

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А. ЕЖЕВСКОГО

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ИСТОЧНИКОВ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ**

*Задания для практических занятий по дисциплине «Технико-экономические
основы проектирования источников производства тепловой и электриче-
ской энергии»*

*для студентов очной и заочной форм обучения направлений подготовки
13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (уровень магистратура),
(методические указания и задания для выполнения практических занятий)*

Молодежный 2021

УДК 621.181(072) + 697.3/.4(072)
Т 381

Допущено к печати по решению научно-методического совета энергетического факультета Иркутского ГАУ (протокол № 5 от 19 января 2021 г.).

Составитель: А. Н. Третьяков

Рецензент:

Доцент кафедры электрооборудования и физики ФГБОУ ВО Иркутского государственного аграрного университета имени А.А. Ежевского, канд. техн. наук, доцент А. Ю. Логинов

Технико-экономические основы проектирования источников производства тепловой и электрической энергии : задания для практических занятий по дисциплине «Технико-экономические основы проектирования источников производства тепловой и электрической энергии» для студентов очной и заочной форм обучения направлений подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (уровень магистратуры) : (методические указания и задания для выполнения практических занятий) / Иркут. гос. аграр. ун-т им. А. А. Ежевского ; сост. А. Н. Третьяков. – Молодежный : Изд-во ИрГАУ, 2021. – 24 с. – Текст : электронный.

Задания для практических занятий предназначено для изучения курса «Технико-экономические основы проектирования источников производства тепловой и электрической энергии». Основной целью учебного пособия является оказание помощи студентам при выполнении практических занятий.

© Третьяков А.Н., 2021
© Иркутский ГАУ им. А. А. Ежевского, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК..	5
2. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬ- НЫХ КОТЕЛЬНЫХ.....	7
3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОМЫШЛЕННО - ОТОПИ- ТЕЛЬНОЙ ТЭЦ.....	9
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ...	12
Задачи для самостоятельного решения.....	22
Литература.....	23

ВВЕДЕНИЕ

При оптимизации низкопотенциальной части ТЭС и при решении некоторых других задач проекта предусмотрено использование ПК. Основные положения пособия приемлемы при проектировании и оптимизации как тепловых электрических станций на органическом топливе, так и атомных электростанций.

Тепловое потребление - одна из основных статей топливно-энергетического баланса нашей страны. На удовлетворение тепловой нагрузки страны расходуется ежегодно более 600 млн. т условного топлива, т.е. около 30% всех используемых первичных топливно-энергетических ресурсов.

Топливом называют те вещества, которые при сжигании дают большое количество теплоты, широко распространены в природе и добываются промышленным способом. К топливу относятся нефть и нефтепродукты (керосин, бензин, мазут, дизельное топливо), уголь, природный газ, древесина и растительные отходы, торф, горючие сланцы, а также вещества, используемые в ядерных реакторах на АЭС и в ракетных двигателях. К природным силам, используемым для получения энергии, относятся гидроресурсы, энергия ветра, внутреннее тепло Земли, энергия солнечного излучения.

Структура использования энергоресурсов менялась по мере развития производительных сил. Данные об использовании ресурсов и мировом потреблении энергии говорят о том, что в настоящее время и в обозримом будущем решающая роль будет принадлежать использованию природного топлива.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК

Теплогенерирующей установкой (ТГУ) называют комплекс устройств и механизмов, предназначенных для производства тепловой энергии в виде водяного пара или горячей воды. Водяной пар используют для получения электроэнергии на теплоэлектроцентралях или теплоэлектростанциях, технологических нужд промышленных предприятий и сельского хозяйства, а также для нагрева в паровых подогревателях воды, направляемой в системы теплоснабжения. Горячую воду используют для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий и сооружений, а также для коммунально-бытовых нужд населения. Для отопления и вентиляции также используют и нагретый воздух.

Системой теплоснабжения называют комплекс устройств, производящих тепловую энергию и доставляющих ее в виде водяного пара, горячей воды и нагретого воздуха потребителю.

