



Экономика и управление энергопредприятием

M



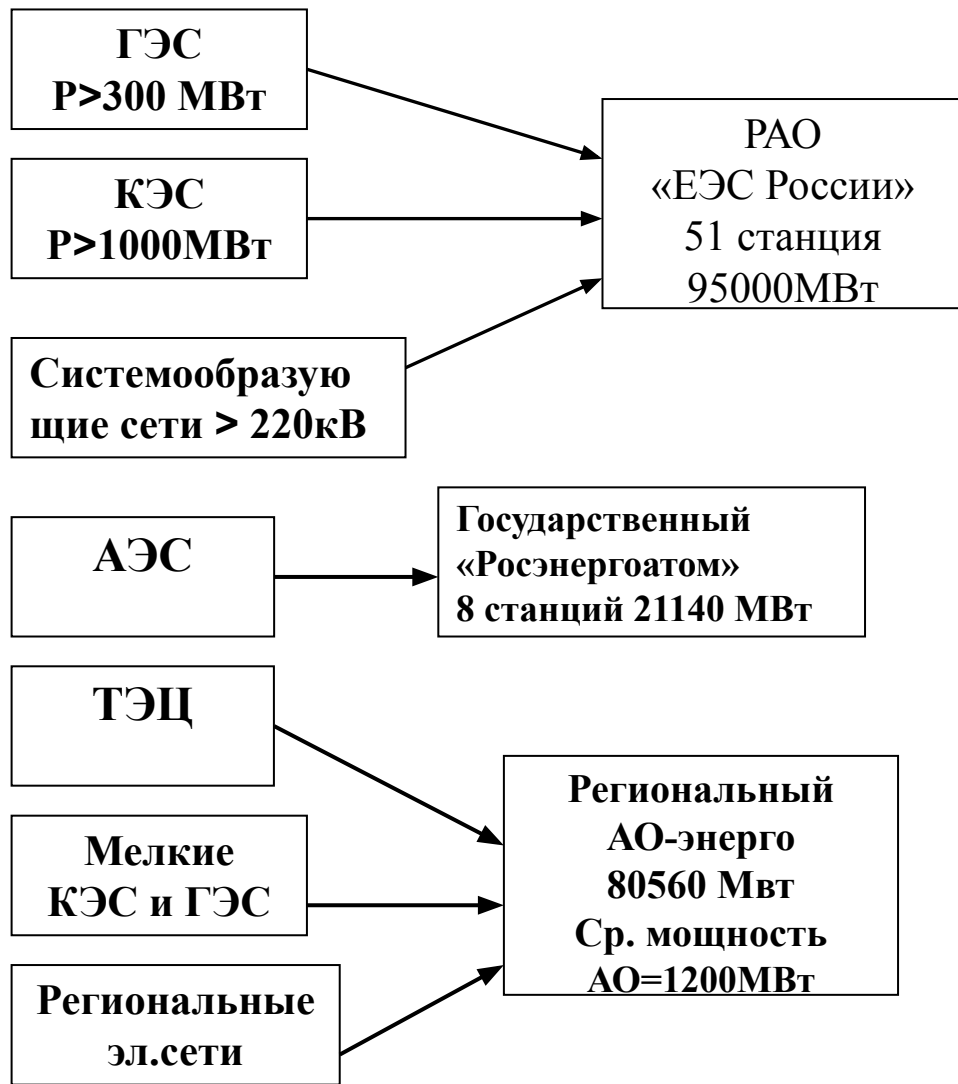
Топливо-энергетический комплекс

- ТЭК (топливно-энергетический комплекс):*
- совокупность взаимосвязанных систем по добыче, обогащению, хранению, транспортировке, преобразованию топливно-энергетических ресурсов;*
 - транспортирование электрической и тепловой энергии;*
 - ее использование потребителями*

Особенности ТЭК

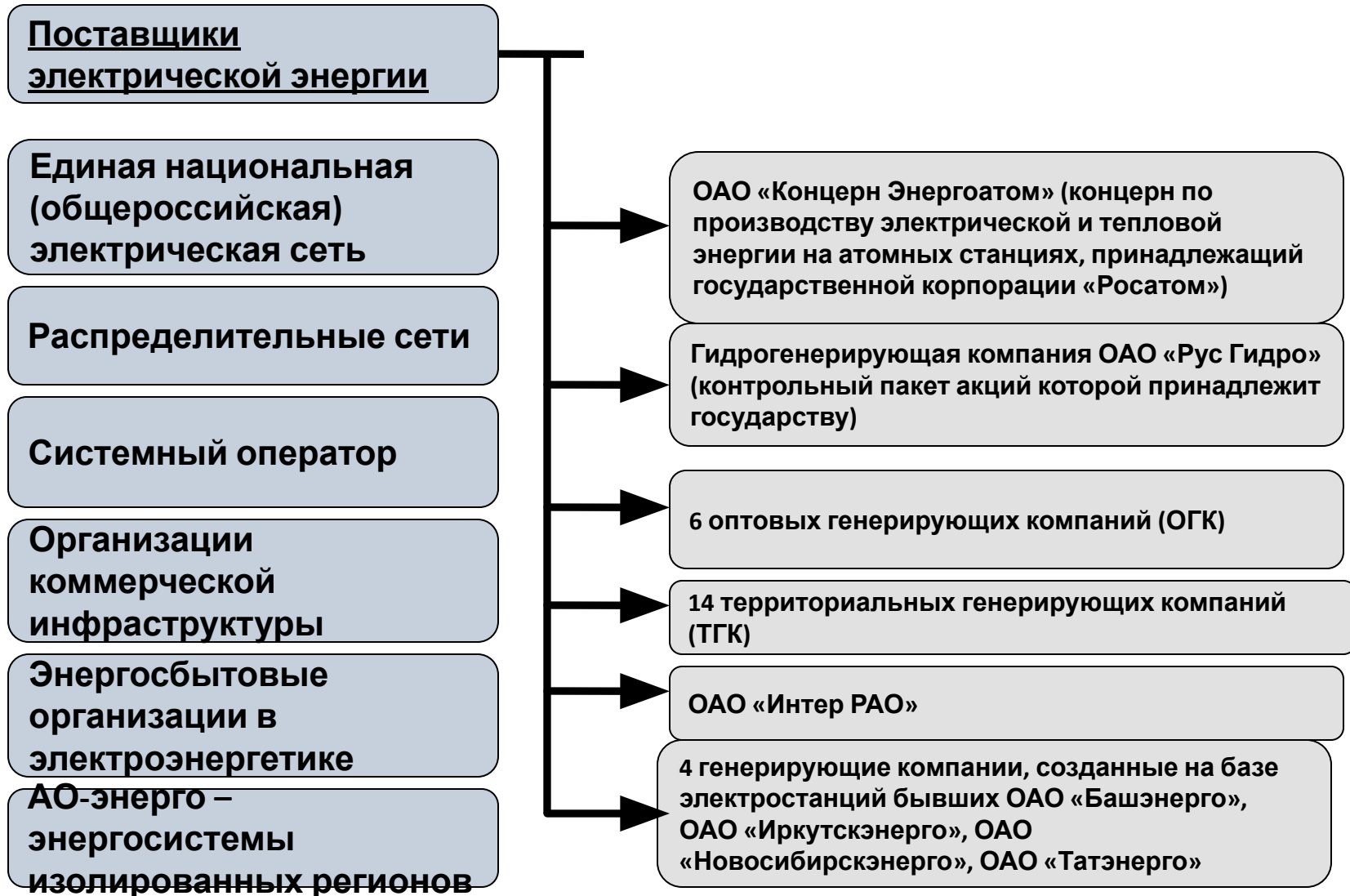
- Динамика производства и потребления энергии
- Широкая взаимозаменяемость энергетических ресурсов
- Высокий уровень концентрации производства
- Неравномерность размещения энергоресурсов на территории страны
- Высокая капиталоемкость
- Влияние географических и социальных факторов на режимы потребления энергии и работу ТЭК

Преобразование электроэнергетики России



- Проведено указами Президента в 1992 году
- Уставной фонд РАО «ЕЭС России»:
- 100% акций своих предприятий;
- 49% акций региональных АО-энерго.
- Государству принадлежит 51% всех акций РАО «ЕЭС России».

Основные субъекты рынка электроэнергии



Основные показатели состояния энергетики

Энергетика – совокупность процессов преобразования природных ресурсов с целью производства тепловой и электрической энергии для обеспечения других отраслей.

Особенности энергетики:

- Совпадение по времени процессов производства и потребления энергии
- Нет возможности складирования энергии
- Балансы мощности и энергии
- Высокие требования к надежности и качеству энергии
- Необходимость резервирования

Балансы электрической энергии энергокомпании

1. Баланс максимальной мощности

$$N''_{СП} + N_{\text{прод}}'' - N_{\text{пок}}'' + N_{\text{пот}}'' + N_{\text{СН}}'' = \sum N_i'' - \sum N_{\text{рез}}''$$

2. Баланс электрической энергии (средней мощности)

$$\mathcal{E}_{СП} + \mathcal{E}_{\text{прод}} - \mathcal{E}_{\text{пок}} + \mathcal{E}_{\text{пот}} + \mathcal{E}_{\text{СН}} = \sum \mathcal{E}_i$$

где $N''_{СП}$, $\mathcal{E}_{СП}$ – собственное потребление;

$N_{\text{прод}}''$, $\mathcal{E}_{\text{прод}}$ – переток на сторону;

$N_{\text{пок}}''$, $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ – покупная энергия (мощность);

$N_{\text{пот}}''$, $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – потери на технологический транспорт;

$N_{\text{СН}}''$ ($\mathcal{E}_{\text{СН}}$) – расходы на собственные нужды;

N_i'' , \mathcal{E}_i – максимальная мощность (энергия) i -х генераций;

$N_{\text{рез}}''$ – резерв максимальной мощности.

Аспекты планирования деятельности ТЭК

- **Временные**
 - **Технологические**
 - **Территориальные**
1. **Прогнозы: дальние (более 25 лет);
долгосрочные (15 - 25 лет);**
 2. **Планирование: перспективное (5 – 15 лет);
среднесрочное (1 – 5 лет); текущее (1 год);
оперативное (до внутрисуточных
интервалов)**

Технологический аспекты планирования деятельности ТЭК

Двойственность управления:

- *Производственно-хозяйственное (формирование запасов сырья, ремонты, зарплата и др.)*
- *ОДУ (оперативно-диспетчерское управление, т.е. поддержание эксплуатационных характеристик объектов и мобильность снабжения потребителя энергией)*

ТЕМА 1. Производственные фонды

Средства труда – вещественное содержание производства (основные производственные фонды), т.е. материальные ресурсы долговременного использования

Предметы труда - то на, что направлен труд человека (оборотные средства: оборотные фонды и средства обращения)

Непроизводственные фонды – числящиеся на балансе предприятия: жилье, объекты соцкультбыта, спортивно- оздоровительные сооружения и др.

