



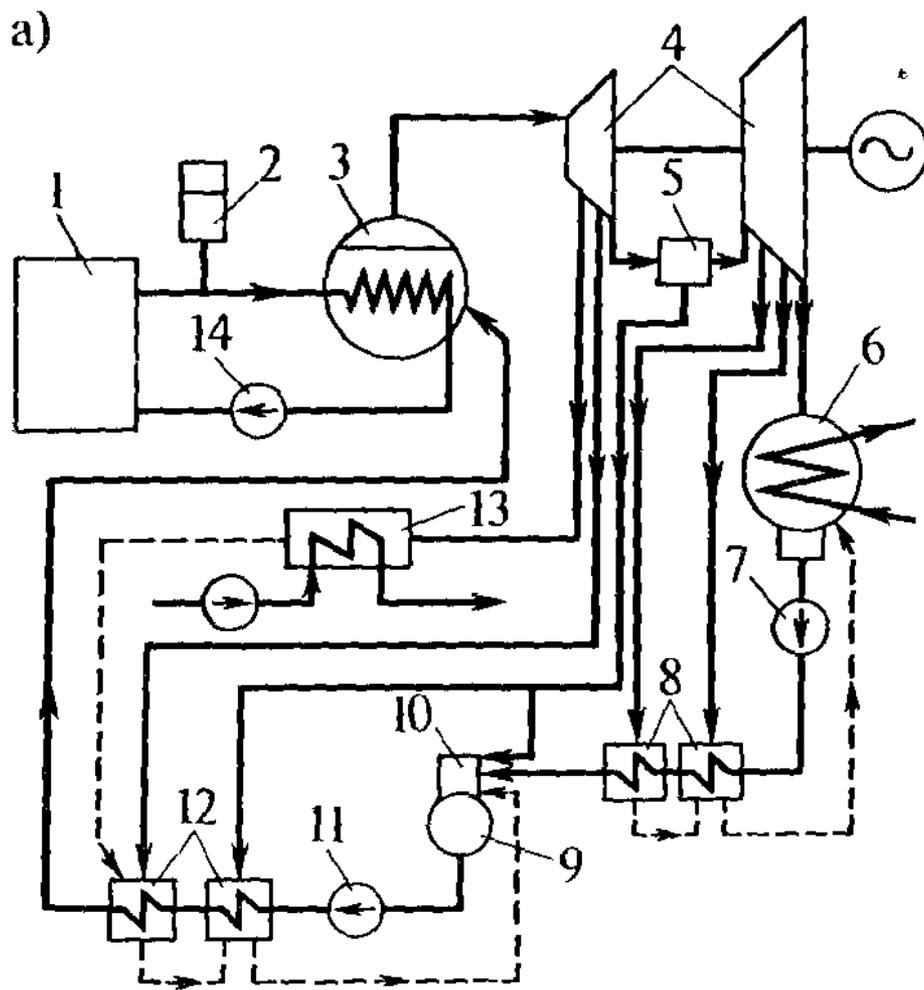
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

# РЕКОМЕНДОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- Зорин В.М. Атомные электростанции: учебное пособие для вузов – Москва: Изд-во МЭИ, 2012. — 670 с.: ил.
- Оборудование тепловых и атомных электрических станций : учебно-методическое пособие [Электронный ресурс] / А. В. Воробьёв, Д. В. Гвоздяков, С. В. Лавриненко [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020.
- Якубенко, И. А.. Технологические процессы производства тепловой и электрической энергии на АЭС :учебное пособие для вузов [Электронный ресурс] / Якубенко И. А., Пинчук М. Э.. — Москва: НИЯУ МИФИ, 2013. — 288 с.
- Основное оборудование АЭС : учебное пособие для вузов / под ред. С. М. Дмитриева. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. — 288 с.: ил.
- Выговский, С. Б.. Безопасность и задачи инженерной поддержки эксплуатации ядерных энергетических установок с ВВЭР : учебное пособие [Электронный ресурс] / Выговский С. Б., Рябов Н. О., Чернов Е. В.. — Москва: НИЯУ МИФИ, 2013. — 304 с.