1. Котельные установки - устройства, имеющие топку для сжигания органического топлива в окислительной среде, где в результате экзотермических химических реакций горения образуются газообразные продукты с высокой температурой (топочные газы), теплота от которых передается другому теплоносителю (воде или водяному пару), более удобному для дальнейшего использования.

2. Атомные реакторы - устройства, в которых проходит цепная ядерная реакция деления тяжелых ядер трансураниевых элементов под действием нейтронов. в результате ядерная энергия преобразуется в тепловую энергию теплоносителя (воды, в перспективе гелия), вводимого в активную зону атомного реактора, теплота от которого затем в атомном парогенераторе передается воде или пару.

3. Электродные котлы - устройства, в которых происходит преобразование электрической энергии в тепловую энергию путем разогрева нагревателя с высоким электрическим сопротивлением и последующей передачей теплоты от этого нагревателя рабочему телу.

4. Гелиоустановки - устройства, в которых солнечная (световая) энергия преобразуется в тепловую энергию инфракрасного излучения. в гелио- приемнике или солнечном коллекторе энергия Солнца трансформируется в тепловую энергию с последующей передачей теплоты рабочему телу - воде или воздуху.

5. Геотермальные установки - устройства, в которых происходит передача теплоты от геотермальных вод к рабочему телу, нагреваемому за счет тепловой энергии этих вод до заданных параметров.

6. Котлы-утилизаторы - устройства, в которых используется теплота газов, покидающих различное высокотемпературное технологическое оборудование (нагревательные, обжиговые и другие печи). Теплота от высокотемпературных газов передается другому теплоносителю (воде или пару), более удобному для дальнейшего использования.

7. Для систем теплоснабжения также используют производство тепловой энергии из биомассы, сельскохозяйственных и городских отходов, а также устройства, в которых энергия с низким энергетическим потенциалом преобразуется в высокопотенциальную тепловую энергию другого теплоносителя с затратами других видов энергии, подводимых извне (например, электроэнергии в тепловых насосах).

2. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Вертикально-цилиндрический паровой котел МЗК-7Г - это котел с естественной циркуляцией. Котел состоит из верхнего и нижнего кольцевых коллекторов, соединенных между собой прямыми вертикальными трубами, расположенными по концентрическим окружностям. Первый внутренний кольцевой ряд образует цилиндрическую топочную камеру. Топочная камера выполняется газоплотной за счет применения плавниковых труб, сваренных между собой по плавникам. Часть экранных труб, между которыми выходят топочные газы, установлена более редко и не имеет плавников.

Двухбарабанные водотрубные котлы Е-1/9-1, Е-1/9-1М, Е-1/9-1Г объединены общей конструктивной схемой. Котлы этой группы, имеющие паропроизводительность 1000 кг/ч, предназначены для работы, соответственно на твердом (антрацит АС и АМ) топливе, мазуте марки М100 и природном газе и служат для удовлетворения потребностей предприятий в насыщенном паре влажностью до 3% для покрытия технологических и теплофикационных нагрузок.

