

ПОКАЗАТЕЛИ ОБЩЕЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС

Общая экономичность ТЭС характеризуется:

- 1. Капитальными затратами на сооружение ТЭС (удельные капитальные затраты);**
- 2. Себестоимостью электрической и тепловой энергии;**
- 3. Приведенными затратами.**

1. Удельные капитальные затраты

вычисляются как отношение полных затрат на сооружение ТЭС K_3 , руб., к установленной электрической мощности ТЭС $N_э$, кВт:

$$K_{уд} = K_3 / N_э , \text{ руб/кВт},$$

и называются ***удельной стоимостью 1 кВт установленной мощности***

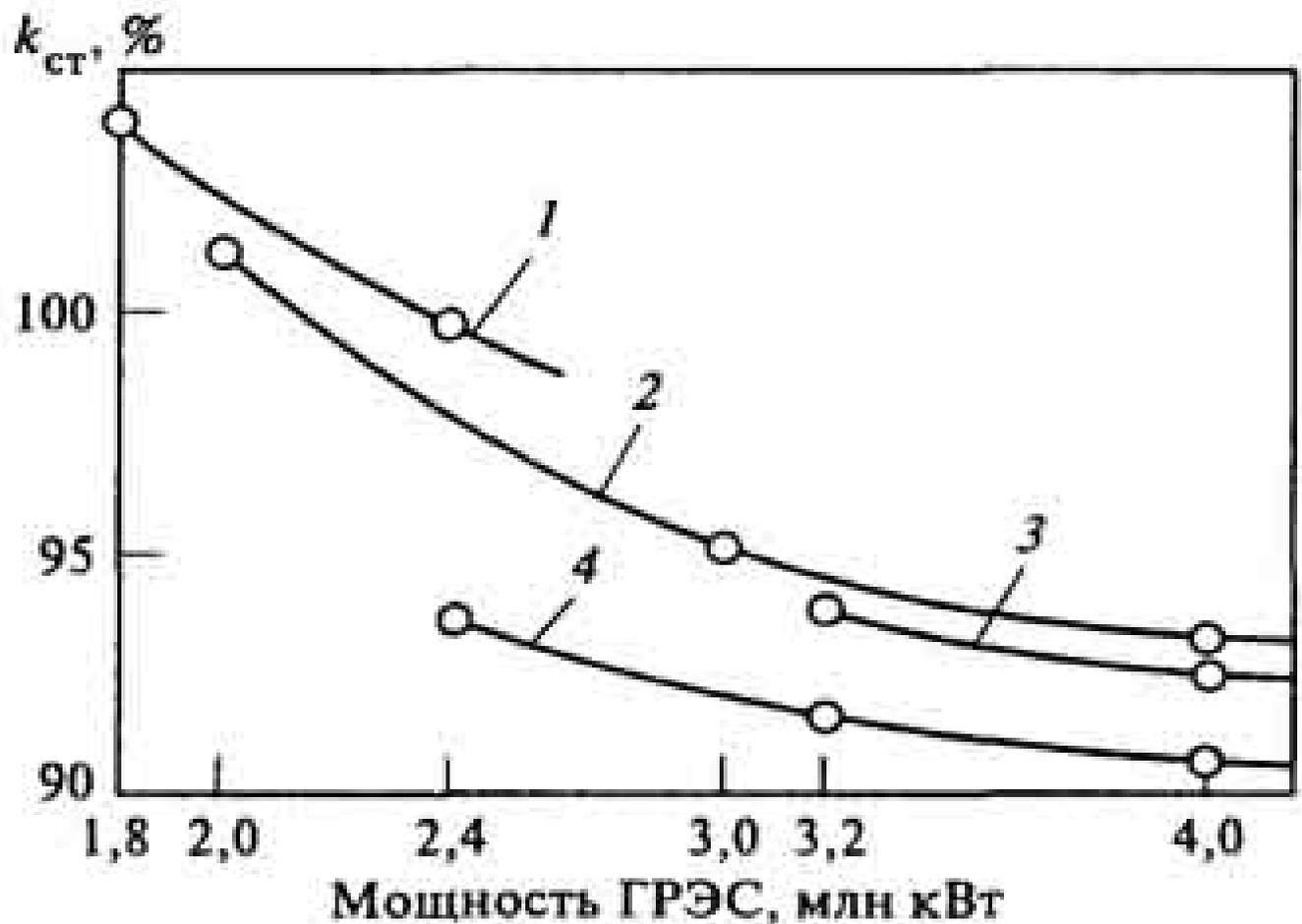
Удельная стоимость 1 кВт установленной мощности

