

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ  
  
Руководитель ОПОП ВО  
Профессор В.А. Лебедев

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО  
ДИСЦИПЛИНЕ

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,  
ИЗГОТОВЛЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА  
ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Уровень высшего образования:	Подготовка кадров высшей квалификации
Направление подготовки:	13.06.01 Электро- и теплотехника
Направленность (профиль):	Промышленная теплоэнергетика
Форма обучения:	очная
Нормативный срок обучения:	4 года
Составитель:	к.т.н., профессор В.А.Лебедев

Санкт-Петербург

УДК  
ББК

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ИЗГОТОВЛЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И  
РЕМОНТА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ: Методические указания к  
практическим занятиям. Санкт-Петербургский горный университет. Сост. *проф. Лебедев  
В.А.*, СПб, 2019 г.

Методические указания составлены на основе рабочей программы дисциплины  
«Оптимизация параметров и технико-экономических показателей теплоэнергетических  
установок и систем» для подготовки аспирантов направления *13.06.01. «Электро- и  
теплотехника»* специализации (профиля): *Промышленная теплоэнергетика*.

Методические указания содержат методики выполнения практических занятий по  
курсу, а также вопросы для самопроверки и задания, направленные на закрепление  
изученного теоретического материала.

Научный редактор доцент Пискунов В.М.

## ВВЕДЕНИЕ

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний, полученных аспирантами при изучении курса, и использовании этих знаний при решении научно-исследовательских и практических задач в области проектирования, изготовления, эксплуатации и ремонта тепловых и атомных электростанций.

Задачей практических занятий является ознакомление аспирантов с частными вопросами возникающими при решении задач оптимизации.

Состав практикума по дисциплине:

№/№ п/п	Раздел	Тематика практических занятий	Трудоемкость в ак. часах
1	Раздел 2.	Определение удельных расходов тепла по турбоустановке при изменении параметрических показателей схемы	2
2	Раздел 2	Выбор единичной мощности и резерва мощности	2
3	Раздел 3	Решение оптимизационных задач по выбору характеристик энергооборудования	2
4	Раздел 3	Расчет оптимального значения коэффициента теплофикации ТЭЦ.	1
5	Раздел 3	Определение технико-экономических показателей ТЭЦ	1
6	Раздел 4	Определение пусковых потерь топлива энергоблока	2
7	Раздел 4	Определение периодичности технического обслуживания	2
8	Раздел 5	Определение норм расхода запасных частей	1
9	Раздел 5	Использование диагностирования технического состояния оборудования	1
10	Раздел 6	Построение структуры системы технического обслуживания и ремонта энергетического предприятия	1
11	Раздел 6	Восстановление деталей энергетического оборудования	1
<b>Итого:</b>			<b>16</b>

## Практическое занятие №1

**Тема:** Решение оптимизационных задач по выбору характеристик энергооборудования

**Учебная цель:** Изучить методику решения оптимизационных задач по выбору характеристик энергооборудования

Оптимизация любого параметра энергоустановки распределяется на 3 этапа:

- определение всех воздействий на установку (или систему), связанных с изменением данного параметра;
- корректный учёт степени этих воздействий и определение их денежного эквивалента, входящего в годовые издержки или капиталовложения;
- определение непосредственно оптимума исследуемого параметра.

В общем случае оптимальное значение параметра ( $X_{\text{опт}}$ ) - это такое значение переменной, которое обеспечивает минимум расчётных затрат (или максимум экономического эффекта) по энергоустановке (энергосистеме).

На рис. 2 приведены качественные зависимости годовых затрат при оптимизации скорости теплоносителя в трубах.

С увеличением скорости прокачки увеличивается гидравлическое сопротивление тракта, возрастает мощность насоса, а следовательно, растут эксплуатационные расходы (кривая 2). Одновременно с увеличением скорости при постоянном расходе теплоносителя появляется возможность уменьшить диаметры трубопроводов, а следовательно, и массу металла, что приводит к снижению приведенных капитальных затрат (кривая 1).

Рассчитывая эти зависимости для различных скоростей теплоносителя и суммируя их, получают суммарные годовые приведенные затраты (кривая 3), по минимуму которых определяют оптимальное значение скорости  $W_{\text{опт}}$ .

Вид зависимостей, приведенных на рис. 2, является достаточно общим при учёте и оценке затрат, связанных с изменением многих параметров энергоустановок в зоне нахождения их оптимума. Зависимости эксплуатационных издержек и капитальных затрат действуют

во взаимно противоположных направлениях при изменении целого ряда термодинамических и конструктивных параметров энергоустановок. Например, аналогичный вид имеют зависимости затрат при оптимизации температуры питательной воды, температуры промежуточного перегрева пара, разделительного давления промперегрева, диаметра труб парогенератора, температурных напоров в теплообменниках, давления острого пара, числа регенеративных подогревателей и т.д.

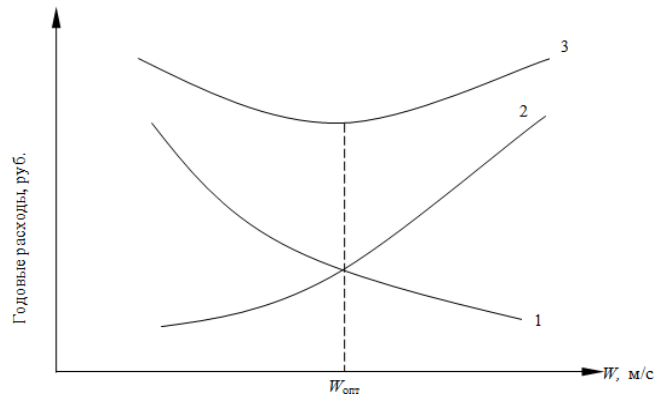


Рис. 1. Технико-экономический выбор оптимальной скорости теплоносителя: 1 - приведенные капитальные затраты; 2 - эксплуатационные расходы; 3 - суммарные годовые расходы

