагрузке ЭЭС (рабочая точка d). Наклон характеристики регулирования, определяющий статизм регулятора, при этом не меняется.

При сбросе мощности направление регулирования будет обратным и приведет к уменьшению мощности турбины.

Совместная работа всех турбин в ЭЭС при регуляторах скорости с астатической характеристикой не может быть реализована, так как каждая из параллельно работающих турбин при толчках нагрузки стремится принять весь небаланс мощности на себя. При этом режим работы отдельных агрегатов не может регулироваться: на одних агрегатах происходит увеличение мощности, а другие сбрасывают свою нагрузку.

Астатический регулятор мог бы устанавливаться на одном из агрегатов. При этом не будет неопределенного распределения мощности между отдельными машинами, так как небаланс мощности покроется генератором, снабженным астатическим регулятором, который будет стремиться поддерживать частоту близкой к номинальному значению. Однако АРС с астатической характеристикой не позволяют обеспечить требуемую точность поддержания частоты и поэтому всегда имеют некоторый статизм, а заданная частота поддерживается дополнительным изменением пуска энергоносителя при вторичном регулировании частоты.

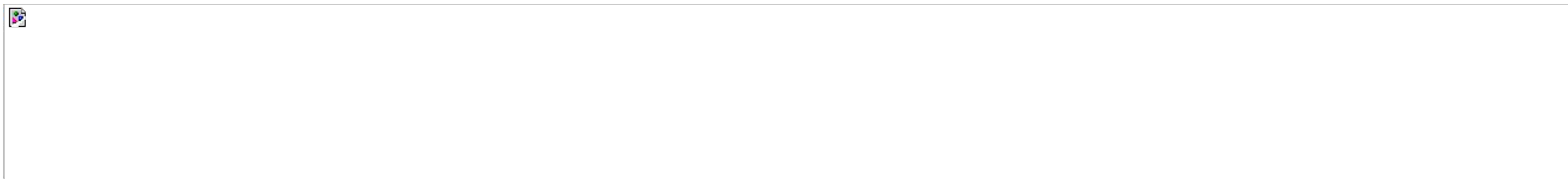
Коэффициент крутизны характеристики регулирования равен тангенсу угла наклона характеристики АРС (рис. 4.7) к оси абсцисс.



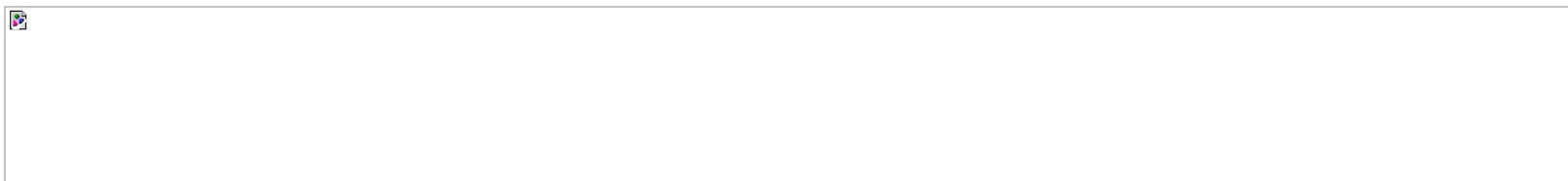
Крутизна регуляторов скорости турбины зависит от конструкции и настройки регулирующего устройства. Обычно коэффициент крутизны выбирают в пределах 25...50 для гидрогенераторов и 15...20 для турбогенераторов.



Статизм характеристики регулятора  $s$  есть величина, обратная коэффициенту крутизны:



Астатическому регулированию отвечает значение  $k_r = \infty$  Из (4.13) следует, что



При конечном значении коэффициента крутизны ( $k_r \neq 0$ ) уравнение (4.14) определяет закон статического, или первичного регулирования частоты. В этом случае при изменении генерирующей мощности на величину  $\Delta P_r$  уравнение удовлетворяется при  $\Delta f \neq 0$ , т. е. действительно имеют место условия, отвечающие статическому регулированию.

Вторичное регулирование независимо от величины  $\Delta P$ , обуславливает равенство  $\Delta f = 0$ , т. е. по своему конечному эффекту вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости. В этом случае, как следует из (4.14), будем иметь (при  $k_r = \infty$ )



Это уравнение определяет закон вторичного регулирования частоты.