Свойства основных фондов

1. Длительный период использования
2. Сохранение натуральной формы
3. Перенос стоимости на себестоимость продукции по частям по мере износа
4. Постепенное возмещение стоимости фондов по мере реализации продукции

В энергетике доля основных фондов (в том числе непроизводственных) составляет 70 – 85 %

Основные производственные фонды

Группы фондов:

Здания, сооружения

Передаточные устройства

Машины и оборудование:

- силовые
- рабочие
- измерительные устройства
- вычислительная техника

**Транспортные средства, инструмент
(срок службы более года) и др.**

*Учитываются
также:*

- земельные участки;*
- объекты*
- природопользования;*
- природоохранные*
- объекты*

Основные производственные фонды

	ТЭС	ГЭС	Эл. сети	АЭС
Здания	13	6	7	36
Сооружения	12	73,5	2	9
Передача	3	0,5	90	3
Силовые машины	71	19	-	51
Прочее	1	1	1	1

Способы оценки ОПФ

В натуральной форме:

1. Для оценки технического состояния
2. Для нового строительства
3. При инвентаризации

В стоимостной форме:

1. Для определения общей стоимости
2. Для определения величины износа, размера амортизации
3. Для определения показателей экономической эффективности фондов

Виды денежной оценки ОПФ

- **Первоначальная стоимость** (*создавались или приобретались*)
- **Восстановительная стоимость** (*в год пере – оценки с учетом коэффициентов*)
- **Балансовая стоимость** (*числятся на балансе предприятия*)
- **Изношенная стоимость** (*списана в виде износа и уже перенесена на себестоимость*)
- **Остаточная стоимость** (*еще не перенесена на себестоимость продукции*)
- **Ликвидационная стоимость** (*реализация - ?*)

Денежная оценка ОПФ по первоначальной стоимости

Первоначальная стоимость = фактическая стоимость оборудования (с учетом его доставки)+ строительно-монтажные работы (в том числе заработная плата)

Основные фонды, созданные в разные периоды, сложно привести к сопоставимому виду, их необходимо периодически переоценивать!

Денежная оценка ОПФ по остаточной стоимости

$$\Phi_{ост}^t = \Phi_{осн}^{ПН} \cdot \left(1 - \frac{\alpha_a \cdot t}{100} \right)$$

$t=1 \dots T_{служ}$

α_a – норма амортизации

Остаточная стоимость – разница между первоначальной стоимостью и суммой износа
Износ – постепенная утрата стоимости в процессе функционирования ОПФ

Для расчета основных показателей предприятия используют среднегодовую балансовую стоимость ОПФ с учетом стоимости на начало года, периода эксплуатации вновь введенных и выбывших фондов

Виды износа ОПФ

- **Физический** (эксплуатационный и естественный)- ухудшение ТЭП работы оборудования
- **Моральный** - обесценивание средств труда до окончания срока службы (1-го рода- появление средств труда тех же характеристик по более низкой цене; 2-го рода – более экономичное, но той же стоимости)
- **Социальный** – техника не отвечает современным требованиям (профзаболевания, низкий уровень автоматизации и др.)
- **Экологический** – фонды не соответствуют современным требованиям охраны окр.

Амортизация – процесс постепенного переноса стоимости ОПФ на себестоимость продукции

Амортизационные отчисления - образование фонда денежных средств для последующей полной или частичной их замены (процесс накопления собственных инвестиций)

Единые нормы амортизационных отчислений – действуют Постановлением СовМина СССР, 1990г

Для бухг. учета (налоговый кодекс – 01.01.2002 – классификатор)

Линейный метод определения норм (для энергетике) – используется вероятностный срок службы основных фондов соответствующих групп

Амортизация определяется от первоначальной или восстановительной стоимости ОПФ с

Средняя норма амортизации

- **Норма амортизации каждой группы фондов** определяется в соответствии с Едиными нормами амортизационных отчислений
- **Норма амортизации существенно отличается для разных групп фондов в соответствии со сроком их службы** (1% - гидросооружения; 4.4% - электротехническое оборудование)
- **Средняя норма амортизации** определяется долей i -ых групп фондов в их общем объеме и нормами амортизации i -ых

$$I_{ам_i} = \Phi_{осн_i} \frac{\alpha_{ам_i}}{100};$$

Издержки на амортизацию определяются по i-м группам фондов;

$$\alpha_{ам_i} = \frac{1}{T_{сл_i}};$$

**Норма амортизации i-ой группы фондов - $\alpha_{ам_i}$ –
зависит от вероятностного срока службы
соответствующих групп основных производственных
фондов**

$$\alpha_{ам}^{ср} = \frac{\sum \Phi_{осн_i} \alpha_{ам_i}}{\Phi \sum_{осн}} ;$$

Средняя по предприятию норма амортизации зависит от удельного веса i-х групп фондов в общей стоимости основных фондов и может определяться: 1) либо по отношению суммарных амортизационных отчислений к величине всех производственных фондов; 2) либо как сумма произведений долей всех групп фондов и их норм амортизации

Пути повышения эффективности использования основных фондов

- Правильное определение Нуст станции с учетом ее изменений в процессе эксплуатации**
- Повышение качества оборудования и его монтажа**
- Повышение качества ремонтов и уменьшение его продолжительности**
- Соблюдение правил эксплуатации оборудования**
- Организация эффективной работы энергокомпании в целом**

Традиционные показатели эффективности использования основных средств

- **Фондоотдача** (*коэффициент оборачиваемости основных средств*) – отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой балансовой стоимости ОПФ, руб. в год/руб
- **Фондоемкость** (*обратна фондоотдаче*)
- **Фондовооруженность** – отношение стоимости ОПФ к среднесписочной численности ППП, руб/чел
- **Рентабельность фондов** – отношение прибыли к величине ОПФ, руб. в год/руб

Фондоотдача

$$\Phi_{отд} = \frac{\text{Выручка}}{\Phi_{осн}}, \frac{\text{руб/год}}{\text{руб}};$$

$$\Phi_{емк} = \frac{1}{\Phi_{отд}} = \frac{\Phi_{осн}}{\text{Выручка}}, \frac{\text{руб}}{\text{руб/год}};$$

$$\Phi_{воор} = \frac{\Phi_{осн}}{r_{ппп}}, \frac{\text{руб}}{\text{чел}};$$

$r_{ппп}$ — Среднесписочная численность персонала

Показатели использования энергетического оборудования

- **Число часов использования установленной мощности;**
- **Коэффициент экстенсивного использования** – характеризует использование оборудования по времени нахождения в работе (**Кэкс**)
- **Коэффициент интенсивного использования** – характеризует использование оборудования по загрузке установленной мощности (**Кинт**)
- **Интегральный коэффициент** – произведение этих коэффициентов (**К**)

Показатели эффективности основных производственных фондов

1. Коэффициент экстенсивного использования:

$$K_{\text{экт}} = \frac{T_{\text{ф}}}{T_{\text{кал}}} < 1;$$

$T_{\text{ф}}$ — фактическое время работы;
 $T_{\text{кал}}$ — календарное время.

2. Коэффициент интенсивного использования:

$$K_{\text{интенс}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{ном}}} < 1;$$

$N_{\text{ср}}$ — средняя за период мощность;
 $N_{\text{ном}}$ — номинальная мощность.

3. Интегральный коэффициент — отношение фактической выработки к потенциально возможной

Производственные мощности в энергетике и показатели их использования

Производственная мощность – потенциальная возможность обеспечить годовой выпуск продукции при условии эффективного использования всего оборудования

Установленная мощность – номинальная мощность – суммарная паспортная мощность оборудования

Рабочая мощность - мощность, которая может быть использована для покрытия нагрузки

Диспетчерская мощность – задана диспетчерским графиком нагрузки

Среднегодовая величина фондов

$$\Phi_{осн}^{ср} = \Phi_{осн}^{нач} + \frac{m}{12} \Phi_{осн}^{ввод} - \frac{n}{12} \Phi_{осн}^{выб};$$

$\Phi_{осн}^{ввод}$, $\Phi_{осн}^{выб}$ — вводы и выбытие основных фондов;

m, n — число полных месяцев работы вновь введенных.

Фонды на конец года

$$\Phi_{осн}^{конец} = \Phi_{осн}^{нач} + \Phi_{осн}^{ввод} - \Phi_{осн}^{выб}.$$

Коэффициент эффективного использования мощности

$$K_{\text{эф}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ср}}}{N_y^{\text{ср}}}; \quad N_{\text{раб}}^{\text{ср}}, N_y^{\text{ср}} \text{ — средняя за период рабочая и установленная мощности.}$$

$$N_y^{\text{ср}} = N_y^{\text{нач}} + \Delta N_{\text{ввод}} - \Delta N_{\text{выб}} \pm \Delta N_{\text{перемарк}};$$

$$N_{\text{раб}}^{\text{ср}} = N_y^{\text{ср}} - \Delta N_{\text{рем}}^{\text{план}} - \Delta N_{\text{рем}}^{\text{непл}} - \Delta N_{\text{огр}} - \Delta N_{\text{консерв}};$$

$N_y^{\text{нач}}$ — установленная мощность на начало периода;

$\Delta N_{\text{ввод}}, \Delta N_{\text{выб}}$ — вводы и выбытие мощности;

$\Delta N_{\text{перемарк}}$ — перемаркировка номинальной мощности;

$\Delta N_{\text{рем}}$ — плановые и неплановые ремонты;

$\Delta N_{\text{огр}}$ — ограничение мощности; $\Delta N_{\text{консерв}}$ — консервация оборудования.

Оборотные фонды (предметы труда) – производственные оборотные средства и средства обращения

Оборотные средства – в течении цикла (оборота) потребляются и полностью переносят свою стоимость на продукт: **деньги-товар-незавершенное пр-во-товар-деньги**

Структура оборотных средств- топливо, сырье, запчасти, материалы, инструмент со сроком службы менее года...