При оптимизации указанных параметров часть эксплуатационных издержек, имеющих постоянную величину (независящую от исследуемого параметра, например  $I_{\text{эл}}$ ,  $I_{\text{ам}}$ ,  $I_{\text{экс}}$ )

может не учитываться, и для упрощения расчётов учитывается только переменная часть издержек и дополнительных капиталовложений. Тогда выражение для переменной части приведенных затрат с учётом единовременных капитальных вложений имеет вид

$$\Delta Z = \Delta C_T + \sum_{i=1}^m (E + P_{ami}) \Delta K_i + \Delta Z_C,$$

где  $\Delta C_T$  - изменение затрат на топливо в системе;

$\Delta K_i$  - капиталовложения в  $i$ -й элемент энергоустановки (системы);

$P_{ami}$  - доля отчислений на амортизацию и ремонт для  $i$ -го элемента энергоустановки;

$m$  - число элементов, капитальные вложения в которые меняются при изменении исследуемого параметра;

$E$  - коэффициент эффективности капиталовложений;

$\Delta Z_C$  - дополнительные затраты в системе, связанные с изменением надёжности установки при оптимизации параметра (учёт изменения аварийности).

При этом оптимальная величина исследуемого параметра  $X$  находится из условия

$$\frac{\partial \Delta Z}{\partial X} = 0, \text{ при } \frac{\partial^2 \Delta Z}{\partial X^2} > 0.$$

Если учесть, что переменная часть затрат на топливо

$$\Delta C_T = \Delta B_{\text{год}} \cdot C_{\text{тз}},$$

где  $C_{\text{тз}}$  - стоимость замыкающего топлива;  $\Delta B_{\text{год}}$  - годовое изменение расхода топлива, зависящее от параметра  $X$ , то условие оптимума, например, при оптимизации начальной температуры  $t_0$  при заданном начальном давлении  $P_0$  запишется

$$\left( \frac{\partial \Delta Z_C}{\partial t_0} \right)_{P_0} + C_{\text{тз}} \left( \frac{\partial \Delta B_{\text{год}}}{\partial t_0} \right)_{P_0} + \left( \frac{\partial \sum_{i=1}^m K_i (E + P_{ami})}{\partial t_0} \right)_{P_0} = 0.$$

Такое же выражение может быть записано для оптимизации  $P_0$  и ряда других параметров.

Аналитическое решение уравнения затруднительно, вследствие сложной зависимости экономических (стоимостных) характеристик оборудования и показателей надёжности от оптимизируемых параметров.

Возможны скачкообразные изменения стоимостей (разрыв функции), тогда аналитическое решение невозможно. Обычно решение производится методом вариантных расчётов на ЭВМ. При этом могут использоваться классические математические методы поиска экстремума функции многих переменных, а также методы слепого и направленного поиска оптимального варианта (градиентные методы).

Упрощению расчётных зависимостей, уменьшению объёма вычислений и повышению точности расчётов способствует проведение оптимизации по базовому варианту. В этом случае находится относительное изменение приведенных затрат в рассматриваемых вариантах по отношению к какому-то исходному (базовому) варианту. В качестве базового можно принять любой технически допустимый и оправданный вариант, для которого известны технические характеристики и параметры, зависящие от величин оптимизируемого параметра. При оптимизации параметров, характеристик и режимов работы оборудования следует принять возможные технические ограничения. Такие ограничения необходимы при выборе числа ступеней подогрева питательной и сетевой воды, промежуточного перегрева, числа выхлопов турбин, числа типоразмеров унифицированного оборудования (подогреватели, ЦНД турбин и др.). Характеристики этих объектов изменяются дискретно от одного целого числа к другому.

Во всех случаях в качестве критерия оптимальности используется минимум приведенных затрат или их переменной части  $\Delta Z$ .

Очень часты случаи, когда оптимизацию параметров, а следовательно, и определение минимума расчётных затрат для оптимального значения невозможно проводить варьируя

только один искомый параметр. Это справедливо для случаев, когда расчётные затраты являются функцией двух и более переменных. Например, при повышении температуры питательной воды ( $t_{пв}$ ) и снижении расчётных затрат на турбоустановке одновременно повышается температура уходящих газов котла ( $\vartheta_{yx}$ ) и растут расчётные затраты по котлоагрегату.

Таким образом, расчётные затраты на установку в целом являются функцией  $t_{пв}$  и  $\vartheta_{yx}$ .

Недопустимость в общем случае раздельного определения оптимальных значений  $t_{пв}$  и  $\vartheta_{yx}$  иллюстрирует геометрическая интерпретация уравнения  $Z = f(t_{пв}; \vartheta_{yx})$ .

Как известно, функцию двух переменных можно представить в виде поверхности  $P$  в трёхмерном пространстве (рис. 3).

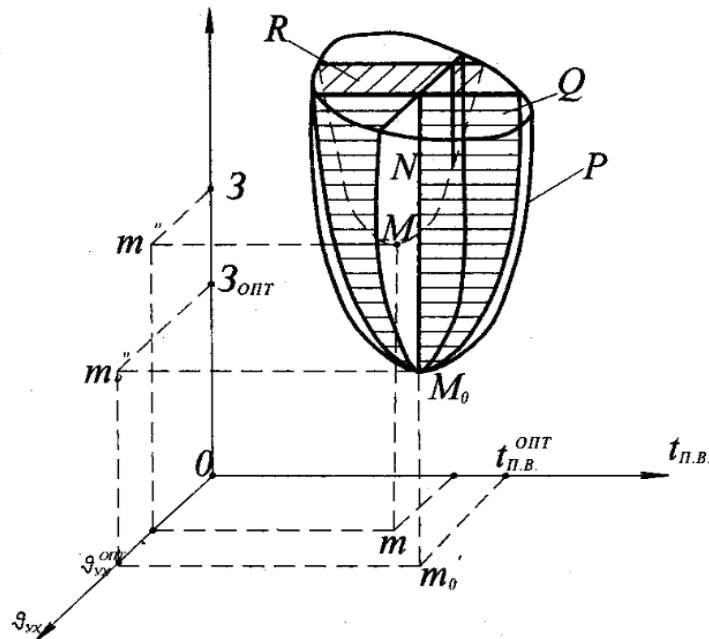


Рис 2. Геометрическая интерпретация раздельного и совместного определения оптимальных значений  $t_{пв}$  и  $\vartheta_{yx}$ .