$K_{уд}$

зависит от:

- **типа электростанции,**
- **параметров рабочего тела,**
- **типа теплоносителя и его параметров,**
- **электрической мощности ТЭС и единичной мощности составляющего ее основного оборудования (котлоагрегата, турбоэлектрогенератора и т.п.).**

Зависимость удельных капитальных затрат от мощности электростанции



1 - блочные электростанции с турбинами К-300-240;

2 - то же с турбинами К-500-240;

3 - то же с турбинами К-800-240;

4 - то же с турбинами К-1200-240

Удельные затраты на различные виды электрогенерирующего оборудования в мире 2000–2010 гг , долл. США/кВт

АЭС	1500–2500
ГТУ, дизельные электростанции	325
Комбинированный цикл (ПГУ)	535
ТЭС	1150–1470
Усовершенствованные ТЭС	1350–1600
Котлы с циркулирующим кипящим слоем под давлением	1340–1370
ГЭС большой мощности	1840–2760
ГЭС малой мощности	1150–3450
Приливные электростанции	1840–3680
Волновые установки берегового типа	4800
Геотермальные ТЭС обычного типа	1150–1720
Геотермальные ТЭС бинарного типа	1440–1720
Ветровые электростанции берегового типа	1200
Солнечные электростанции (СЭС)	3220
Установки на биомассе	1700–2760
Когенерационные установки	400–800

2. Удельная себестоимость электрической или тепловой энергии

вычисляется как отношение издержек производства C , руб., за определенный период времени к количеству произведенной за этот период электрической \mathcal{E} , кВт · ч, или тепловой Q , кДж, энергий:

$$c_{\mathcal{E}} = C_{\mathcal{E}}/\mathcal{E} \quad \text{и} \quad c_T = C_T/Q$$

Составляющие полных затрат на производство электроэнергии $C_{\text{э}}$

$$C_{\text{э}} = C_{\text{топл}} + C_{\text{кап}} + C_{\text{экспл}}$$

$C_{\text{топл}}$ - СТОИМОСТЬ ТОПЛИВА

$C_{\text{кап}}$ - затраты, связанные с амортизацией, ремонтами, модернизацией оборудования и т.п.;

$C_{\text{экспл}}$ - эксплуатационные расходы

(оплата труда персонала, налоги, отчисления на социальное страхование, затраты на расходные материалы, услуги производственных подразделений, обеспечивающих эксплуатацию и другие общестанционные расходы)