Из (4.14) можно получить изменение генерирующей мощности ЭЭС при изменении частоты



Здесь знак минус означает, что при уменьшении частоты ( $\Delta f < 0$ ) мощность генератора растет ( $\Delta P_r > 0$ ).

Аналогично коэффициенту крутизны  $k$ , характеристики регулирования вводится понятие коэффициента крутизны статической характеристики нагрузки ЭЭС. Фактически этот коэффициент показывает наклон касательной к характеристике нагрузки, проведенной в рабочей точке, и является регулирующим эффектом активной нагрузки по частоте (см. рис. 1.24).

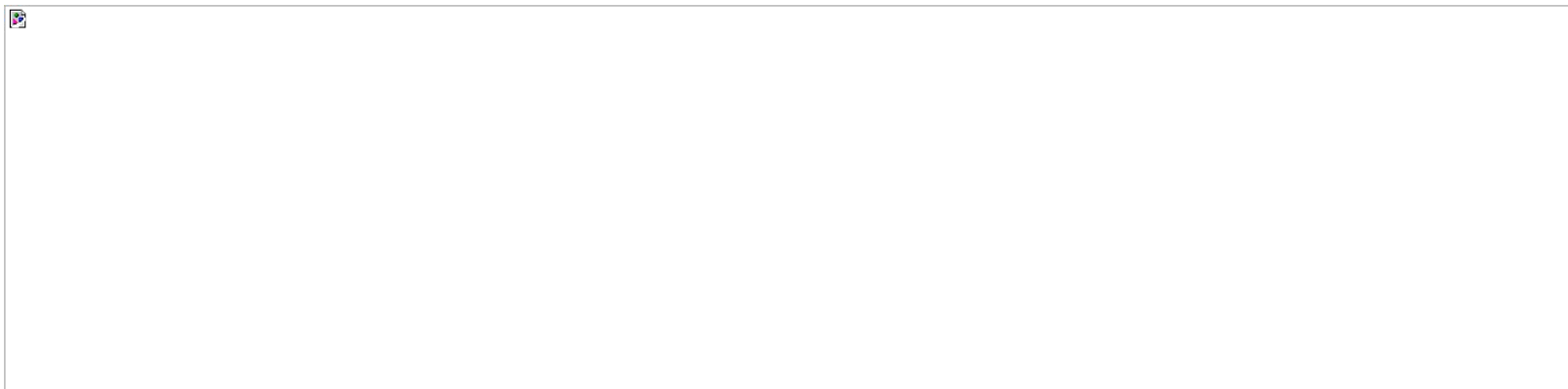
Изменение активной мощности нагрузки ЭЭС с учетом потерь в сети:



Знак плюс в (4.17) означает, что с увеличением частоты ( $\Delta f > 0$ ) мощность нагрузки растет ( $\Delta P > 0$ ).

Крутизна частотной статической характеристики активной нагрузки равна всего лишь 1...2,5, т. е. изменение нагрузки составляет 1...2,5 % на 1 % от изменения частоты.

Дополнительная нагрузка (наброс мощности)  $\Delta P$ , вызвавшая изменение частоты на величину  $\Delta f$



Отношение  $\frac{P_{Гном}}{P_{факт}}$  (номинальной генерирующей мощности к фактической нагрузке) называется коэффициентом резерва  $\rho$ . Таким образом, имеем:



Отсюда изменение частоты, вызванное дополнительной нагрузкой  $\Delta P$ , при выполнении первичного регулирования получается:



## 4.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЭС

В реальной ЭЭС содержится большое количество параллельно работающих станций. Турбины каждой из этих станций снабжены статическими регуляторами скорости. Следовательно, для каждого генератора всех станций справедливо уравнение (4.14).