Запасы 96%, из них топливо 85%

Прочие 4%

Оборотные средства меняют свое содержание

Средства обращения

□ Энергия отпущенная, но не оплаченная – дебиторская задолженность

□ Наличные денежные средства – в кассе предприятия для выплаты заработной платы и других расчетов, в том числе в запасах

□ Денежные средства на счетах в банке

□ Деньги в незавершённых расчётах

Запасы (большая часть нормируемых оборотных средств)

Производственные запасы:

- 1. Текущий** – необходим для снабжения пр-ва предметами труда, в период между поступлениями очередных поставок (ремонт и эксплуатация)
- 2. Страховой (гарантийный)** – создаётся для создания гарантий от непредвиденных сбоев в поставках МТР. Составляет около 50% от текущего.

Формируются натуральные и стоимостные нормативы производственных запасов

ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРОТНЫХ СРЕДСТВ (ОС)

- **Коэффициент оборачиваемости (число оборотов) - *поб***
 1. Характеризует скорость оборота
 2. Определяется как отношение выручки от реализации продукции к среднегодовой сумме ОС
 3. Размерность – руб/оборот
- **Время оборота (дни)**
 1. Среднее время оборота ОС – отношение календарного периода к числу оборотов, дни/оборот
 2. Ткал - обычно 360 дней

Факторы ускорения оборачиваемости ОС:
-увеличение выпуска продукции, ускорение ее реализации
-уменьшение сверхнормативных производственных запасов;
-своевременная поставка МТР, в т.ч.для ремонтов
-экономичность режимов работы оборудования,
автоматизация ТП и др.

Тема 2. Капитальные вложения в энергетике

ОПФ = Фосн = К – капиталовложения

***Кап. вложения* – вклад инвестиций в создание (или воспроизводство) ОПФ путём сооружения новых (или их расширение), реконструкции действующих объектов**

Капиталовложения:

- **совокупность экономических ресурсов в денежном выражении**
- **это собственные и привлеченные денежные средства (инвестиции)**

Инвестиции

Инвестиции – все виды денежных, имущественных, интеллектуальных ценностей, вкладываемых в деятельность, которая принесёт доход или социальный эффект.

Виды инвестиций:

- **Капиталообразующие** - прибыль, амортизация, средства, полученные от продажи акций и др.
- **Заемные** - банковские кредиты, облигационные займы и др.
- **Привлеченные** – средства внебюджетных фондов, государственные субсидии, средства отраслевых и местных бюджетов, инвесторов

Формы инвестиций:

- **Денежные средства или их эквивалент (кредиты,.....)**
- **Земля**
- **ОПФ (здания, сооружения,.....)**
- **Имущественные права и объекты интеллектуальной собственности (know-how, лицензии,.....)**

СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

□1. Проектно конструкторские и изыскательные работы.

□2. Земля.

□3. Подготовка строительного плана

□4. Приобретение машин, оборудования

□5. Строительство основных зданий, сооружений

□6. Строительство вспомогательных сооружений

□7. ΔK оборотн (на прирост оборотного капитала) -
доход строительной организации и др.

□8. Непредвиденные расходы.

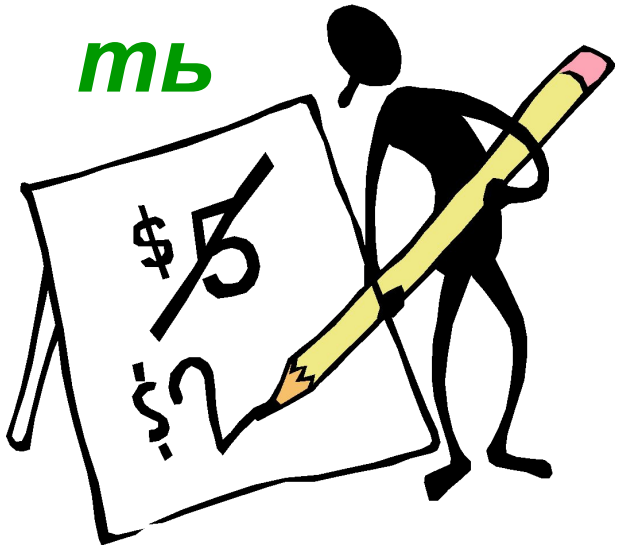
*В капитальные вложения не входят
возвратные средства: $K = K_{см} - K_{возвр}$*

Способы определения капитальных вложений в энергообъекты (укрупненные расчеты)

- 1. Удельные капитальные вложения** в рублях на: кВт, кВА, км ВЛ, км. наружных трубопроводов, паропроводов с учетом и диаметр сети, куб. м здания, кв.м площади ...
- 2. Капитальные вложения в стоимость агрегата** (котла, турбины, блока с учетом первого и последующих единиц оборудования, трансформатора, крана и др.)
- 3. Сумма условно-постоянных капиталовложений** (не зависящая от установленной мощности) и условно-переменных, выраженных через удельные капвложения, пропорциональные $N_{уст}$
- 4. С выделением стоимости оборудования и СМР**
- 5. Используются поправочные коэффициенты**

ТЕМА 3. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Себестоимость



- ✓ Во сколько обошлось производство единицы продукции (стоимостная оценка используемых ресурсов: топлива, сырья, материалов, энергии, основных средств, трудовых ресурсов и других затрат на производство и реализацию продукции)

Себестоимость –важнейший ценообразующий показатель

$$Ц_{ед} = S_{ед} + d_{ед}$$

Себестоимость единицы энергии

1). **Фабрично заводская** -

себестоимость на шинах станции или станций, работающих на единую нагрузку

2). **Себестоимость энергии, полезно отпущенной потребителям**

3). **Отраслевая** - средневзвешенная по отрасли

$$S_{CP} = \frac{\sum_i S_i \cdot \Delta_i}{\sum_i \Delta_i}$$

i – станции

S_i – себестоимость станции

Δ_i –

Учёт и планирование себестоимости на производство энергии

1). На основе сметы затрат на производство (по экономическим элементам).

Смета затрат содержит следующие статьи: материальные затраты, топливо, заработную плату и начисления на заработную плату, амортизацию и прочие расходы

Смета учитывает количественную оценку затрат

$$S_{\text{ВЫР}} = \frac{I_{\text{СУММАРН.СТАНЦ}}}{\text{Э}_{\text{ПЛАН.ВЫР}}} \quad S_{\text{ОШ}} = \frac{I_{\text{СУММАРН.СТАН}}}{\text{Э}_{\text{ОШ}}}$$

Учёт и планирование себестоимости на производство энергии

2). На основании калькуляции себестоимости

Применяется для расчёта себестоимости единицы продукции определённого вида. Учитывает качественную оценку затрат. Позволяет распределить их по видам продукции и оценить себестоимость ее единицы



Калькуляция – это группировка затрат по их производственному назначению, фазам производства, цехам и другим статьям расхода

Статьи расходов в калькуляции

- **Топливо на технологические цели**
- **Вода на технологические цели**
- **Основная заработная плата производственных рабочих**
- **Дополнительная заработная плата производственных рабочих**
- **Начисления на заработную плату**
- **Пусковые расходы**
- **Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в том числе амортизация основного оборуд.)**
- **Общехозяйственные расходы**
- **Общезаводские расходы**
- **Покупная энергия**

КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗДЕРЖЕК ПО ПРИЗНАКАМ

- **По характеру зависимости от объема выпуска продукции:**
 - **условно – постоянные, не зависящие от объема выпуска продукции (амортизация, заработная плата с начислениями, прочие расходы и др.)**
 - **условно – переменные, зависящие от объема произведенной продукции (затраты на топливо, условно зависящие от объема выпуска продукции затраты на сырье)**
- **По степени однородности - элементные и комплексные**

**В основе формирования издержек
наибольший удельный вес имеет топливо –
50 – 60%**

**Удельный расход топлива на энергию, отпущенную с
шин (для расчетов используется расход только
условного топлива с учетом его эквивалента – 7000
ккал/кг):**

$$B_{ОШ}^{КЭС} = \frac{B_{УСЛ.ТОП}}{\varepsilon_{ВЫР} \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{СН\%}}{100}\right)} \left| \frac{\Gamma_{УСЛ.ТОП}}{КВт \cdot ч} \right|$$

Особенность определения себестоимости энергии на ТЭЦ в укрупненных расчетах

- Для комплексного объекта (ТЭЦ) издержки должны быть распределены по видам энергии
- **В эксплуатационной практике и проектировании для этого используется множество условных приемов**
- **В проектировании** часто используются нормативные удельные расходы условного топлива на производство энергии: 1) на отпуск с шин – $г/кВтч$; 2) отпуск с коллекторов – $кг\ у.т./Гкал$. Это позволяет определить расходы топлива на каждый вид энергии
- По соотношению расхода топлива на каждый вид энергии распределяются условно-постоянные издержки

ТЕМА 4. ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ

- Основа установления – уровень полной (коммерческой) себестоимости энергии в энергосистеме
- Установлены у потребителя и, таким образом, учитывают затраты на производство энергии, ее транспорт, распределение и доведение энергии до потребителя, а также нормативную прибыль

Тарифы на электро- и теплоэнергию

Дифференцированы по энергокомпаниям, так как коммерческая себестоимость различна по регионам:

- использование различных видов топлива;*
- неодинаковый удельный вес ГЭС;*
- различная протяженность и параметры сетей;*
- различные режимы работы;*
- различный технический уровень генерирующих станций, сетей и др.*

Тарифы на электро- и теплоэнергию

Строятся с учетом создания экономических стимулов для потребителей:

- 1) *работа по более ровному графику нагрузки;*
- 2) *повышение коэффициента мощности и процента возврата конденсата*
- 3) *снижение максимальной нагрузки;*
- 4) *снижение платы за потребленную энергию*

Виды тарифов на электрическую энергию

1. Одноставочный тариф, коп/кВтч

Тариф на энергию – обосновывает распределение переменных затрат на энергию, полезно отпущенную потребителям