Составляющие удельной себестоимости

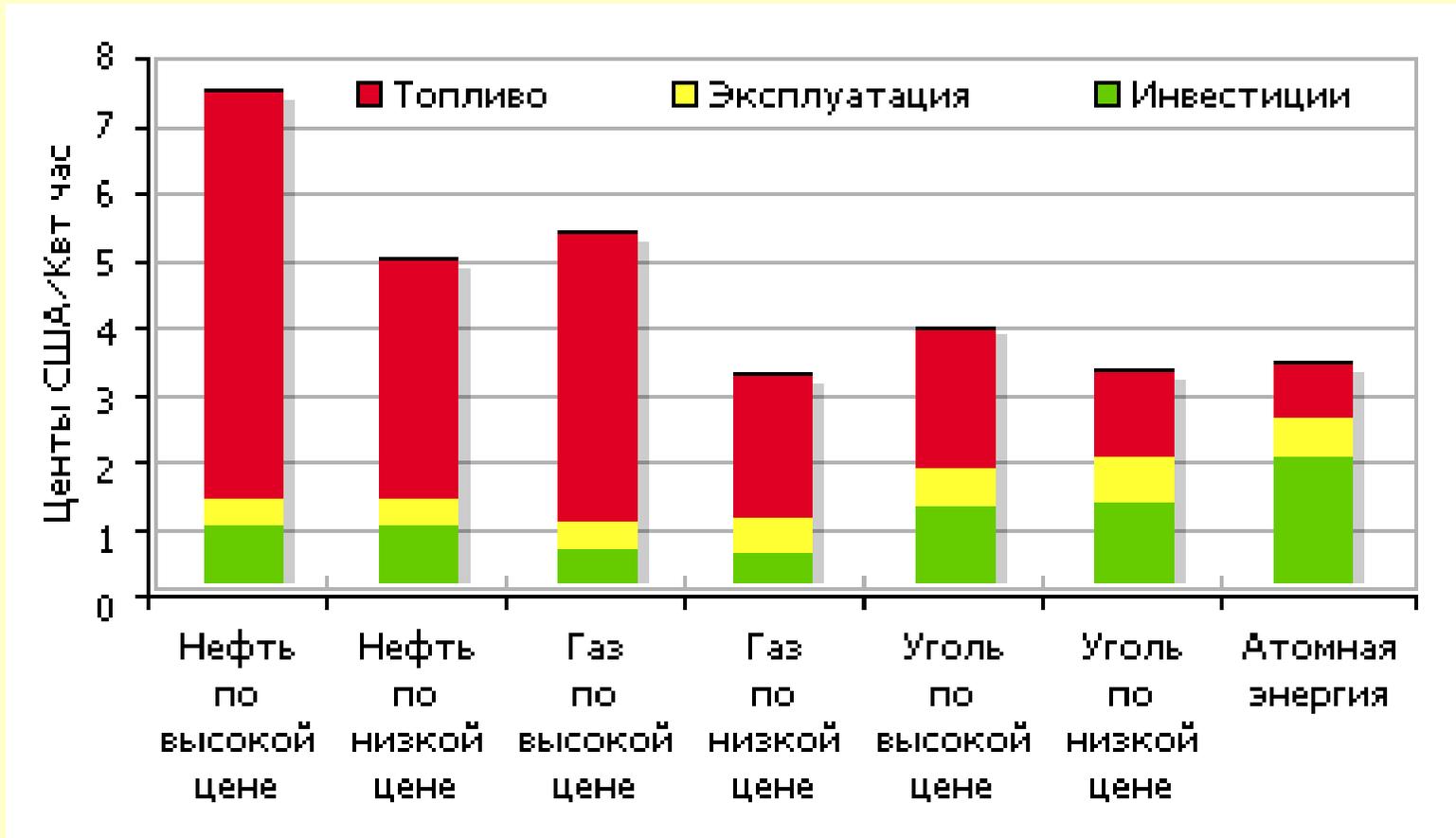
$$c_{\text{э}} = C_{\text{э}} / \text{Э} =$$

$$= C_{\text{топл}} / \text{Э} + C_{\text{кап}} / \text{Э} + C_{\text{экспл}} / \text{Э} =$$

$$= c_{\text{топл}} + c_{\text{к}} + c_{\text{экспл}}$$

Себестоимость отпуска электроэнергии в мире, цент/(кВт·ч)

Угольная ТЭС	2,4–3,3
Парогазовая установка (ПГУ) на природном газе	1,6–2,55
АЭС с реакторами ВВЭР-1000	1,8–3,24
Когенерационные установки	1,2–2,8



Значения удельной себестоимости

электроэнергии **Сэ** (или теплоты **Ст**) зависят

от

количества электроэнергии или теплоты,

произведенных на электростанции при

рассматриваемом уровне затрат.

Коэффициент использования установленной мощности

Показателем интенсивности работы электростанции является **коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)**, который чаще всего исчисляется за год, %:

$$КИУМ = 100 \cdot \frac{Э_{\text{год}}}{(N_{\text{уст}} \tau_{\text{год}})}, \%$$