Запишем это уравнение для всех  $n$  генераторов станций, входящих в состав ЭЭС:

---

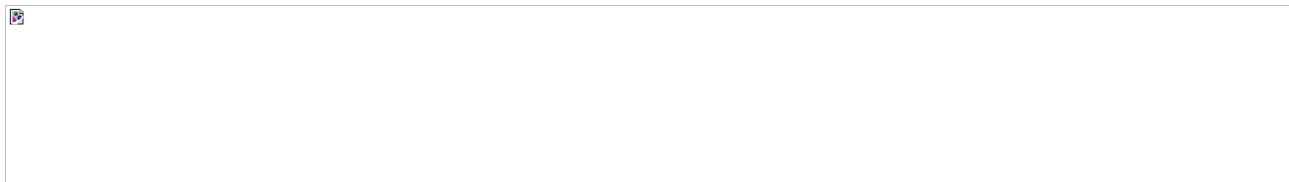
---

Просуммировав левые и правые части записанных уравнений, получим

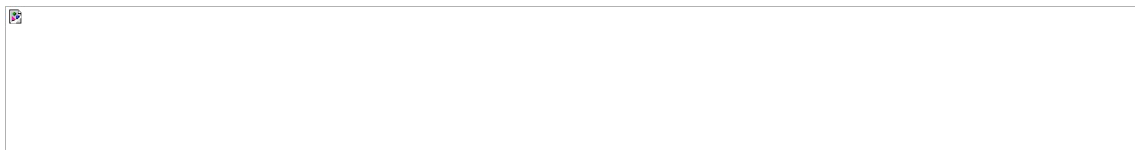
Введем понятие средней крутизны характеристики регулирования генерирующей мощности ЭЭС  $k_{Г\Sigma}$ , для чего запишем уравнение:

где через  $P_{\text{ээс}}$  обозначена суммарная номинальная мощность генераторов электростанций ЭЭС.

Суммарное изменение генерирующей мощности ЭЭС в результате первичного регулирования при изменении частоты на  $\Delta f$  можно определить по формуле:



С учетом (4.22) уравнение (4.16) запишется в виде



Уравнение (4.23) характеризует закон первичного регулирования частоты в реальной системе. Как и в случае простой системы с одной турбиной, в сложной системе регуляторы скорости турбин не обеспечивают поддержания заданного значения частоты. Это следует из (4.22), поскольку при  $k_{\Gamma i} = \infty$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) средневзвешенная величина  $k_{\Sigma}$  является конечной величиной и регулирование оказывается статическим.



Наиболее просто вторичное регулирование реализуется с помощью одной станции. Такой метод называется *методом ведущей станции по частоте*.

Рассмотрим работу станций при регулировании частоты этим методом. Так как станция, регулирующая частоту, берет на себя все возникающие небалансы мощности в ЭЭС, то ее еще называют балансирующей станцией.

Пусть в исходном режиме ЭЭС работает с номинальной частотой,  $f_0$  и суммарной мощностью станций  $P_{\Sigma 0}$ . Станция, регулирующая частоту, несет нагрузку  $P_{\delta 0}$  (рис. 4.9).

Характеристика регулятора скорости этой станции занимает положение 1. Все остальные станции несут нагрузку  $P_{\Sigma 0} - P_{\delta 0}$ .

Предположим, что нагрузка ЭЭС увеличилась, частота в ЭЭС снизилась до значения  $f_1$ . Эта стадия процесса регулирования является первичным регулированием частоты в ЭЭС. На балансирующей станции мощность увеличилась на  $\Delta P_{\delta 1}$  а на остальных станциях на  $\Delta P_{\Sigma 1}$ .



Установление номинальной частоты в ЭЭС происходит на стадии вторичного регулирования. АРЧ станции, ведущей по частоте, изменяет положение регулировочной характеристики АРС этой станции таким образом, что, перемещаясь вправо, она занимает положение 2, при котором весь наброс мощности компенсируется генераторами балансирующей станции. Другие станции, которые участвовали в регулировании на стадии первичного регулирования частоты, будут вырабатывать прежнюю мощность исходного режима. Частота в ЭЭС будет восстановлена до номинального значения.

На рис. 4.9 отмечены точки рабочего режима балансирующей станции. Точка **a** - исходный режим, точка **b** - режим в конце стадии первичного регулирования и точка **c** - новый режим в конце всего процесса регулирования.