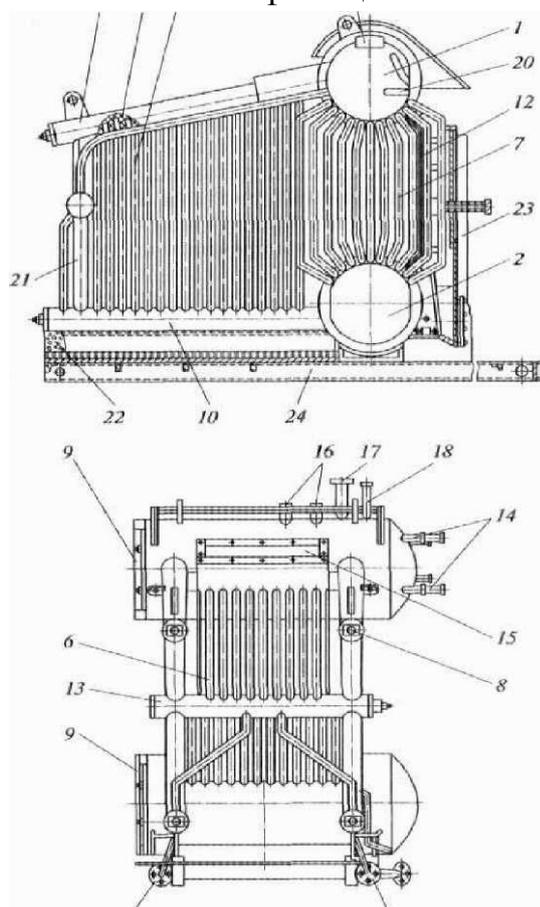


Рис. 1. Устройство парового водотрубного котла низкого давления с естественной циркуляцией Е-1/9Г:

1 - верхний барабан; 2 - нижний барабан; 3 - боковые топочные экраны; 4, 10 - коллектор; 5, 11 - продувочный штуцер; 6 - потолочный экран; 7 - кипяtilьные трубы; 8 - лючек для осмотра коллекторов; 9 - люки для осмотра барабанов; 12 - перегородки в конвективном пучке; 13 - фронтальной коллектор; 14 - патрубок водозаказательной арматуры; 15 - газоотводящий патрубок котла; 16 - предохранительный клапан; 17 - главный паропроводящий штуцер; 18 - трубка крепления манометра; 19 - сепарационное устройство; 20 - труба подвода питательной воды; 21 - переходник горелочного устройства; 22 - заливка огнеупорным бетоном; 23 - теплоизоляция; 24 - несущая рама

Вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР предназначены для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 250, 370 и 440 °С, имеют несколько типоразмеров с рабочим давлением пара 1,4; 2,4; 3,9 МПа и номинальной паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5; 10; 20; 35 т/ч.

Условное обозначение парового котла ДКВР означает двухбарабанный котел, водотрубный, реконструированный. Первая цифра после наименования котла обозначает паропроизводительность, т/ч, вторая - избыточное давление пара на выходе из котла, кгс/см² (для котлов с пароперегревателями - давление пара за пароперегревателем), третья - температуру перегретого пара, °С.

Котлы типа ДКВР применяются при работе как на жидком, газообразном, так и на различных видах твердого топлива.

3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОМЫШЛЕННО – ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ

Задание для расчета

1. Станция имеет связь с энергосистемой.
2. Техническое водоснабжение – обратное с градирнями.
3. Отпуск пара на производство:
расход пара $D_p = 250$ кг/с (900 т/час); давление пара – 1,5 МПа.
4. Присоединенные расчетные тепловые нагрузки ТЭЦ:
на отопление – $Q_{om}^p = 280$ МВт; на вентиляцию – $Q_{от}^p = 100$ МВт;
на горячее водоснабжение – $Q_{гвс}^p = 70$ МВт.
5. Температурный график теплосети $t_{пс}/t_{ос} = 150/70$,
где $t_{пс} = 150$ °С, $t_{ос} = 70$ °С – температура прямой и обратной воды теплосети при расчетной температуре наружного воздуха.
6. Теплофикационная система закрытого типа.
7. Доля возврата конденсата пара производственных потребителей $\alpha_B = 0,6$.
8. Температура обратного конденсата $t_{ок} = 95$ °С.

Уточнение исходных данных для проектирования

Суммарная расчетная теплофикационная нагрузка ТЭЦ

$$Q_T^p = Q_{от}^p + Q_{om}^p + Q_{гвс}^p = 280 + 100 + 70 = 450 \text{ МВт (387 Гкал/ч)}.$$

Теплофикационная нагрузка ТЭЦ распределяется на основные и пиковые источники тепла. Подогрев сетевой воды производится, как правило, ступенчато. Все современные теплофикационные турбоагрегаты мощностью выше 60 МВт имеют два теплофикационных отбора и встроенный пучок конденсатора. В сетевой подогревательной установке ТЭЦ с современными теплофикационными турбинами подогрев сетевой воды может осуществляться по одно-, двух- и трехступенчатой схемам. При одноступенчатой схеме сетевая вода подогревается паром отбора в нижних сетевых подогревателях теплофикационных турбин. При двухступенчатой схеме – последовательно в нижнем и верхнем сетевых подогревателях, питаемых паром, соответственно, из нижних и верхних теплофикационных отборов. В случае применения трехступенчатой схемы нагрев сетевой воды осуществляют последовательно во встроенных пучках конденсаторов, в нижних и верхних сетевых подогревателях.

