

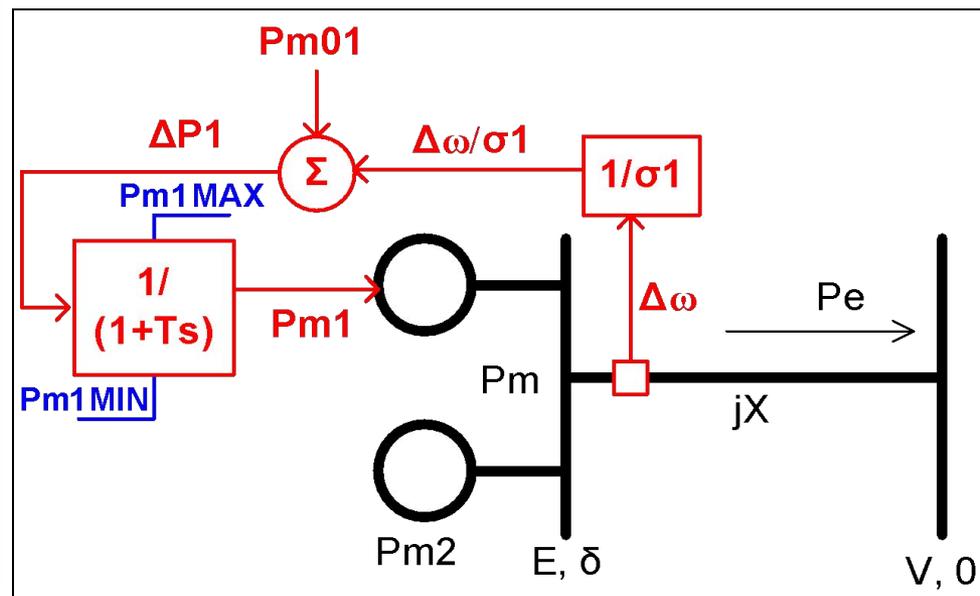
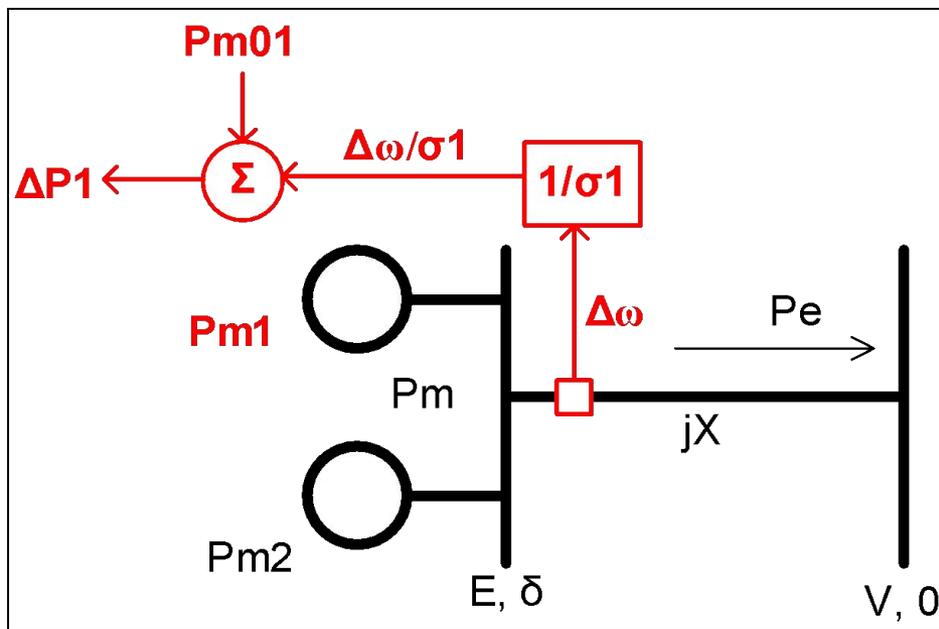
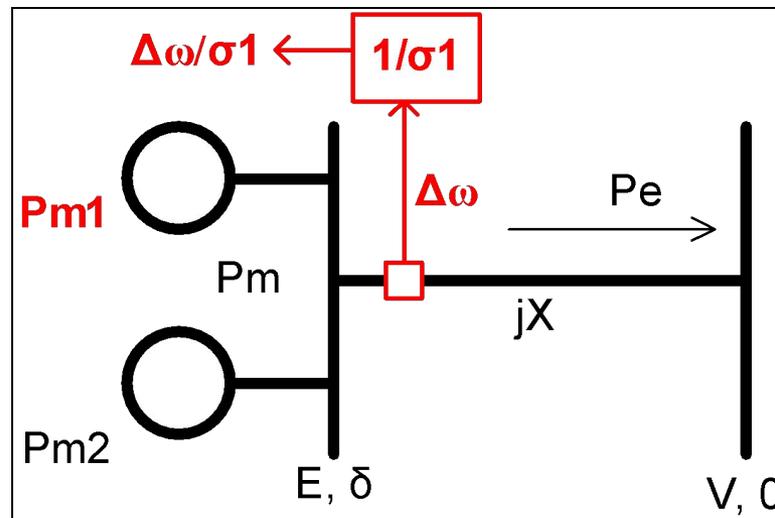
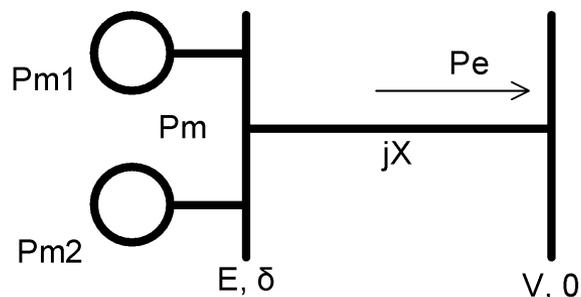
# **Автоматика регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ)**

# Регулирование частоты и активной мощности

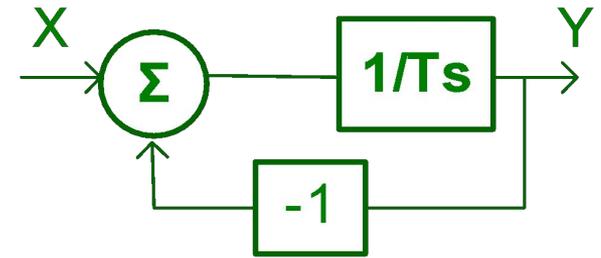
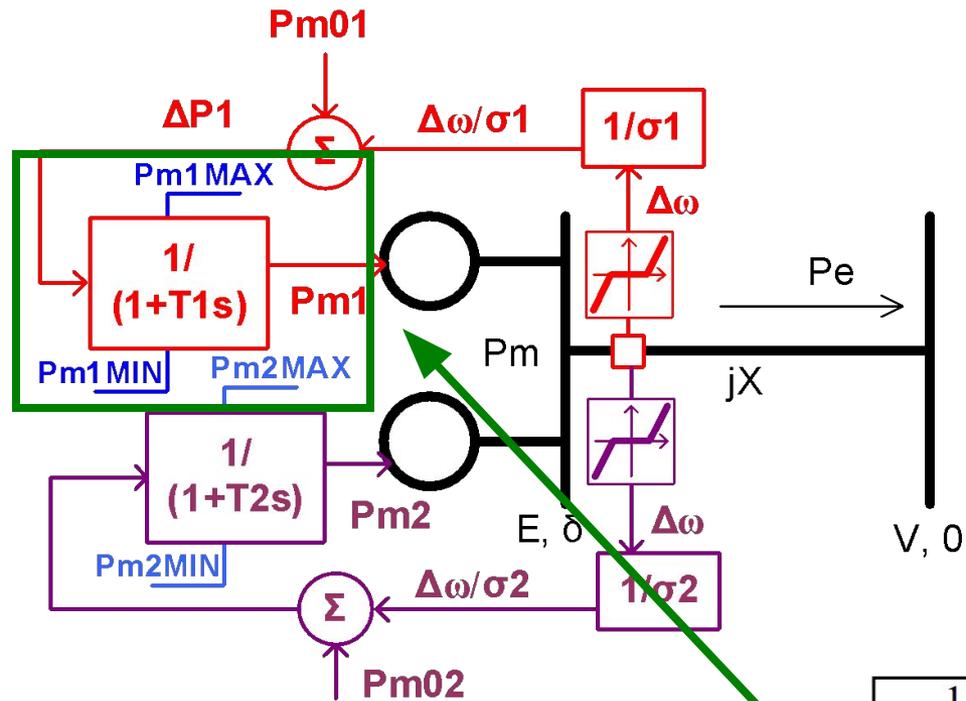
- **Первичное регулирование частоты** - процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.
- **Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности** – процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования.



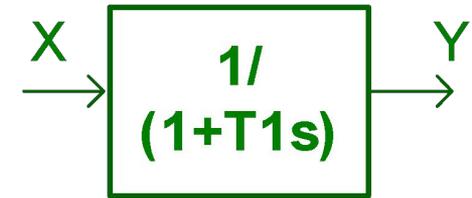
# Первичный автоматический регулятор скорости (АРС)