Для успешного регулирования частоты станция, выбираемая в ЭЭС в качестве ведущей, должна удовлетворять определенным требованиям, главными из которых являются следующие:

- достаточно большая мощность по отношению к мощностям других электростанций;
- большой диапазон регулирования мощности, в котором возможно быстрое изменение мощности, выдаваемой электростанцией;
- достаточно большая пропускная способность линий (сечений), связывающих электростанцию с мощными узлами нагрузки и другими электростанциями, так как регулирование частоты связано со значительными изменениями мощности в линиях.

На тепловых станциях пределы изменения выдаваемой мощности определяются условиями работы котельных агрегатов и паровых турбин. Наибольшие ограничения диапазона регулирования связаны с работой котлов, которые обычно не допускают уменьшения нагрузки ниже, чем на 60% от номинальной. Снижение нагрузки котлов ограничивается опасностью погасания факела пылеугольных топок и опасностью нарушения нормальной циркуляции из-за неравномерного обогрева отдельных частей котла при уменьшении интенсивности горения. Нижняя граница регулировочного диапазона паровых турбин составляет обычно 20...30 % от их номинальной мощности. Она определяется возможностью резкого нарушения температурного режима турбины при значительном снижении нагрузки, результатом которого могут являться недопустимые температурные перенапряжения и связанные с ними повреждения машины.

Таким образом, вследствие ограничения регулировочного диапазона тепловых электростанций, в качестве станций, ведущих по частоте, выбирают станции, мощность которых в два-три раза превышает величину наибольшего возможного наброса или сброса нагрузки в данной ЭЭС. Наилучшие условия для регулирования частоты имеют электростанции с конденсационными турбинами и котлами, работающими на газообразном топливе.

Регулировочный диапазон гидравлических электростанций практически близок к их установленной мощности. Поэтому мощность гидроэлектростанций, используемых для регулирования частоты, может быть значительно меньше мощности тепловых станций в условиях одной и той же ЭЭС.

Опасные последствия, которые может повлечь значительное снижение частоты в ЭЭС, заставляют в этих случаях применять в ЭЭС автоматическую аварийную разгрузку по частоте (ААРЧ).

Целью такой разгрузки является восстановление баланса активной мощности путем уменьшения мощности, потребляемой нагрузками ЭЭС. ААРЧ заключается в отключении части потребителей при уменьшении частоты в ЭЭС ниже определенной границы и осуществляется при использовании средств системной автоматики. На рис. 4.10 отключение части нагрузки отражено другой статической характеристикой нагрузки ЭЭС  $\Sigma P_n - \Delta P_n$ . В этом случае становится возможным первичное и вторичное регулирование частоты (рабочая точка с).





## **4.5. ПОТРЕБИТЕЛИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Потребителями реактивной мощности в ЭЭС являются все без исключения электроприемники переменного тока. Однако некоторые электроприемники, например, лампы накаливания и электрические нагревательные приборы, потребляют очень незначительную реактивную мощность и коэффициент мощности таких потребителей принимается равным единице. Работа многих других электроприемников, таких как асинхронные двигатели, выпрямительные установки, дуговые электропечи, газоразрядные осветительные лампы, сопровождается значительным потреблением из сети реактивной мощности.

В соответствии с балансом (4.2) потребление в ЭЭС реактивной мощности:

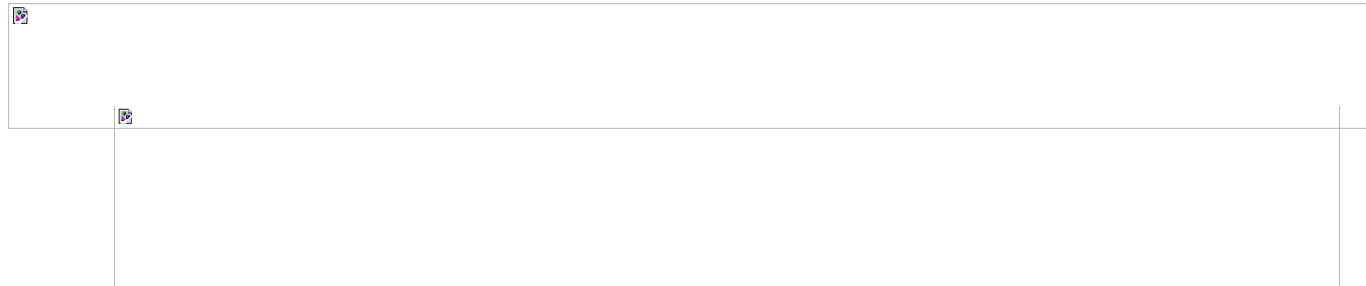
$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma Q_{сн} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_{с} . \quad (4.24)$$

В составе нагрузки ЭЭС и собственных нужд электростанций основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. И хотя мощность асинхронных двигателей в среднем составляет менее половины всей мощности нагрузки они потребляют до 70 % всей генерируемой в ЭЭС реактивной мощности.