Тариф на мощность – включает условно постоянные издержки и прибыль, отнесенную на данный вид энергии

$$T_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{перм.}i}}{\text{Э}_{\text{по}}}$$

$$T_{\text{N}} = \frac{I_{\text{пост.}i} + \Pi_i}{N_{\text{участ.}i}}$$

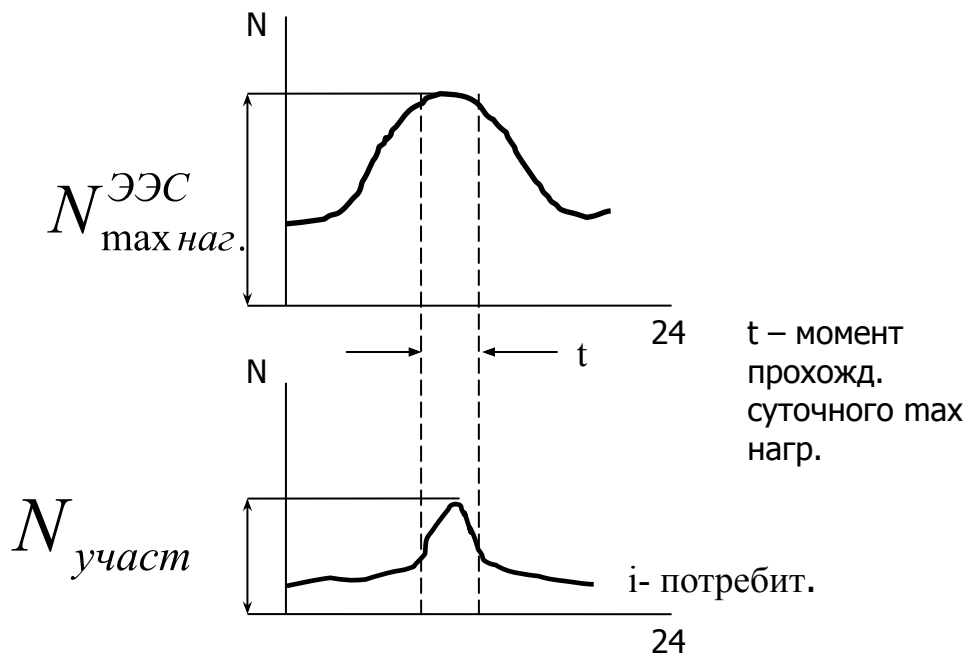
$$T_1 = \frac{I_{\text{пост}i} + \Pi_i + I_{\text{перм.}i}}{\text{Э}_{\text{по}i}}$$

2. Двухставочный тариф

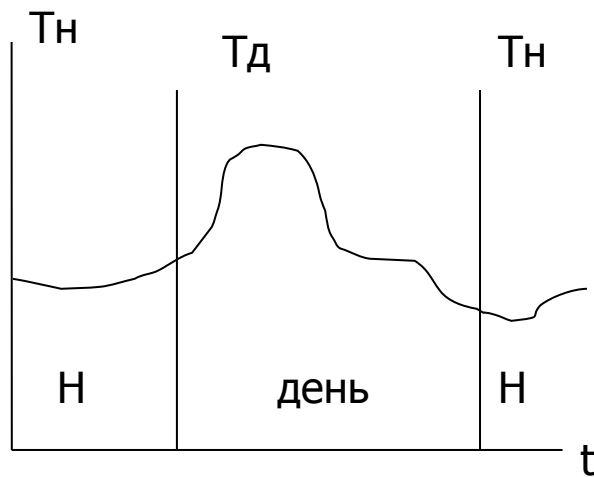
Применение тарифов обеспечивает покрытие условно-постоянных расходов производителей и сглаживание графиков нагрузки потребителей

$$Пл = Э_{по} \cdot T_{э} + N_{участия} \cdot T_N$$

$N_{участия}$ определяет участие потребителя в совмещенном графике нагрузки Энергосистемы в часы прохождения максимума ее нагрузки



3. Зонный тариф – обосновывается существенное различие по зонам в цене мощности (энергии)



$$(a) T_n = \frac{I_{\varepsilon}^n}{\varepsilon_{nj}} \quad T_{\partial} = \frac{I_{\varepsilon}^{\partial} + I_N + P_{\partial}}{\varepsilon_{\partial j}}$$

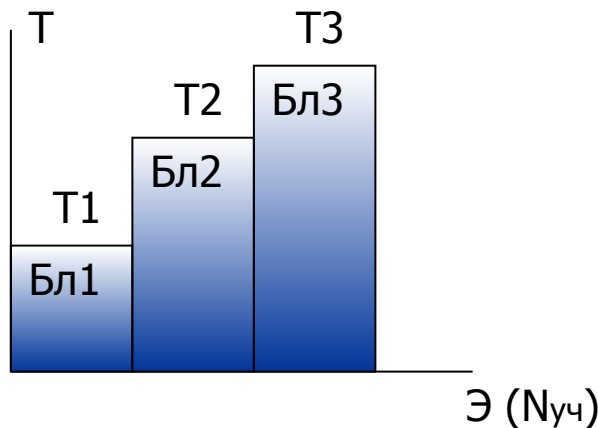
$$(б) T_{нN} \quad T_{н\varepsilon} \quad T_{\partial N} \quad T_{\partial\varepsilon}$$

Необходимость дифференцирования зонных тарифов определяется с помощью маркетинговых исследований и выбором целесообразной стратегии регулирования спроса на мощность и энергию

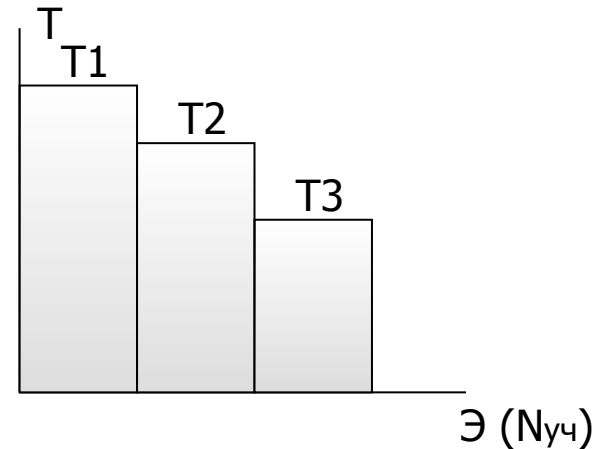
4. Блочный тариф

Определяются границы тарифных ставок

прогрессивный



регрессивный



Для каждого блока должны быть определены издержки по мощности и издержки по энергии.

$$\sum \dot{E}_{\text{бл.}N} + \sum \dot{E}_{\text{бл.}\dot{E}} = I_{\Sigma \hat{e}} \quad \text{к - потребитель}$$

Для разнесения условно-постоянных издержек вводится коэффициент блока - К

$$K_{\text{бл.}N} = \frac{N_{\text{бл}}}{N_{\text{бл.наиб}}} \quad K_{\text{бл.}\dot{E}} = \frac{\dot{E}_{\text{бл}}}{\dot{E}_{\Sigma \hat{e}}}$$

Пример. Тарифы на электрическую энергию для населения (по НСО)

и Объем потребления в пределах установленного лимита (250 кВтч/ в месяц на человека)	Тариф , руб/кВт ч
1.2. Население (городское)	
1.2.1. Одноставочный тариф	1.86
1.2.2. Дифференцированный по двум зонам суток:	
- пиковая зона	1.91
- ночная зона	1.40
1.2.3. Дифференцированным по трем зонам суток:	
- пиковая зона	2.17
- полупиковая зона	1.86
- ночная зона	1.40

Примерные тарифы на тепловую энергию, руб/Гкал (по ОАО «НСЭ»), без НДС

Горячая вода	Отборный пар, кг/см ²			Острый и редуцированный пар
	1,2-2,5	2,5-7	7-13 более 13	
466, 37	604, 50	627, 80	660	712, 35

1. В табл. даны тарифы для потребителей, оплачивающих только производство тепла, получают его на коллекторах
2. Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепла, тариф равен 752, 9 руб/Гкал

ТЕМА 5. Прибыль, рентабельность предприятия

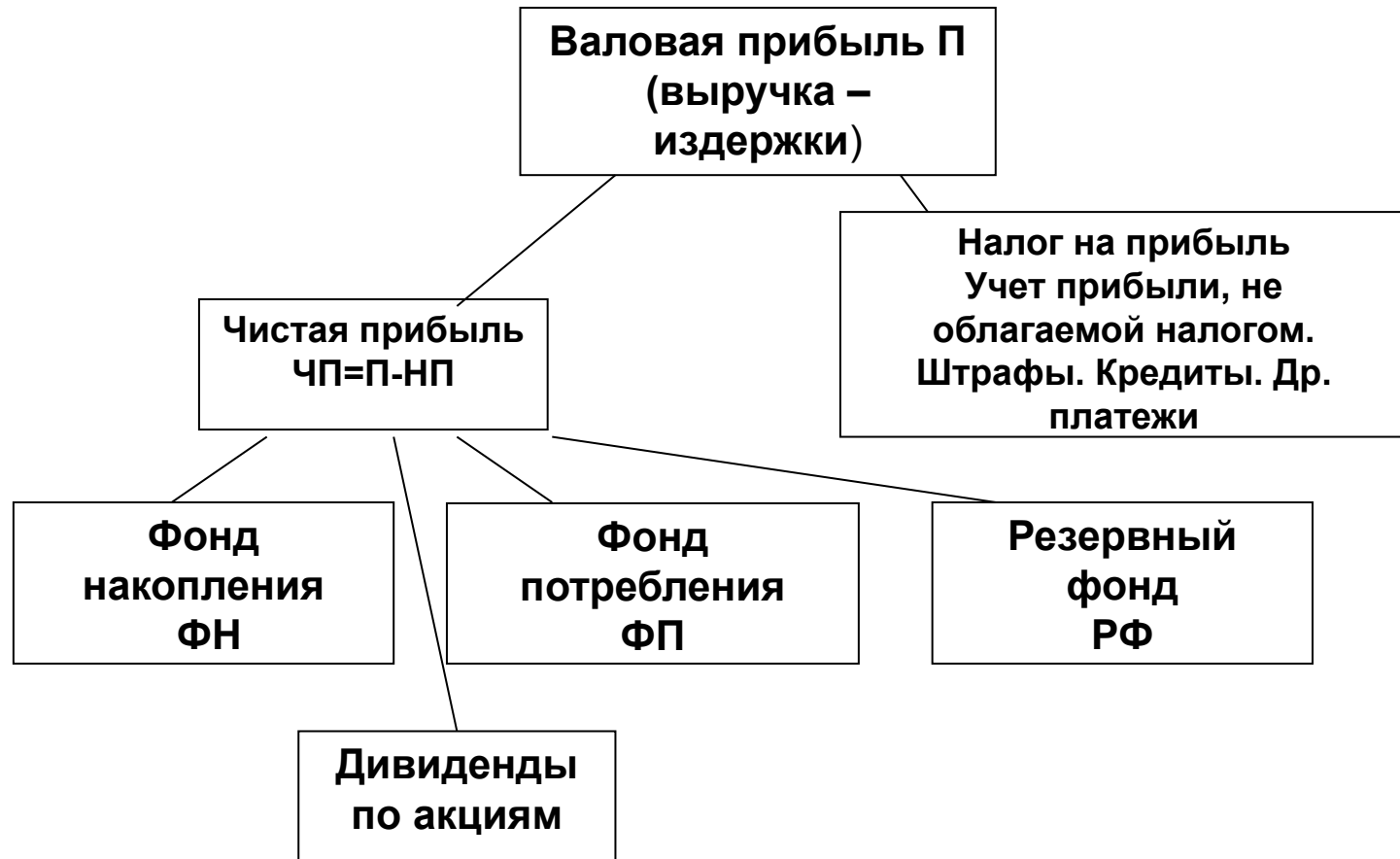
$$\begin{aligned} \text{Объем реализации} &= \mathcal{E}_{\text{п.о.}} \cdot T_{\text{ср}}^{\mathcal{E}} + Q_{\text{о.к.}} \cdot T_{\text{ср}}^T \pm \text{Аб.зад.} \pm Q_{\text{перет}} \cdot T_{\text{трансп}} \\ &+ Q_{\text{перет}} - \text{продажа энергии} \\ &- Q_{\text{перет}} - \text{купля энергии} \end{aligned}$$