Пусть минимальному значению функции  $Z$  отвечает точка  $M_0$  на поверхности  $P$ , тогда точки пересечения плоскостей  $Q$  и  $N$ , проходящие через точку  $M_0$  и параллельных плоскостям координат, с осями координат  $t_{пв}$  и  $\vartheta_{yx}$  будут соответствовать оптимальным значениям  $t_{пв}$  и  $\vartheta_{yx}$ . Раздельное определение оптимумов, например выбор  $t_{пв}$  при  $\vartheta_{yx} \neq \vartheta_{yx}^{опт} = \text{const}$ , равносильно нахождению оптимума в плоскости  $R$ , параллельной плоскости  $Z=0-t_{пв}$ . Очевидно, что  $Z > Z_{опт}$ .

Следовательно, практически всегда значение расчётных затрат, соответствующее оптимальной температуре питательной воды при  $\vartheta_{yx} = \text{const}$ , не является минимальным. Путём изменения температуры уходящих газов в этом случае можно добиться уменьшения расчётных затрат. Полученная при этом оптимальная температура уходящих газов также не соответствует минимуму расчётных затрат, так как, изменяя  $t_{пв}$ , можно получить дополнительно некоторое снижение расчётных затрат и т.д. Таким образом, действительно оптимальные значения  $\vartheta_{yx}$  можно найти лишь при совместном их определении.

### Учёт вопросов унификации при технико-экономическом обосновании характеристик оборудования

Любой оптимизируемый параметр зависит от большого числа факторов таких, как климатические условия, стоимость и вид топлива, режим работы оборудования и др. Поскольку разные ТЭС работают при различных условиях, то оптимальная величина параметров и характеристик оборудования для различных ТЭС будет различной. Однако индивидуальное производство оборудования ТЭС на энергомашиностроительных заводах

затруднительно и нецелесообразно вследствие неоправданно больших затрат в сфере производства.

Поэтому при выборе оптимальных решений необходимо учитывать требования унификации, т.е. зависимость стоимости производства оборудования на заводах от его серийности. Чем выше серийность производства оборудования, тем дешевле производство. Поэтому с учётом эффекта от унификации в ряде случаев оправданно некоторое отступление от оптимальной величины оптимизируемого параметра для условий конкретной ТЭС. В этом случае критерием оптимума является минимум приведенных затрат не для отдельных ТЭС в условиях определенного района, а для группы станций, работающих в различных районах страны. При этом выбор среднего значения оптимизируемого параметра даже с учётом относительного масштаба ввода данного оборудования не обеспечивает оптимальной величины унифицированного параметра, так как не отвечает указанному выше критерию оптимальности.

Оптимальное унифицированное значение искомого параметра должно находиться из условия равенства нулю суммы произведений относительного ввода оборудования блоков в каждом районе страны на величину частной производной по оптимизируемому параметру  $X_i$  от расчетных затрат на один блок в этом же районе:

$$\sum_{i=1}^j n_j \cdot \frac{\partial Z}{\partial x_i} = 0,$$

где  $j$  - количество районов ввода блоков;

$n$  - относительное количество вводимых блоков в  $j$ -м районе.

На ТЭС с учётом требований унификации должны выбираться характеристики регенеративных подогревателей блоков, конденсаторов, ЦНД турбин, турбинных приводов питательных насосов и др.

Зачастую условия заводского изготовления "естественным" путём диктуют требования по унификации и вводят ограничения на возможные оптимальные решения. Например, существует отработанный ряд лопаток последних ступеней турбин, определяющий дискретность площадей выхлопа ЦНД, типоразмерный ряд теплообменников с фиксированными площадями нагрева, ограничения по числу регенеративных отборов из турбины и т.д.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Какие показатели используются как критерии технико-экономической оптимизации?
2. Назовите условия технико-экономической сопоставимости сравниваемых вариантов.
3. Как режимные факторы (нагрузка, число часов использования установленной мощности) влияют на технико-экономические показатели работы электростанций?
4. Сформулируйте понятия замыкающих затрат на топливо и электроэнергию.
5. Какие факторы повышают эффективность капитальных вложений в энергетику?
5. Расскажите о примерной структуре капиталовложений в блочную электростанцию.
7. Как может быть учтено требование унификации оборудования при решении оптимизационных задач?
8. Расскажите о возможных методах решения оптимизационных задач при выборе параметров энергоустановки.
9. Как можно соизмерить единовременные затраты и ежегодные расходы на электростанции?

## Практическое занятие № 2

**Тема:** Выбор единичной мощности и резерва мощности

**Учебная цель:** Изучить методику выбора единичной мощности и резерва мощности основного оборудования ТЭС

Выбор оборудования является важнейшим этапом в проектировании электростанции, способствующим надежному и экономичному энергоснабжению.

Выбор мощности электростанции зависит от совокупности внутренних и внешних факторов. К внутренним относятся параметры ТЭС, ее надежность и экономичность. Внешние факторы характеризуют дефицит мощности в энергосистеме, условия водо- и топливоснабжения, режим использования электростанции и ее влияние на окружающую среду. При укрупнении блоков КЭС и увеличении их единичной мощности снижаются удельные капиталовложения в электростанции.

