

Кафедра «Электрические станции и энергетические системы»

Дисциплина: «Электрические сети и системы»

**Лекция №10 «Режимы работы электроэнергетических систем»
(1 час)**

Содержание лекции:

- 1) Баланс активной мощности;**
- 2) Регулирование частоты в изолированной электроэнергетической системе;**
- 3) Регулирование частоты в электроэнергетической системе.**

Цель лекции: изучение режимов работы электроэнергетических систем

Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы ЭЭС является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима ЭЭС суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом активной мощности.

Уравнение баланса активной мощности для ЭЭС имеет вид :

$$\Sigma P_{\Gamma} = \Sigma P_{\text{H}} + \Sigma P_{\text{сн}} + \Delta P_{\Sigma} = \Sigma P_{\text{п}},$$

где ΣP_{Γ} – суммарная генерируемая активная мощность в ЭЭС, включая активную мощность, получаемую из соседних ЭЭС;

ΣP_{H} – суммарная активная мощность потребителей в ЭЭС, включая активную мощность, передаваемую в соседние ЭЭС;

$\Sigma P_{\text{сн}}$ – суммарная мощность собственных нужд электростанций;

ΔP_{Σ} – суммарные потери активной мощности;

$\Sigma P_{\text{п}}$ – суммарное потребление активной мощности.

Баланс активной мощности в ЭЭС составляется для периода прохождения годового максимума нагрузки. Величина суммарной активной мощности потребителей ΣP_{H} при эксплуатационных расчетах определяется суммированием максимальных мощностей узлов нагрузок с учетом коэффициента разновременности максимумов кра. При проектировании развития ЭЭС величина ΣP_{H} рассчитывается на основании проектных данных и прогнозирования роста нагрузок.

Потери активной мощности в ЭЭС зависят от протяженности линий электрических сетей, числа трансформаций от источников питания до потребителей и составляют 10...15% от суммарной активной мощности потребителей ΣP_{H} .

Мощность собственных нужд электростанций $\Sigma P_{сн}$ зависит от типа станции, ее оборудования и вида используемого топлива. Для тепловых станций эта величина составляет 5...12% от мощности станции, для гидроэлектростанций – 0,5...1% .

При выполнении равенства (1) частота в ЭЭС неизменна и определяется частотой вращения турбин генераторов. Любое изменение генерируемой или потребляемой мощности приводит к изменению частоты в ЭЭС.

Увеличение потребляемой мощности или уменьшение генерируемой мощности равнозначно уменьшению впуска энергоносителя (пара, воды) в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут тормозиться, приводя к уменьшению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки снижение частоты в ЭЭС вызовет уменьшение потребляемой мощности.

Уменьшение потребляемой мощности или увеличение генерируемой мощности равнозначно дополнительному впуску энергоносителя в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут разгоняться, приводя к увеличению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки повышение частоты в ЭЭС вызовет увеличение потребляемой мощности.

Причины изменения частоты в ЭЭС могут быть самыми различными: **аварийное отключение генератора на электростанции, аварийное отключение линии или трансформатора связи между отдельными частями ЭЭС, резкое увеличение мощности потребителей и т.п.**

Отклонение частоты f от ее номинального значения $f_{ном}=50$ Гц:

$$\Delta f = f - f_{ном}$$

как один из показателей качества электроэнергии регламентируется ГОСТ, который устанавливает нормально допустимые (+ 0,2 Гц) и предельно допустимые (+0,4 Гц) отклонения частоты.



**САМОСТОЯТЕЛЬНО!
НАЙТИ, ПОСМОТРЕТЬ И ЗНАТЬ
ГОСТ РК, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЙ
ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ!!!!!!!!!!!!!!**

Достаточно жесткие требования к поддержанию частоты обусловлены значительным ее влиянием на технологические производственные процессы, на производительность механизмов потребителей и в особенности на производительность механизмов собственных нужд электростанций, от режима работы которых в значительной мере зависит надежность работы электростанций и выдаваемая ими мощность.

Повышение частоты, обусловленное избытком генерируемой мощности в ЭЭС, устраняется, как правило, уменьшением впуска энергоносителя в турбины или отключением части генераторов в ЭЭС.