Прибыль валовая:

$$\Pi = \text{Объем реализации} - \text{И}_{\Sigma}$$

Прибыль является обобщенным показателем производственно-хозяйственной деятельности предприятия

Схема «Распределение прибыли предприятия»



Распределение чистой прибыли

Фонд накопления используется как средство для развития производства (реконструкция и новое строительство)

Фонд потребления финансирование социальных нужд и материальное поощрение работников предприятия (премии, материальная помощь, путевки, оплата лечения и т.д.)

Резервный фонд – покрытие непредвиденных потерь

Дивиденды – часть чистой прибыли, ежегодно распределяемая между акционерами (после отчисления в резервный фонд и фонды потребления и накопления)

Рентабельность характеризует уровень отдачи затрат и вложенного в предприятие капитала

Рентабельность предприятия

- Валовая рентабельность (рентабельность капитала):

$$Re = \frac{\text{Прибыль}}{\Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{обор}}}$$

- рентабельность продаж: $\frac{\text{Прибыль}}{\text{Объем реализации}}$

- рентабельность затрат: $Re = \frac{\text{Прибыль}}{I_{\Sigma}}$

ТЭР в энергетике

Определение экономической эффективности проекта (целесообразности инвестиций). Основывается на сопоставимости инвестиций и результата.

В технико-экономическом обосновании используются следующие методы расчета:

1. Метод срока окупаемости

$$E = \frac{1}{T_{\text{ок}}} = \frac{\Delta \dot{E}}{\Delta \hat{E}} \geq E_H$$

E – норма прибыли на вложенный капитал; E_H - минимальная граница экономии каждого дополнительно вложенного рубля (ΔK)

2. Метод приведённых затрат

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I \Rightarrow \min$$

3. Метод приведённых (суммарных) дисконтированных затрат

$$Z_{\text{пр}}^{\text{д}} = E_H \cdot \sum_{t=1}^T \Delta K_t \cdot (1 + E_H)^{\tau-t} + \sum_{t=1}^T \Delta \dot{E}_t \cdot (1 + E_H)^{\tau-t} \Rightarrow \min$$

t – текущий год; T – горизонт расчета; τ – год приведения

Учитывается разновременность инвестирования средств и затрат в процессе эксплуатации объекта (учёт фактора времени).





$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И - \text{модель цены единицы продукции}$$

Показатель суммарных дисконтированных приведённых затрат ($Z_{\text{пр}}^{\text{д}}$) применяются для сравнительного анализа вариантов, равных по результатам, т.е. количеству и качеству реализуемой продукции.

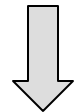
$$Z_{\text{пр}}^{\text{д}} \Rightarrow \min$$

Выбранный вариант должен быть проверен по приведённым критериям (ЧДД, ИД, ВНД, Ток)

Соблюдаются условия сопоставимости вариантов:

- одинаковый эффект у потребителя (энергетический);
- вид продукции;
- качество продукции;
- надёжность;
- экологический эффект
- экономическая сопоставимость





Рыночные критерии

(при использовании методов оценки финансово – экономической эффективности инвестиционного проекта)

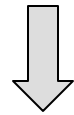
1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД)
2. Индекс доходности (ИД)
3. Внутренняя норма доходности (ВНД)
4. Дисконтированный срок окупаемости

**Учёт фактора
времени
(дисконтирование)**

**Оценка
дисконтированной
стоимости
денежного потока**

Методы оценки эффективности инвестиционного проекта с учётом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесённых во времени к базовому моменту времени (можно привести к началу реализации проекта)





Смысл дисконтирования – оценка стоимости денежных ресурсов с течением времени

Норма дисконта
изменяется по годам
расчетного периода (t)

Дисконтированный поток платежей:

$$\mathcal{E}_д = \frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E)^t}$$

\mathcal{E}_t – поток платежей в году t
E – норма дисконта

Пример: инвестируется 1 млн. рублей под 10% годовых.
Текущая или дисконтированная стоимость 1 млн. руб.,
полученная через два года

$$\mathcal{E}_д = \frac{1 \cdot 10^6}{(1 + 0,1)^2} = 826 \text{ тыс.руб.}$$

Чистый дисконтированный доход

Позволяет сравнивать полученный от проекта системный эффект с затратами (без учёта источников финансирования)

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E)^t} - \sum_{t=0}^{T_p} \frac{K_t}{(1 + E)^t}$$

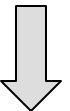
T_p – горизонт расчета;

t – текущий год, результаты и затраты которого приводятся к расчетному году;

P_t – результаты, полученные в текущем году;

Z_t – затраты, понесённые в текущем году, из состава которых исключены капитальные вложения (амортизация);

K_t – капитальные вложения текущего года.



Управление энергопредприятием

Энергетическое нормирование

Нормативное хозяйство предприятия включает:

1. Нормативы.
2. Комплекс технико-экономических и информационных актов (правовая основа формирования нормативов):
 - методические указания;
 - инструкции, положения, регламенты;
 - методики;
 - прейскуранты;
 - технические условия, стандарты и др.

Сущность нормативной базы планирования

Нормы

характеризуют максимально допустимую величину абсолютного расхода ресурсов (топлива, сырья, материалов, труда и др.) на единицу продукции, работ и услуг

Нормативы

- характеризуют степень использования ресурсов;
- регламентируют деятельность предприятия.

Нормативы – более общее понятие, включающее и нормы

Энергетическое нормирование

1. Устанавливается мера потребления топлива, электрической и тепловой энергии.
2. Обеспечивается применение при планировании и в производстве технически и экономически обоснованных норм.
3. Нормированию подлежат основные и вспомогательные производственно-эксплуатационные нужды, в том числе и потери в сетях.

Нормы:

- индивидуальные
- групповые
- технологические
- общепроизводственные
- укрупнённые
- дифференцированные

В нормы расхода топлива не включаются потери:

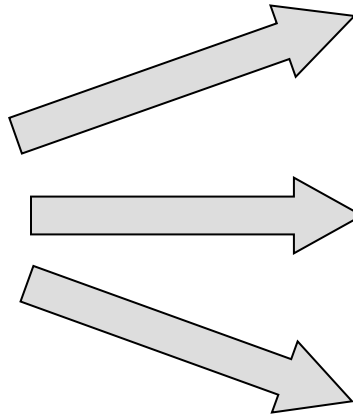
- при хранении
- при транспортировке

**Нормируются
отдельно**

Нормирование учитывает

При оценке экономичности работы энергетического оборудования определяются показатели:

- **брутто** – учитывают потери ресурса
- **нетто** – потери и собственные нужды



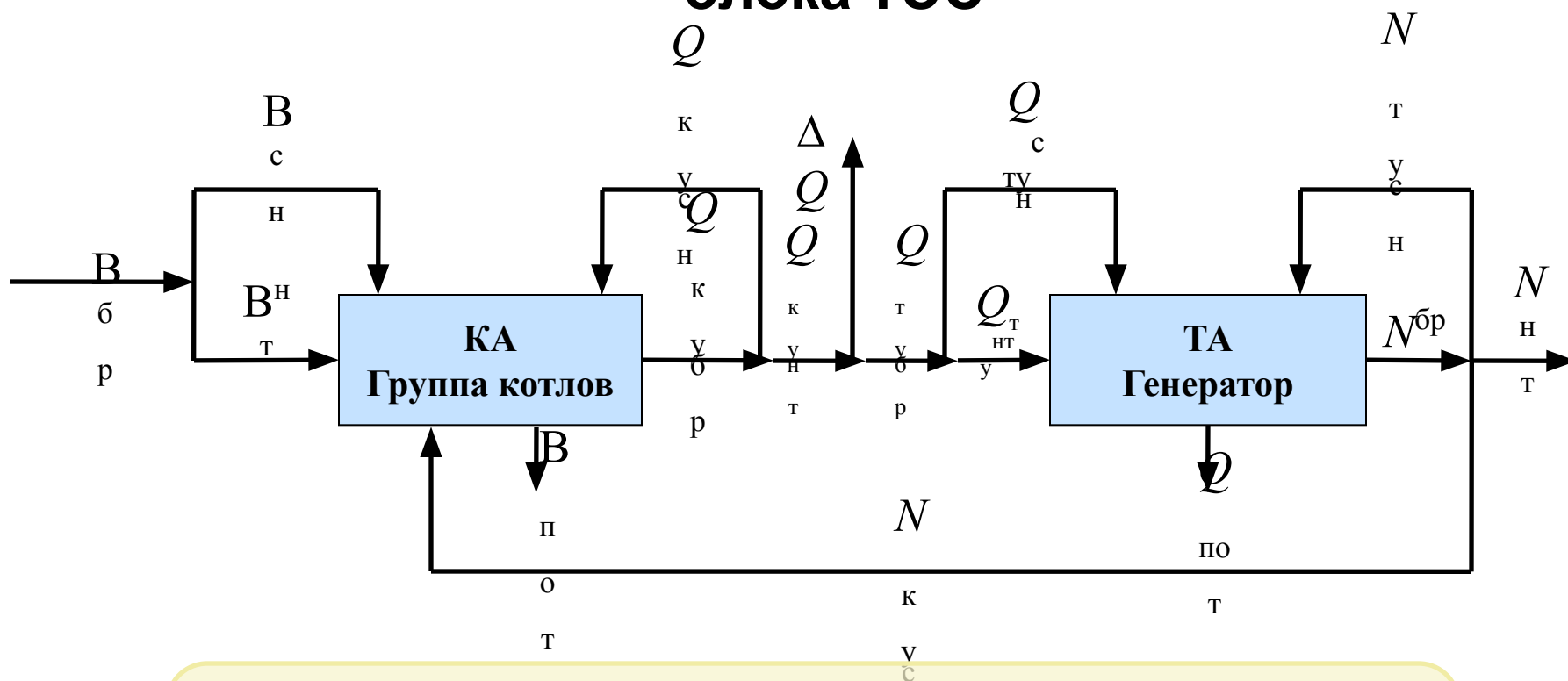
процессы преобразования энергии

взаимосвязь полезной и подведённой энергии

потери и расходы энергии на собственные нужды

В основу разработки технологических норм положены энергетические балансы

Принципиальная схема энергетического баланса блока ТЭС



Показатели брутто учитывают потери в установке.
Показатели нетто – потери и собственные нужды