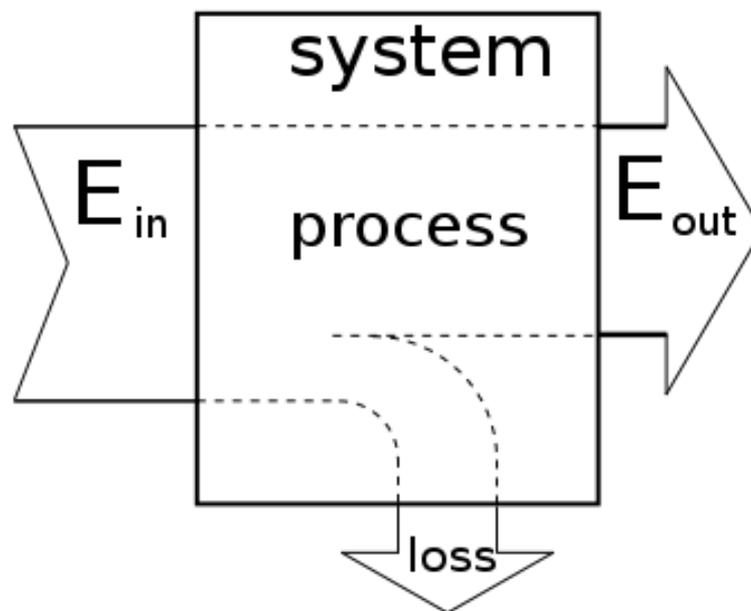
# ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ АЭС



1. Реактор
  2. Компенсатор давления
  3. Парогенератор
  4. Турбина
  5. Сепаратор
  6. Конденсатор
  7. Конденсатный насос
  8. Группа ПНД
  9. Деаэратор (колонка)
  10. Деаэратор (бак)
  11. Питательный насос
  12. Группа ПВД
  13. Сетевой подогреватель
  14. Циркуляционный насос
- 3

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС АЭС

- $E_{in}$  – теплота/энергия, выделившаяся в реакторе
- $E_{out}$  – электрическая энергия, отпущенная в сеть
- Потери тепла/энергии:
  - Потери теплоты в первом и втором контуре  $\Delta q_{Iк}$  и  $\Delta q_{IIк}$
  - Потери теплоты в конденсаторе  $\Delta q_{конд}$
  - Потери теплоты в трубопроводах  $\Delta q_{тр}$
  - Механические/фракционные потери в турбоагрегате  $\Delta q_{мех}$
  - Электромагнитные потери в генераторе  $\Delta q_{эм}$



# ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС

## ■ Основные показатели:

- ❑ Коэффициент полезного действия (КПД);
- ❑ Удельный расход теплоты;
- ❑ Удельный расход условного/натурального топлива.

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ АЭС

$$\eta_{АЭС} = \frac{N}{Q}$$

- КПД АЭС – это доля/процент энергии (теплоты), выделяющейся в реакторе, преобразованной в электроэнергию.
- Остальная энергия теряется в процессе преобразования в:
  - Конденсаторе;
  - Парогенерирующих установках (в т.ч. и с продувкой);
  - Элементах турбоустановки;
  - Электрическом генераторе;
  - Трубопроводах 1го и 2го контуров.

# КПД ОДНОКОНТУРНОЙ, ДВУХКОНТУРНОЙ И ТРЕХКОНТУРНОЙ АЭС

$$\eta_{АЭС} = \eta_{эл} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_p$$

$$\eta_{АЭС} = \eta_{эл} \eta_{тр}^{\text{II}} \eta_{нг} \eta_{тр}^{\text{I}} \eta_p$$

$$\eta_{АЭС} = \eta_{эл} \eta_{тр}^{\text{III}} \eta_{нг} \eta_{тр}^{\text{II}} \eta_{нто} \eta_{тр}^{\text{I}} \eta_p$$