Более сложной задачей является поддержание частоты на требуемом уровне при ее понижении, обусловленном дефицитом генерируемой мощности в ЭЭС. В этом случае увеличивают впуск энергоносителя в турбины, при недостаточности такого увеличения включают резерв мощности.

При дальнейшем снижении частоты в ЭЭС и недостаточной мощности резерва выполняется автоматическое ограничение снижения частоты. Эта системная автоматика выполняется с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците генерируемой мощности, включая и аварийные режимы, снижение частоты ниже уровня 45 Гц было бы исключено полностью. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с. **Одной из основных функций автоматического ограничения снижения частоты является автоматическая частотная разгрузка (АЧР).**

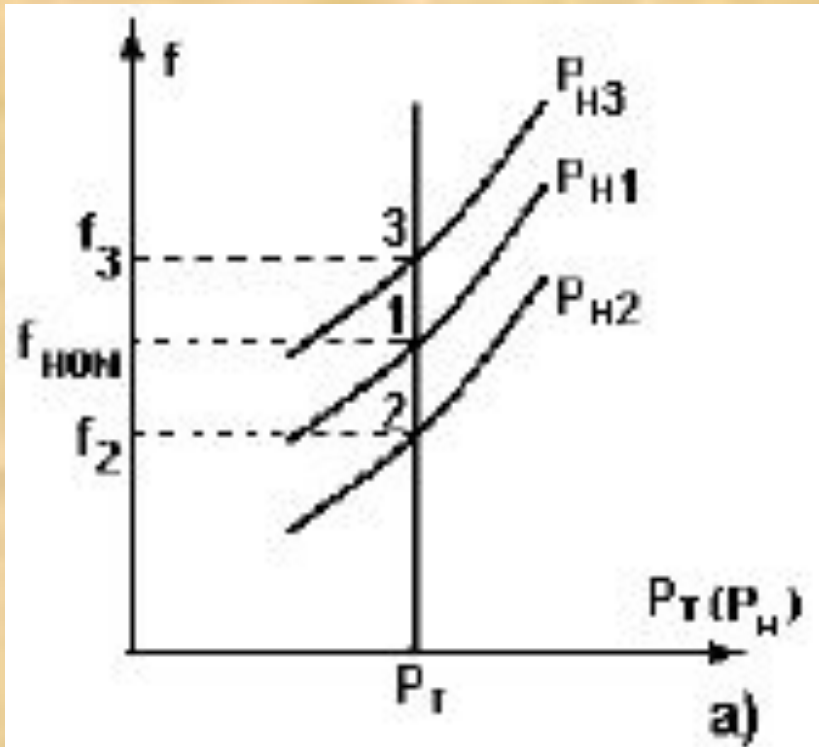
АЧР предусматривает дискретное отключение потребителей по мере снижения частоты в ЭЭС. Комплекты АЧР устанавливаются, как правило, на подстанциях электрической сети. Реле частоты, входящее в комплект АЧР, дает сигнал на отключение части линий, питающих потребителей, при снижении частоты в ЭЭС до величины уставки этого реле.

Очередность отключения потребителей выбирается по условию минимального ущерба от перерыва электроснабжения.

Регулирование частоты в изолированной электроэнергетической системе

В установившемся режиме работы ЭЭС частота в ней определяется частотой вращения турбин генераторов электростанций. Для понимания процесса регулирования частоты рассмотрим характеристики турбины на примере простейшей ЭЭС, состоящей из одного агрегата (турбина-генератор), работающего на выделенную нагрузку.

Случай нерегулируемой турбины показан на рисунке, а. Впуск энергоносителя в турбину постоянный и, следовательно, мощность турбины неизменна $P_T = \text{const}$. Характеристика такой турбины представляет собой вертикальную прямую. Статические характеристики нагрузки по частоте показаны кривыми P_{H1} , P_{H2} и P_{H3} . Причем $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$.