Система формирования удельных показателей экономичности

Показатель	Брутто	Нетто
d – удельный расход	$d^{\text{бр}} = \frac{A_1^{\text{нт}}}{A_2^{\text{бр}}}$	$d^{\text{нт}} = \frac{A_1^{\text{бр}}}{A_2^{\text{нт}}}$
η - КПД	$\eta^{\text{бр}} = \frac{A_2^{\text{бр}}}{A_1^{\text{нт}}}$	$\eta^{\text{нт}} = \frac{A_2^{\text{нт}}}{A_1^{\text{бр}}}$
S – потери, отнесённые к подведенной энергии	$S^{\text{áđ}} = \frac{A_{\text{ñò}}}{A_1^{\text{íò}}}$	$S^{\text{íò}} = \frac{A_{\text{ñò}} + A_1^{\text{ñí}} + A_2^{\text{ñí}}}{A_1^{\text{áđ}}}$
L – потери, отнесённые к полезной энергии	$L^{\text{áđ}} = \frac{A_{\text{ñò}}}{A_2^{\text{áđ}}}$	$L^{\text{íò}} = \frac{A_{\text{ñò}} + A_1^{\text{ñí}} + A_2^{\text{ñí}}}{A_2^{\text{íò}}}$

$$\eta = \frac{1}{d} = 1 - S = \frac{1}{1+L}$$

Нормативные энергетические характеристики турбинных установок

1. Расходные

брутто $Q_{\text{ту}}^{\text{нт}} = f(N^{\text{бр}})$

нетто $Q_{\text{ту}}^{\text{бр}} = f(N^{\text{нт}})$

2. Удельных расходов

брутто $q_{\text{ту}}^{\text{бр}} = Q_{\text{ту}}^{\text{нт}} / N^{\text{бр}}$

нетто $q_{\text{ту}}^{\text{нт}} = Q_{\text{ту}}^{\text{бр}} / N^{\text{нт}}$

3. Относительных приростов

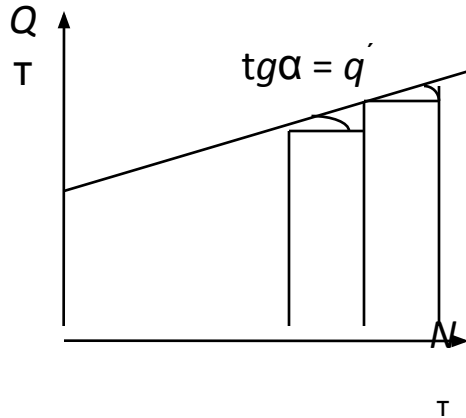
брутто $q_{\text{бр}}' = \frac{\Delta Q_{\text{ту}}^{\text{нт}}}{\Delta N^{\text{бр}}}$

нетто $q_{\text{нт}}' = \frac{\Delta Q_{\text{ту}}^{\text{бр}}}{\Delta N^{\text{нт}}}$

Вид характеристики определяется способом регулирования пропуска пара в проточную часть турбины

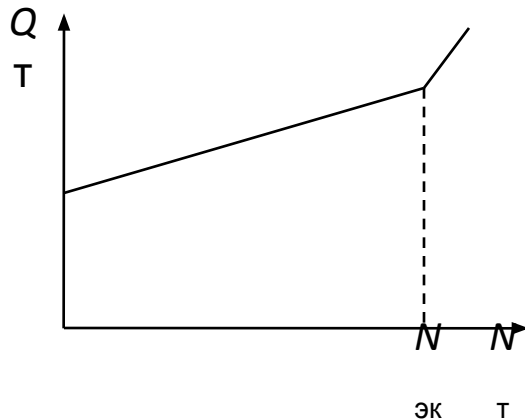
В основе энергобаланса – графики электрической нагрузки

Общий вид расходной характеристики



$$Q_T = Q_{\text{xx}} + q' N \text{ [Гкал/ч]}$$

Клапанное и дроссельное регулирование



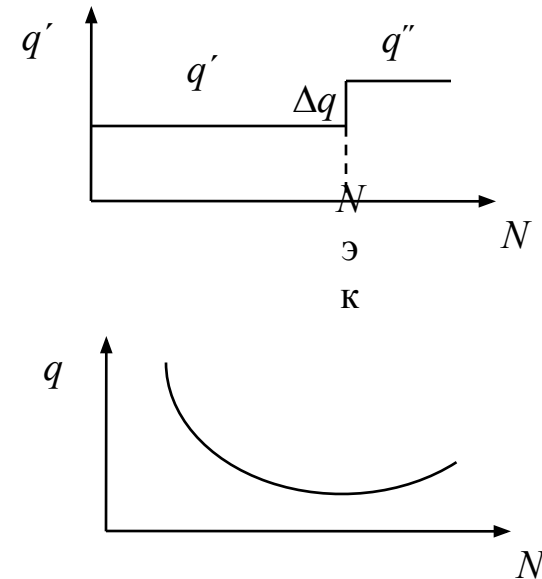
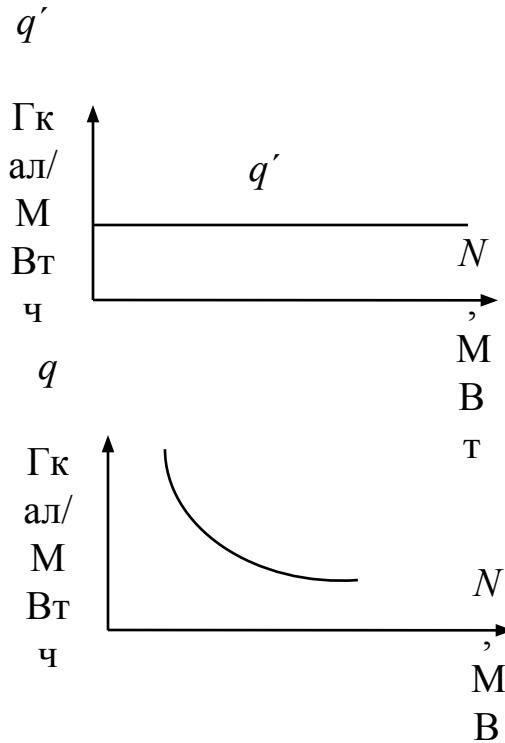
$$Q_T = Q_{\text{xx}} + q' N_{\text{эк}} + q''(N_{\text{эк}} - N_T)$$

$N_{\text{эк}}$ - точка экономической нагрузки
(включение обводного клапана)

$$Q_T = Q_{\text{xx}} + q' N_T + \Delta q'(N_T - N_{\text{эк}})$$

К – 200 – 130 : $Q^{\text{бр}} = 29.58 + 1.825N^{\text{HT}} + 0.157(N^{\text{HT}} - 172.25)$

Относительные приросты и удельные расходы тепла



Относительные приросты отражают экономичность процессов превращения энергии

$$q' \Rightarrow \min$$

Нормативные энергетические характеристики котлоагрегатов

1. Расходные

брутто $B^{\text{HT}} = f(Q_{\text{ка}}^{\text{бр}})$

нетто $B^{\text{бр}} = f(Q_{\text{ка}}^{\text{HT}})$

2. КПД

брутто $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 100 - \sum q_i = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6$ [%]

Потери тепла:

q_2 – с уходящими газами

q_3 – от химической неполноты сжигания топлива

q_4 – от механической неполноты сжигания топлива

q_5 – в окружающую среду

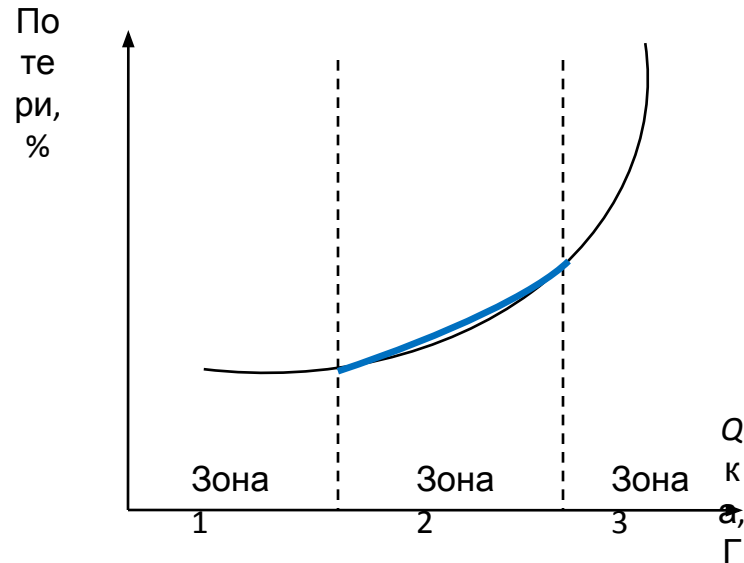
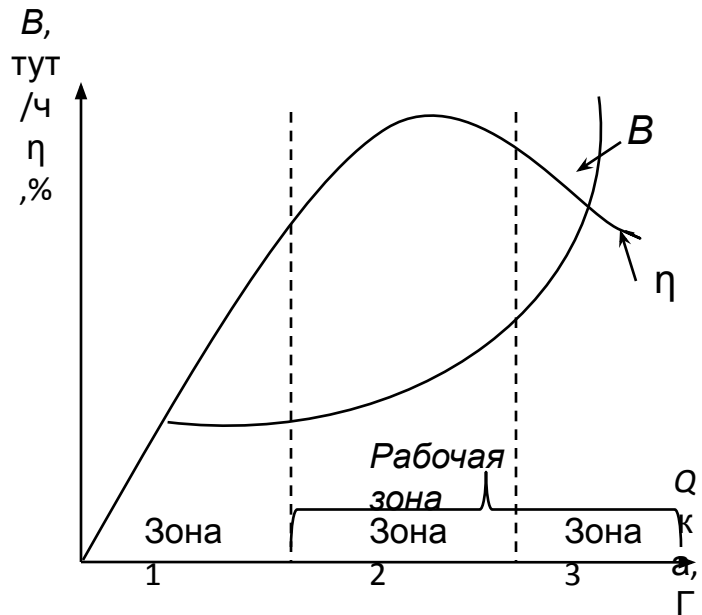
q_6 – с физическим теплом шлака

нетто $\eta_{\text{ка}}^{\text{HT}} = \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} - q_{\text{сн}}^{\text{Э}} - q_{\text{сн}}^{\text{Q}}$ [%]

3. Удельных расходов топлива

4. Относительных приростов топлива

Характеристика потерь



Зона 1 (практически нерабочая) – зона сниженных нагрузок, характеризуется неустойчивой работой КА, низким КПД, высоким удельным расходом, потерями, существенными в сравнении с нагрузкой (20 – 50 %).