За счет пара теплофикационных отборов сетевая вода может быть нагрета до температуры порядка 110...120 °С. В качестве пикового источника тепла на ТЭЦ, как правило, используются пиковые водогрейные котлы. Основная тепловая нагрузка, покрываемая паром из отборов турбин, составляет (50...70%) суммарной теплофикационной нагрузки ТЭЦ при расчетной тем-

пературе наружного воздуха. Соответственно, часовой коэффициент теплофикации для различных ТЭЦ находится в пределах $\beta_T = 0,5 \dots 0,7$.

Технико-экономические расчеты показывают, что более высокие значения $\alpha_{ТЭЦ}$ принимаются для ТЭЦ с теплофикационными турбинами электрической мощностью от 100 до 250 МВт.

Нагрузка пиковых водогрейных котлов составляет от 50 до 30% расчетной теплофикационной нагрузки ТЭЦ.

В исходных данных к проектам обычно не задается величина часового коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$. Для выбора состава основного оборудования ТЭЦ ее нужно принять, ориентируясь на заданные значения расчетной промышленной и теплофикационной нагрузки станции.

В рассматриваемом примере в исходных данных предусматривается проектирование промышленно-отпительной, а не отопительной ТЭЦ, поэтому в дальнейших расчетах принята величина $\beta_T = 0,55$.

Найдем расчетную тепловую нагрузку сетевых подогревателей теплофикационных турбин:

$$Q_{сп}^p = \beta_T Q_T^p = 0,55 * 450 = 247,5 \text{ МВт (212,81 Гкал/ч);}$$

и пиковых водогрейных котлов:

$$Q_{пвк}^p = (1 - \beta_T) Q_T^p = 202,5 \text{ МВт (174,1 Гкал/ч).}$$

Определим расчетный расход пара из теплофикационных отборов всех турбин ТЭЦ на сетевые подогреватели, предварительно оценив величину разности энтальпий отборного пара и конденсата $\Delta i = 2165 \text{ кДж/кг}$:

$$D_{сп\Sigma}^p = 10^3 (Q_{сп}^p / \Delta i) = (247,5 * 1000) / 2165 = 114,32 \text{ кг/с (411,552 т/ч).}$$

Найдем величину расхода пара из регулируемых промышленных и теплофикационных отборов турбин для удовлетворения внешних технологических и теплофикационных нагрузок потребителей:

$$D_{вн} = D_{п} + D_{сп\Sigma}^p = 250 + 114,32 = 364,32 \text{ кг/с.}$$

Ориентировочно оценим требуемую паропроизводительность энергетических котловых агрегатов ТЭЦ. Ее можно определить двумя способами.

По первому способу производится оценка расхода перегретого пара, потребляемого всеми конденсационными турбинами ТЭЦ с регулируемыми отборами пара:

$$D_{0\Sigma}^T = (1 - k_{рег}) (N_{\Sigma} / H_i * \eta_{эм} + Y_{п} * D_{п\Sigma} + Y_{т} * D_{сп\Sigma})$$

где N_{Σ} – суммарная электрическая мощность турбин ТЭЦ с регулируемыми отборами на максимально-зимнем режиме;

$k_{рег}$ – усредненная величина коэффициента, учитывающего регенеративные отборы пара этих турбин; H_i – внутренний теплоперепад при конденсационном режиме, кДж/кг; $Y_{п}$, $Y_{т}$ – коэффициенты недовыработки энергии паром промышленных и теплофикационных отборов турбин; $D_{п\Sigma} = D_{п\Sigma}^p + D_{п}^{ch}$,

$D_{сп\Sigma} = D_{сп\Sigma}^p + D_{сп}^{ch}$ – суммарные расходы пара из промышленных и теплофикационных отборов;

$D_{п}^{сн}, D_{сп}^{сн}$ – расход пара из регулируемых отборов для обеспечения собственных нужд ТЭЦ; $\eta_{эм}$ – электромеханический КПД.