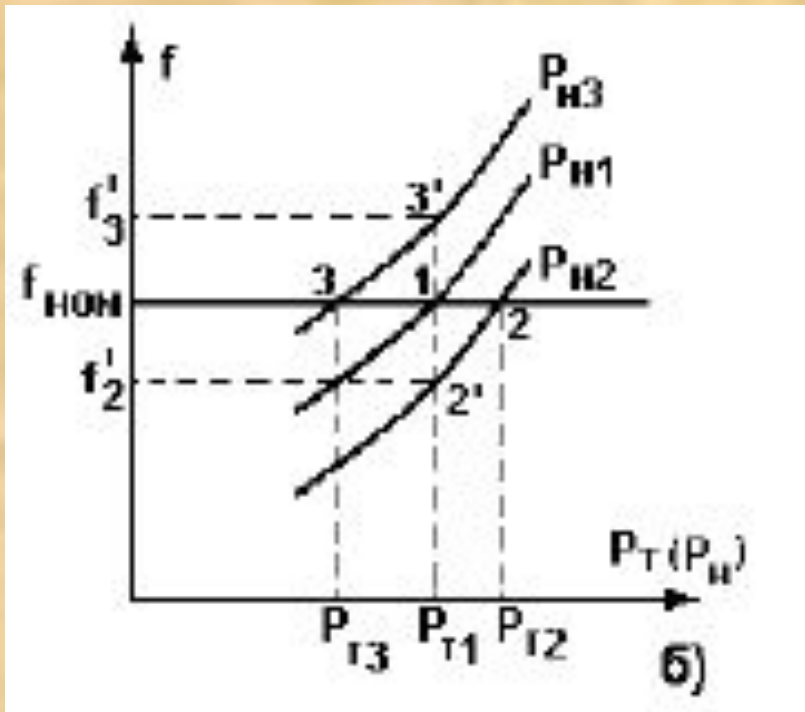


При мощности нагрузки $P_{H1} = P_T$ (точка 1, рисунок, а) частота в ЭЭС равна $f_{ном}$. При увеличении мощности нагрузки до значения P_{H2} (точка 2, рисунок, а) частота в ЭЭС уменьшается до значения f_2 . При уменьшении мощности нагрузки до значения P_{H3} (точка 3, рисунок, а) частота в ЭЭС увеличится до значения f_3 .

Характеристики турбины

Рассмотрим случай, когда турбина имеет регулятор, изменяющий впуск энергоносителя в турбину в зависимости от нагрузки. Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до номинального значения, то такое регулирование называется астатическим. Характеристика турбины с таким регулятором представляет собой горизонтальную прямую (рисунок,б).

При мощности нагрузки $P_{H1}=P_T$ (точка 1, рисунок,б) частота в ЭЭС равна $f_{ном}$. При увеличении нагрузки до значения P_{H2} частота понижается до значения f_2' (точка 2'). Регулятор увеличивает впуск энергоносителя в турбину, увеличивая мощность турбины до значения $P_{T2} = P_{H2}$, и восстанавливает номинальную частоту в ЭЭС (точка 2).



Процесс восстановления частоты при уменьшении нагрузки до значения P_{H3} происходит аналогично (точки 1, 3' и 3). В этом случае регулятор уменьшает впуск энергоносителя в турбину.