Коэффициент использования установленной мощности

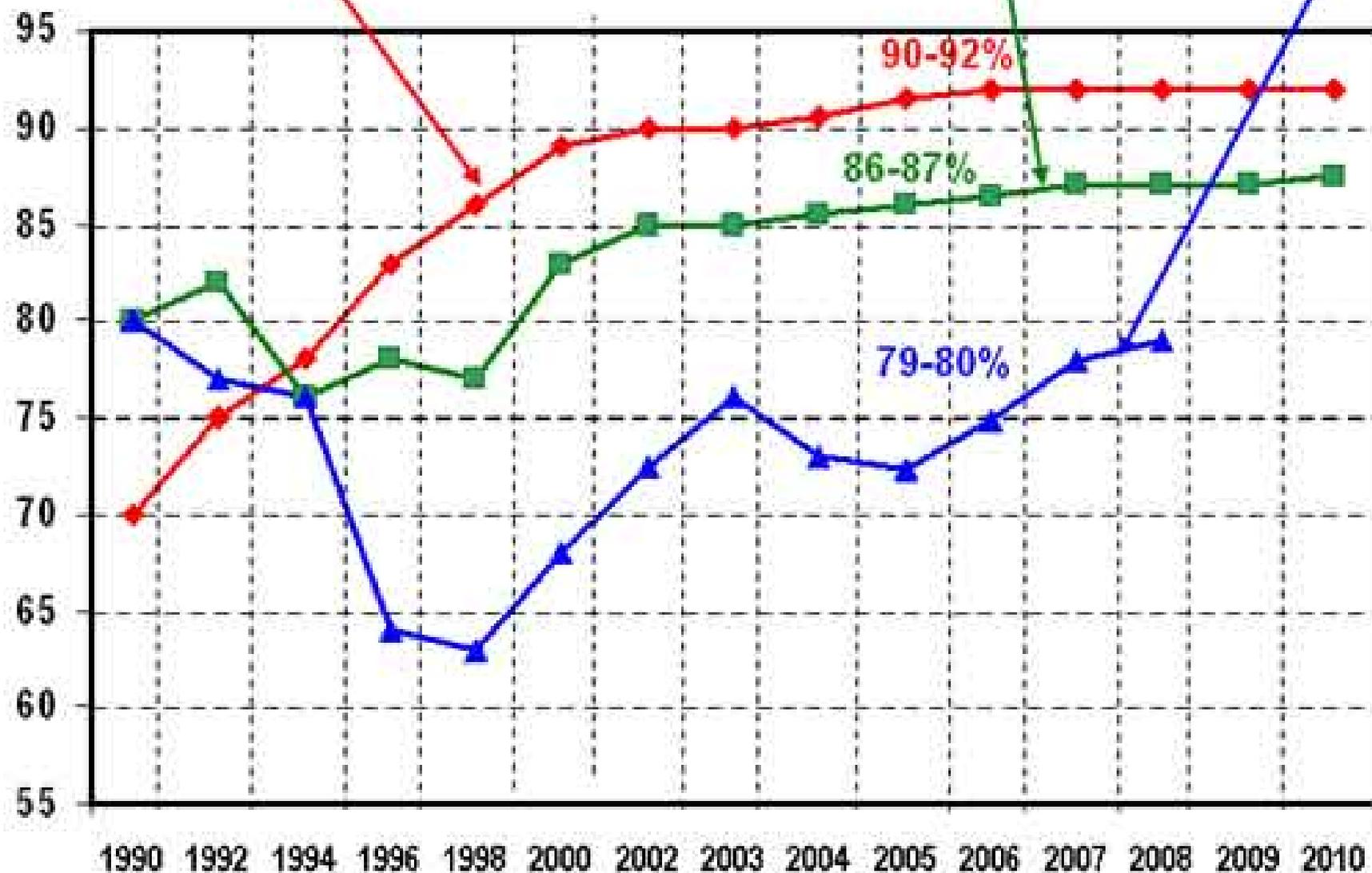
$$\begin{aligned} \mathit{КИУМ} &= 100 \cdot \mathit{Э}_{\text{год}} / (N_{\text{уст}} \tau_{\text{год}}) = \\ &= 100 \cdot \mathit{Э}_{\text{год}} / \mathit{Э}_{\text{год.уст}} = \\ &= 100 \cdot N_{\text{ср}} / N_{\text{уст}}, \% \end{aligned}$$