Ориентировочная зависимость удельных капиталовложений в КЭС одинаковой мощности от единичной мощности блоков представлена на рис. 4.

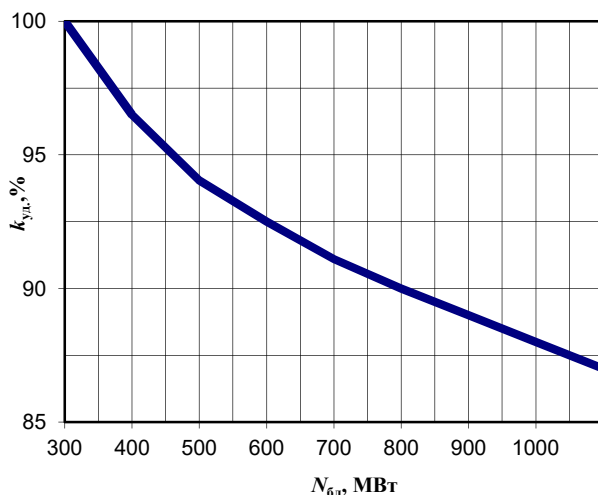


Рис. 3. Зависимость удельных капиталовложений в КЭС одинаковой мощности от единичной мощности блоков

Приведенная зависимость обусловлена рядом причин: с укрупнением агрегата его размеры и стоимость увеличиваются в меньшей степени, чем рабочий объем и мощность; стоимость контрольно-измерительных приборов, автоматических и регулирующих устройств, а также стоимость зданий тоже изменяются медленнее, чем мощность агрегатов; снижается трудоемкость изготовления меньшего числа более крупных агрегатов; упрощается проектирование и монтаж меньшего числа более мощных энергоблоков.

Укрупнение агрегатов способствует также снижению затрат на заработную плату и в ряде случаев упрощению эксплуатации меньшего числа агрегатов. Ранее рост единичной мощности энергоблоков сопровождался повышением их начальных параметров, а следовательно, и КПД. В настоящее время практически все энергоблоки на органическом топливе мощностью 300 МВт и выше имеют начальные параметры пара 23,5 МПа и 540/540 °С. Удельные расходы топлива для таких энергоблоков на 1 кВтч отпущенной электроэнергии составляют 0,315...0,335 кг у.т./кВтч.

Укрупнение агрегатов требует повышения резерва в энергосистеме. В ряде случаев принимается, что суммарная мощность резервных агрегатов должна быть не менее мощности самого крупного рабочего агрегата системы. Обычно резервное оборудование



рассредоточено на разных электростанциях, так как в резерв выводят прежде всего старое и менее экономичное оборудование.

Резерв мощности подразделяется на ремонтный и аварийный.

Ремонтный резерв служит для обеспечения возможности проведения плановых, текущих и капитальных ремонтов. Ремонтный резерв зависит от числа и мощности агрегатов, выводимых ежегодно в плановый ремонт, от его продолжительности и от вида годового графика максимальных нагрузок. В табл. 18, 19 приведены ориентировочные величины резерва для текущих ремонтов в % от располагаемой мощности оборудования и продолжительность простоя оборудования в ремонте.

Таблица 1

Величина резерва для текущих ремонтов  $N_{р.т.р.}$

Тип ТЭС	$N_{р.т.р.}, \%$
ТЭС с поперечными связями ( без резервных котлов)	3,0
ТЭЦ с турбинами Т-250-240	5,5
КЭС с блоками 100...300 МВт	5,0...5,5
КЭС с блоками 500...1200 МВт	6,0...7,0
АЭС	6,5

Таблица 2

Продолжительность простоя оборудования в ремонте

Оборудование	Среднегодовой простой в капитальном ремонте, сут.
Агрегаты ТЭС с поперечными связями	15
Энергоблоки мощностью, МВт:	
50...200	18
300	24
500...800	30
1200	36
АЭС	45

Величина необходимого резерва мощности для проведения капитального ремонта определяется по выражению

$$N_{р.к.р.} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i t_{к.р.i} - F_{пр} k_{пр}}{365},$$

где  $N_i$  - мощность  $i$ -го агрегата, МВт;

$N_{к.р.i}$  - длительность простоя этого агрегата в ремонте, сут.;

$F_{пр}$  - площадь провала годового графика месячных максимумов нагрузки энергосистемы, МВтсут.;

$k_{пр}$  - коэффициент использования площади провала, равный 0,85...0,90.

Величина  $F_{пр}$  определяется по формуле

$$F_{пр} = (0,1 - 0,2) \frac{N_I + N_{XII}}{2} \cdot 365,$$

где  $N_I$ ,  $N_{XII}$  - максимумы нагрузки I и XII месяцев данного года.

Обеспечение заданной степени надежности энергоснабжения достигается наличием аварийного резерва. Оптимальная степень надежности определяется из сопоставления затрат на ввод и эксплуатацию резерва мощности и достигаемого при этом уменьшении ущерба от перебоев в энергоснабжении.

Уровень надежности принято определять равным 0,999, что условно характеризуется однократным аварийным перерывом в энергоснабжении длительностью в одни сутки за 2,74 года.

Величина требуемого аварийного резерва при заданной степени надежности энергоснабжения зависит от состава генерирующего оборудование энергосистемы, средней аварийности агрегатов и режимов энергопотребления. Определение её в реальных энергосистемах является сложной технико-экономической задачей, решаемой с помощью специальных математических моделей.