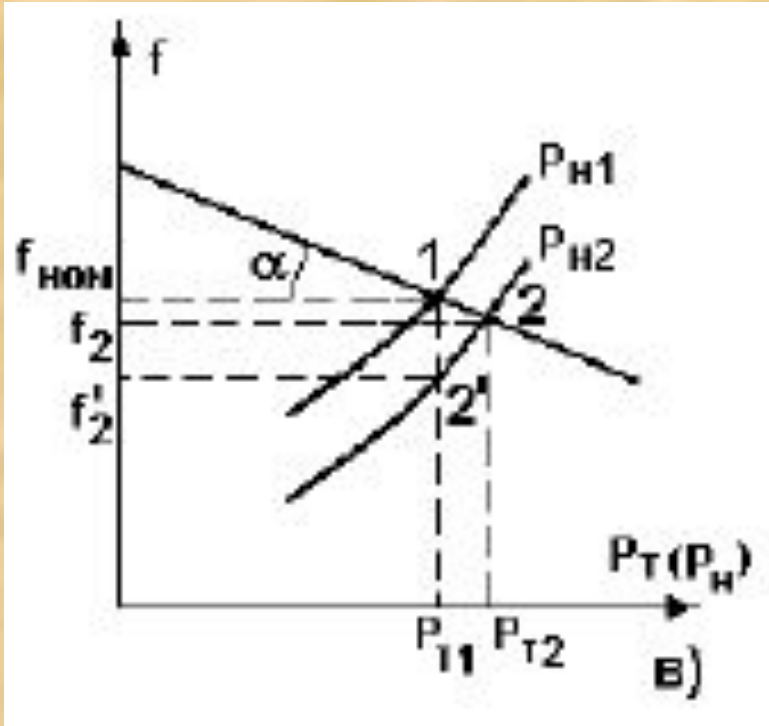
Характеристики турбины

Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до значения близкого к номинальному, то такое регулирование называется статическим.

Характеристика турбины со статическим регулятором представляет собой наклонную прямую (рисунок,в). Тангенс угла наклона этой прямой представляет собой коэффициент статизма регулятора турбины

$$k_{ст} = \operatorname{tg} \alpha$$

При мощности нагрузки $P_{н1} = P_t$ (точка 1, рисунок,в) частота в ЭЭС равна $f_{ном}$. При увеличении нагрузки до значения $P_{н2}$ частота понижается до значения f_2' (точка 2'). Регулятор увеличивает впуск энергоносителя в турбину, увеличивая мощность турбины до значения $P_{т2} = P_{н2}$, и увеличивает частоту в ЭЭС до значения f_2 (точка 2), меньшего $f_{ном}$.

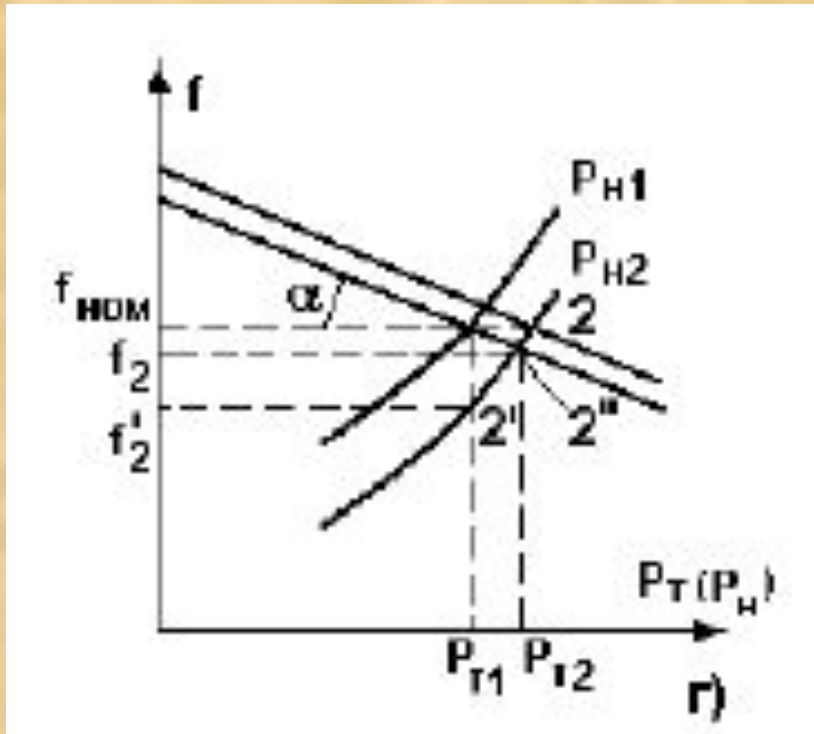


Такой процесс регулирования частоты при изменении нагрузки называют первичным регулированием частоты. Турбины с реальными регуляторами имеют статическую характеристику. Коэффициент статизма реальных турбин составляет $k_{ст} = 0,03 \dots 0,06$.

Характеристики турбины

Корректировка частоты при изменении нагрузки, т.е. доведение частоты до номинального значения $f_{ном}$, осуществляется с помощью вторичного регулирования частоты. Этот процесс иллюстрируется рисунком, г.