США, Германия, Япония, Финляндия, Чешская респ., Южная
Корея и др. страны

Среднемировой

Россия

КИУМ
%



КИУМ атомных электростанций

Годовое число часов использования установленной мощности электростанции

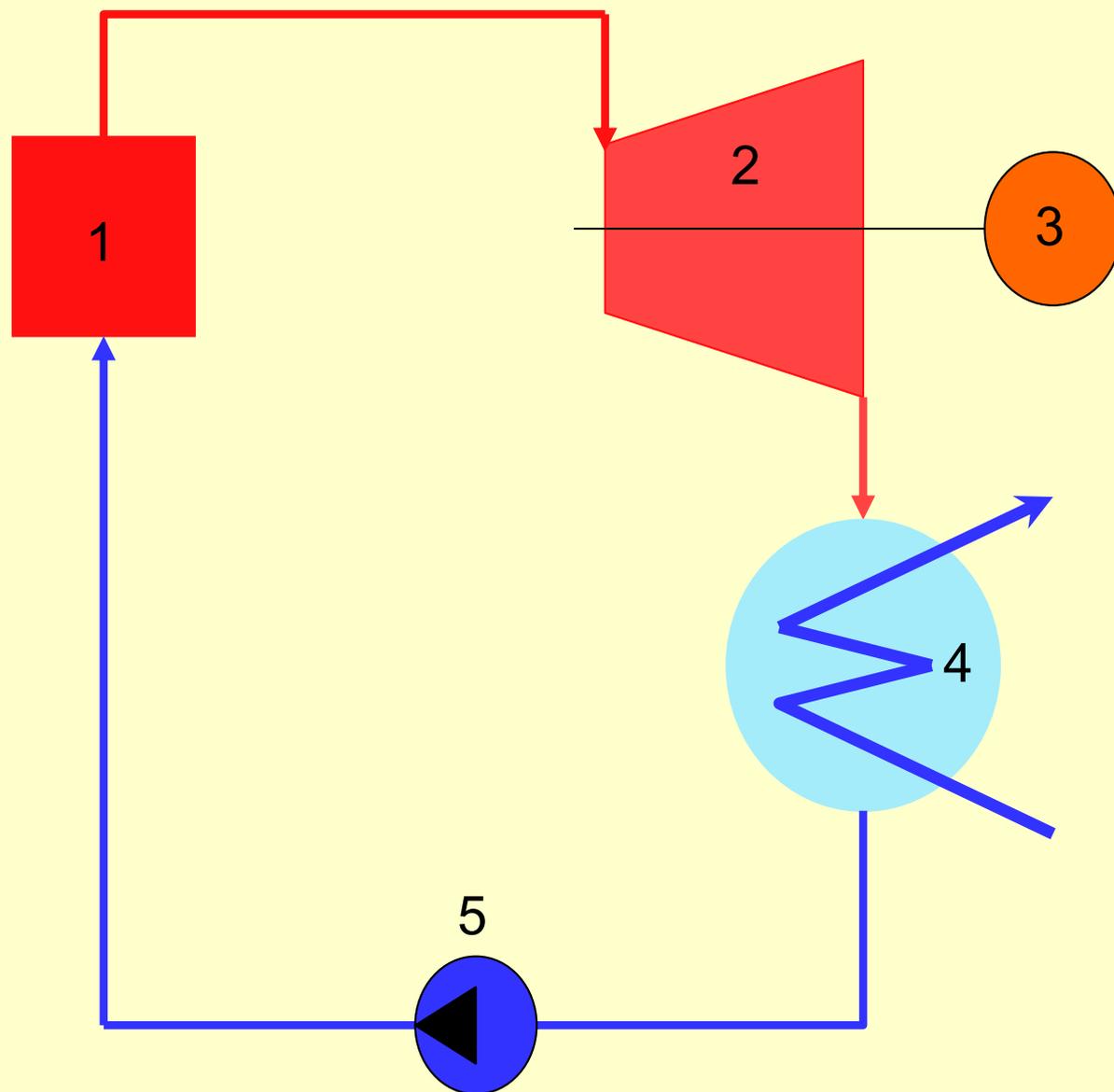
$$\begin{aligned}\tau_{\text{уст}} &= \mathcal{E}_{\text{год}} / N_{\text{уст}} = \\ &= N_{\text{ср}} \tau_{\text{год}} / N_{\text{уст}} = \\ &= \text{КИУМ} \cdot \tau_{\text{год}}.\end{aligned}$$

Классификация электростанций по продолжительности использования установленной мощности в течение года

- 1) при $\tau_{уст}$ до 1500 ч – *пиковый режим работы*
- 2) при $3000 \text{ ч} < \tau_{уст} < 4000 \text{ ч}$ – *полупиковый режим работы*
- 3) при $\tau_{уст} > 5000 \text{ ч}$ работы – *базовый режим работы*