# Первичный автоматический регулятор скорости (АРС)

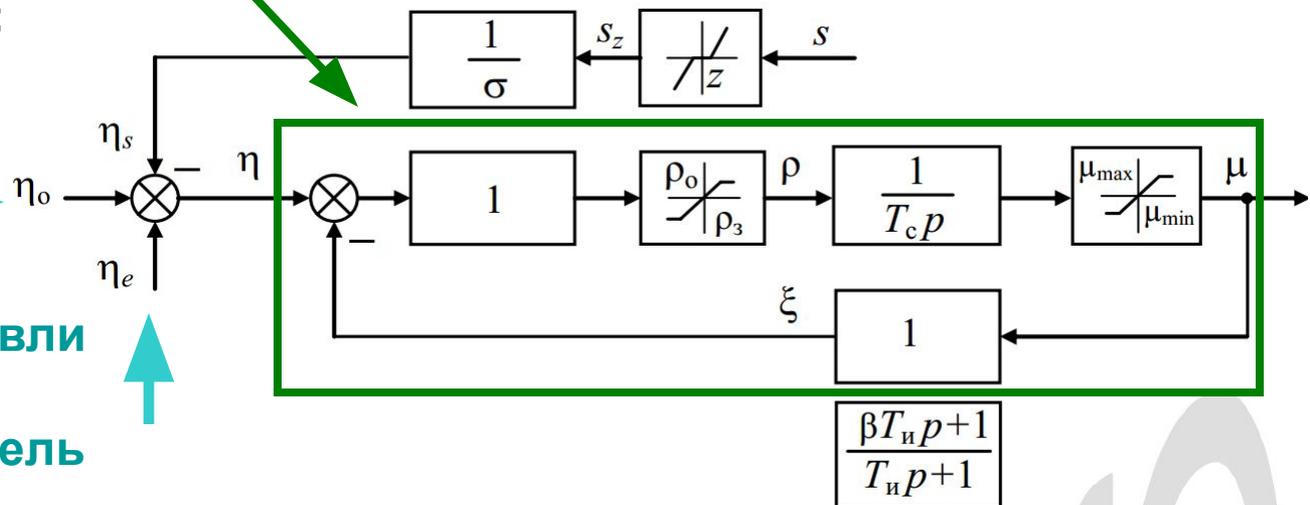


**Доказать эквивалентность!!!**

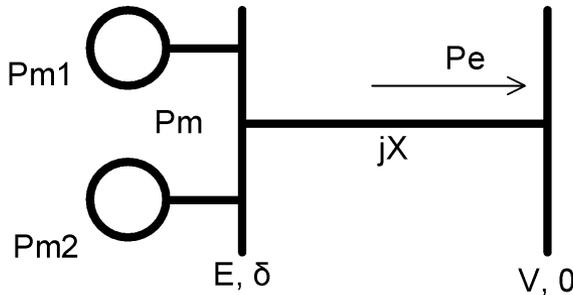


**Механизм  
Управления  
турбиной  
(МУТ)**

**Электрогидравлический  
преобразователь  
(ЭГП)**

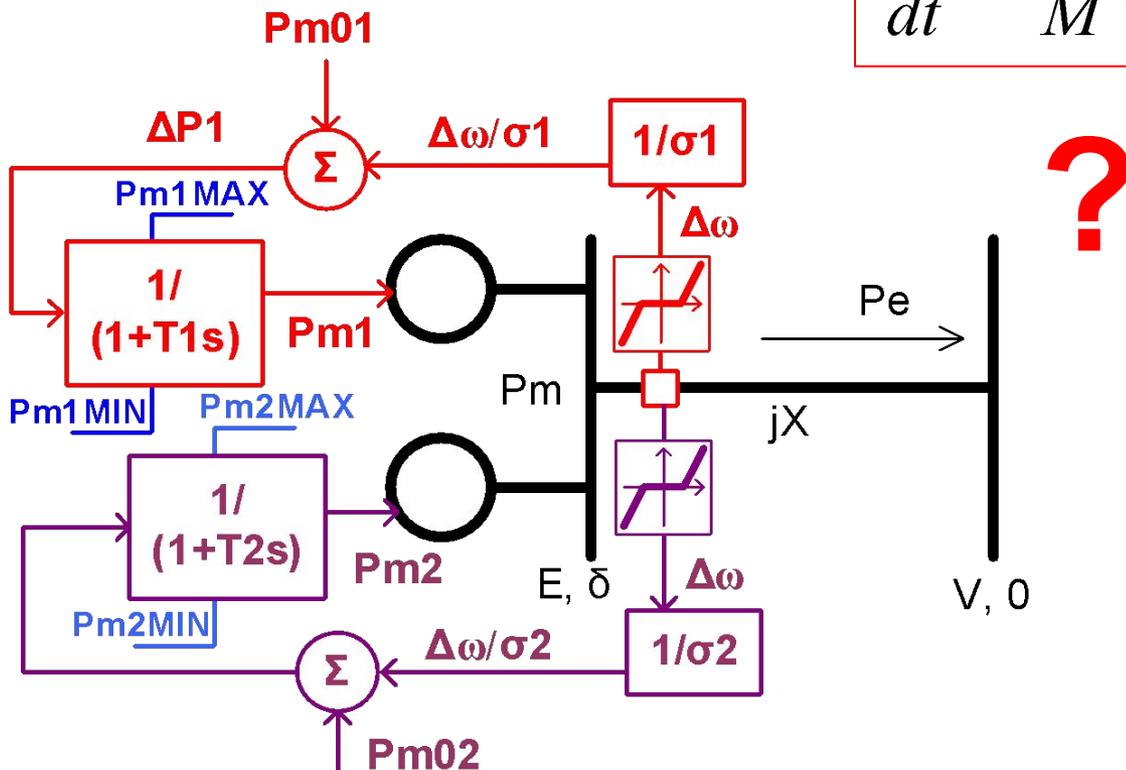


# Уравнения для исследования АРС



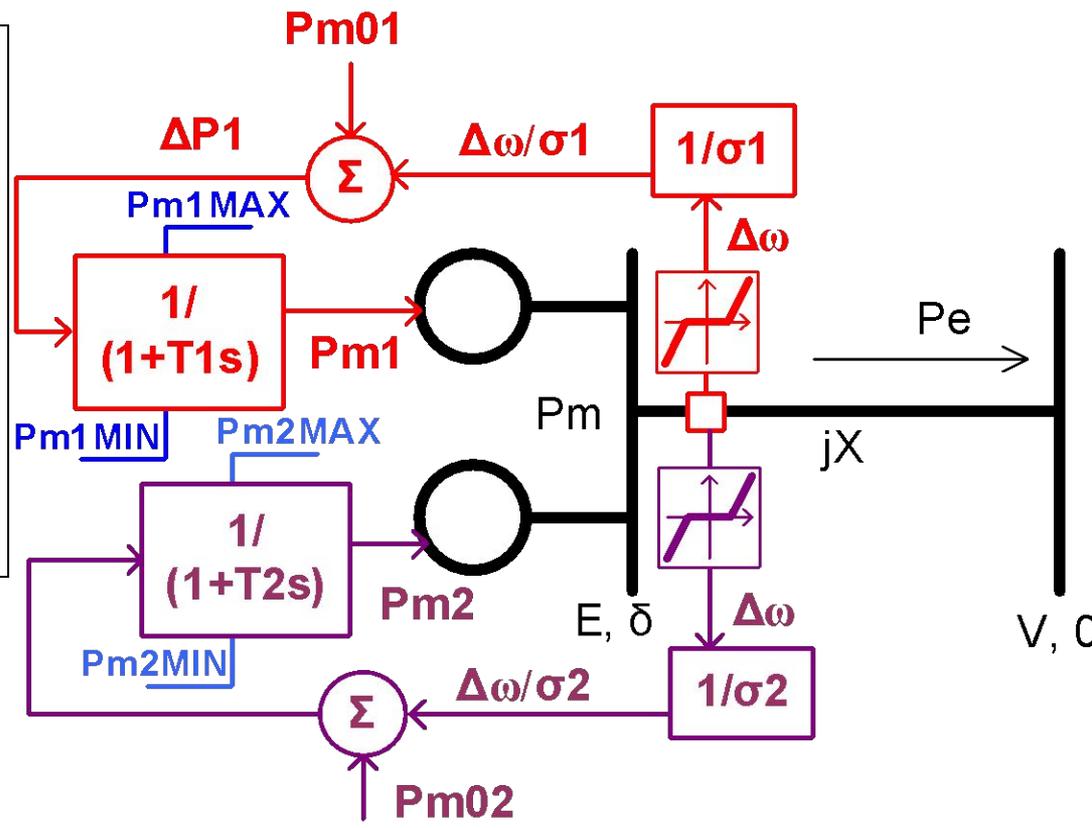
$$\frac{d\delta}{dt} = \omega,$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M} \left( P_m - \frac{EV}{X} \sin \delta - D\omega \right).$$



# Уравнения для исследования АРС. Состояния.

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega, \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M} \left( [P_{m1} + P_{m2}] - \frac{EV}{X} \sin \delta - D\omega \right), \\ \frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{\Delta P_1 - P_{m1}}{T_1}, \\ \frac{dP_{m2}}{dt} = \frac{\Delta P_2 - P_{m2}}{T_2}. \end{cases}$$



$$\frac{\Delta P_1}{1 + T_1 s} = P_{m1}$$

$$\Delta P_1 = P_{m1} (1 + T_1 s)$$

$$P_{m1} T_1 s = \Delta P_1 - P_{m1}$$

$$\frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{\Delta P_1 - P_{m1}}{T_1}$$

$$\Delta P_1 = P_{m01} - \omega (\sigma_1)^{-1}; \quad \Delta P_2 = P_{m02} - \omega (\sigma_2)^{-1}$$

# Уравнения для исследования АРС. Ограничения.

## Ограничения по мощности агрегатов:

### Сверху:

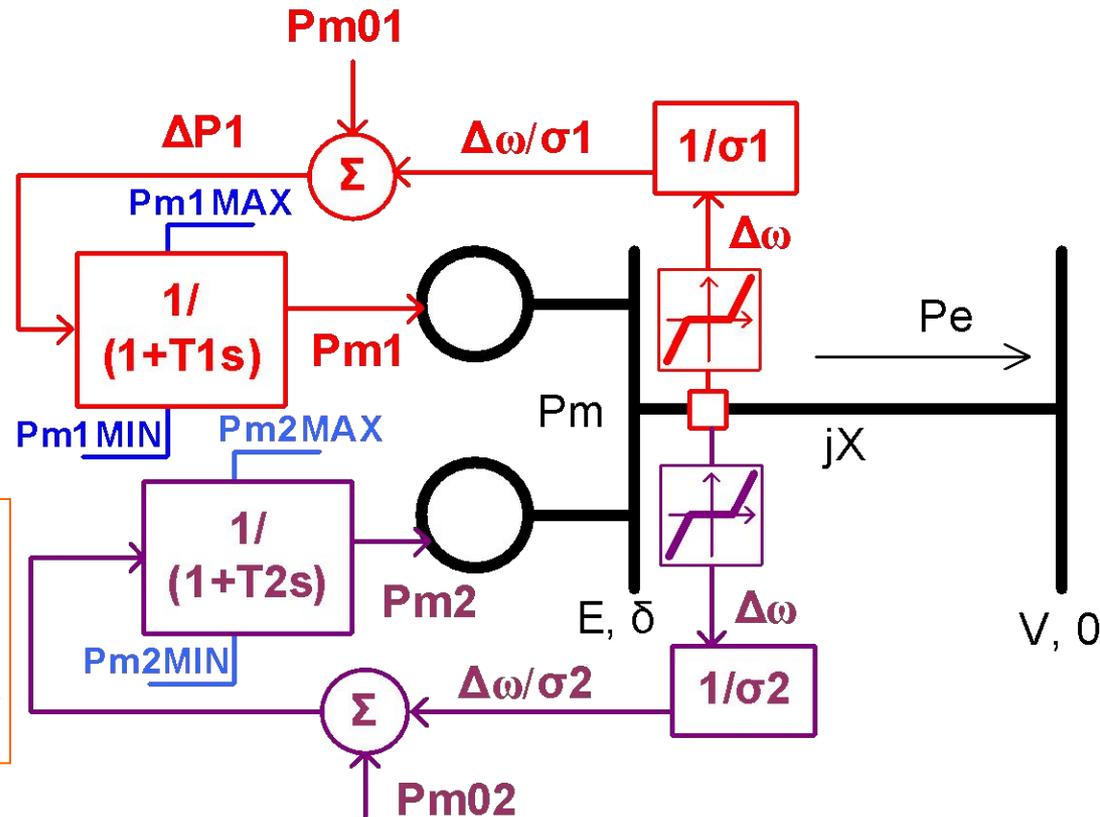
$$\text{if}(P_{m1} > P_{m1MAX}) \text{AND} \left( \frac{dP_{m1}}{dt} > 0 \right) \left\{ \frac{dP_{m1}}{dt} = 0 \right\}$$

$$\text{if}(P_{m2} > P_{m2MAX}) \text{AND} \left( \frac{dP_{m2}}{dt} > 0 \right) \left\{ \frac{dP_{m2}}{dt} = 0 \right\}$$

### Снизу:

$$\text{if}(P_{m1} < P_{m1MIN}) \text{AND} \left( \frac{dP_{m1}}{dt} < 0 \right) \left\{ \frac{dP_{m1}}{dt} = 0 \right\}$$

$$\text{if}(P_{m2} < P_{m2MIN}) \text{AND} \left( \frac{dP_{m2}}{dt} < 0 \right) \left\{ \frac{dP_{m2}}{dt} = 0 \right\}$$



# Уравнения для исследования АРС. Ограничения.

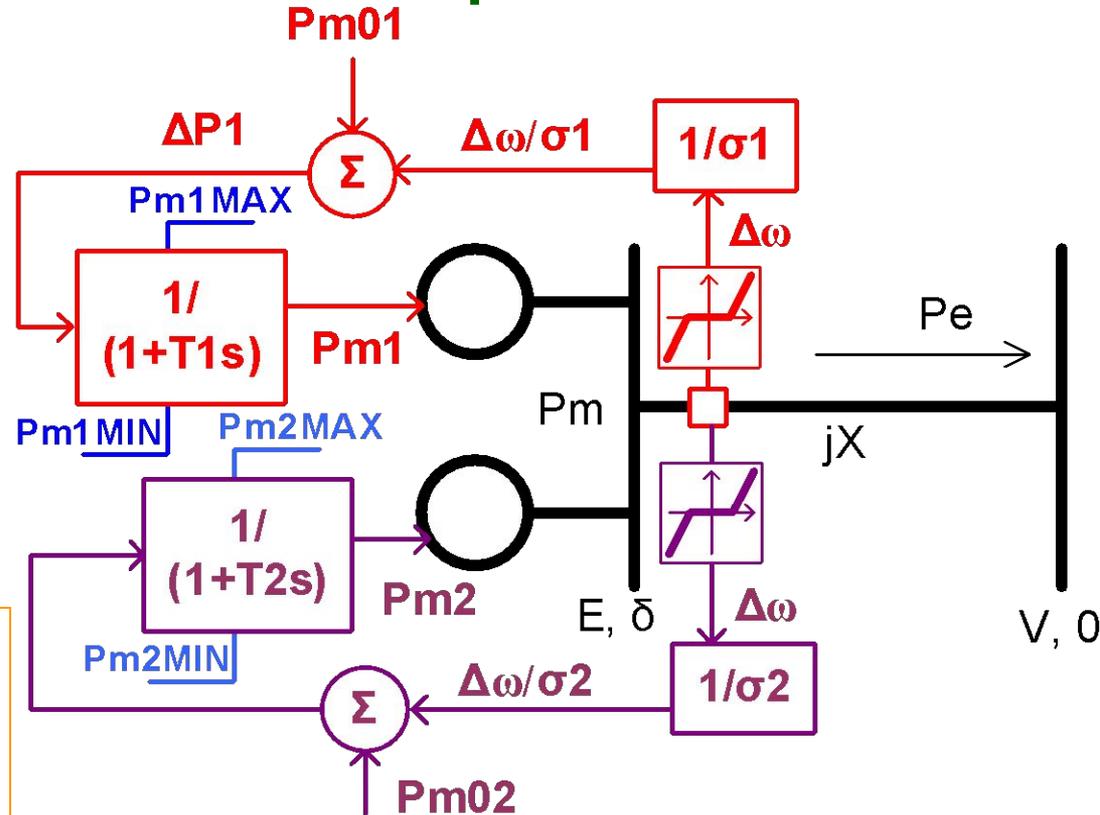
## Зона нечувствительности агрегата:

$$\begin{aligned} & \text{if } (|\Delta\omega| > \Delta\omega_{\text{ZONE1}}) \left\{ \Delta P_1 = P_{m01} - \omega(\sigma_1)^{-1} \right\} \\ & \text{else } \left\{ \Delta P_1 = P_{m01} \right\} \\ & \text{if } (|\Delta\omega| > \Delta\omega_{\text{ZONE2}}) \left\{ \Delta P_2 = P_{m02} - \omega(\sigma_2)^{-1} \right\} \\ & \text{else } \left\{ \Delta P_2 = P_{m02} \right\} \end{aligned}$$

## Ограничения по скорости набора

### МОЩНОСТИ:

$$\begin{aligned} & \text{if } \left( \frac{dP_{m1}}{dt} \geq \frac{dP_{m1MAX}}{dt} \right) \left\{ \frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{dP_{m1MAX}}{dt} \right\} \\ & \text{if } \left( \frac{dP_{m1}}{dt} \leq \frac{dP_{m1MIN}}{dt} \right) \left\{ \frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{dP_{m1MIN}}{dt} \right\} \\ & \text{if } \left( \frac{dP_{m2}}{dt} \geq \frac{dP_{m2MAX}}{dt} \right) \left\{ \frac{dP_{m2}}{dt} = \frac{dP_{m2MAX}}{dt} \right\} \\ & \text{if } \left( \frac{dP_{m2}}{dt} \leq \frac{dP_{m2MIN}}{dt} \right) \left\{ \frac{dP_{m2}}{dt} = \frac{dP_{m2MIN}}{dt} \right\} \end{aligned}$$