При увеличении нагрузки до значения $P_{н2} > P_{н1}$ сначала осуществляется первичное регулирование частоты, которому отвечает точка $2''$, соответствующая мощности турбины $P_{т2}$ и частоте f_2 . В результате вторичного регулирования дополнительно увеличивается выпуск энергоносителя в турбину, мощность турбины увеличивается, ее статическая характеристика перемещается параллельно самой себе. В точке 2 мощность турбины достигнет значения $P_{т2}'$, а частота в ЭЭС – номинального значения $f_{ном}$.



Первичное регулирование осуществляется, как правило, автоматически. Вторичное регулирование может осуществляться как автоматически, так и дежурным персоналом электростанции.

Характеристики турбины

Регулирование частоты в электроэнергетической системе

ЭЭС включает в себя большое количество электростанций, работающих параллельно на общую электрическую сеть. При изменении потребляемой активной мощности частота в энергосистеме меняется. Если дежурный персонал каждой электростанции начнет регулировать частоту, то частота в ЭЭС не сможет быть восстановлена на уровне номинального значения из-за несогласованных действий персонала различных станций.

Поэтому задача регулирования частоты в ЭЭС возлагается не на все, а на одну или несколько электростанций с суммарной мощностью, достаточной для покрытия всех возможных изменений потребляемой мощности в ЭЭС. Такие станции называются балансирующими по частоте.

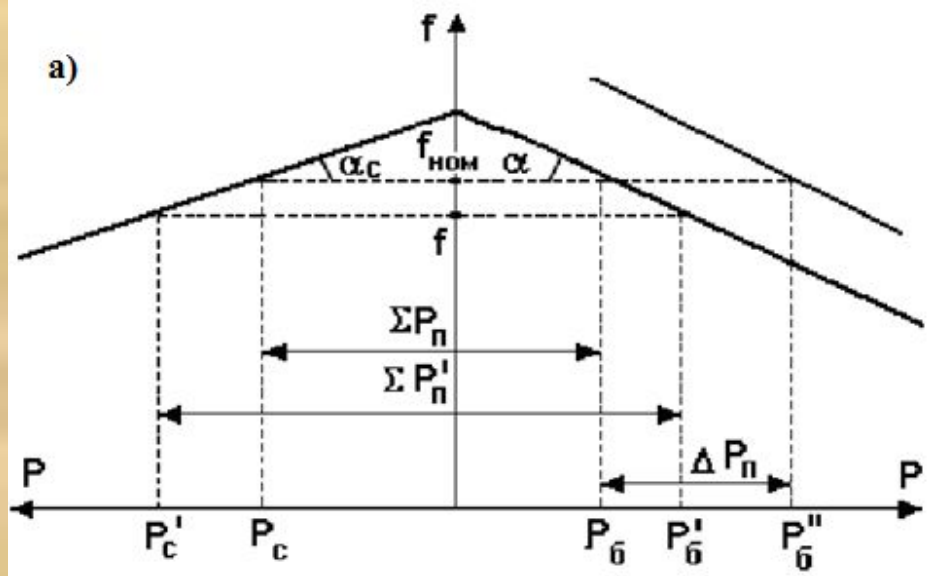
Рассмотрим сначала случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделена одна балансирующая станция. Остальные электростанции ЭЭС работают с заданной постоянной мощностью.

Статические характеристики балансирующей станции и остальных станций ЭЭС приведены на рисунок, а соответственно справа и слева от вертикальной оси. При суммарной потребляемой мощности ΣP_n значения мощностей балансирующей станции и остальных станций характеризуются величинами P_b и P_c соответственно. В ЭЭС имеет место баланс активной мощности $P_b + P_c = \Sigma P_n$, а частота в ЭЭС имеет номинальное значение $f_{ном}$.

При увеличении суммарной потребляемой мощности до значения $\Sigma P_n'$ в результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения f , а мощности балансирующей станции и остальных станций ЭЭС увеличатся до значений P_b' и P_c' соответственно. В ЭЭС вновь будет баланс мощности $P_b' + P_c' = \Sigma P_n'$, но при частоте f , отличающейся от номинальной $f_{ном}$.