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД РЕАКТОРНОЙ СИСТЕМЫ, ТРУБОПРОВОДОВ И ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА

$$\eta_p = \frac{Q_p}{Q}$$

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{p'}}{Q_p}$$

$$\eta_{nmo} = \frac{Q_{nmo}}{Q_{p'}}$$

# ХАРАКТЕРНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

$$\eta_{mp}^I \geq 0,99$$

$$\eta_{mp}^{II} = 0,97 \div 0,98$$

$$\eta_{mp}^{III} = 0,97 \div 0,98$$

## КПД ПАРОГЕНЕРАТОРА

$$\eta_{ng} = \frac{Q_{ng}}{Q_{p'}}$$

- Включает
  - Потери теплоты в окружающую среду (< 1 %)
  - Потери с продувкой парогенератора

$$Q_{np} = G_{np} (h_{np} - h_{охл})$$

## ПОНЯТИЕ БРУТТО И НЕТТО КПД АЭС

$\eta_{АЭС}$  - КПД АЭС брутто

$$\eta_{АЭС}^{нетто} = \eta_{АЭС} (1 - \beta_{СН})$$

$$\eta_{АЭС}^{нетто} = \frac{N - N_{СН}}{Q} - \text{КПД АЭС нетто}$$

■ Не включает потери на собственные нужды.

# СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

**$N_{сн}$**  – мощность собственных нужд

- Включает в себя:
  - Мощность привода насоса
  - Общестанционных систем
  - Электронагревателей
  - Систем измерения и контроля
  - Привода задвижек и пр.

## КОЭФФИЦИЕНТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

$$\beta_{CH} = \frac{N_{CH}}{N}$$

$$\beta_{CH} = 0,05 - 0,07$$

- Данные значения определяются для конкретных станций в зависимости от множества факторов, таких как расположение, климат, состав оборудования и т.п. Характерные значения коэффициента собственных нужд современных АЭС находится в диапазоне 5-7 %.

# ВИДЫ КПД АЭС

| Наименование к. п. д.                  | Относительный<br>к. п. д.  | Абсолютный к. п. д.  |   |
|--|--|--|---|
|  |  | брутто   | нетто   |
| Термический<br>Внутренний турбины      | $\eta_{oi}$  | $\eta_t$   | $\eta_{tHT} = \eta_t(1 - H_{a.n} / H_a)$  |
| Электрический тур-<br>бинной установки | $\eta_{oэ} = \eta_{oi} \eta_{лм} \eta_{лг} \times$<br>$\times (1 - \bar{\epsilon}_{пр})$ | $\eta_{э} = \eta_t \eta_{oi} \eta_{лм} \eta_{лг} \times$<br>$\times (1 - \bar{\epsilon}_{пр})$ | Не рассматривается<br>$\eta_{э.HT} = \eta_t \eta_{oi} \eta_{лм} \eta_{лг} \times$<br>$\times (1 - \bar{\omega}_H) \times (1 - \bar{\epsilon}_{пр})$ |

# УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТЕПЛОТЫ И ТОПЛИВА

$$q_{AЭС} = \frac{Q}{N} = \frac{1}{\eta_{AЭС}}$$

$$b_{нт} = \frac{B_{нт}}{E} = \frac{B_{нт}}{Q \cdot \eta_{AЭС}} = \frac{B_{нт}}{Q_{нт} B_{нт} \eta_{AЭС}} = \frac{1}{Q_{нт} \eta_{AЭС}}, \text{ кг/кДж}$$

$$b_{нт} = \frac{3600}{Q_{нт} \eta_{AЭС}}, \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$b_{ум} = \frac{B_{ум}}{E} = \frac{B_{ум}}{Q \cdot \eta_{AЭС}} = \frac{B_{ум}}{Q_{ум} B_{ум} \eta_{AЭС}} = \frac{1}{Q_{нт} \eta_{AЭС}} = \frac{1}{29,16 \cdot \eta_{AЭС}}, \frac{\text{кг}}{\text{кДж}}$$