Рассмотрим основные принципы упрощенной методики, применимой к случаю, если система состоит из агрегатов, существенно не отличающихся по мощности. Для системы мощностью  $N_{\text{сист}}$  определяется удельная величина единичной мощности агрегатов различных типов проектируемой электростанции.

$$\bar{N}_{\text{уд},i} = \frac{N_i}{N_{\text{сист}}} \cdot 100\%,$$

где  $N_i$  – номинальная мощность агрегата данного типа.

Для дальнейшего расчета используются номограммы, взаимосвязывающие удельные величины единичной мощности ( $N_{\text{уд}}$ ), удельные резервы мощности ( $r$ ) и среднюю аварийность оборудования ( $q$ ).

Такие номограммы рассчитываются в виде универсальных характеристик применительно к агрегатам различной единичной мощности и различной аварийности.

Аварии принято считать случайным событием, причиной которого может быть несоответствие материала предъявляемым требованиям; дефекты конструкции и монтажа оборудования, режимы эксплуатации, ошибки персонала и др.

Оценку и прогноз надежности (аварийности) оборудования основывают на статистических данных эксплуатации данного или аналогичного оборудования и математической теории вероятности. Ориентировочные значения коэффициентов аварийности ( $q$ ) получены на основе обработки статистики и приведены в % в табл. 20.

Экономическая величина удельного резерва ( $r$ ), представленная в номограмме в % (рис. 5), в общем случае зависит от числа агрегатов в системе, их мощности, аварийности, графика и максимума нагрузки, годовых затрат на резерв мощности, удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Таблица 3

Средние значения коэффициента аварийности агрегатов

Тип станции и блоков	Коэффициент аварийности
ТЭС с поперечными связями	2
КЭС с блоками 150...200 МВт	4...5
КЭС и ТЭЦ с блоками 250...300 МВт	5...8
КЭС с блоками 500...800 МВт	6...10
АЭС	6...9

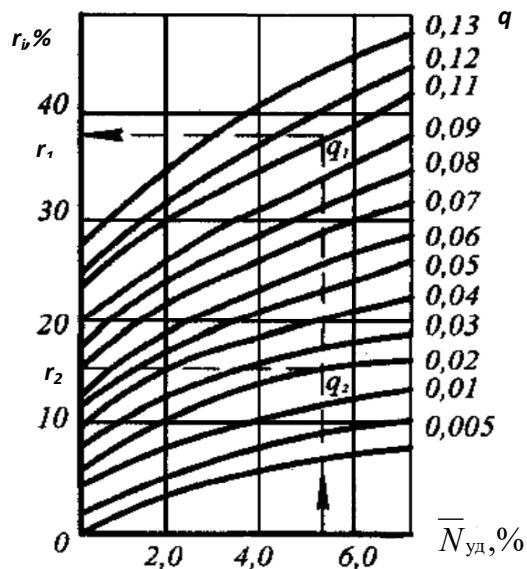


Рис. 4. Экономическая величина удельного резерва мощности в энергосистемах

Определив по номограмме величину удельного резерва мощности в зависимости от найденных значений  $N_{уд}$  и средней аварийности оборудования  $q$ , находится необходимый аварийный резерв для каждого вида оборудования

$$N_{авi} = N_i r_i n_i,$$

где  $n_i$ ,  $N_i$  - число и номинальная мощность агрегатов  $i$ -го вида.

Общий аварийный резерв определяется как сумма резервов отдельных видов оборудования:

$$N_{ав} = \sum_{i=1}^m N_{авi},$$

где  $m$  - число разновидностей генерирующего оборудования проектируемой ТЭС.

Суммарная величина необходимого резерва

$$N_P = N_{PP} + N_{ав},$$

где  $N_{PP}$  - общая мощность ремонтного резерва.

В понятие общего аварийного резерва принято включать так называемый скрытый или вращающийся резерв, определяемый тем, что энергоблоки работают не с полной своей мощностью. Это наиболее удобный в оперативном отношении «мобильный» резерв, позволяющий без задержки покрыть непредвиденный дефицит электрической нагрузки. Однако скрытого резерва большей частью недостаточно для компенсации мощности, выходящей из работы из-за аварии.

### Практическое занятие № 3

**Тема:** Расчет оптимального значения коэффициента теплофикации

**Учебная цель:** Изучить влияние энергетической эффективности теплофикации на состав оборудования ТЭЦ

Сравним в общем случае эффективность раздельного и комбинированного способов производства электроэнергии и теплоты.

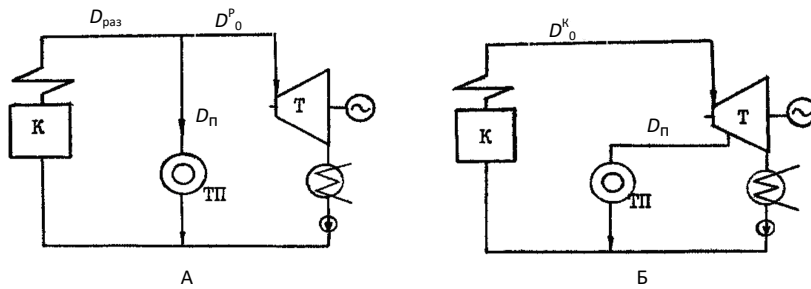


Рис. 5. Условные схемы раздельного (А) и комбинированного (Б) производства тепло- и электроэнергии: К- котел, Т- турбина, ТП - потребитель тепла.

Сопоставляя тепловые балансы установок без регенерации в условиях одинаковой выработки электроэнергии и одинакового отпуска пара потребителю (рис. 6), получим:

для раздельной выработки электрическая мощность равна

$$W_э^p = D_о^p (h_o - h_k) \eta_m \eta_g,$$

где  $(h_o - h_k)$  - теплоперепад в турбине;

$\eta_m, \eta_g$  - КПД механический и генератора;

$D_о^p$  - расход пара через турбину при раздельной выработке.