# Инициализация уравнений динамики АРС

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\delta}{dt} = \omega, \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M} \left( [P_{m1} + P_{m2}] - \frac{EV}{X} \sin \delta - D\omega \right), \\ \frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{\Delta P_1 - P_{m1}}{T_1}, \\ \frac{dP_{m2}}{dt} = \frac{\Delta P_1 - P_{m2}}{T_1}. \end{array} \right.$$

$$\omega_0 = 0$$

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_m X}{EV}\right)$$



$$P_{m10} = P_{m01} = K \cdot \frac{EV}{X} \sin \delta_0,$$

$$P_{m20} = P_{m02} = (1 - K) \cdot \frac{EV}{X} \sin \delta_0.$$

# Уравнения APC (Scilab 5.5.2)

```
ars.sce (F:\Projects\Lenovo\Политех\Тестирование Scilab\ars.sce) - SciNotes
ars.sce
1 function dx=freqControl(t,x)
2     .... //if (t>1 & t<4) then V0=0.1; end
3     .... dx(1)=x(2); //d(Delta)/dt
4     .... dx(2)=1/M0*(x(3)+x(4))-E0*V0*sin(x(1))/X0-D0*x(2); //d(Omega)/dt
5     .... if (abs(x(2))>dw1) then deltaP1=Pm01-x(2)*sigma1^-1; else deltaP1=Pm01; end
6     .... if (abs(x(2))>dw2) then deltaP2=Pm02-x(2)*sigma2^-1; else deltaP2=Pm02; end
7     .... dx(3)=(deltaP1-x(3))/T1; //d(Pm1)/dt
8     .... //Ограничения на Pm1
9     .... if (dx(3)>dP1maxdt) then dx(3)=dP1maxdt; end //скорость набора мощности
10    .... if (dx(3)<dP1mindt) then dx(3)=dP1mindt; end //скорость сброса мощности
11    .... if (x(3)<Pm1min & dx(3)<0) then dx(3)=0; end //мин. мощность первого агрегата
12    .... dx(4)=(deltaP2-x(4))/T2; //d(Pm2)/dt
13    .... //Ограничения на Pm2
14    .... if (dx(4)>dP2maxdt) then dx(4)=dP2maxdt; end //скорость набора мощности
15    .... if (dx(4)<dP2mindt) then dx(4)=dP2mindt; end //скорость сброса мощности
16    .... if (x(4)<Pm2min & dx(4)<0) then dx(4)=0; end //мин. мощность второго агрегата
17 endfunction
18 //Идентификация параметров
19 M0=0.7; D0=0.1; X0=0.5; E0=1; Pm0=0.2; V0=1;
20 //Исходные значения (dx/dt=0)
21 omega0=0;
22 delta0=asin(Pm0*X0/E0/V0);
23 //Дополнительные параметры
24 K=0.5; Pm01=K*E0*V0*sin(delta0)/X0; Pm02=(1-K)*E0*V0*sin(delta0)/X0;
25 sigma1=0.05; sigma2=0.05; T1=3; T2=3; Pm1max=1; Pm1min=0.0; Pm2max=1; Pm2min=0; dw1=0.01; dw2=0.01;
26 dP1maxdt=0.1; dP1mindt=-0.1; dP2maxdt=0.1; dP2mindt=-0.1;
27 //Инициализация переменных состояния и времени
28 t=0:0.001:40;
29 t0=0;
30 x0=[delta0; omega0; Pm01; Pm02];
31 x=ode(x0,0,t,freqControl);
```

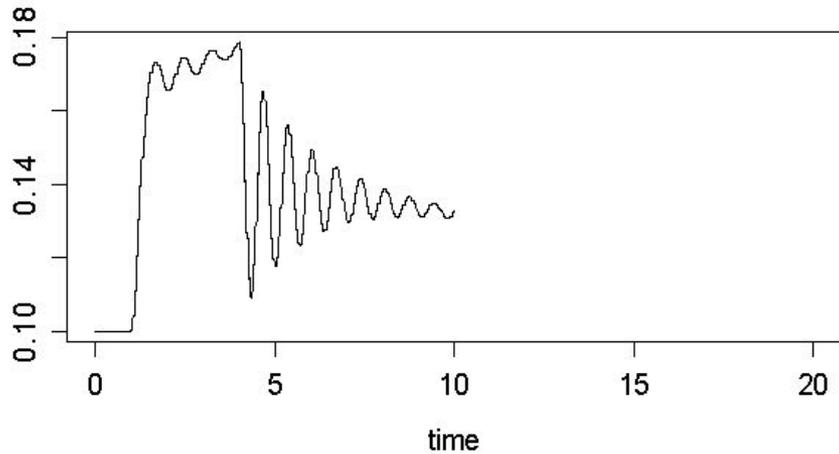
## Исследование динамики АРС.

- Возмущение. КЗ в приемной системе.
- Влияние зоны нечувствительности АРС.
- Изменение мощности генератора.
- Противоаварийное управление мощностью (Импульсная разгрузка турбины)  
(воздействие на ЭГП)

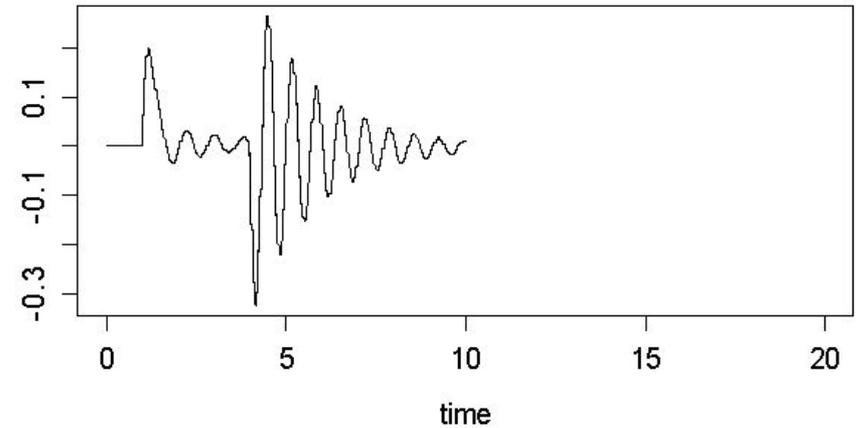
# Динамика АРС. КЗ в приемной системе.

If  $(t > 1 \ \& \ t < 4) \{V = 0.1\}$

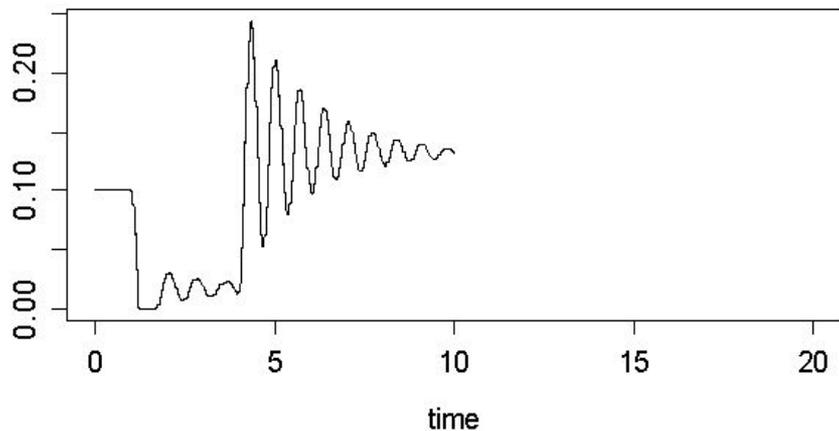
delta



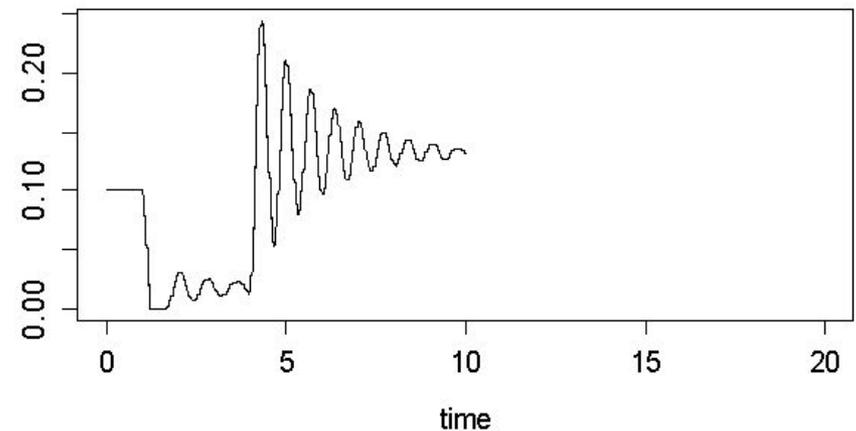
omega



Pm1



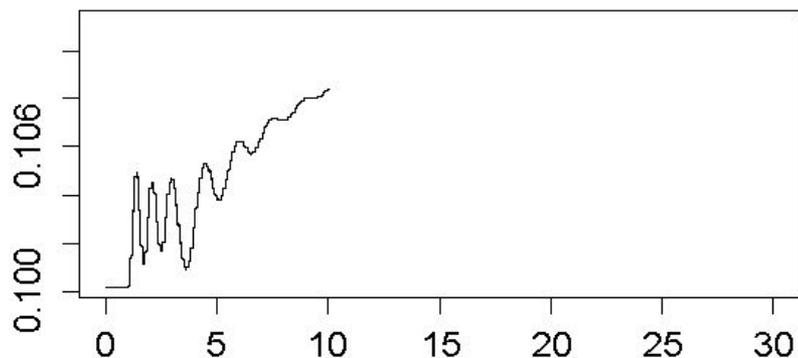
Pm2



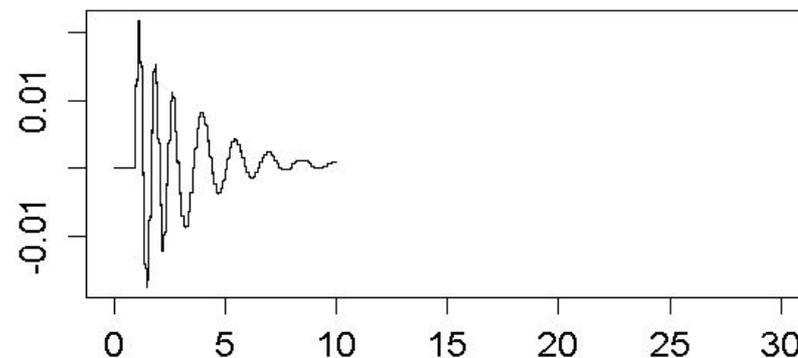
# Динамика АРС. Изменение напряжения приемной системы.

If  $(t > 1) \{V = 0.9\}$

delta

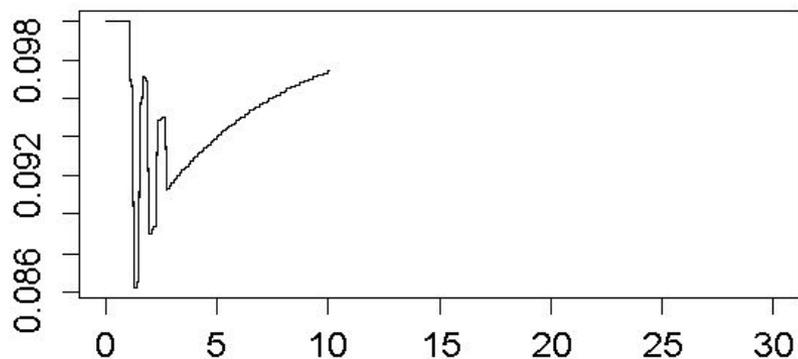


omega

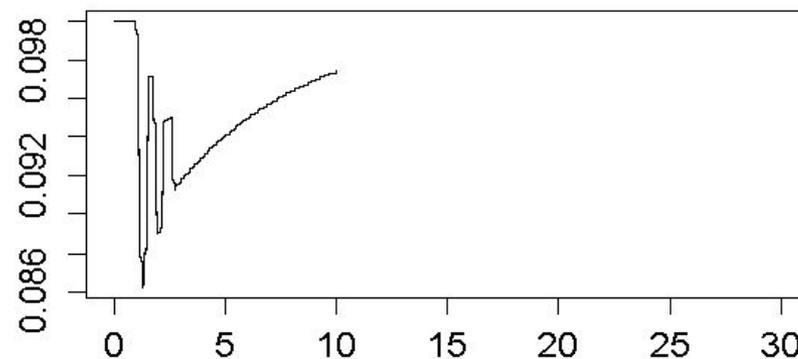


Почему не меняется частота???!!!

Pm1



Pm2



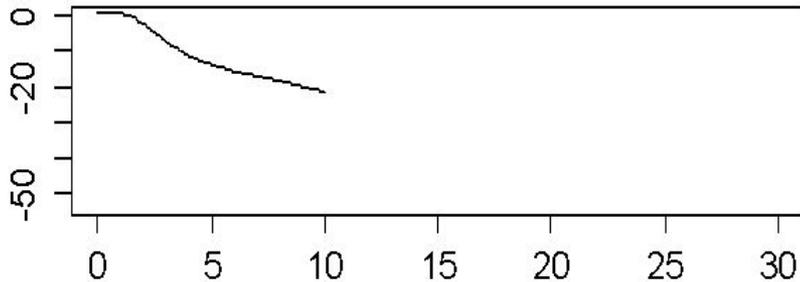
time

time

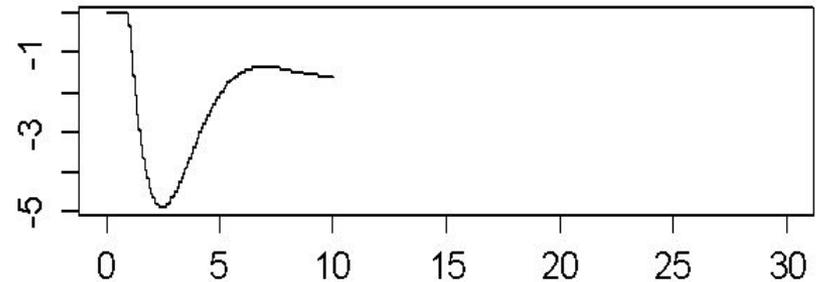
# Динамика АРС. Почему не меняется частота?