Большая часть реактивной мощности теряется в трансформаторах (мощности намагничивания и нагрузочные потери) электрической сети - около 20% . На долю остальных потребителей приходится около 10 % потребления реактивной мощности.

Значительные потери реактивной мощности имеются в ЛЭП, однако зарядная мощность линий частично компенсирует эти потери, а иногда, при недогрузке линий, ЛЭП становятся источниками реактивной мощности. В среднем на 100 км ЛЭП 110 кВ генерируется 3,5 Мвар, для ЛЭП 220 КВ - 14 Мвар, а для ЛЭП 500 КВ - 90 Мвар. Для двухцепных линий эти значения удваиваются.

Величину потребляемой реактивной мощности можно оценить с помощью коэффициента мощности  $\cos\phi$ :



Однако во многих случаях используют более удобную величину - коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg}\phi$ :

$$Q = P \operatorname{tg}\phi.$$

Реактивная мощность нагрузок ЭЭС складывается из отдельных мощностей электроприемников:

Коэффициенты мощности и реактивной мощности некоторых электроприемников приведены в табл. 4.1.



Величина потребляемой реактивной мощности электроприемников в большей мере зависит от напряжения электрической сети, а для асинхронных двигателей еще от числа оборотов двигателя и коэффициента его загрузки.

Влияние напряжения на величину потребляемой реактивной мощности оценивают с помощью статических характеристик реактивной мощности по напряжению. Так, например, регулирующий эффект реактивной нагрузки асинхронных двигателей по напряжению составляет 1,5...3,5, что означает изменение потребляемой реактивной мощности на 1,5...3,5 % при изменении напряжения на 1%. Относительная величина потребляемой реактивной мощности растет при уменьшении мощности асинхронного двигателя и величины его загрузки.

Для поддержания нормального режима в ЭЭС потребление реактивной мощности должно обеспечиваться требуемой генерируемой мощностью и наряду с резервом активной мощности в ЭЭС необходим резерв реактивной мощности. Генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на электростанциях (60% всей реактивной мощности), и реактивной мощности компенсирующих устройств, размещенных в электрической сети и у потребителей (20%) 20 % генерируемой реактивной мощности приходится на ЛЭП.

При проектировании электрической сети должен проверяться баланс реактивной мощности для всех характерных режимов:

- максимальных реактивных нагрузок;
- максимальных активных нагрузок;
- наименьших активных нагрузок;
- послеаварийных и ремонтных.

В процессе проектных расчетов по определению оптимальной компенсации реактивной мощности решаются две основные задачи:

1) установление оптимального соотношения между реактивной мощностью, передаваемой от электрических станций потребителям электрической энергии, и мощностью компенсирующих устройств в питающих сетях ЭЭС с выбором мест их размещения;

2) выбор компенсирующих устройств в распределительных сетях, обеспечивающих заданное значение потребляемой из ЭЭС реактивной мощности.



## 4.5. ВЫРАБОТКА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Главным источником реактивной мощности в ЭЭС являются генераторы электростанций. Изменение выдаваемой реактивной мощности генератора достигается за счет изменения синхронной ЭДС генератора  $E$ , которая при неучете насыщения прямо пропорциональна току возбуждения генератора  $I_B$ .

Генераторы в номинальном режиме работы выдают номинальные активную и реактивную мощность при номинальном  $\cos\phi$ :  $S_{Гном} = P_{Гном} + Q_{Гном}$ . Ток возбуждения генератора в этом режиме также равен номинальному значению  $I_{Вном}$ . Генераторы выпускаются с номинальным  $\cos\phi$ , равным 0,8; 0,85 или 0,9.