При установке на ТЭЦ противодавленческих турбин целесообразно предусмотреть их работу при номинальном расходе перегретого пара. Но этот метод достаточно сложен и мало приемлем, в особенности потому, что еще не известен состав устанавливаемого турбинного оборудования, не определены величины расходов пара к промышленным потребителям и на собственные нужды ТЭЦ – $D_{п\Sigma}^p, D_{сп\Sigma}^p, D_{п}^{сн}, D_{сп}^{сн}$.

Второй способ предусматривает оценку паропроизводительности котлоагрегатов ТЭЦ пропорционально величине суммарного расхода пара из регулируемых отборов турбин для обеспечения внешних технологических и теплофикационных нагрузок $D_{КОТ\Sigma} = kD_{вн}$. Этот метод значительно проще.

Величина коэффициента пропорциональности может быть оценена в зависимости от типа ТЭЦ (промышленно-отопительная или отопительная ТЭЦ, закрытая или открытая система теплоснабжения) и потребных расходов пара на собственные нужды ТЭЦ из регулируемых отборов турбин. Коэффициент пропорциональности k учитывает расход пара в не регулируемые регенеративные отборы турбин и вентиляционные пропуски пара в конденсаторы.

Учитывая, что проектируемая ТЭЦ имеет большую нагрузку промышленных отборов ($D_{п} = 900$ т/час) и достаточно низкий коэффициент возврата обратного конденсата пара теплофикационных отборов ($\alpha_{в} = 0,6$), она будет иметь значительный расход отборного пара на собственные нужды – для подогрева сырой воды перед химводоочистки (ХВО), подогрева и деаэрации подпиточной химочищенной и химобессоленной воды, используемой для восполнения потерь в пароводяном тракте, на отопление помещений ТЭЦ, на подогрев мазута, подогрев холодного воздуха перед котлами в калориферах и на другие собственные нужды.

Тогда, приняв величину $k = 1,55$, предварительно определим требуемое значение расхода пара энергетических котлоагрегатов ТЭЦ:

$$D_{КОТ\Sigma} = kD_{вн} = 1,55 \cdot 364,7 = 565,29 \text{ кг/с (2032,9 т/ч).}$$

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ

При проектировании котельных и ТЭЦ необходимы сведения, позволяющие хотя бы приближенно оценить капиталовложения, а затем иметь возможность найти выгодное технико-экономическое решение и определить стоимость тепловой энергии.

Стоимость сооружения источника теплоснабжения, не вырабатывающего электрической энергии, зависит от его производительности, вида топлива, оборудования, единичной мощности основных агрегатов, правильного выбора и технического совершенства вспомогательных устройств и механизмов, глубины механизации и автоматизации производственных процессов, стоимости основного и вспомогательного оборудования, типа и стоимости основного здания, вспомогательных сооружений и затрат на проектирование, строительство зданий и монтаж оборудования. Иначе говоря, стоимость сооружения источника теплоснабжения связана с основными техническими решениями, принятыми при его проектировании и строительстве.