$$\text{if } (t > 1) \{ V = 1 * X / (\sin(\text{delta}) * E) \}$$

delta

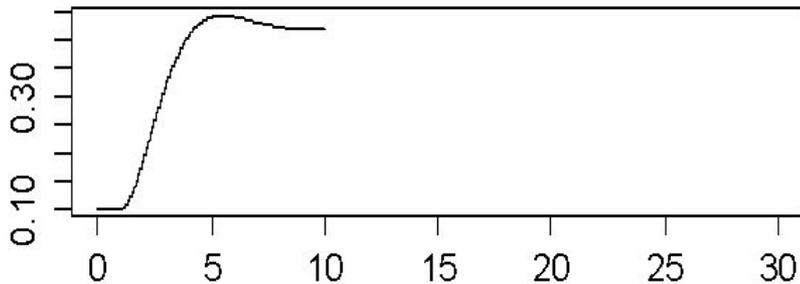


omega

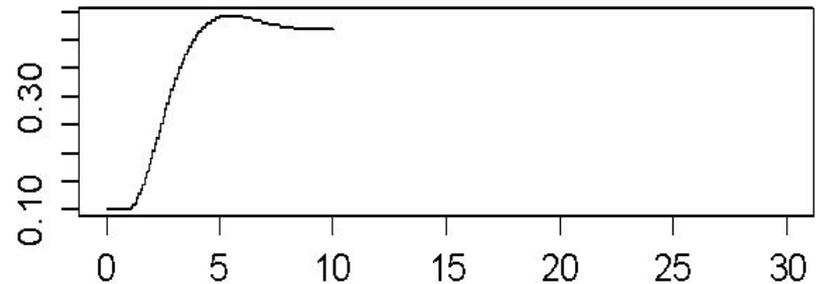


**СТАТИЗМ НА ГЕНЕРАТОРАХ 500%**

**НЕРЕАЛЬНАЯ СИТУАЦИЯ!!!**



time

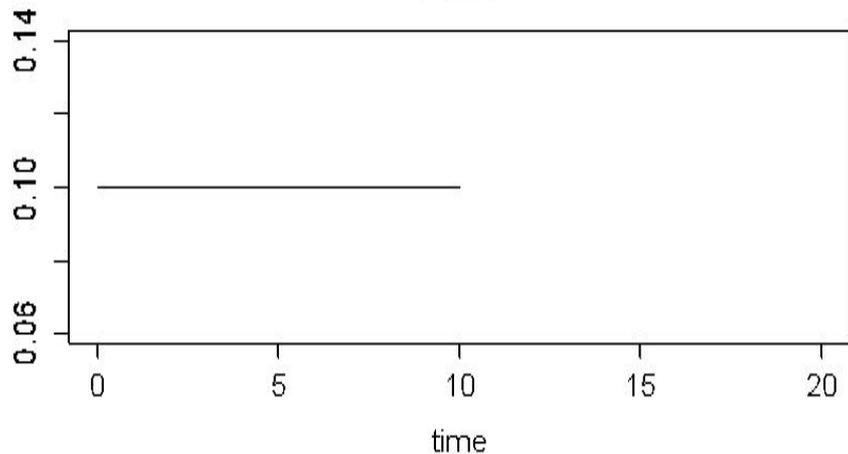


time

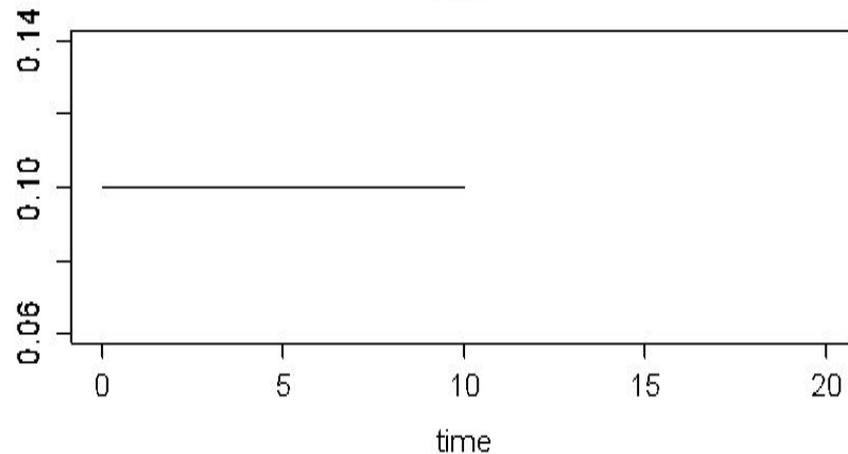
# Динамика АРС. Зона нечувствительности

$$\text{If } (t>0)\{ V=1+0.005*\sin(2*\pi*t) \}$$

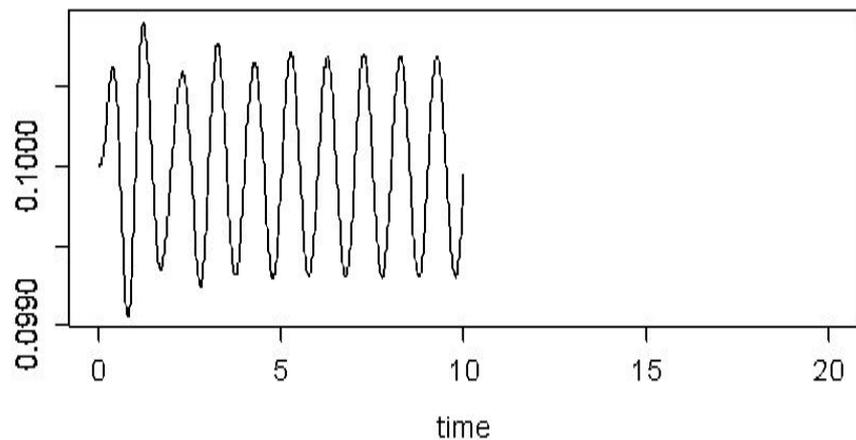
**Pm1**



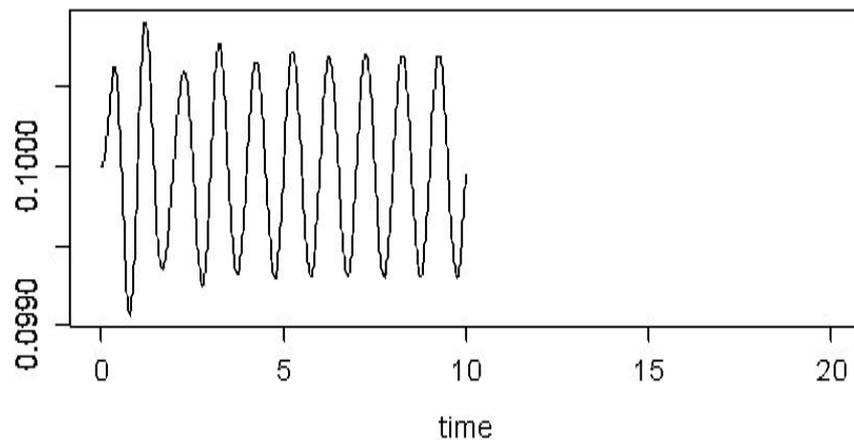
**Pm2**  $\Delta\omega=0.01$



**Pm1**



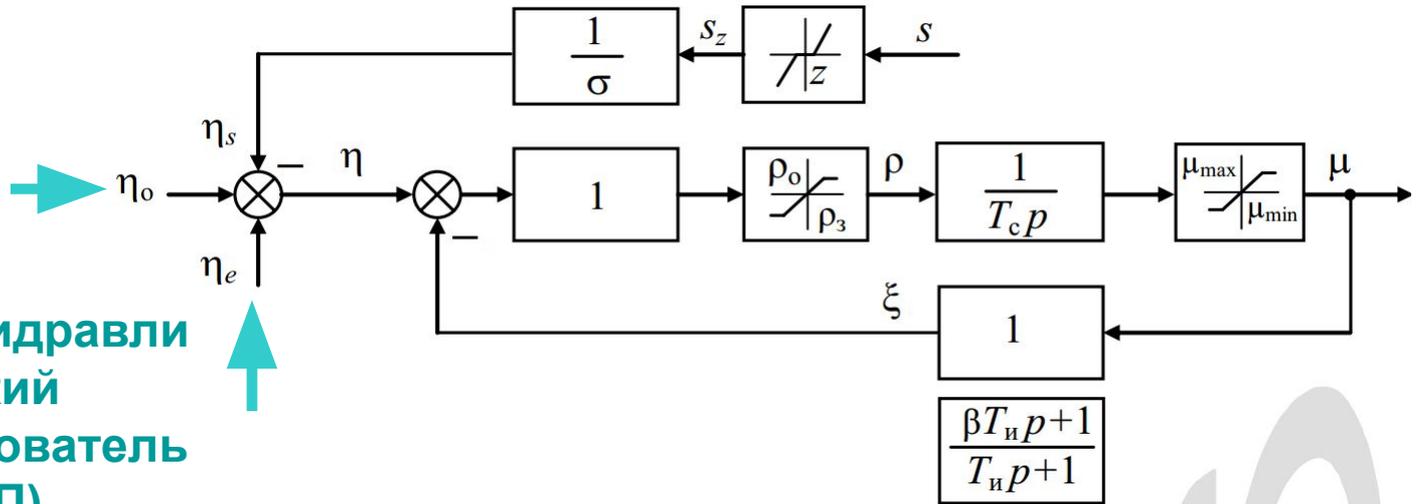
**Pm2**  $\Delta\omega=0$



# Управление мощностью блока

Механизм  
Управления  
турбиной  
(МУТ)

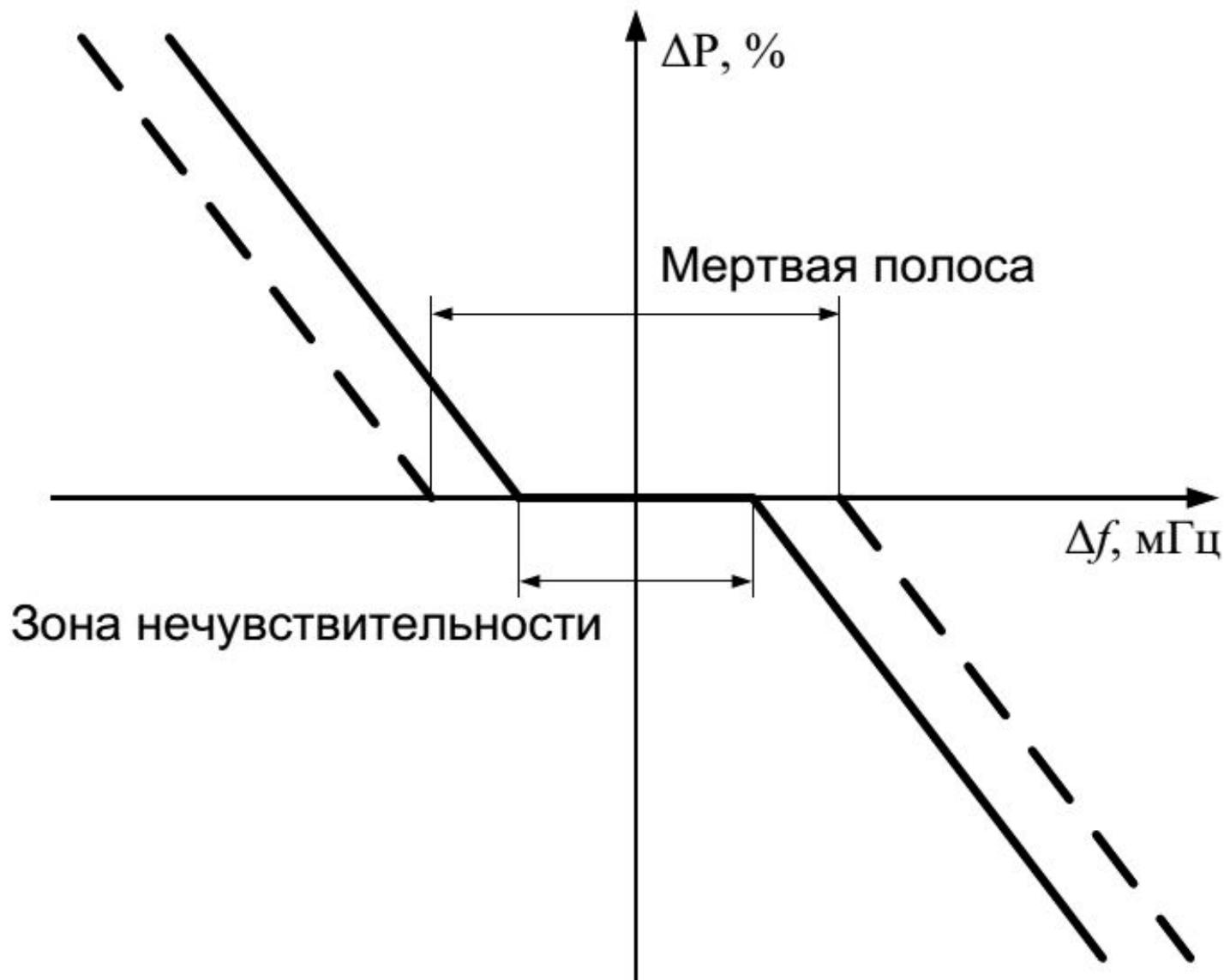
Электрогидравлический  
преобразователь  
(ЭГП)



# Виды первичного регулирования частоты

- Существует два вида первичного регулирования:
  - **Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ)**. Наличие такого регулирования (по сути наличие автоматического регулятора скорости турбины) является обязательным условием работы блока параллельно с энергосистемой.
  - **Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ)** – первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования.
- Участие в НПРЧ является системной услугой и оплачивается электростанциям, осуществляющим такое регулирование. Почему? НПРЧ требует, во-первых, **держат ь основное оборудование недогруженным** (для обеспечения необходимого резерва), что может приводить к снижению выручки электростанций. Во-вторых, для обеспечения требуемого качества регулирования требуется **модернизация систем регулирования энергоблока**.