При работе в часы максимума реактивной нагрузки иногда необходимо понижение  $\cos\phi$  генератора относительно номинального значения (увеличение выдаваемой реактивной мощности). Это достигается за счет снижения вырабатываемой активной мощности. Максимально возможная реактивная мощность генератора при данной активной мощности называется *располагаемой реактивной мощностью* генератора в режиме перевозбуждения  $Q_{расп}^+$  и режиме недовозбуждения  $Q_{расп}^-$ . Рассмотрим векторную диаграмму токов и напряжений синхронного генератора, схема замещения которого показана на рис 4.12,а.

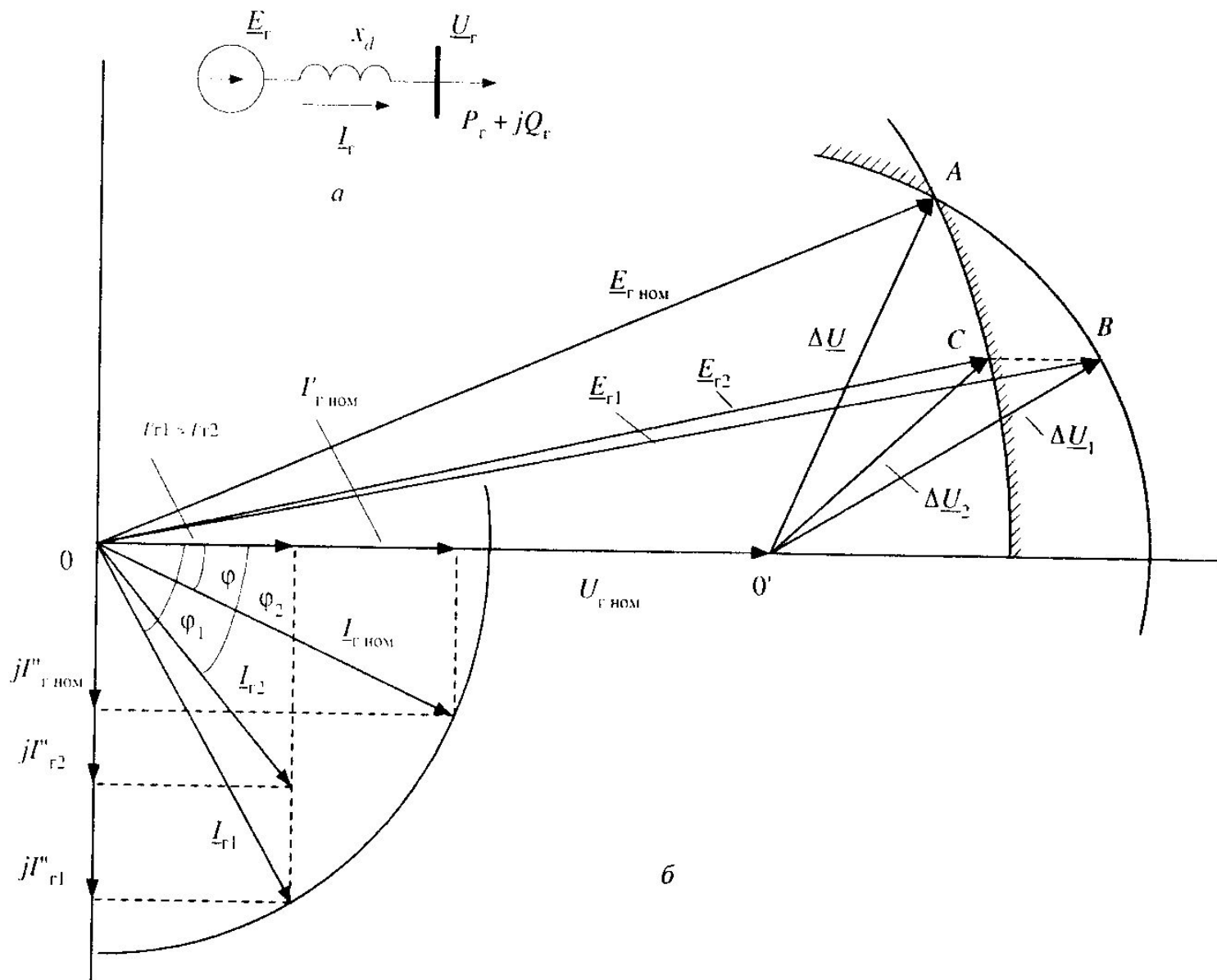
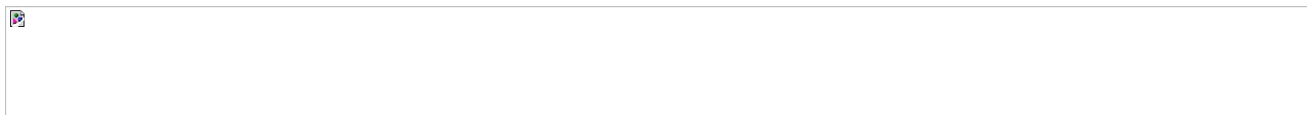
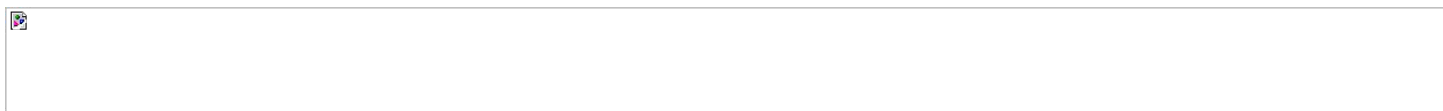