При этом общая выработка пара котлом равна

$$D_{разд} = D_о^p + D_п,$$

где  $D_п$  - пар, отпускаемый потребителю.

Для комбинированной выработки расход пара на турбину определяется из расчета электрической мощности установки, определяемой суммированием мощности работающих потоков пара

$$W_э^k = W_k + W_п,$$

где мощность конденсационного потока пара равна

$$W_k = (h_o - h_k) D_k \eta_m \eta_g,$$

а мощность потока отборного пара

$$W_п = (h_o - h_п) D_п \eta_m \eta_g,$$

где  $h_п$  - теплосодержание отборного пара.

Учитывая, что при комбинированной выработке расход пара в турбину равен расходу, вырабатываемому котлом, и равен

$$D_о^k = D_k + D_п, \text{ а } W_э^p = W_э^k,$$

и считая процессы расширения пара в турбине идентичными для раздельной и комбинированной выработки электроэнергии, получаем

$$D_о^p (h_o - h_k) \eta_m \eta_g = \eta_m \eta_g [D_k (h_o - h_k) + D_п (h_o - h_п)].$$

После преобразований

$$D_о^p = D_о^k - D_п y,$$

где  $y = \frac{h_п - h_k}{h_o - h_k}$  - коэффициент недовыработки энергии паром отборов.

Так как  $D_о^k = D_о^p + D_п y$  и  $D_{разд} = D_о^p + D_п$ , то, учитывая, что  $1 > y > 0$ , получаем  $D_о^k < D_{разд}$ , что обеспечивает экономию топлива при комбинированном производстве.

Расход пара в конденсаторе при отдельной выработке  $D_o^p$ , а при комбинированной  $D_o^k - D_n$ , т.е. уменьшенный пропуск пара в конденсаторе при комбинированной выработке составляет

$$\Delta D_k = D_o^p - (D_o^k - D_n) = D_o^p - (D_o^p + D_{ny} - D_n) = D_n(1 + y).$$

Соответственно снижается потеря тепла в конденсаторе и повышается тепловая экономичность теплофикационной установки с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии.

Энергетическая эффективность теплофикации зависит от величины коэффициента теплофикации  $\alpha_{тэц}$ , который характеризует соотношение тепловых и электрических мощностей ТЭЦ и находится по формуле

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_{тур}^{расч}}{Q_{тэц}^{расч}},$$

где  $Q_{тур}^{расч}$  и  $Q_{тэц}^{расч}$  - максимальная (расчетная) тепловая нагрузка отборов турбин и суммарная по ТЭЦ.

Из отборов турбины покрывается основная базовая часть тепловых нагрузок. Пиковая их часть покрывается через РОУ от энергетических котлов или от пиковых водогрейных и паровых котлов. При снижении коэффициента теплофикации уменьшается выработка электроэнергии на тепловом потреблении и возрастает удельный расход топлива на эту выработку. Однако при этом снижается стоимость оборудования ТЭЦ (исключается установка резервных энергетических котлов, более дорогих, чем водогрейные, снижается установленная мощность турбин и поверхность сетевых подогревателей). При этом возникает необходимость обеспечения заданной электрической нагрузки на КЭС системы.

Выбор оптимального значения  $\alpha_{тэц}$  производится на основании технико-экономических расчетов по максимуму экономии затрат на ТЭЦ, которая определяется разностью между экономией затрат на топливо и перерасходом средств из-за более высоких капитальных затрат на ТЭЦ по сравнению с отдельным вариантом с учетом разной стоимости тепловых сетей.

Оптимальная величина  $\alpha_{тэц}$  зависит от совершенства оборудования, вида и стоимости топлива, характера графика тепловой нагрузки и резерва электрической мощности в энергосистеме.

Оптимальное значение  $\alpha_{тэц}$ , находится в пределах 0,4...0,7. Чем дороже топливо, совершеннее теплофикационные турбины и больше удельная комбинированная выработка электроэнергии, тем выше оптимальное значение  $\alpha_{тэц}$ .

Практическое значение  $\alpha_{тэц}$  заключается в том, что позволяет установить оптимальную (в отношении наименьших приведенных затрат) тепловую мощность турбин на ТЭЦ.

Годовое число часов использования максимального отпуска тепла из отборов или противодействия турбин возрастает при уменьшении коэффициента теплофикации.

Зависимость коэффициента теплофикации, оптимальной продолжительности работы в году пиковых котлов  $\tau_{пк}^{опт}$  и температуры наружного воздуха  $t_{нар}^a$  при которой производится включение пиковых водогрейных котлов, можно продемонстрировать графически (рис.7).

На рис. 7 в правом квадранте приведен годовой график отпуска тепла от ТЭЦ по продолжительности с учетом отопительного и летнего периода.  $\alpha_{тэц}^{опт}$  находится как отношение обозначенных на графике расчетных величин отпуска тепла из отборов турбины  $Q_{тур}^{расч}$  и от ТЭЦ -  $Q_{тэц}^{расч}$ . В левом квадранте дан часовой отпуск тепла  $Q_t^ч$  в зависимости от температуры наружного воздуха  $t_{нар}^b$  и приведен температурный график тепловой сети, где  $t_{пс}$ ,  $t_{ос}$  и  $t_{сп}$  - температура прямой, обратной сетевой воды и температура нагрева сетевой

воды в сетевых подогревателях. При  $Q_t^u = Q_{тур}^{расч}$  производится включение пиковых водогрейных котлов, что соответствует температуре наружного воздуха  $t_{нар}^a$ . Указанные значения определяют также оптимальную продолжительность работы в году пиковых котлов  $\tau_{пк}^{опт}$ .  $t_{нар}^{расч}$  соответствует минимальной (расчетной) температуре наружного воздуха в течение года.