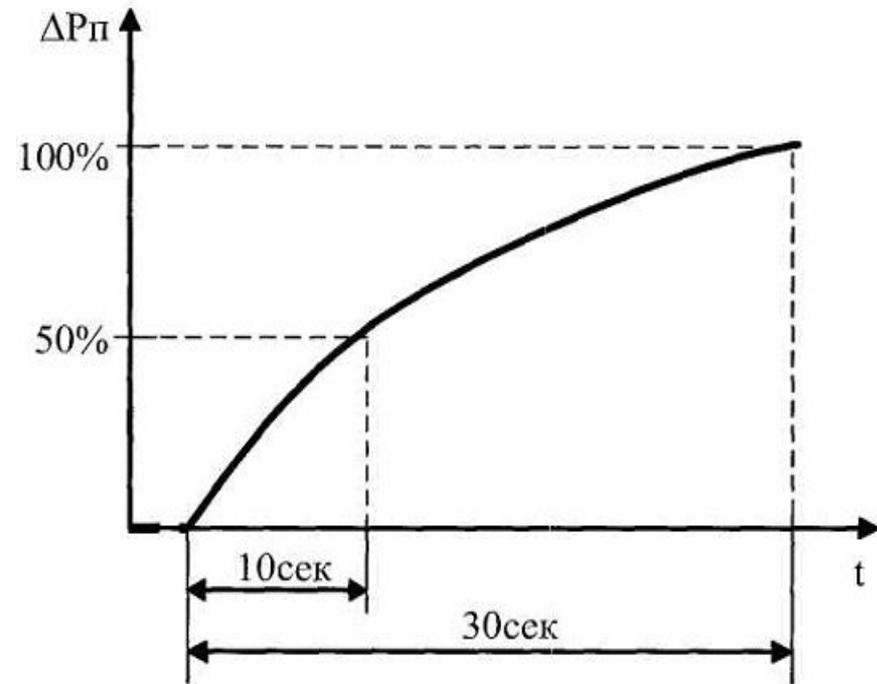
# Зоны нечувствительности и мертвая зона первичного регулятора скорости



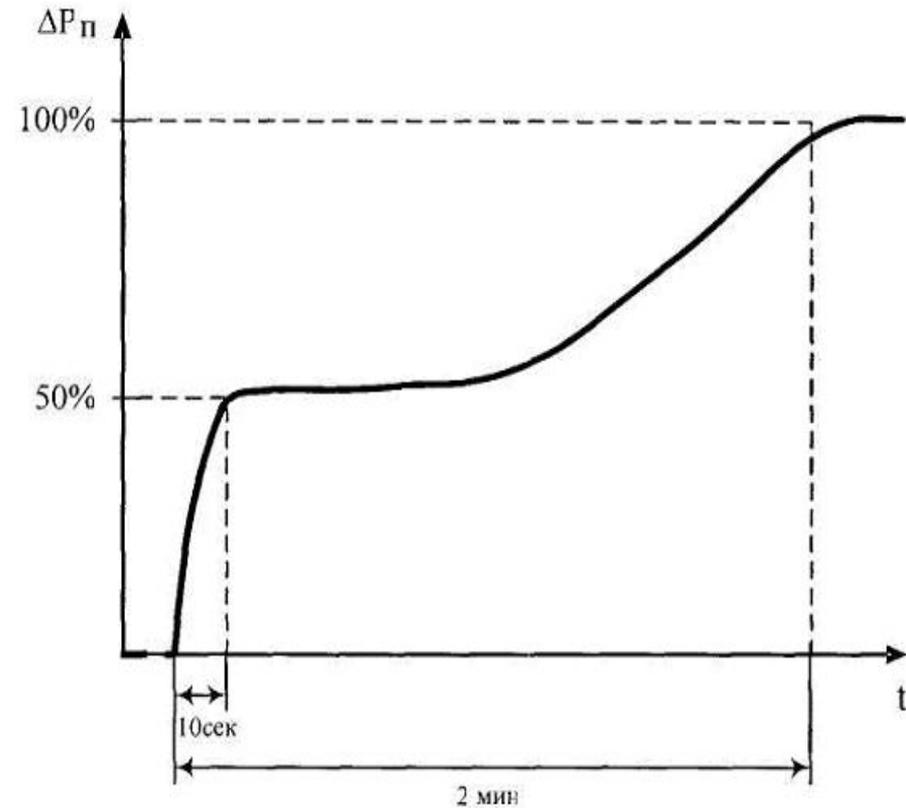
# Требования к первичному регулированию частоты

Требования	ОПРЧ	НПРЧ
Диапазон первичного регулирования (ДПР)	(0,2 - 1,05) $P_{ном}$ (0,92 - 1,02) $P_{ном}$ для АЭС	$\pm 5\% P_{ном}$ – для нормальных режимов $\pm 12,5\% P_{ном}$ – для аварийных режимов
Минимальное значение мертвой полосы	$\pm 75$ мГц	$\pm 10$ мГц
Статизм по мощности за пределами мёртвой полосы	4 - 6 %	4 - 6 %
Быстродействие	должно обеспечивать выдачу не менее чем 50% требуемой первичной регулирующей мощности за первые 10 секунд после возникновения отклонения частоты и полностью - за 5-7 минут	должно обеспечивать выдачу не менее чем 50% требуемой первичной регулирующей мощности за первые 10 секунд после возникновения отклонения частоты и полностью: <ul style="list-style-type: none"> <li>• нормальный режим - 30 секунд</li> <li>• аварийный режим - 2 минуты</li> </ul>

# Динамические характеристики НПРЧ

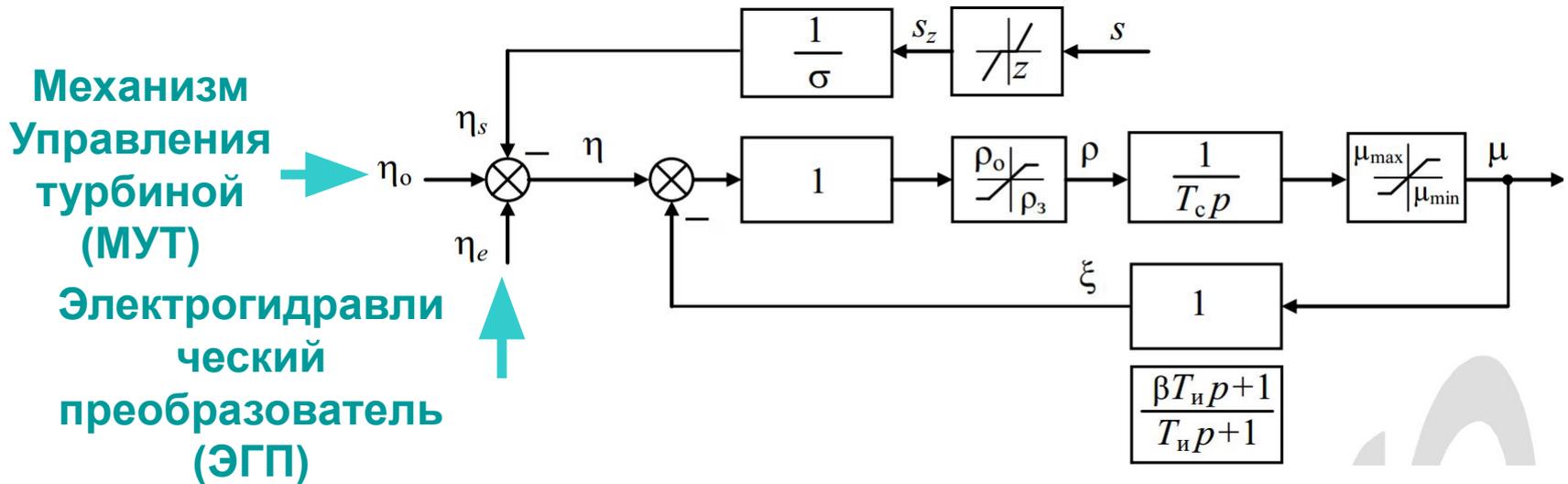


а) Нормальный режим



б) Аварийный режим

# Динамика АРС. Изменение мощности агрегата.



Как изменять мощность агрегата? Как  
воздействовать на МУТ?

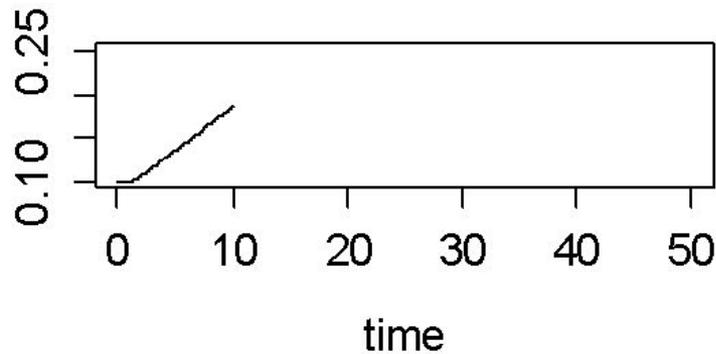
1. Быстро
2. Медленно

# Динамика АРС. Быстрое изменение мощности агрегата.

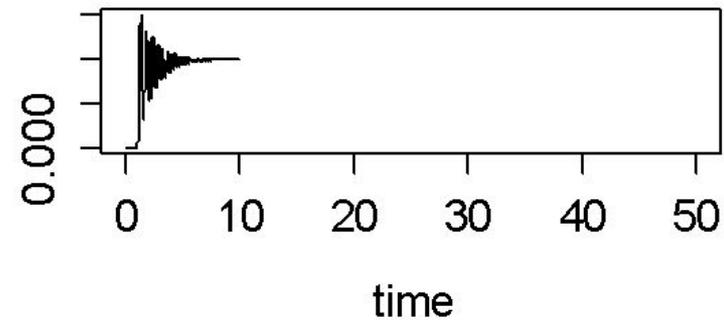
`If (t>0){Pm01=0.4}`

(резкое изменение мощности агрегата с 0.1 до 0.4)

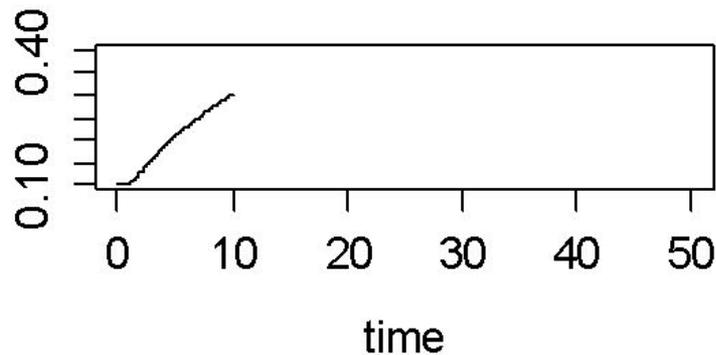
**delta**



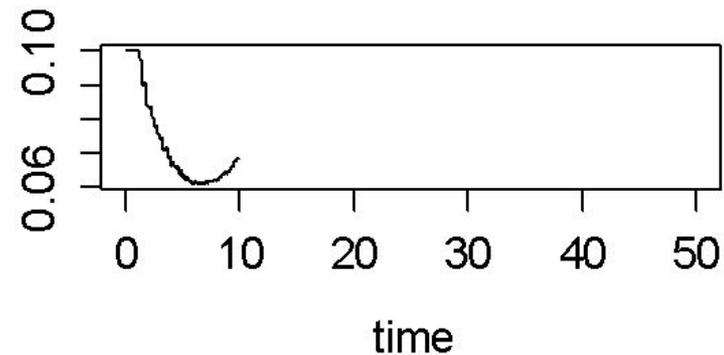
**omega**



**Pm1**



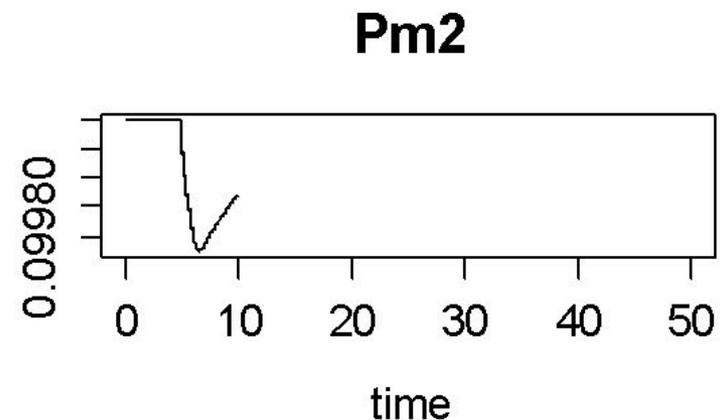
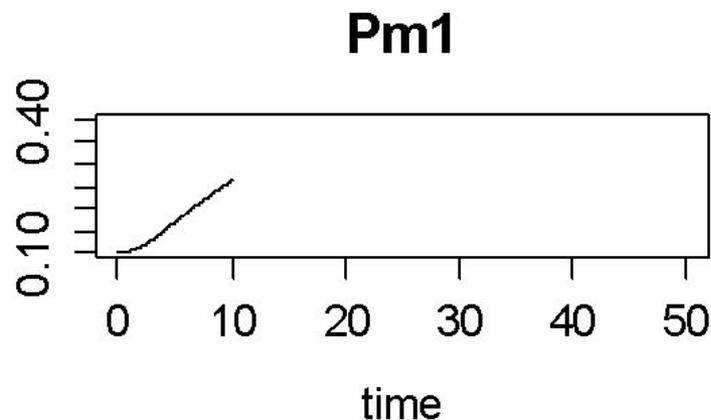
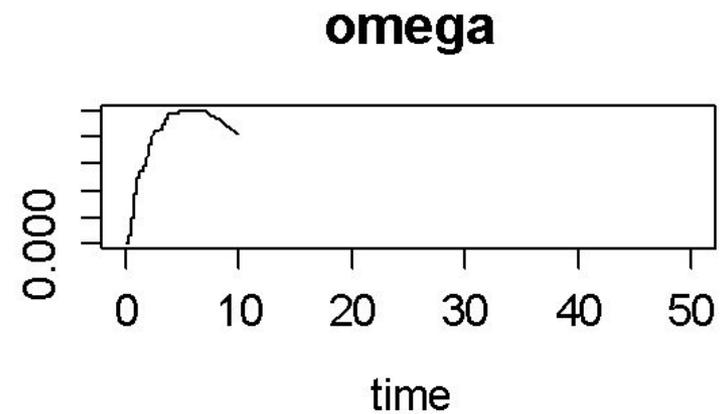
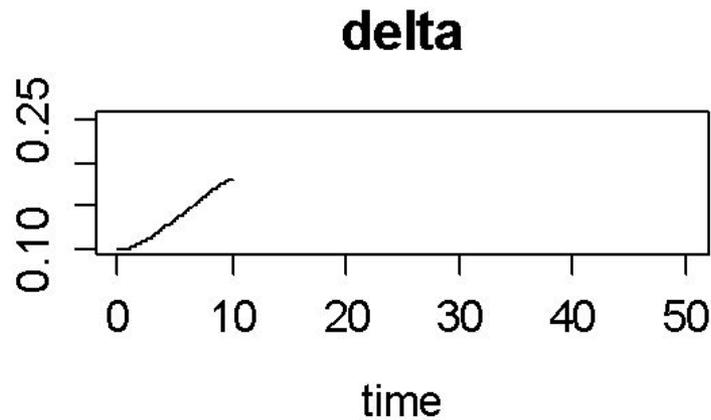
**Pm2**