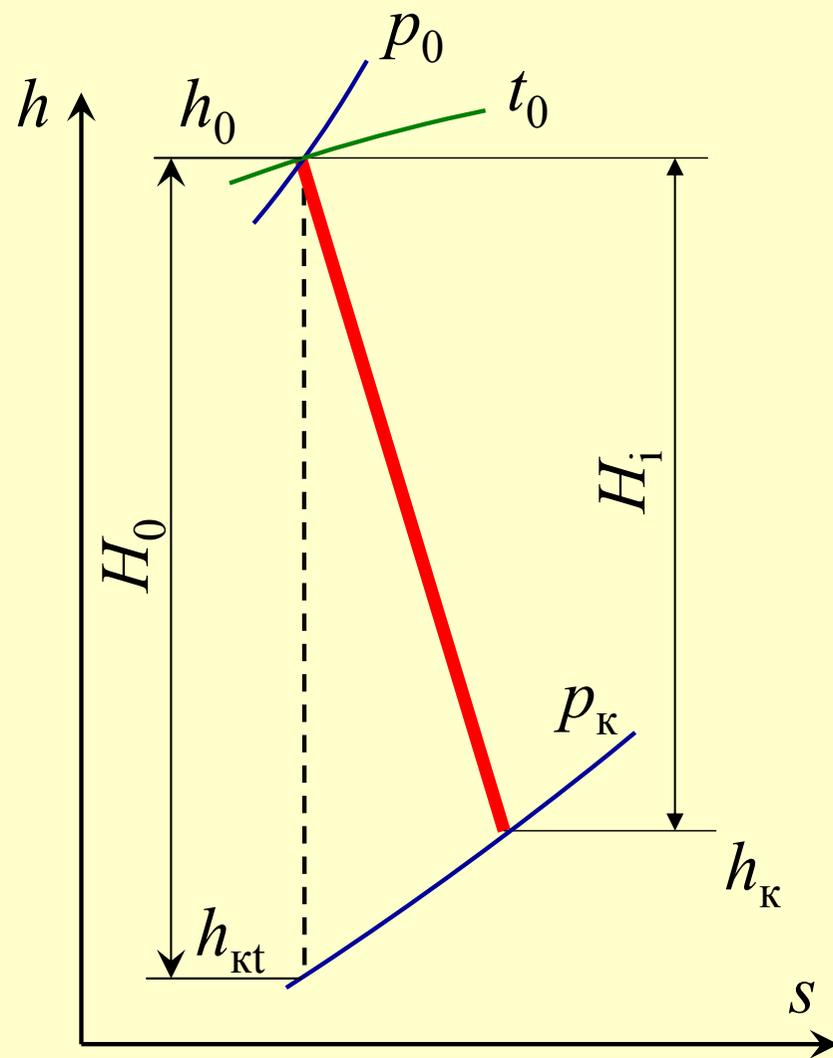
РАСХОДЫ ПАРА, ТЕПЛОТЫ И ТОПЛИВА НА КЭС

Принципиальная схема КЭС



- 1 - паровой котел;*
- 2 - паровая турбина;*
- 3 - электрогенератор;*
- 4 - конденсатор ;*
- 5 - конденсатный насос*

Процесс расширения пара в турбине КЭС в h - s диаграмме



Расходы пара

Расход пара на турбину:

$$D_0 = D_K + \sum D_{OTB\ i}, \left[\frac{K\mathcal{Z}}{c} \right]$$

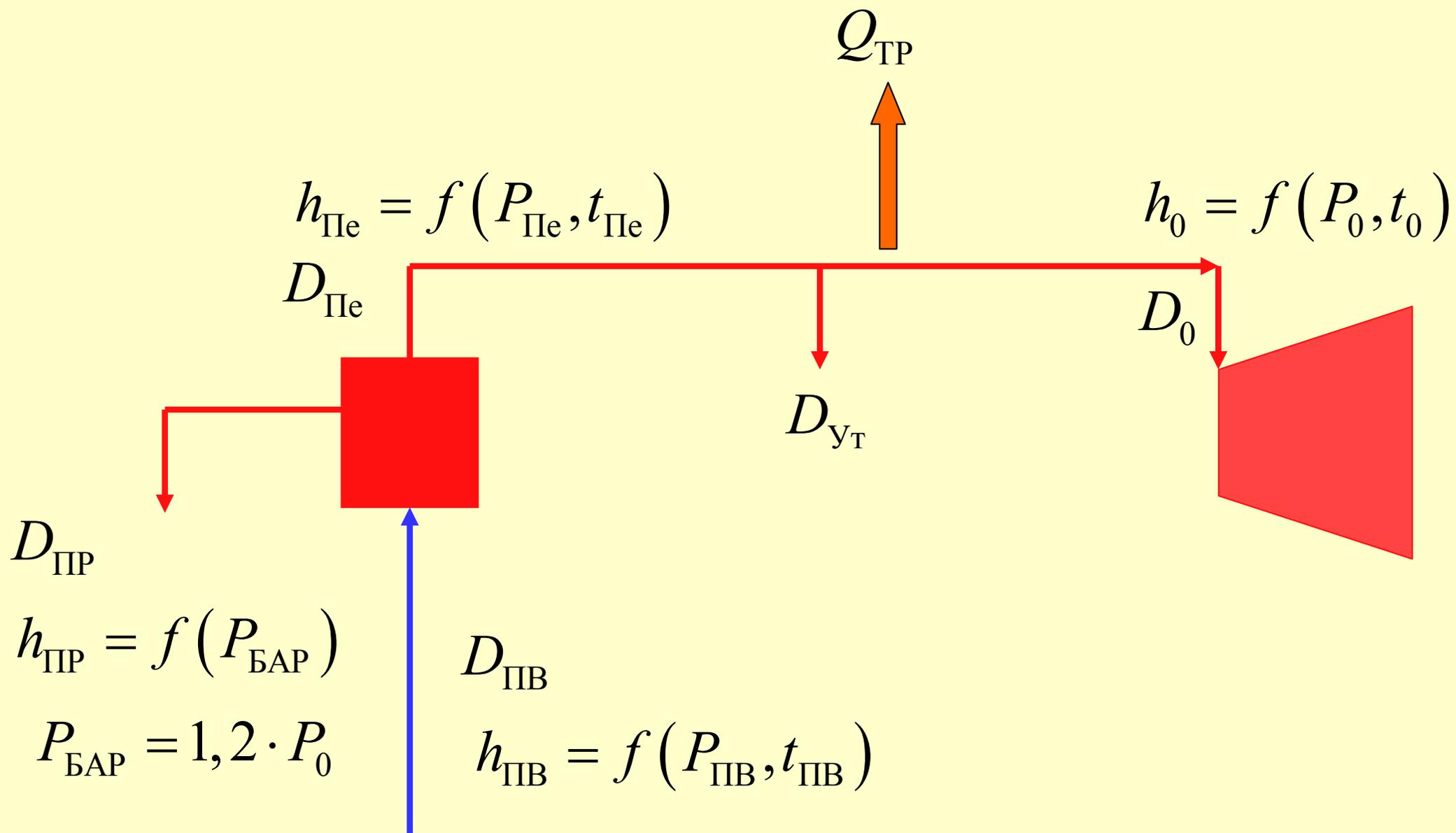
$D_K, \left[\frac{K\mathcal{Z}}{c} \right]$ - расход пара в конденсатор

$\sum D_{OTB\ i}, \left[\frac{K\mathcal{Z}}{c} \right]$ - расходы пара в отборы турбины

Расходы пара

Расход пара на турбину (отборов нет):

$$D_0 = \frac{N_{\text{Э}}}{H_i \cdot \eta_M \cdot \eta_T}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$