На балансирующей станции вступает в действие вторичное регулирование частоты, увеличивается впуск энергоносителя в турбину и характеристика станции перемещается параллельно самой себе до положения, при котором весь прирост суммарной потребляемой мощности

ложится на генераторы балансирующей станции. Мощность этой станции увеличится до значения P_b'' . Мощность остальных станций в ЭЭС восстановится до исходного значения P_c , а частота в ЭЭС – до номинального значения $f_{ном}$.



Регулирование частоты в ЭЭС с одной балансирующей станцией

В мощных ЭЭС, как правило, недостаточно одной станции для покрытия возможных колебаний потребляемой активной мощности. В этом случае для регулирования частоты выделяются две или более балансирующие станции. **Рассмотрим случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделены две балансирующие станции.**

Статические характеристики двух балансирующих станций 1 и 2 показаны на рисунке, б. При суммарной потребляемой в ЭЭС мощности ΣP_n частота равна номинальной $f_{ном}$, станция 1 имеет нагрузку $P_{б1}$, а станция 2 – нагрузку $P_{б2}$. Нагрузка остальных станций составляет P_c .

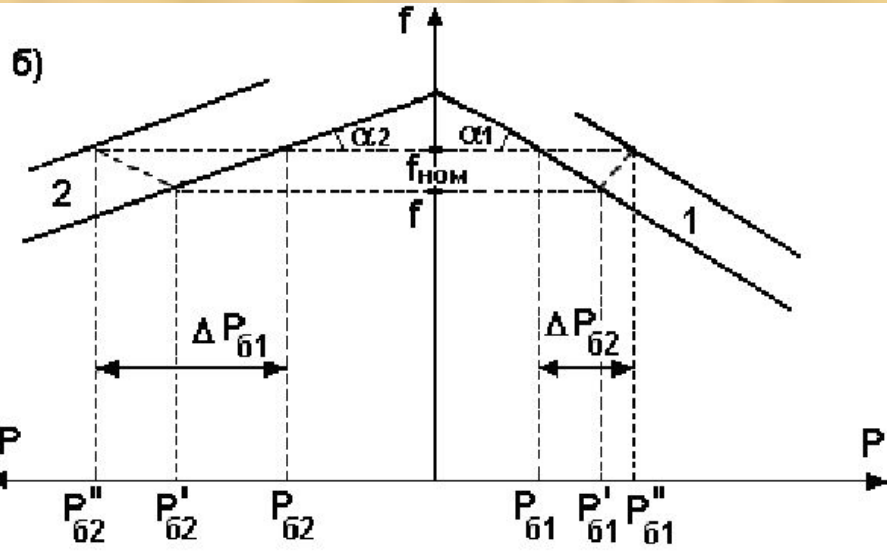
Суммарная потребляемая активная мощность в ЭЭС увеличивается до значения $\Sigma P_n'$. В результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения f , а мощности балансирующих станций увеличатся до значений $P'_{б1}$ и $P'_{б2}$ соответственно. Нагрузка остальных станций ЭЭС увеличится до значения P'_c .

В результате вторичного регулирования частоты характеристики балансирующих станций будут смещаться параллельно самим себе до достижения $f_{ном}$. При этом мощность электростанций, кроме балансирующих, уменьшится до исходной мощности P_c , а балансирующие станции примут на себя все увеличение потребляемой в ЭЭС мощности

$$\Sigma P_n - \Sigma P'_n = \Delta P_{б1} + \Delta P_{б2}.$$

Загрузка этих станций будет $P''_{б1}$ и $P''_{б2}$. Из рисунка, б видно, что приращения мощностей балансирующих станций обратно пропорциональны коэффициентам статизма их регуляторов

$$\Delta P_{б1} / \Delta P_{б2} = k_{ст2} / k_{ст1} = \operatorname{tg} \alpha_2 / \operatorname{tg} \alpha_1.$$



Регулирование частоты в ЭЭС с двумя балансирующими станциями

Чем меньше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем большую мощность возьмет на себя эта станция при увеличении суммарной потребляемой мощности. И наоборот, чем больше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем меньшую мощность возьмет на себя станция при увеличении суммарной потребляемой мощности.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!