# Динамика АРС. Медленное изменение мощности агрегата.

$$\text{If } (t>0)\{P_{m01}=0.1+0.3*(1-\exp(-0.2*t))\}$$

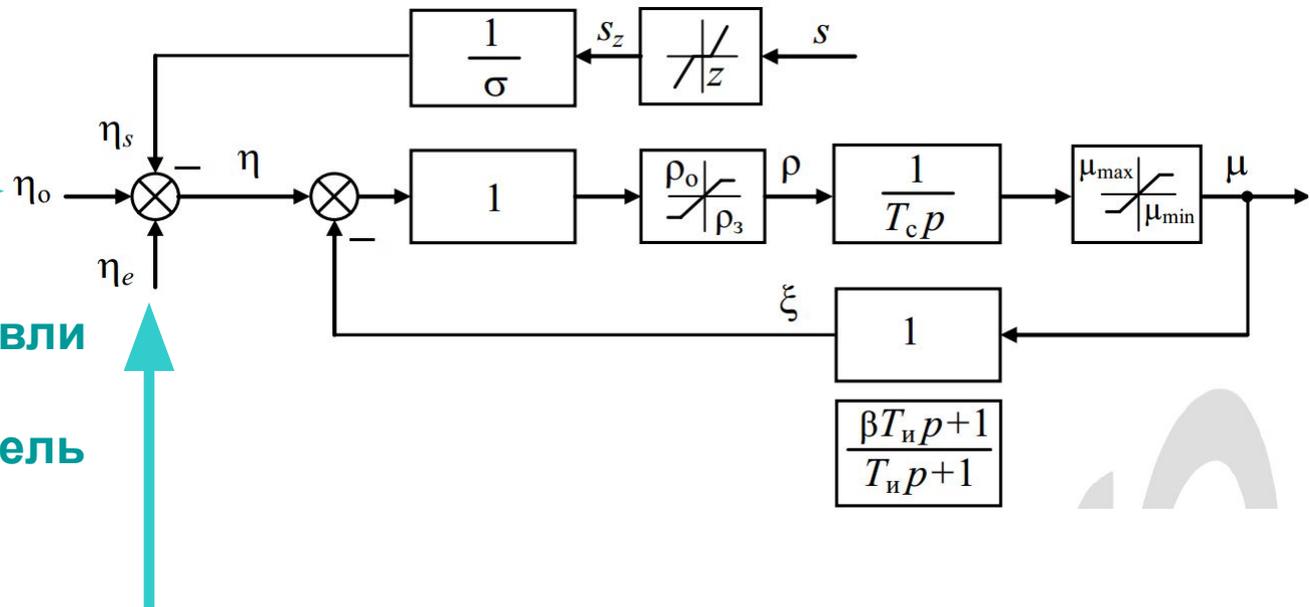
(плавное изменение мощности агрегата с 0.1 до 0.4)



# Динамика АРС. Противоаварийное управление мощностью агрегата.

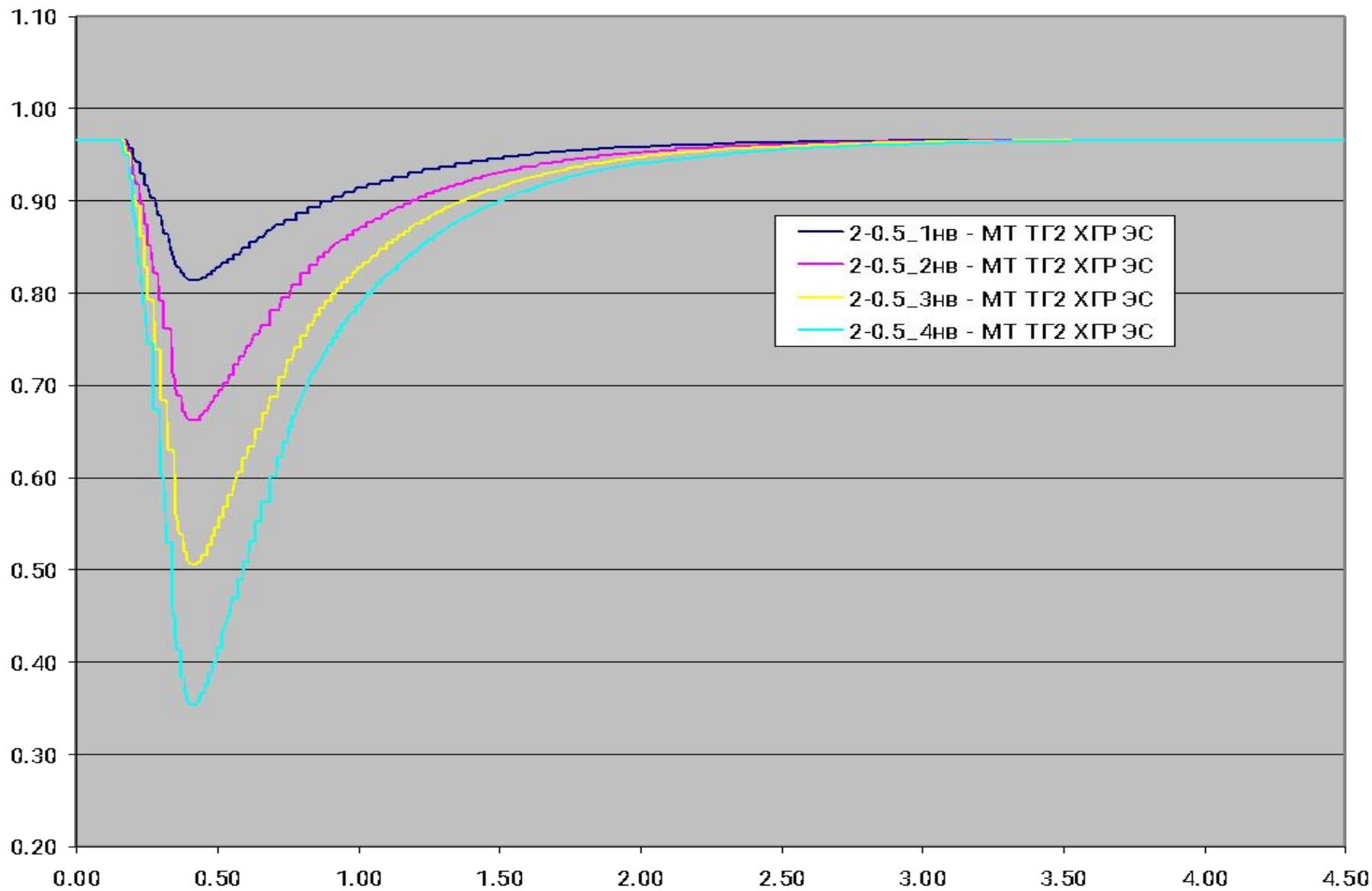
Механизм  
Управления  
турбиной  
(МУТ)

Электрогидравлический  
преобразователь  
(ЭГП)



**Вход ЭГП используется для противоаварийного управления мощностью агрегата. С его помощью реализуется, например, импульсная разгрузка турбины.**

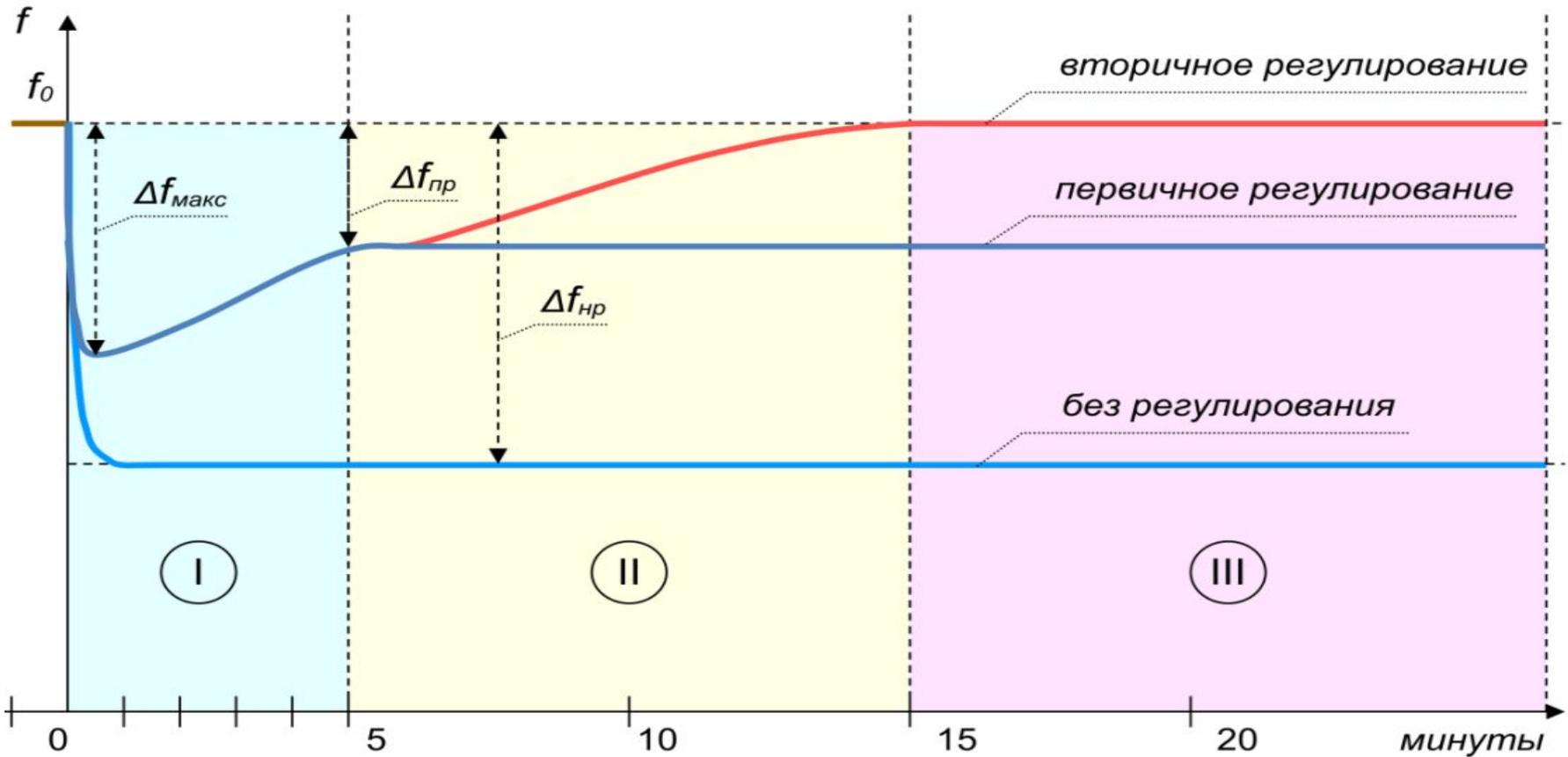
# Импульсная разгрузка турбины (ИРТ)



# Требования к поддержанию частоты в ЕЭС России

- Частота электрического тока в ЕЭС России должна находиться в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц не менее **95%** времени суток не выходя за предельно допустимые  **$50 \pm 0,4$  Гц. Это квазиустановившиеся значения! То есть значения, усредненные на 20 секундном интервале.**
- Средствами вторичного регулирования должно обеспечиваться:
  - поддержание средней частоты за любые **0,5 часа** суток в пределах  $50 \pm 0,01$  Гц
  - совместно с нормированным первичным регулированием частоты - удержание текущей частоты в пределах  $50 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более **15 минут**.