# ТЕПЛОТА ПРОИЗВОДИМАЯ ПРИ ВЫГОРАНИИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

- Распад 1 кг урана 235 производит примерно  $7,9 \cdot 10^{10}$  кДж теплоты
- В ходе кампании порядка 10-20 % ядерного топлива преобразуется в стабильные изотопы урана и плутония

$$Q_{nf} = 6,7 \cdot 10^{10} \text{ кДж/кг}$$

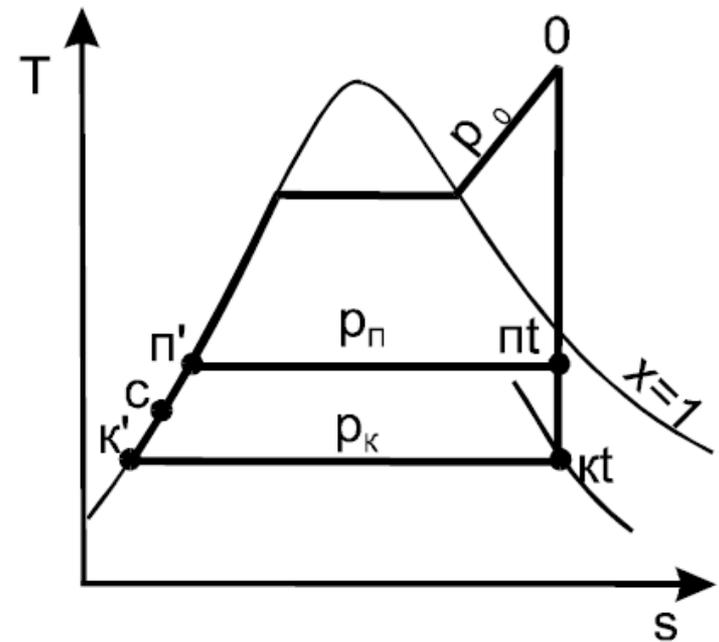
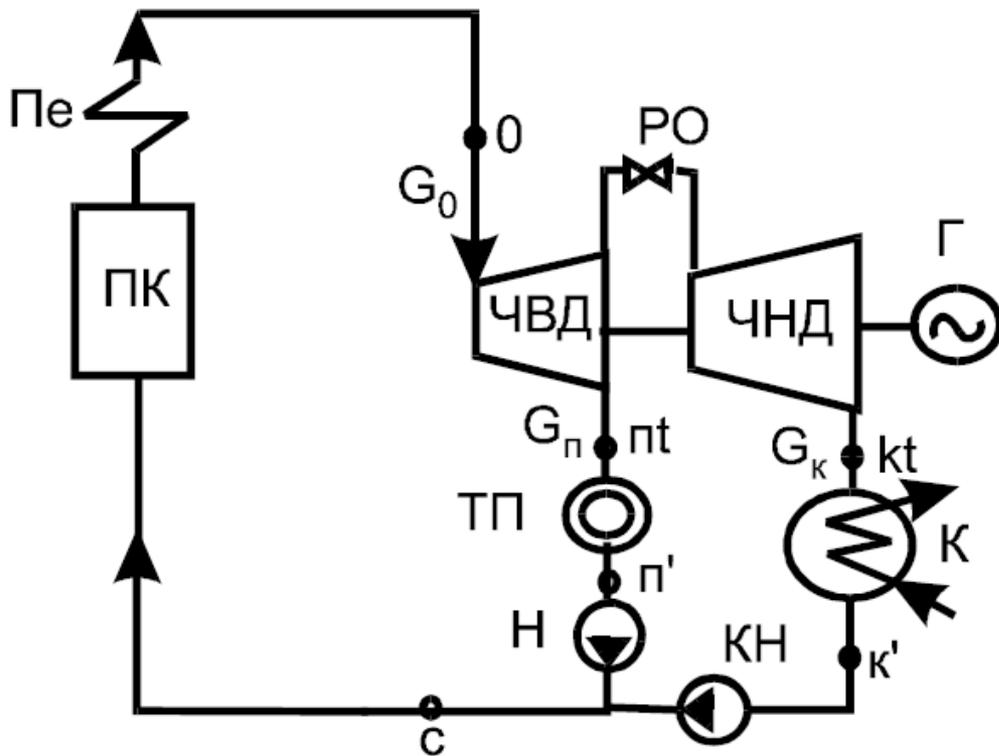
# КОГЕНЕРАЦИЯ