Расходы пара

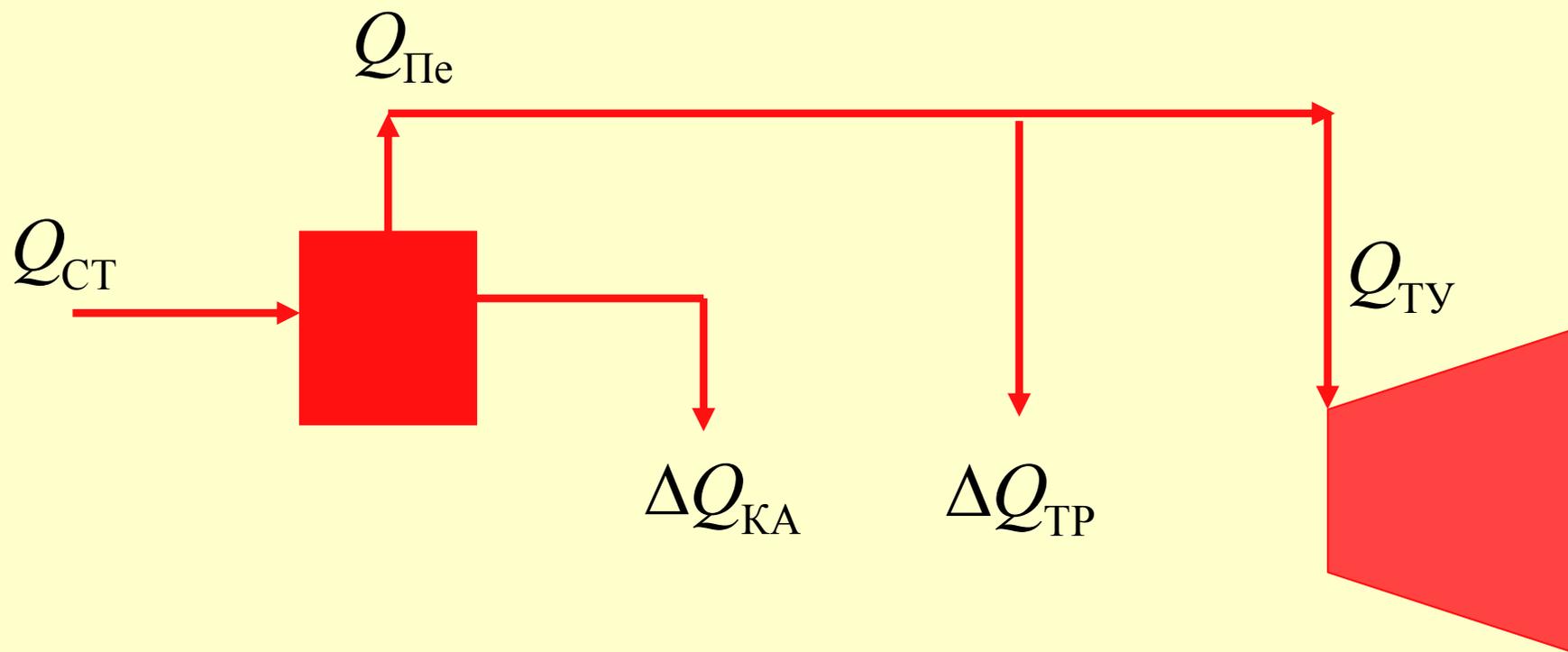
Расход перегретого пара на выходе из котла:

$$D_{\text{Пе}} = D_0 + D_{\text{УТ}}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

Расход питательной воды на входе в котел:

$$D_{\text{ПВ}} = D_{\text{Пе}} + D_{\text{ПР}}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$

РАСХОДЫ ТЕПЛА



РАСХОДЫ ТЕПЛА

Тепло сгоревшего топлива на станции (блоке):

$$Q_{\text{СТ}} = Q_{\text{БЛ}} = BQ_{\text{Н}}^{\text{Р}}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \cdot \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \right] = \left[\frac{\text{кДж}}{\text{с}} \right] = [\text{кВт}]$$

Тепло, воспринятое рабочим телом в котле (тепло перегретого пара):

$$Q_{\text{Пе}} = Q_{\text{СТ}} \cdot \eta_{\text{КА}}, [\text{кВт}]$$

$$Q_{\text{Пе}} = Q_{\text{СТ}} - \Delta Q_{\text{КА}}, [\text{кВт}]$$

РАСХОДЫ ТЕПЛА

$$\Delta Q_{\text{КА}} = \sum_2^6 Q_i, [\text{кВт}] \quad \text{- потери тепла в котле}$$

$$Q_{\text{Пе}} = D_0 \cdot (h_{\text{Пе}} - h_{\text{ПВ}}) + D_{\text{ПР}} \cdot (h_{\text{ПР}} - h_{\text{ПВ}}), [\text{кВт}]$$

РАСХОДЫ ТЕПЛА

Тепло рабочего тела (перегретого пара), поступившее в турбоустановку:

$$Q_{\text{ТУ}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}), [\text{кВт}]$$

Потери тепла при его транспортировке от котла до турбины:

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = Q_{\text{Пе}} - Q_{\text{ТУ}}, [\text{кВт}]$$

РАСХОДЫ ТЕПЛА

КПД транспорта тепла:

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{Пе}}}$$

РАСХОД ТОПЛИВА

Расход топлива:

$$B = \frac{Q_{\text{СТ}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}} = \frac{Q_{\text{Пе}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{КА}}}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]$$