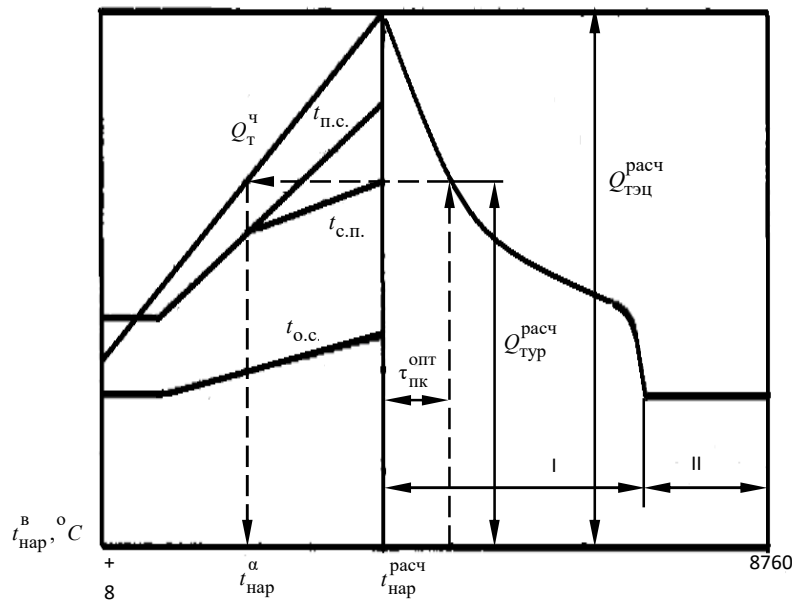


Рис. 6. Годовой график отпуска тепла по продолжительности:  
I - отопительный период; II - летний период

Профиль оборудования ТЭЦ зависит в первую очередь от величины и структуры тепловых нагрузок, при этом учитывается ряд общих соображений:

1. В случае отопительной ТЭЦ целесообразно стремиться к блочной схеме.
2. Число агрегатов целесообразно сокращать до минимума за счет большей единичной мощности.
3. При значительной технологической нагрузке устанавливаются турбины типа Р для покрытия базовой части нагрузок.
4. Выбор турбин и котлов зависит от принятого коэффициента теплофикации, который определяет основные показатели ТЭЦ: общую электрическую мощность, годовое число часов использования теплофикационной мощности, число и типы пиковых котлов. Выбор основного оборудования ТЭЦ и оптимизация коэффициента теплофикации являются единой комплексной задачей.
5. Турбины изолированной ТЭЦ выбирают таким образом, чтобы в случае выхода из строя наиболее мощной из них было обеспечено покрытие электрических и тепловых нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования.
6. На ТЭЦ, работающей в системе, электрический резерв, как правило, не предусматривается, так как его целесообразно иметь на конденсационных электростанциях, имеющих меньшую величину удельных капиталовложений, большую экономичность конденсационной выработки и лучшие условия водоснабжения.
7. При выходе из строя энергоблока ТЭЦ или котла при неблочной структуре остальные агрегаты вместе с пиковыми котлами должны обеспечить максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск

тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. При этом допускается снижение электрической мощности ТЭЦ на величину мощности наиболее крупного агрегата.

8. Целесообразной является установка на ТЭЦ однотипных котлов, что требует унификации теплофикационных турбин различных типов по расходу пара. В соответствии с этим принципом, например, теплофикационные турбины Р-100-130, ПТ-135/165-130/15, Т-175-130 рассчитаны на один расход свежего пара ( $\sim 760$  т/ч.) и komponуются с двумя котлоагрегатами производительностью по 420 т/ч.

9. Оптимальная величина  $\alpha_{\text{тэц}}$  и состав турбоагрегатов ТЭЦ могут изменяться в зависимости от принятого температурного графика тепловой сети, т.е. значения расчетных (при температуре наружного воздуха  $t_{\text{нар}}^{\text{расч}}$ ) температур прямой и обратной сетевой воды. Переход к высокотемпературным графикам тепловой сети позволяет уменьшить расход сетевой воды и затраты в транзитные сети и транспорт теплоносителя. Однако одновременно снижается экономичность ТЭЦ вследствие увеличения требуемого давления в отборах турбин.

Для ТЭЦ на органическом топливе, как правило, задаются наиболее применяемым температурным графиком 150/70 °С.

### Вопросы для самопроверки

1. Какие факторы влияют на выбор единичной мощности энергоблока и электростанции в целом?
2. Назовите основные типы и мощностные ряды энергоблоков КЭС, ТЭЦ и АЭС, эксплуатируемые в РФ.
3. Что такое коэффициент теплофикации и как он влияет на соотношение тепловых и электрических мощностей ТЭЦ?
4. Какие факторы влияют на величину требуемого аварийного резерва мощности энергосистемы?
5. Охарактеризуйте основное оборудование энергоблоков АЭС используемое в РФ.
6. Расскажите об особенностях выбора основного оборудования для ТЭЦ.
7. Каковы особенности блочной структуры электростанций?
8. Охарактеризуйте основные принципы выбора мощности и числа котельных и турбинных агрегатов на тепловых электростанциях.
9. Как меняются показатели ТЭЦ при применении на них газовых турбин и парогазовых циклов?

### Практическое занятие № 4

**Тема:** Выбор оптимальных скоростей среды и расчет потерь давления в трубопроводах

**Учебная цель:** Изучить методику выбора оптимальных скоростей среды и расчета потерь давления в трубопроводах

Скорость среды в трубопроводах подлежит технико-экономической оптимизации. При увеличении скорости уменьшаются диаметр, масса и стоимость трубопровода, однако одновременно возрастают гидравлические потери, что приводит в ряде случаев к снижению экономичности установки и перерасходу топлива. Кроме того, при этом возрастают затраты мощности на перекачку среды, что требует повышения затрат на замещающей станции энергосистемы, в некоторых случаях с увеличением гидравлических потерь в данном трубопроводе возрастают капиталовложения в другое оборудование ТЭС. Например, при увеличении потерь давления в

главном паропроводе возрастает давление в пароводяном тракте котельного агрегата, а значит, и его стоимость.