Рис. 4.12. Схема замещения (а) и векторная диаграмма синхронного генератора (б)

В соответствии с диаграммой будем иметь: - активная  
мощность

An empty rectangular box with a thin black border, intended for the user to input the value for active power. A small icon is visible in the top-left corner.

- реактивная мощность

An empty rectangular box with a thin black border, intended for the user to input the value for reactive power. A small icon is visible in the top-left corner.

Векторы токов и напряжений статора в номинальном режиме равны  $U_{2\text{ ном}}$  и  $I_{2\text{ ном}}$ . Радиусом, равным величине номинального тока статора, проводится окружность из начала координат, которой ограничивается область допустимых токов. Номинальный ток возбуждения определяет величину ЭДС  $E_{2\text{ ном}}$ . Радиусом, равным величине ЭДС  $E_{2\text{ ном}}$ , проводится окружность из начала координат, которой ограничивается область допустимого тока возбуждения.

Радиусом равным падению напряжения на сопротивлении генератора от тока статора, проводится окружность из точки, определяющей конец вектора  $U_{2\text{ ном}}$ . Область допустимых режимов генератора находится внутри заштрихованной области. Например, ток статора  $I_{22}$  недопустим, хотя он равен номинальному, так как необходимая ЭДС больше допустимой.

Приведенные рассуждения показывают, что при определении располагаемой реактивной мощности генератора при перевозбуждении решающее значение имеет ограничение по току ротора - ограничение перегрузки (ОП).

В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность из сети. В этом режиме при снижении тока возбуждения возможно нарушение статической устойчивости генератора. Кроме того, у турбогенератора вследствие изменения взаимодействия магнитных полей статора и ротора значительно нагреваются торцевые зоны статора, что ограничивает минимально возможную величину тока возбуждения. Для гидрогенераторов при низких токах возбуждения и режимов, близких к холостому ходу, возможен режим самовозбуждения из-за резонансных явлений, связанных с обменом энергией магнитного поля гидрогенератора и электрического поля высоковольтных линий, присоединенных к электростанции.

Все перечисленное определяет нижнюю границу тока возбуждения генератора и величины располагаемой реактивной мощности генератора в режиме недовозбуждения - ограничение минимального возбуждения (ОМВ).

Рассмотренные ограничения на располагаемую реактивную мощность синхронного генератора иллюстрируются на диаграмме мощностей синхронной машины, которая строится в координатах  $P$ , и  $Q$ ,-, (рис. 4.13). По оси абсцисс откладывается активная мощность, а по оси ординат реактивная мощность: в положительном направлении - в режиме перевозбуждения (генерация - емкостная мощность относительно сети), а в отрицательном направлении - в режиме недовозбуждения (потребление - индуктивная мощность относительно сети).