Существует несколько способов определения стоимости сооружения источника теплоснабжения: по сметам и по укрупненным показателям или по приближенным данным, полученным в итоге обработки опытных или проектных материалов. Наиболее точным способом определения капитальных затрат является составление смет. Однако трудоемкость такого способа значительна даже при некоторых его упрощениях. Более рациональным, в особенности для выбора варианта, является путь использования укрупненных и приближенных данных, в частности, если есть материал, позволяющий найти удельные затраты. Если обозначить через K общие капиталовложения в источник теплоснабжения, а через $Q_{уст}$ его установленную тепловую производительность, то удельные капиталовложения будут рассчитываться по формуле, руб/кВт

$$k = K/Q_{уст}$$

Капиталовложения K используются на строительные работы ($K_{стр}$), приобретение, доставку и монтаж технологического оборудования ($K_{об}$) и прочие нужды ($K_{пр}$) (транспортные расходы, инвентарь и др.). Суммарные капиталовложения рассчитываются по формуле, руб

$$K = K_{стр} + K_{об} + K_{пр}$$

Значение установленной теплопроизводительности всех котлов в котельной определяется из выражения, кВт.

$$Q_{\text{уст}} = \Sigma Q_{\text{вод}} + \Sigma D(i_{\text{п}} - i_{\text{п.в.}})$$

где $\Sigma Q_{\text{вод}}$ - суммарная тепловая производительность водогрейных котлов, кВт; ΣD - суммарная паропроизводительность паровых котлов, кг/с; $i_{\text{п}}$ - удельная энтальпия отпускаемого пара, кДж/кг; $i_{\text{п.в.}}$ - удельная энтальпия питательной воды, кДж/кг.

Таблица 4.1
Технические характеристики водогрейных котлов типа КВГМ

Параметр	КВГМ-10	КВГМ-20	КВГМ-30
Теплопроизводительность, ккал/ч	10 . 10 ⁶	20 . 10 ⁶	30 . 10 ⁶
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	1—2,5 (10—25)	1—2,5 (10—25)	1—2,5 (10—25)
Температура воды, °С:			
на входе	70	70	70
на выходе	150	150	150
Расход воды, т/ч	123,5	247	370
Гидравлическое сопротивление, кгс/см ²	1,5	2,3	1
Коэффициент полезного действия, %:			
на природном газе	91,8	91,5	91,8
сернистом мазуте	88,5	88,85	88,6
Температура уходящих газов, °С:			
на природном газе	185	190	195
сернистом мазуте	230	240	240
Расход топлива:			
на газе, м ³ /ч	1290	2580	3680
на мазуте, кг/ч	1200	2450	3870

Примерные значения удельных капиталовложений (у.е./кВт) приведены в табл. 4.2.

Для котельных, работающих на газе и мазуте, имеет место тенденция к уменьшению капитальных затрат с ростом установленной теплопроизводительности котельной. Разница в удельной стоимости паровых и водогрейных котельных при их одинаковой тепловой производительности незначительна. Это объясняется одинаковыми затратами на оборудование и сооружения. Так, например, стоимость паровых и водогрейных котлов на единицу теплопроизводительности почти одинакова для равновеликих агрегатов, поскольку их

изготавливают из практически одинаковых по качеству материалов, а слагаемая стоимости барабана невелика.

Таблица 4.2

Удельные капиталовложения

Установленная тепловая производительность, кВт	Тип котельной		
	Производственная	Производственно-отопительная	Отопительная
4000	35	35	35
6000	27	31	27
8000	23	28	23
10000	21,5	27	21,5
12000	20	21,5	20
20000	14,5	20	14,5
30000	12	17	12

При сжигании твердого топлива удельные капитальные затраты должны быть выше, чем для газа и мазута за счет дополнительного вспомогательного оборудования для разгрузки, перемещения и подачи топлива в котельную, хранения и обработки топлива в котельной и за счет удаления шлака и золы. Больше и объем зданий котельной для твердого топлива и занимаемая ими площадь. Все это увеличивает удельные капиталовложения. Удельные капитальные затраты на котельные для твердого топлива при его слоевом сжигании мало отличаются от затрат на котельные для газа и мазута. Это удорожание для твердого топлива составляет около 10...15 %. При камерном же сжигании твердого топлива капитальные затраты возрастают при одинаковой теплопроизводительности котельной в 2...2,2 раза. Это объясняется не только перечисленными выше обстоятельствами, но и повышенной удельной установленной электрической мощности оборудования, затратами на двигатели, кабельное хозяйство, щиты управления и прочее вспомогательное оборудование. Кроме того, при камерном способе сжигания усложняется и удорожается очистка дымовых газов от золы, растет высота и стоимость дымовых труб, появляется обычно гидравлическая система шлакозолоудаления. Все это вместе и приводит к значительному росту удельных капиталовложений в котельную.