- Более половины тепла, поступающего в парогенератор, отводится в конденсаторе. Поскольку температура удаляемой теплоты близка к температуре внешнего воздуха, ее практически невозможно полезно использовать.
- Нагретая циркуляционная вода из конденсатора имеет температуру 10-30 °С и не имеет энергетического значения. Чтобы использовать её для целей отопления и горячего водоснабжения, эта температура должна быть увеличена до 80–180 °С. Чтобы достичь таких значений, давление в соответствующем отборе должно быть равным 0,05-1,0 МПа.
- Для когенерации высокое давление на выходе из турбины достигается с использованием так называемых теплофикационных или противодавленческих турбоустановок. Теоретически это позволяет полностью использовать теплоту конденсации пара. В этом случае весь пар будет использоваться для получения полезной работы и тепловой энергии.
- Такой процесс одновременного производства электрической энергии и полезного тепла для целей отопления и ГВС называется **когенерацией**.

*Применение когенерации приводит к значительному повышению эффективности АЭС.*



# ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ТУРБИНА



# КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ

- Эффективность ПТУ с теплофикацией может быть определена с использованием коэффициента использования теплоты:

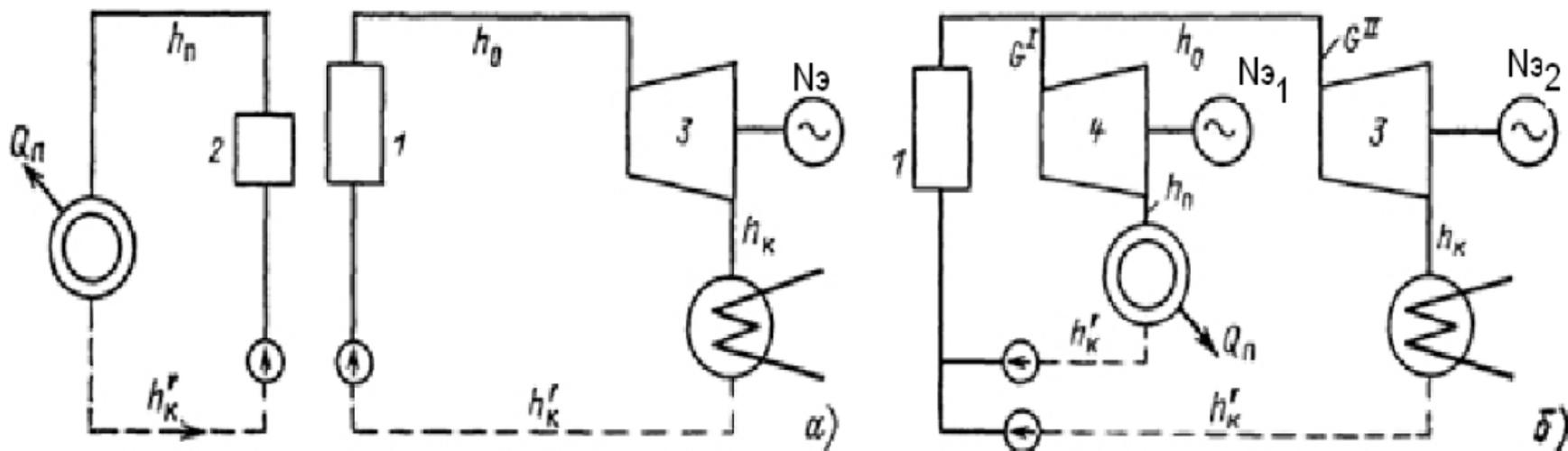
$$\eta_{\text{И}} = \frac{l_{\text{П}} + q_{\text{П}}}{q_1}$$

- В теории, предельное значения  $\eta_{\text{И}}$  может достигать 1. на практике, данное значение варьируется в диапазоне 0,7÷0,8:
  - Это вызвано потерями в:
    - Парогенераторе (котле);
    - Подшипниках;
    - Электрогенераторе;
  - Затрат энергии на собственные нужды.

# СРАВНЕНИЕ ЦИКЛОВ ПТУ С КОГЕНЕРАЦИЕЙ И РАЗДЕЛЬНОЙ ВЫРАБОТКОЙ

- Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении является одной из важнейших характеристик АЭС с когенерацией.

$$\varepsilon = \frac{l_{\Pi}}{q_{\Pi}}$$



# ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОТЫ

- Потребление теплоты при раздельной генерации:

$$\begin{aligned} Q^{PA3D} &= G^{PA3D} \cdot (h_0 - h'_K) + Q_{II} = \\ &= \frac{N_i}{H_i^{II}} \cdot (h_0 - h'_K) + Q_{II} = \frac{N_i}{\eta_i} + Q_{II} \end{aligned}$$

- Расход пара в теплофикационный теплообменник и конденсатор обозначим как  $G^I$  and  $G^{II}$ .