Зона 2 (оптимальных КПД) – рост потерь компенсируется значительным ростом нагрузок (50 – 85 %).

Зона 3 (повышенных нагрузок) – рост потерь не компенсируется ростом нагрузок, КПД снижается (> 85 %).

Удельные расходы и относительные приросты топлива



$$b_{ка}^{бр} = \frac{B_{ка}^{нт}}{Q_{ка}^{бр}}$$

$$b_{ка}^{нт} = \frac{B_{ка}^{бр}}{Q_{ка}^{нт}}$$

$$b_{ка}'^{бр} = \frac{\Delta B_{ка}^{нт}}{\Delta Q_{ка}^{бр}}$$

$$b_{ка}'^{нт} = \frac{\Delta B_{ка}^{бр}}{\Delta Q_{ка}^{нт}}$$

Нормативные энергетические характеристики турбинных установок ТЭЦ

Т – турбина с отбором по горячей воде и конденсацией:

$$Q_T = Q_{\text{ХХ}} + q_{\text{Тф}} N_{\text{Тф}} + q_{\text{КН}} N_{\text{КН}} + Q_{\text{отб}}^{\text{ГВ}},$$
$$N_{\text{Тф}} = m_2 Q_{\text{отб}}^{\text{ГВ}} - N_{\text{ХХ}}$$

ПТ – турбина с двумя отборами (в паре и горячей воде) и конденсацией:

$$Q_T = Q_{\text{ХХ}} + q_{\text{Тф}} N_{\text{Тф}} + q_{\text{КН}} N_{\text{КН}} + Q_{\text{отб}}^{\text{П}} + Q_{\text{отб}}^{\text{ГВ}},$$
$$N_{\text{Тф}} = m_1 Q_{\text{отб}}^{\text{П}} + m_2 Q_{\text{отб}}^{\text{ГВ}} - N_{\text{ХХ}}$$

Р – турбина с противодавлением (отсутствует конденсатор):

$$Q_T = Q_{\text{ХХ}} + q_{\text{Тф}} N_{\text{Тф}} + Q_{\text{отб}},$$
$$N_{\text{Тф}} = m Q_{\text{отб}} - N_{\text{ХХ}}$$

Турбины Р работают:

- либо по пару
- либо по горячей воде

Показатели экономичности турбоагрегатов ТЭЦ

m - удельная выработка по пару (m_1) и горячей воде (m_2) – относительный прирост выработки на единицу отпущенного тепла (МВт·ч/Гкал)

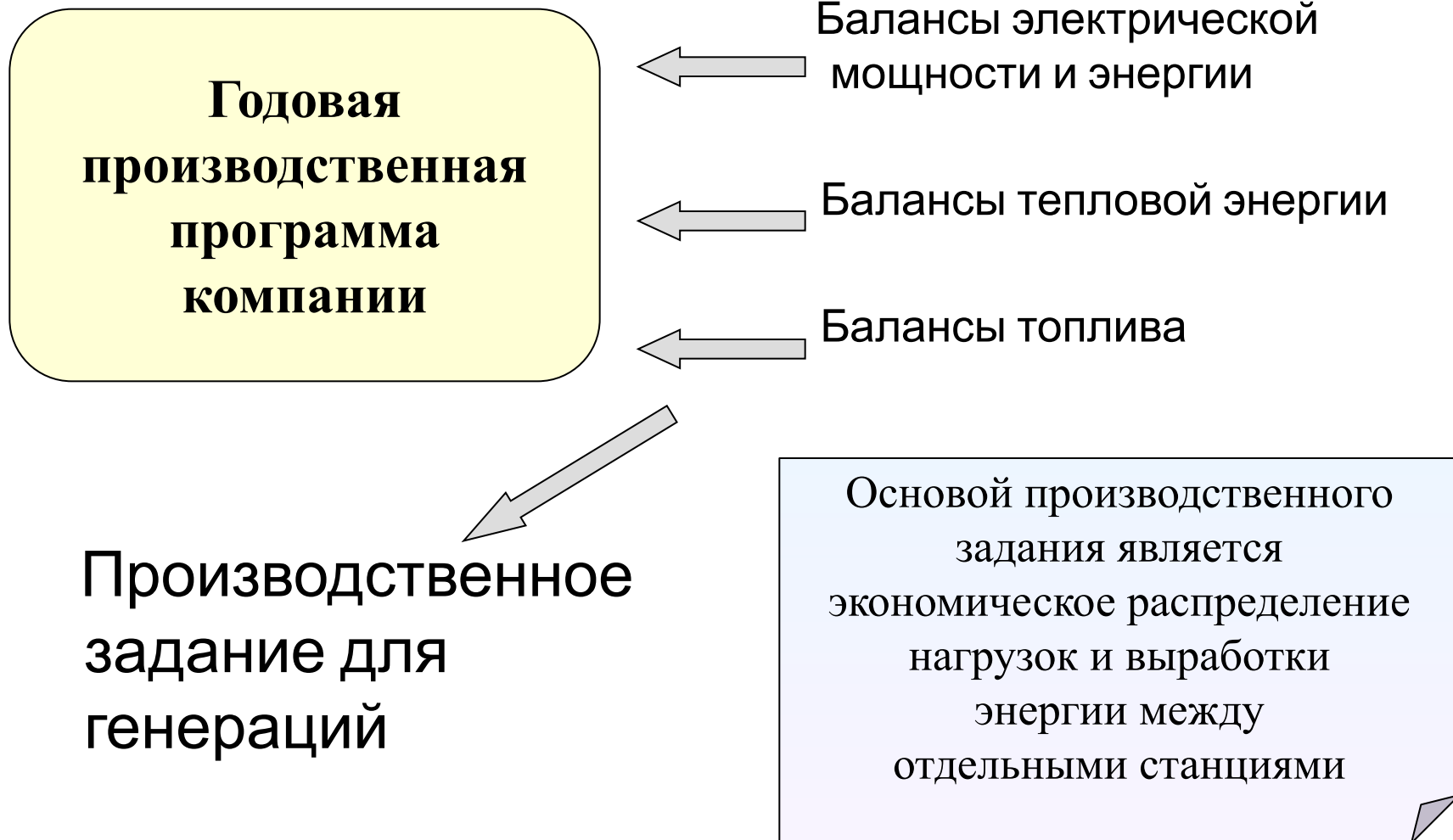
$m \Rightarrow \max$ – характеризует эффективность работы турбоагрегатов при составлении баланса тепловой энергии

$q_{\text{кн}}'$, $q_{\text{тф}}'$ - дополнительный удельный расход тепла (относительный прирост) на производство электрической мощности конденсационного и теплофикационного режима

$q' \Rightarrow \min$

Балансовый метод планирования

Балансовый метод планирования



Планирование тепловой энергии

Технологические тепловые нагрузки

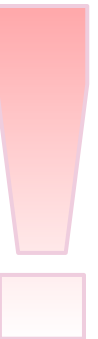
Определяются графиками часового потребления пара промышленных потребителей с разбивкой по месяцам планируемого года
(тонны пара в час или Гкал/ч)

Отопительные нагрузки

Определяются с учётом:
1) среднемесячных температур наружного воздуха (среднемесячной нагрузки);
2) минимальных температур наружного воздуха
(максимальные нагрузки).

Балансы тепла составляются для отдельных районов теплоснабжения

Основой теплового баланса станции является экономическое распределение тепловой нагрузки между группами оборудования



Баланс топлива

1. Топливный баланс дополняет энергетический баланс производственной программы энергокомпании и генерации.
2. В расходной части определяется потребность каждой станции в условном топливе.

Основой баланса являются:

- плановые режимы работы ТЭС;
- расходные характеристики агрегатов (т у. т.).

3. В приходной части баланса определяется месячная потребность в топливе по видам и маркам (тонна, тыс. м³ газа).

Консолидированная потребность
в топливе каждого вида, марки – основа
для составления
договоров на поставку с топливными
компаниями

Конкурентоспособность ТЭЦ на рынке электрической и тепловой энергии



Разновидности конкурентоспособности

ТЭЦ



1. Проектов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения

2. Действующих ТЭЦ и котельных, работающих на общую тепловую нагрузку

3. Действующих ТЭЦ и сооружаемых альтернативных источников тепла




Основные причины неконкурентоспособности высокотехнологичных ТЭЦ


1. Необоснованное формирование тарифов на энергетическую продукцию.
2. Завышенные потери тепла в магистральных и особенно в распределительных муниципальных тепловых сетях.
3. Использование действующих экологически вредных автономных котельных.
4. Государственное недофинансирование бюджетных организаций, обуславливающее неплатежи за тепло, получаемое от ТЭЦ.



Потери при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии



 Действующие узлы учета энергии

 Узлы учета энергии, подлежащей установке

Причины высокого уровня потерь в муниципальных распределительных сетях

1. Сложившаяся система учета энергии только на выходном коллекторе ТЭЦ.
2. Отсутствие коммерческого учета энергии у конечного потребителя.
3. Отсутствие систем коммерческого учета на границе раздела форм собственности.