# Время реакции систем первичного, вторичного и третичного регулирования



- I. Ограничение ( $\Delta f_{\max}$ ) и снижение ( $\Delta f_{пр}$ ) отклонения частоты до безопасной величины первичным регулированием
- II. Восстановление нормальной частоты вторичным регулированием и ослабление действия первичного регулирования
- III. Восстановление истраченного вторичного резерва третичным регулированием

# Автоматическое вторичное регулирование частоты (АВРЧ)

- **Вторичное регулирование частоты.** Процесс компенсации возникающих в области регулирования (операционной зоне) небалансов мощности путем изменения мощности электростанций **для поддержания плановых обменов мощностью между энергосистемами, восстановления нормального уровня частоты, а также ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений**
- *Участие в автоматическом вторичном регулировании частоты (АВРЧ) также является системной услугой по тем же причинам - требует наличия резерва и модернизации системы управления энергоблоком.*

# Вторичное регулирование частоты и перетоков мощности

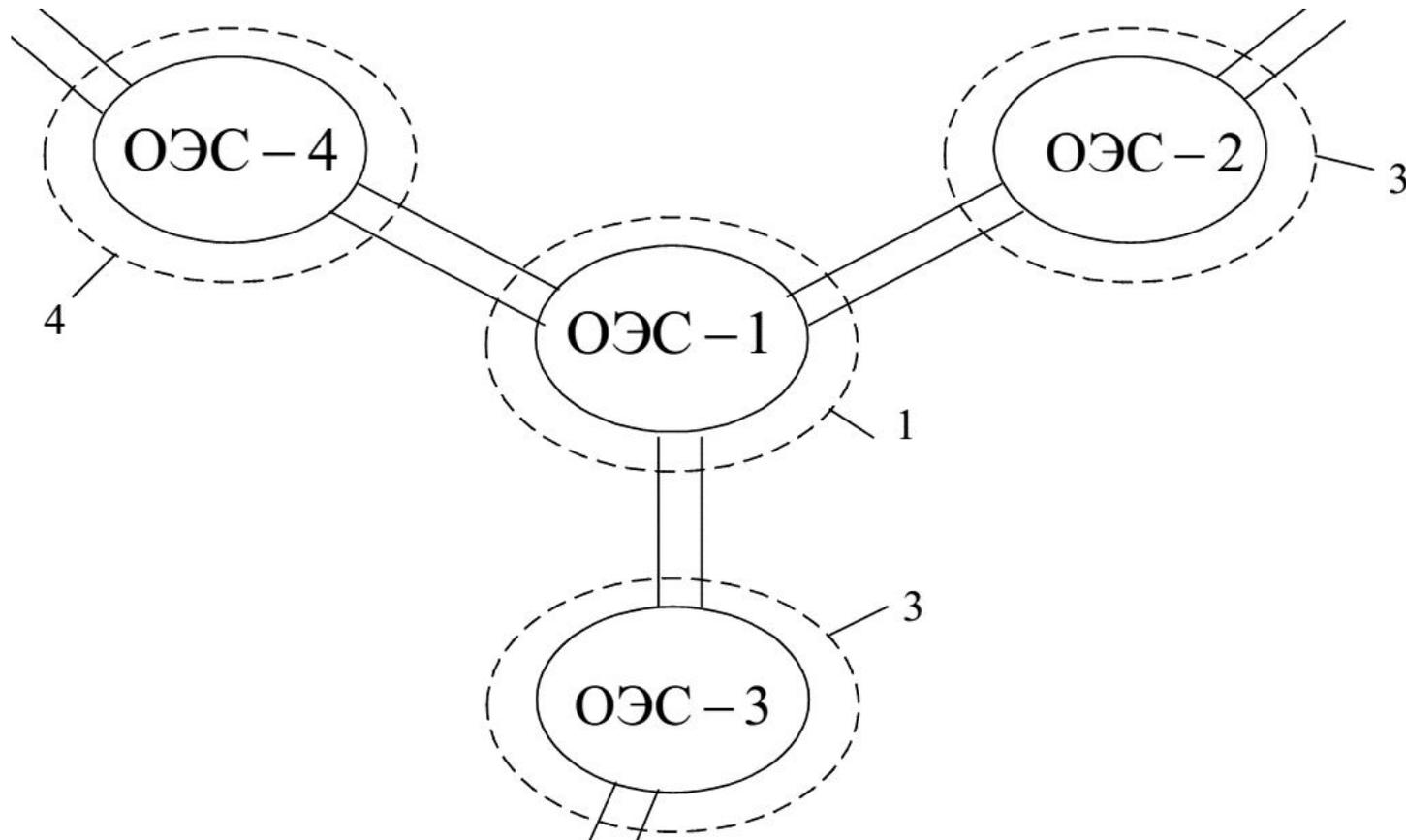
- Вторичное регулирование частоты по современным требованиям должно обеспечить поддержание среднего значения частоты в получасовых интервалах на номинальном уровне с отклонением не более  $\pm 0,01$  Гц.
- **Для автономной энергосистемы** (не имеющей связей с другими системами) вторичное регулирование должно выполнять функцию регулирования частоты с указанными выше требованиями (**Практическая работа №2**).
- При этом соответствующее **изменение вторичной регулирующей мощности на выделенных для вторичного регулирования электростанциях осуществляется с заданными для них коэффициентами долевого участия** . Однако перетоки по некоторым связям между ОЭС и некоторым внутренним связям ОЭС могут превысить предельно допустимое значение. **Поэтому в задачу вторичного регулирования входит также важная задача автоматического ограничения перетоков (АОП)**.
- **Еще одной задачей, решаемой вторичным регулированием, является автоматическое регулирование перетоков (АРП) и, в частности, поддержания заданного значения сальдо-перетока при номинальной частоте и заданной мощности отдельных электростанций с необходимой точностью.**

# Вторичное регулирование

- **Задача поддержания частоты** в получасовых интервалах на номинальном уровне с отклонением не более  $\pm 0,01$  Гц.
- **Задача автоматического ограничения перетока мощности (АОП)** по некоторым СВЯЗЯМ.
- **Задача автоматического регулирования перетоков (АРП)** и, в частности, поддержания заданного значения **сальдо-перетока**

## Сальдо перетоков мощности

- Сальдо перетоков мощности – суммарные объемы мощности между отдельными энергосистемами.



## **В сухом остатке.** Требования к регулированию по активной мощности

- Перетоки мощности в основной сети ЕЭС не должны выходить за пределы установленных допустимых перетоков (Автоматика ограничения перетока (АОП)).
- Суммарные обменные мощности между отдельными энергосистемами (сальдо перетоков мощности по внешним связям) при **номинальной частоте** должны соответствовать заданным с необходимой точностью, а внутри отдельных энергосистем мощности электростанций должны соответствовать заданным (Автоматика регулирования перетока (АРП)).
- **АОП имеет приоритет над АРП.**

# Принцип регулирования перетока со статизмом по частоте

- В каждой ОЭС регулирование частоты и мощности осуществляется путем формирования системного параметра регулирования в виде:

$$P_i = \Delta P_{Ci} + K_{\chi i} \Delta f$$

- $\Delta P_{Ci}$  – отклонение обменного перетока мощности от заданного для  $i$ -ой энергосистемы **после стадии первичного регулирования**;  $\Delta f$  – отклонение частоты после стадии первичного регулирования;  $K_{\chi i}$  – коэффициент регулирования по частоте.
- Такое регулирование называют регулированием перетока со статизмом по частоте или регулированием перетока с коррекцией по частоте.

## Принцип регулирования перетока со статизмом по частоте

- Далее в системе регулирования формируется регулирующее воздействие (задание) на изменение мощности электростанций, выделенных для вторичного регулирования в следующем виде:

$$P_{Pi} = K_{П} P_i + K_u \int P_i dt$$

- $K_{п}$  – коэффициент пропорциональной составляющей.  $K_{и}$  – коэффициент интегральной составляющей. Постоянная времени интегрирования  $T_{и} = 1/K_{и}$  определяется требуемым быстродействием АРП и маневренными характеристиками регулирующих электростанций.

# Принцип регулирования перетока со статизмом по частоте

- Благодаря введению интегральной составляющей регулирование по параметру  $\Pi i$  является астатическим, то есть после окончания процесса регулирования в каждой энергосистеме  $\Pi i = 0$ . Следовательно, для всего объединения справедлива система уравнений

$$\Delta P_{C1} + K_{\psi 1} \Delta f = 0,$$

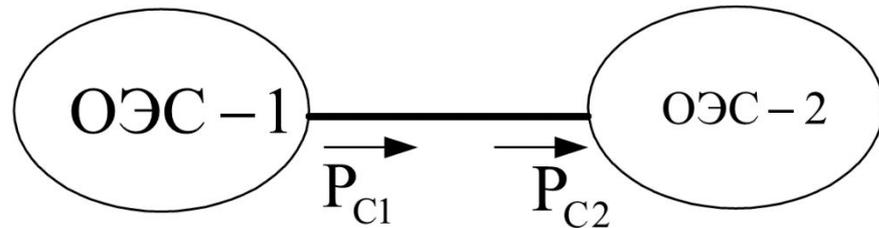
$$\Delta P_{C2} + K_{\psi 2} \Delta f = 0,$$

...

$$\Delta P_{Ci} + K_{\psi i} \Delta f = 0,$$

...

$$\Delta P_{Cn} + K_{\psi n} \Delta f = 0.$$



$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{Ci} = 0$$

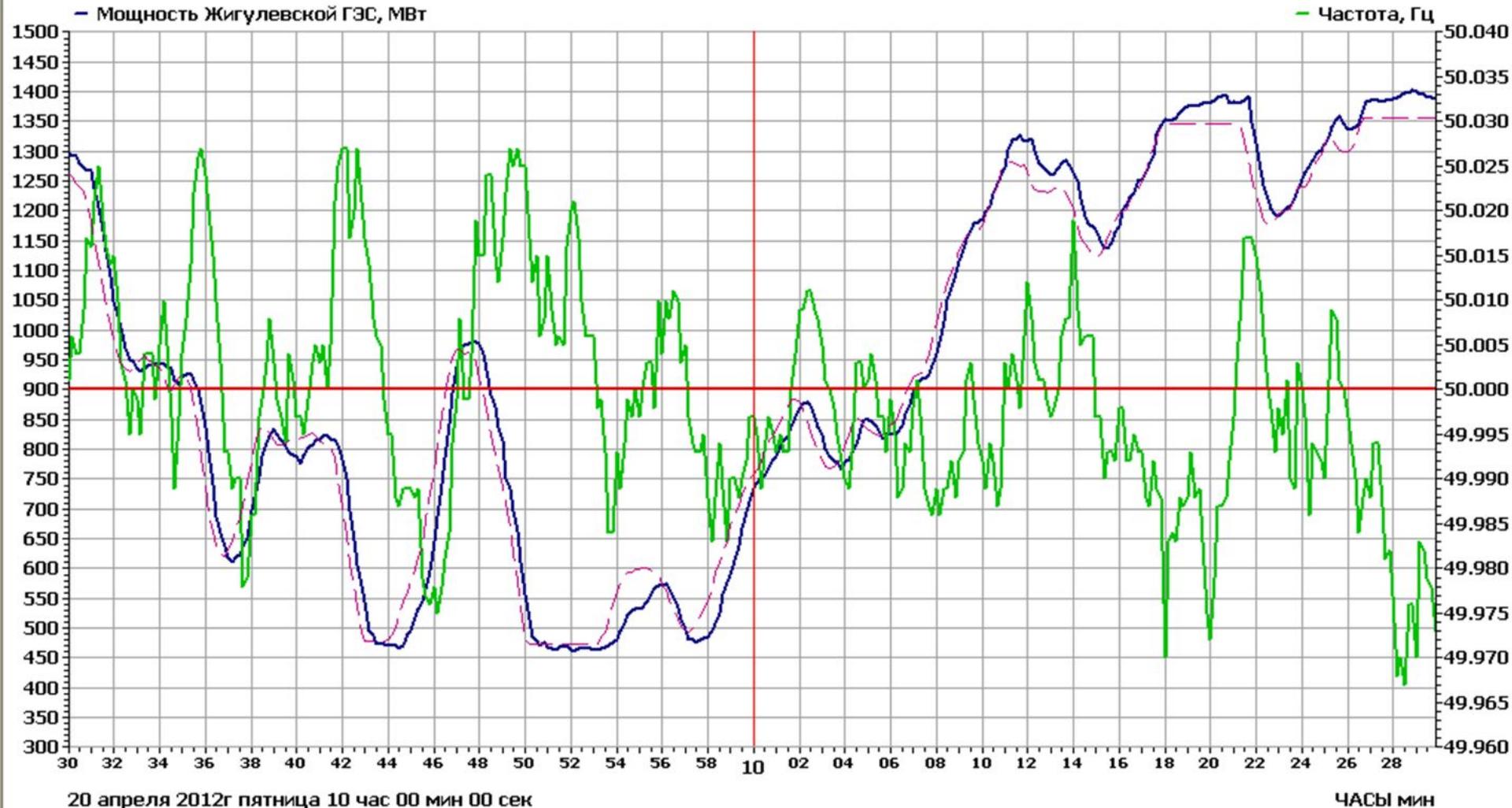
$$\Delta f \cdot \sum_{i=1}^n K_{\psi i} = 0 \quad \text{и} \quad \Delta f = 0$$

- Приведенный способ формирования регулирующего воздействия обеспечивает точное поддержание частоты и обменного перетока, так как из каждого уравнения системы при  $\Delta f = 0$  следует, что  $\Delta P_{Ci} = 0$

# Принцип регулирования перетока со статизмом по частоте

- **полученный результат не зависит от значений коэффициентов  $K_{чi}$ .** Однако это не означает, что они могут приниматься произвольно. Значения этих коэффициентов оказывают влияние на степень участия отдельных ОЭС в регулировании. **Участие в регулировании ограничивается наличием резервов вторичного регулирования.**
- При использовании метода регулирования обменных перетоков со статизмом по частоте, точность поддержания частоты определяется точностью измерения суммарной обменной мощности. **Неизбежная погрешность, которая всегда при этом имеет место, приведет к тому, что после окончания регулирования  $\Delta f$  и  $\Delta PC$  не будут равны нулю,** поэтому в одной достаточно мощной энергосистеме, центрально расположенной в энергообъединении, должно осуществляться регулирование мощности выделенных электростанций, подчиненное только задаче регулирования частоты без контроля перетоков. Так как благодаря этому будет поддерживаться практически постоянство частоты ( $\Delta f = 0$ ), то все суммарные перетоки между ОЭС будут по-прежнему поддерживаться на заданном уровне.
- В ежедневном круглосуточном режиме регулирование частоты в ЕЭС **осуществляется в основном Жигулёвской гидроэлектростанцией** (Самарская область) по командам от Центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ, установленной в Главном диспетчерском центре Системного оператора.