- Мощность и расход пара, в таком случае, может быть определен как:

$$N_i = N_i^I + N_i^{II} = G^I \cdot H_i^I + G^{II} \cdot H_i^{II}$$

$$G^{II} = \frac{N_i}{H_i^{II}} - G^I \cdot \frac{H_i^I}{H_i^{II}}$$

# СРАВНЕНИЕ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ТЕПЛОТЫ

- Расход теплоты при когенерации:

$$\begin{aligned} Q^{КОМБ} &= (G^I + G^{II}) \cdot (h_0 - h'_K) = \\ &= \left[ \frac{N_i}{H_i^{II}} + G^I \cdot \left( 1 - \frac{H_i^I}{H_i^{II}} \right) \right] \cdot (h_0 - h'_K) \end{aligned}$$

- Расход пара и потребление теплоты:

$$G^I = \frac{Q_{II}}{h_{II} - h'_K}$$

$$Q^{КОМБ} = \frac{N_i}{\eta_i} + Q_{II} \cdot \frac{h_0 - h'_K}{h_{II} - h'_K} \cdot \left( 1 - \frac{H_i^I}{H_i^{II}} \right)$$

# ЭКОНОМИЯ ТЕПЛОТЫ ПРИ КОГЕНЕРАЦИИ

- Экономия теплоты может быть определена как:

$$\Delta Q = Q^{\text{разд}} - Q^{\text{комб}} = Q_n \frac{H_1^I}{h_n - h_k'} \left( \frac{1}{\eta_t} - 1 \right)$$

- Внедрение **когенерации** всегда приводит к росту КПД.

*Особенности АЭС с когенерацией:*

- Вода и пар не должны подвергаться радиоактивному загрязнению.
- Расстояние между АЭС и потребителем должно быть не выше предельного (~20 км).
- Остановка теплоснабжения на период ремонтов недопустима.

*По сложившейся практике, внедрение когенерации на АЭС целесообразно при тепловой нагрузке 5000-7000 Гкал/ч.*

# КПД АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ СТАНЦИИ

- Атомная электрическая теплофикационная станция – атомная станция, отпускающая и электрическую, и тепловую энергию потребителям.

$$\eta_{АЭС}^{эл} = \frac{N}{Q - Q_{ном} / (\eta_{ту} \cdot \eta_{тр})}$$

$Q_{hs}$  – тепловая мощность, отпускаемая потребителям, МВт;

$\eta_{ту} \cdot \eta_{тр}$  - произведение КПД теплофикационной установки и КПД передачи теплоты.

# КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ

$$\mu = \mathcal{E} / (N_{\text{год}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{год}}) \cdot 100 \%$$

$$\mathcal{E} = N^{\text{ср}} \cdot \tau_{\text{год}}$$

- $\mathcal{E}$  – количество электроэнергии, отпущенной за год
- $N^{\text{ср}} < N_{\text{год}}^{\text{уст}}$
- Основные факторы, влияющие на снижение  $\mu$ :
  - Плановые и внеплановые остановки оборудования;
  - Ограничения мощности и/или участие в регулировании мощности и т.п.

# ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ

$$\tau_{\text{исп.уст.м.}} = \mathcal{E} / N^{\text{уст}} = \mu \cdot \tau_{\text{год}}$$

Характерные значения коэффициента

полезного использования

АЭС в РФ – 85-87 %.