Методы распределения затрат на

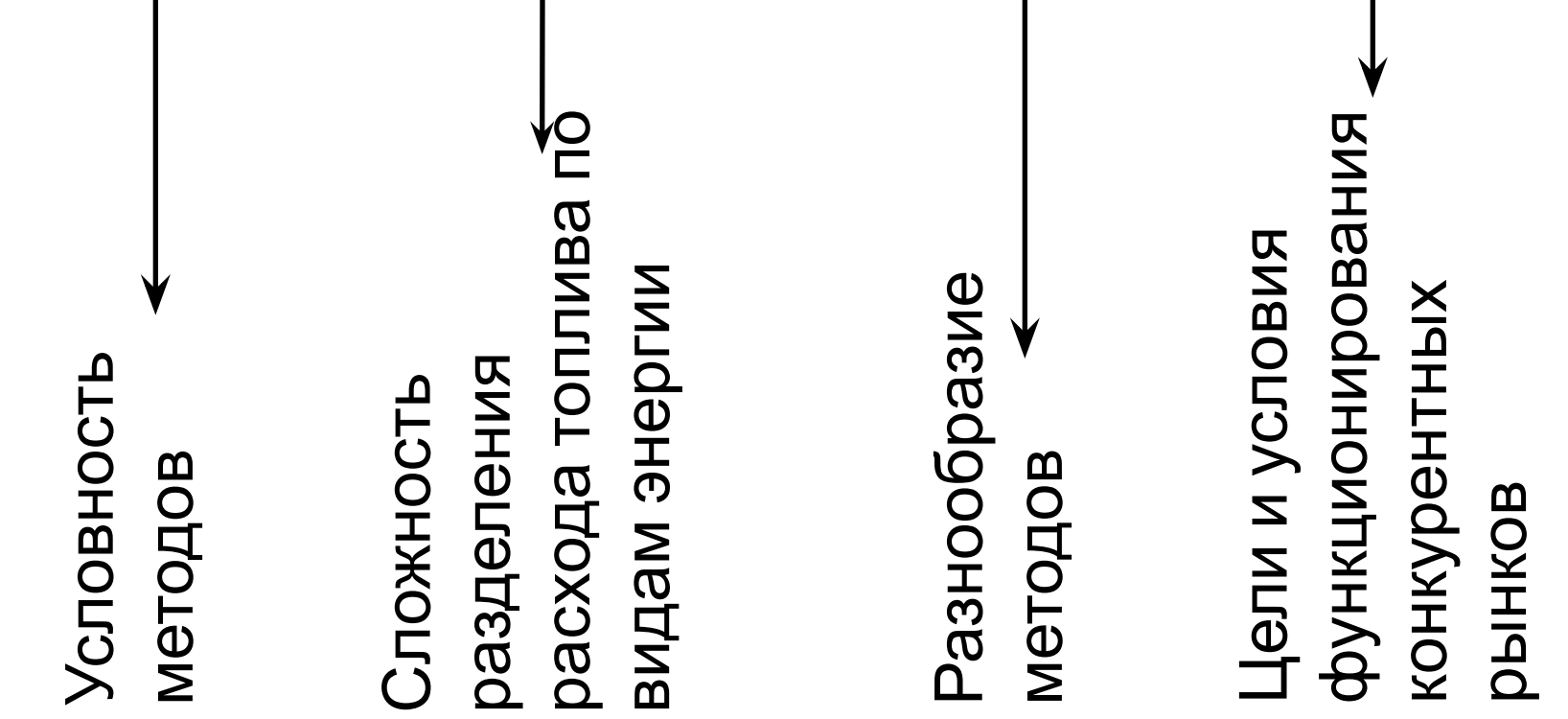
ТЭЦ

Актуальность проблемы



1. Переход к функционированию региональных (потребительских) рынков электрической и тепловой энергии.
2. Существующие способы разделения затрат между электроэнергией и теплом.
3. Снижается эффективность использования топлива за счет теплофикации из-за необоснованного ценообразования.

В основе разделения затрат ТЭЦ по видам энергии лежит



Методы распределения топлива и затрат на ТЭЦ

Физический метод

Сущность метода: Предполагает приведение электро – и теплоэнергии к одним единицам измерения и деление расхода топлива пропорционально полученным величинам

Виды энергии, на которые относится экономия: Электроэнергия

Преимущества метода: Простота расчета

Недостатки метода: Не учитывает различных качеств тепла и электроэнергии. Не удовлетворяет принципу – стоимость тепла должна быть тем ниже, чем ближе температура рабочего тела к температуре окружающей среды.





Эксергетический метод

Сущность метода:	Основан на эксергетическом балансе ТЭЦ и разделении расхода топлива в соответствии с отношением электроэнергии к уменьшению эксэргии теплоносителя
Виды энергии, на которые относится экономия:	Тепло
Преимущества метода:	Базируется на втором законе термодинамики и позволяет получить технически обоснованные выводы
Недостатки метода:	Рост удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и уменьшение удельного расхода на отпуск тепла ниже физического эквивалента тепла 142.9 кг/Гкал.





Метод Вагнера («эквивалентной КЭС»)

Сущность метода:	Расход топлива принимается равным расходу топлива на производство того же количества электроэнергии на замещаемой КЭС
Виды энергии, на которые относится экономия:	Тепло
Преимущества метода:	Прост в использовании, распределяет выигрыш от комбинированной схемы между производителями и потребителями энергии
Недостатки метода:	Требуется создание информационно емкой статотчетности по альтернативному варианту энергоснабжения. В основу распределения затрат могут быть положены удельные расходы топлива на КЭС и районной котельной.





Метод раздельной рентабельности

Сущность метода:	Цена электроэнергии приравнивается к цене в раздельной схеме с той же величиной рентабельности. Из планируемой общей выручки с учетом плановой общей рентабельности ТЭЦ вычитается выручка от продажи электроэнергии. Остаток относится на тепло.
Виды энергии, на которые относится экономия:	Приводит к более низким ценам на тепло без снижения рентабельности производства электроэнергии ниже рентабельности КЭС.
Преимущества метода:	Указывает границы целесообразного применения ТЭЦ, дает возможность устанавливать научно обоснованные цены на энергию.
Недостатки метода:	Нет





Метод В. И. Денисова



**Объединение
термодинамичес
ких и
экономических
подходов**



Метод распределения расхода топлива, затрат и прибыли между видами энергии и циклами производства



Формируются тарифы на электрическую мощность, электрическую энергию теплофикационного и конденсационного режимов и тепловую энергию



Обеспечивает возможность работы ТЭЦ в условиях рыночной конъюнктуры при сохранении единых подходов к расчету удельных расходов топлива и калькулирования себестоимости



Рыночный метод

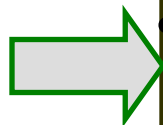
Сущность метода:	Тарифы на тепло для ТЭЦ устанавливаются не выше тарифа котельных, остальные затраты относятся на электроэнергию.
Виды энергии, на которые относится экономия:	Тепло
Преимущества метода:	Простота расчета
Недостатки метода:	С позиции второго закона термодинамики основная потеря эксэргии происходит в местных или районных котельных.



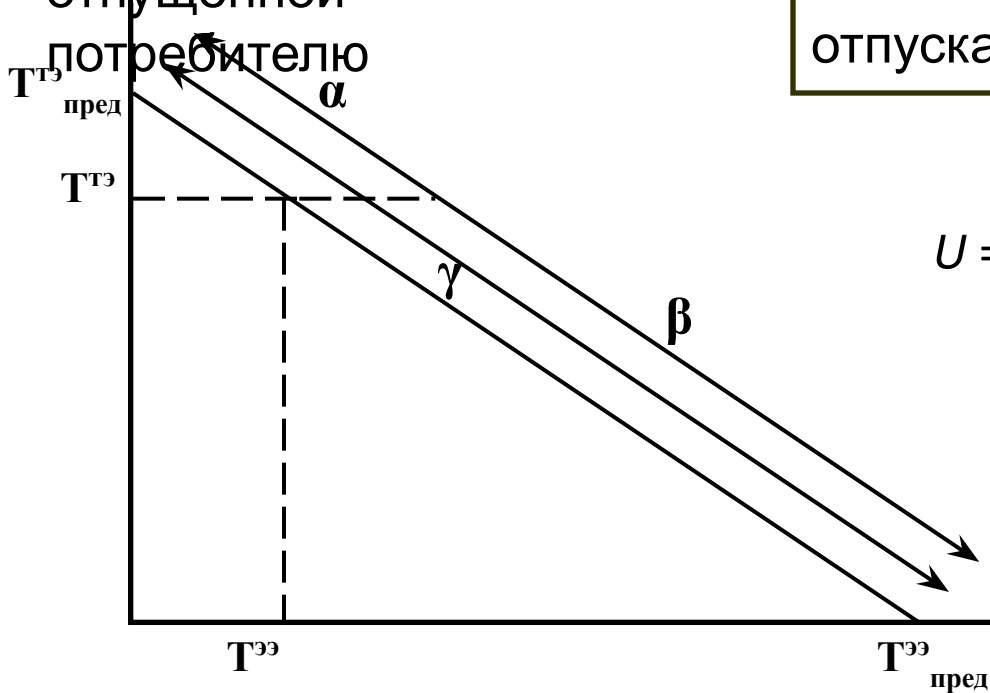


Метод Гинтера

Рассматривается функция полезности U двух благ – электрической и тепловой энергии, отпущенной потребителю



- Параметры функции полезности:
- предельное значение тарифа $T_{пред}^{ЭЭ}$ – вычисляется в случае бесплатного отпуска теплоты;
 - предельное значение тарифа $T_{пред}^{ТЭ}$ – вычисляется в случае бесплатного отпуска электроэнергии.



Функция полезности

$$U = \sum I_{тэц} + \Pi_{тэц} = T^{ЭЭ} \mathcal{E}_{ош} + T^{ТЭ} Q_{ок}$$

$$T^{ЭЭ} = (U - T^{ТЭ} Q_{ок}) / \mathcal{E}_{ош}$$

$$T^{ТЭ} = (U - T^{ЭЭ} \mathcal{E}_{ош}) / Q_{ок}$$

$$T_{пред}^{ЭЭ} = U / \mathcal{E}_{ош}$$

$$T_{пред}^{ТЭ} = U / Q_{ок}$$

Удельный расход условного топлива при распределении затрат на отпуск тепла и электроэнергии различными методами

Показатель	Метод распределения затрат		
	физический	эксергитический	метод Вагнера
Удельный расход условного топлива на отпуск:			
• электроэнергии, г/кВт·ч	243	381	285
• тепла, кг/Гкал	182	72	148.5
• электроэнергии от замещающей КЭС, г/кВт·ч	337	337	337
• тепла от замещающих котельных, кг/Гкал	177	177	177