# Вторичное регулирование частоты в ЕНЭС Жигулевской ГЭС



$$\Delta P = K_{\text{ч}} \times \Delta f, \quad K_{\text{ч}} = 20000 \text{ МВт/Гц}$$

— Мощность Жигулевской ГЭС, МВт	=	733
— Частота, Гц	=	49.997
— Уставка по частоте, Гц	=	50.000
— Вторичное задание, МВт	=	296

# Вторичное регулирование частоты в ЕНЭС Братской ГЭС

- В апреле 2009г. впервые в течение двух дней поддержание нормативных показателей частоты в ЕЭС России осуществлялось сибирской ЦС АРЧМ. Необходимость использования сибирских гидроэнергетических ресурсов для автоматического регулирования частоты возникла в результате ограничения регулировочного диапазона Жигулевской ГЭС, обусловленного краткосрочным плановым выводом в ремонт системы АРЧМ, установленной на этой гидроэлектростанции.
- В течение шести часов регулирование осуществлялось исключительно силами Братской ГЭС, находящейся на р. Ангара, затем на протяжении суток Братская и Жигулевская ГЭС регулировали параметры частоты в ЕЭС России совместно.
- В ОЭС Сибири действует автономная система АРЧМ, в которой участвуют крупнейшие ГЭС Сибири: Саяно-Шушенская (Республика Хакасия), Красноярская (Красноярский край), Братская и Усть-Илимская (Иркутская область). Эти станции также участвуют в постоянном регулировании частоты в ЕЭС России путем автоматического регулирования перетоков мощности с частотной коррекцией между ОЭС Сибири и европейской частью Единой энергосистемы по командам ЦС АРЧМ, установленной в диспетчерском центре ОДУ Сибири.
- Подобное распределение функций установлено Системным оператором ЕЭС в соответствии с действующими Стандартами и требованиями по обеспечению надёжности режимов работы ЕЭС.

# Автоматическое ограничение перетока (АОП)

- Автоматический ограничитель перетока приходит в действие, когда физический переток превышает установленное допустимое значение. Регулирующее воздействие на изменение внеплановой мощности электростанций формируется в общем случае по пропорционально-интегральному закону:

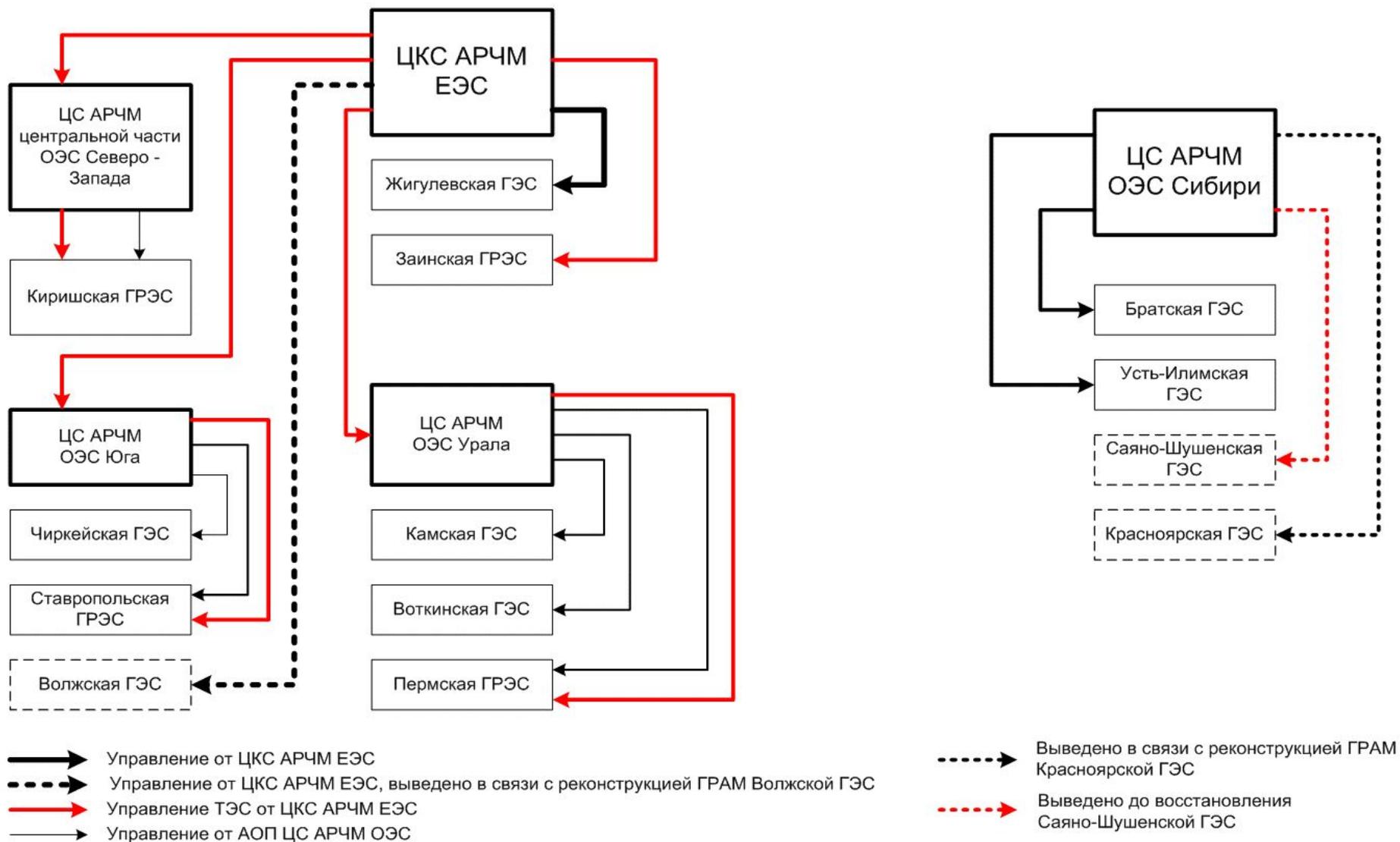
$$P_{\text{огр}} = K_{\text{П}} \Delta P_{\text{огр}} + K_{\text{И}} \int \Delta P_{\text{огр}} dt$$

- где  $\Delta P_{\text{огр}} = P_{\text{л}} - P_{\text{лдоп}}$ ,  $P_{\text{л}}$  – фактический переток по линии;  $P_{\text{лдоп}}$  – уставка по предельно допустимому перетоку.
- Основным назначением АОП является возможно более быстрый возврат перетока в зону разрешенных режимов.
- Задача автоматического ограничения перетока имеет более высокий приоритет по отношению к задаче регулирования перетока, поэтому при работе АОП воздействие АРП блокируется.

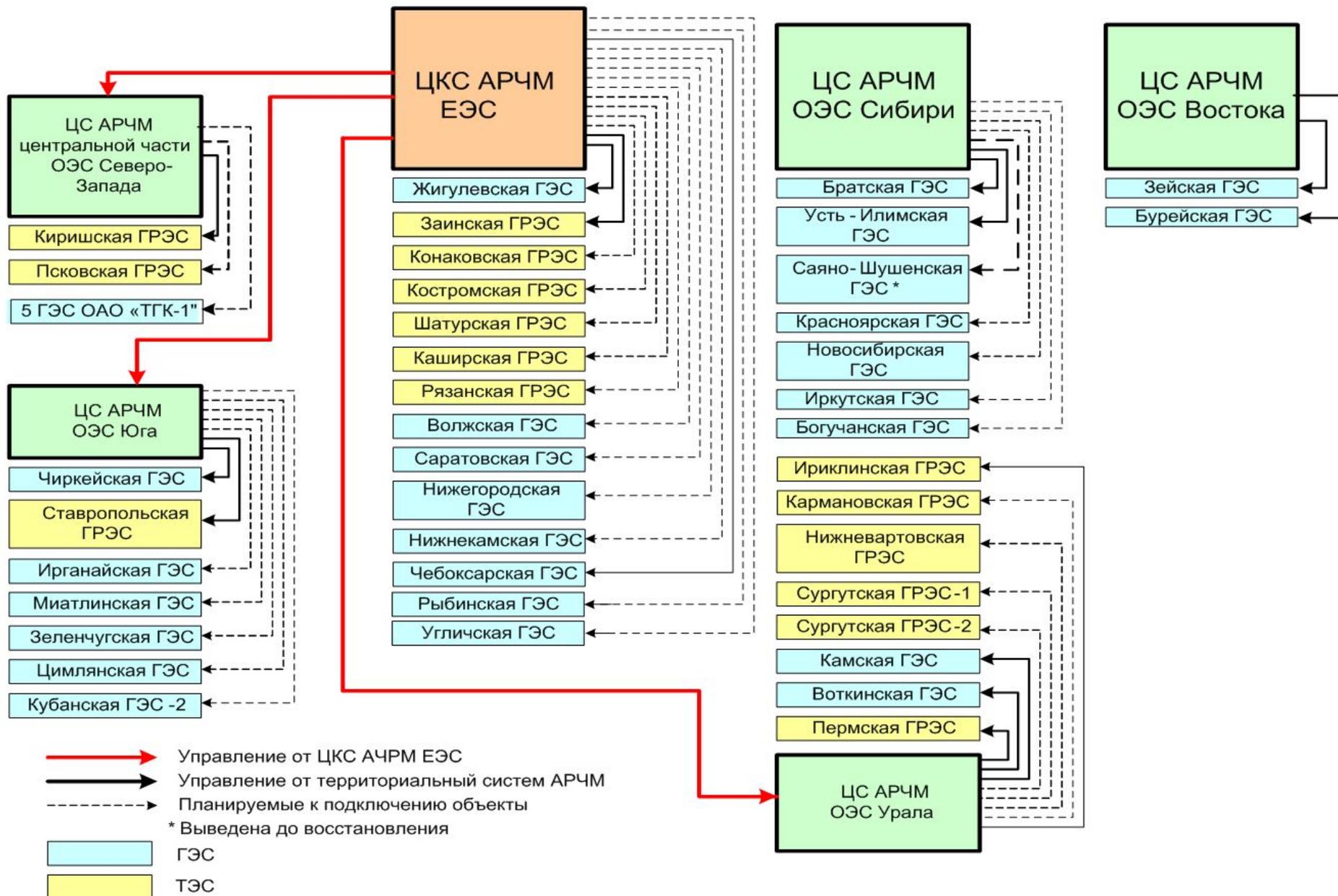
## Структура АВРЧ

- Система АРЧМ является иерархической. На верхнем уровне находится **Центральная координирующая система (ЦКС) АРЧМ ЕЭС России**, координирующая работу всей системы, на среднем уровне - **Централизованные системы (ЦС) АРЧМ ОЭС Юга, ОЭС Урала, ОЭС Северо-Запада**, отвечающая за работу системы в операционной зоне, на нижнем уровне электрические станции.
- Иерархическая структура систем АРЧМ в ЕЭС России позволяет ЦКС АРЧМ управлять ГЭС, и энергоблоками ТЭС напрямую или через ЦС АРЧМ ОЭС.

# Структура системы АРЧМ ЕЭС России. Уровень 2012г.



# Перспективная структура АВРЧ



# Структура АВРЧ. ЦС АРЧМ ОЭС Урала



## Структура АВРЧ.

- В соответствии с режимными указаниями ЦС АРЧМ отдельной энергосистемы может работать в нескольких режимах:
  - Автоматическое регулирование частоты (АРЧ) - ЦС АРЧМ ретранслирует задания ЦКС АРЧМ на станции, участвующие в АВРЧ;
  - Автоматическое регулирование перетока (АРП) - ЦС АРЧМ поддерживает неизменным переток по контролируемым сечениям системы;
  - Автоматическое регулирование перетока и частоты (АРПЧ) – ЦС АРЧМ поддерживает неизменным переток по контролируемым сечениям системы при этом по возможности выполняя управляющие команды ЦКС АРЧМ;
  - Автоматическое ограничение перетока (АОП) - отдельный режим, заключающийся в особом приоритете обеспечения заданного перетока по контролируемым ЦС АРЧМ сечениям.

# Требования к АВРЧ

- В объединенных и региональных ЭЭС АВРЧ осуществляется диспетчерскими центрами ОДУ и РДУ.
- Внутренние нарушения баланса мощности областей регулирования должны устраняться средствами вторичного регулирования соответствующих областей за время не более 15 минут.
- Система ВРЧ каждой из областей регулирования должна предусматривать **возможность перехода на астатическое регулирование частоты при отделении области регулирования на работу в изолированном режиме (режиме «острова»)**.
- На линиях электропередачи и в сечениях транзитной сети, определённых СО, должно быть организовано ограничение перетоков мощности.
- Для этих сечений СО ежегодно должны определяться МДП активной мощности в нормальных и ремонтных схемах, выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва, достаточного для ликвидации перегрузки.

## Требования к АВРЧ

- В распоряжении осуществляющего вторичное регулирование диспетчерского центра должны быть предоставлены электростанции вторичного регулирования с размещёнными на них вторичными резервами, достаточными для выполнения порученных функций.
- Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться автоматическими ограничителями перетоков (АОП в составе ЦС АРЧМ) в течение интервала времени не более 5 минут, а при отсутствии либо неэффективности АОП – оперативно в течение не более 20 минут.

# Резервы АВРЧМ

- При разработке и управлении АРЧМ крайне важным фактором является определение минимально необходимых объемов резервов вторичного регулирования (РВР) "заведенных" под систему.
- Величина необходимого объема РВР на загрузку определяется с учетом необходимого объема компенсации:
  - Наиболее вероятной **внезапной потери генерации**
    - Для 1-ой синхронной зоны ЕЭС России.  $P_{нб}=1200\text{МВт}$ 
      - аварийное отключение блока №9 Костромской ГРЭС.
    - Для 2-ой синхронной зоны ЕЭС России.  $P_{нб}=335\text{МВт}$  – установленная мощность одного ГГ Бурейской ГЭС.
  - Нерегулярные колебания мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

## Резервы АВРЧМ

- Величина необходимого объема РВР на разгрузку определяется с учетом необходимого объема компенсации:
  - Для 1-ой синхронной зоны ЕЭС России. Рнб (разгрузка)=1000МВт – аварийное прекращение поставок в Финляндию через ВПТ на ПС Выборгская (раздельная работа с ОЭС Центральной Азии). Рнб(разгрузка)=1200МВт – отделение ОЭС Центральной Азии (при параллельной работе с ЕЭС).
  - Для 2-ой синхронной зоны ЕЭС России. Рнб(разгрузка) планируемая поставка «Россия-Китай» (аварийное прекращение поставок в КНР) либо планируемый переток мощности по связям ОЭС Востока – ОЭС Сибири, учитывается только при направлении перетока в сторону ОЭС Сибири.
- Нерегулярных колебаний баланса мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.