Максимальное значение  $\mu$  для финской АЭС

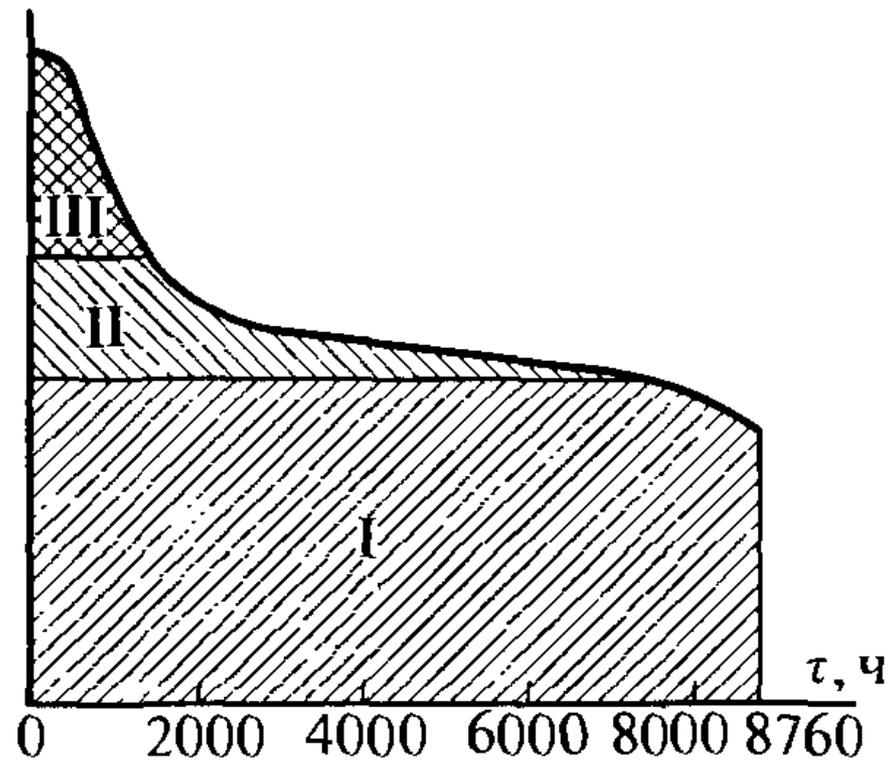
Ловииса – 95 %.

I – базовая нагрузка (> 5000 ч)

II – полупиковая нагрузка (1500-5000 ч)

III – пиковая нагрузка (< 1500 ч)

$W_{\text{в}}, \text{кВт}$



# РЕКОМЕНДОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА ПО ТЕМЕ ЛЕКЦИИ

- Маргулова, Тереза Христофоровна. Атомные электрические станции : учебник / Т. Х. Маргулова. — 5-е изд., перераб. и доп.. — Москва: ИздАТ, 1994. — 296 с.
- Соколов, Е.Я.. Теплофикация и тепловые сети : учебник / Соколов Е.Я.. — Москва: МЭИ, 2017. — . — ISBN 978-5-383-01166-9. Схема доступа: <https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383011669.html>
- Рыжкин, Вениамин Яковлевич. Тепловые электрические станции : учебник для вузов / В. Я. Рыжкин; под ред. В. Я. Гиршфельда. — 4-е изд., стер.. — Москва: АРИС, 2014. — 328 с.: ил.. — Библиогр.: с. 320. — Предметный указатель: с. 321-325.. — ISBN 978-5-905616-07-5.

# ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧНОСТИ АЭС

- Капитальные затраты на постройку АЭС
- Эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии
- Суммарная себестоимость
- Коэффициент использования установленной мощности