В общем случае оптимальный диаметр трубопровода должен находиться по условию достижения минимума расчетных затрат в системе

$$Z = (E_n + P_a)C_m G_{тр} + Z_э N + (E_n + P_a)K_{об} + C_t B = \min,$$

а выражение для определения оптимальной скорости имеет вид

$$(E_n + P_a)C_m \frac{dG_{тр}}{dW} + Z_э \frac{dN}{dW} + (E_n + P_a) \frac{dK_{об}}{dW} + C_t \frac{dB}{dW} = 0,$$

где  $C_m$  – стоимость металла, руб./т;

$C_t$  – стоимость топлива, руб./т;

$G_{тр}$  – масса трубопровода, т;

$N$  – мощность замещающей станции, кВт;

$Z_э$  – расчетные удельные затраты на выработку энергии замещающей КЭС, руб./кВт·год;

$K_{об}$  – капиталовложения в оборудование, стоимость которого зависит от потерь давления в оптимизируемом трубопроводе, руб.;

$B$  – годовой расход топлива котлоагрегатом оптимизируемой паротурбинной установки;

$W$  – оптимизируемая скорость среды в трубопроводе, м/с.

Условие  $Z = \min$  обычно находится с помощью вариантных расчетов.

Аналитические решения уравнения для определения оптимальной скорости достаточно громоздки. Решения, полученные для случаев оптимизации скорости пара в главных паропроводах и в тракте промперегрева, показывают, что оптимальные скорости в общем случае возрастают с ростом массы и стоимости металла труб, а также с ростом удельного объема пара и уменьшаются с ростом стоимости топлива.

Рекомендуемые, близкие к оптимальным скорости среды в трубопроводах различного назначения приведены в табл. 23. Суммарная потеря давления в трубопроводе

$$\Delta P = \Delta P_{л} + \Delta P_{м},$$

где  $\Delta P_{л}$  – потеря давления по длине трубопровода;

$\Delta P_{м}$  – потеря давления на местных сопротивлениях.

При движении среды с постоянной плотностью и вязкостью

$$\Delta P_{л} = \lambda_{тр} \frac{l W^2 \rho}{2 D_{вн}} = 0,8125 \cdot \lambda_{тр} \frac{G^2}{D_{вн}^5} \cdot \frac{l}{\rho},$$

где  $\lambda_{тр}$  – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;

$l$  – длина прямых участков трубопровода, м;

$W$  – скорость среды, м/с;

$\rho$  – плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$G$  – расход среды, кг/с.

Таблица 4

Скорости среды в станционных трубопроводах

Характер среды и назначение трубопровода	Скорость среды, м/с
Магистральные паропроводы перегретого пара давлением 23,5 МПа (240 кгс/см <sup>2</sup> ) и выше	40...50
Магистральные паропроводы перегретого пара давлением 8,8...12,75 МПа (90...130 кгс/см <sup>2</sup> )	40...60
Магистральные паропроводы давлением 2,45...4,9 МПа (25...50 кгс/см <sup>2</sup> )	40...70
Магистральные паропроводы насыщенного и отборного пара	30...50
Ответвления паропроводов перегретого пара	35...40
Ответвления паропроводов насыщенного пара	20...30
Магистральные трубопроводы газа и воздуха при давлениях, близких к атмосферному	20...40
Магистральные трубопроводы газа и воздуха давлением до 0,981 МПа (10 кгс/см <sup>2</sup> )	12...16
Нагнетательные линии питательной воды	2,5...4,0
Всасывающие линии питательной воды	0,5...1,5
Нагнетательные линии технической и химически очищенной воды	1,5...2,5
Сливные линии технической воды	2,0...3,5
Трубопроводы гидро-, золо- и шлакоудаления	2,0...3,0



Конденсатопроводы	1,0...2,0
Маслопроводы, мазутопроводы: нагнетательные линии	0,8...1,2
сливные линии	0,2...0,3

Коэффициент гидравлического трения в зависимости от режима течения (от величины критерия Рейнольдса, Re) среды определяется по выражениям

$$\begin{aligned} \text{при } Re = \frac{WD_{\text{вн}}}{\nu} < 2300 \quad \lambda &= \frac{64}{Re}; \\ \text{при } 2300 < Re < \frac{568}{\Delta} \quad \lambda &= 0,11 \left( \frac{k}{D_{\text{вн}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}; \\ \text{при } Re \geq \frac{568}{\Delta} \quad \lambda &= \frac{1}{\left( 2 \lg \frac{3,7}{\Delta} \right)^2}, \end{aligned}$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость среды, м<sup>2</sup>/с;

$k$  - абсолютная шероховатость (средняя высота выступов) трубопровода, м;

$\Delta = \frac{k}{D_{\text{вн}}}$  - относительная шероховатость: для бесшовных стальных труб  $\Delta = 0,18 \dots 0,22$ ; для сварных стальных труб  $\Delta = 0,28 \dots 0,32$ ; для стальных труб при повышенной коррозии  $\Delta = 0,55 \dots 0,65$ .

Суммарное падение давления на местных сопротивлениях

$$\Delta P_{\text{м}} = \sum \xi \frac{W^2 \rho}{2} = 0,8125 \sum \xi \frac{G^2}{\rho D_{\text{вн}}^4}.$$

Величины коэффициентов местных сопротивлений ( $\xi$ ) в элементах трубопроводов и в арматуре приводятся в теплотехнических справочниках.