# УДЕЛЬНЫЕ КАПЗАТРАТЫ

$$k_{кз} = K/N_{эл}^{уст}, \text{ млн.р./кВт}$$

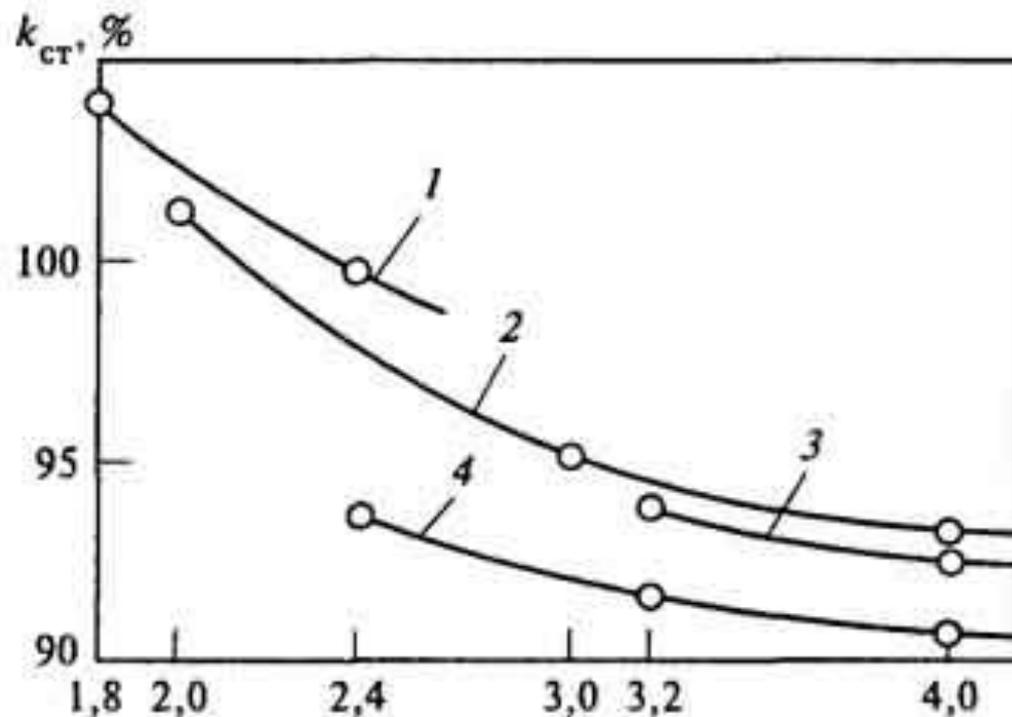
- **K** – суммарные капитальные затраты, руб.
- **N<sub>эл</sub>** – установленная мощность, кВт

## Основные факторы:

- Тип АЭС (число контуров).
- Тип и параметры теплоносителя.
- Установленная мощность АЭС.

## Дополнительные затраты:

- Вывод АЭС из эксплуатации
- Системы безопасности АЭС
- Системы хранения топлива



# СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА УДЕЛЬНЫХ КАПЗАТРАТ НА ПОСТРОЙКУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, [ US\$ / KW ]

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| ■ АЭС                     | 4610–7550 |
| ■ Угольная ТЭС            | 1870–4090 |
| ■ ГТУ                     | 540-1000  |
| ■ ПГУ                     | 880-1600  |
| ■ ПГУ с газификацией угля | 2860-4770 |
| ■ Геотермальная ТЭС       | 2570-3580 |
| ■ ВЭС                     | 1340-2700 |
| ■ СЭС                     | 3080-5100 |

# УДЕЛЬНАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛОТЫ

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

$$c_{\text{теп}} = C_{\text{теп}} / Q$$

- $C_{\text{эл}}$  и  $C_{\text{теп}}$  - себестоимость, производства электроэнергии и теплоты
- $\text{Э}$  – выработка электроэнергии
- $Q$  – отпуск теплоты потребителю

# СУММАРНАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

$$C_{el} = C_{fuel} + C_c + C_{O\&M}$$

- Себестоимость выработка 1 кВтч электроэнергии включает:
  - Стоимость топлива
  - Стоимость активов (амортизация, ремонты и пр.)
  - Стоимости эксплуатации и обслуживания (зарплата персонала, налоги, расходные материалы и пр.)

$$\begin{aligned} c_{el} &= C_{el} / \mathcal{E} = C_f / \mathcal{E} + C_c / \mathcal{E} + C_{O\&M} / \mathcal{E} = \\ &= C_f + C_c + C_{O\&M} \end{aligned}$$

# УДЕЛЬНАЯ СТОИМОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

$$C_c = \Sigma K / (N_{\text{эл}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{уст}})$$

$$C_c = p_a k_{\text{кз}} / \tau_{\text{уст}}$$

# МИРОВАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, [Р/КВТЧ]

|                 |          |
|-----------------|----------|
| ■ Угольная ТЭС  | 2,4–3,3  |
| ■ ПГУ           | 1,6–2,55 |
| ■ АЭС ВВЭР-1000 | 1,8–3,24 |
| ■ ПГУ           | 1,2–2,8  |



**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**