Для котельных, подающих воду в открытую систему теплоснабжения и работающих на газообразном и жидком топливе, величина удельных капитальных затрат увеличивается примерно на коэффициент $K = 1,35$. Для твердого топлива при открытой системе теплоснабжения значение этого коэффициента $K = 1,1$. В тех случаях, когда соотношение отопительной и технологической нагрузки в отопительно- производственной котельной ниже, чем 1,5:1, увеличивать удельные капиталовложения не требуется.

Пользуясь приведенными материалами, можно проводить прикидочные сопоставительные расчеты по выбору варианта и оценке капитальных затрат.

Для расчета эксплуатационных затрат необходимо предварительно определить необходимую годовую выработку теплоты котельной. Выработка теплоты котельной включает в себя несколько статей: отпуск теплоты на технологию, на горячее водоснабжение, на отопление и вентиляцию.

При использовании пара на технологические нужды годовой отпуск теплоты на технологию определяется следующим образом, кДж/год

$$Q_{\text{тех.год}} = 3600 \tau_{\text{тех}} D_{\text{тех}} (i_{\text{п.т}} - i_{\text{к}})$$

где $\tau_{\text{тех}}$ - число часов использования технологической нагрузки в год, ч; $D_{\text{тех}}$ - расход пара на технологические нужды, кг/с; $i_{\text{пт}}$ - удельная энтальпия пара, отпускаемого на технологические нужды, кДж/кг; $i_{\text{к}}$ - энтальпия возвращаемого конденсата с производства, кДж/кг.

Годовой отпуск теплоты на горячее водоснабжение, кДж/год

$$Q_{\text{ГВС.год}} = (Q_{\text{ГВС.год л.ч}} \tau_{\text{ГВС.л}} + Q_{\text{ГВС.год л.з}} \tau_{\text{ГВС.з}})$$

где $Q_{\text{ГВС.год л.ч}}$, $Q_{\text{ГВС.год л.з}}$ - часовые расходы теплоты на нужды горячего водоснабжения, соответственно, летом и зимой, кДж/ч; $\tau_{\text{ГВС.л}}$, $\tau_{\text{ГВС.з}}$ - число часов пользования горячим водоснабжением, соответственно, в летний и зимний периоды, ч.

При проведении расчетов принимают $Q_{\text{ГВС. л.ч}} = 0,82 * Q_{\text{ГВС. л.з}}$.

Годовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, кДж/год

$$Q_{\text{ов.год}} = Q_{\text{ов.ср}} \tau_{\text{ов}}$$

где $Q_{\text{ов.ср}}$ - среднечасовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию, кДж/ч; $\tau_{\text{ов}}$ - число часов использования отопления и вентиляции в год, ч.

Среднечасовой отпуск теплоты на отопление и вентиляцию за отопительный период определяется по формуле, кВт

$$Q_{\text{ов.ср}} = Q_{\text{ов.ср}}^{\text{МЗ}} * (t_{\text{вн}} - t_{\text{о.ср}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}})$$

где $Q_{\text{ов.ср}}^{\text{МЗ}}$ - отпуск теплоты на отопление и вентиляцию для максимально-зимнего режима, кВт; $t_{\text{вн}}$ - температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С; $t_{\text{о.ср}}$ - средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С; $t_{\text{р.о}}$ - температура наружного воздуха расчетная для отопления, °С.

Данные по продолжительности отопительного периода, средняя за отопительный период температура наружного воздуха, а также расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления определяются по климатологическим данным для места расположения котельной.

Общий годовой отпуск теплоты потребителям, кДж/год

$$Q_{\text{отп.год}} = Q_{\text{тех.год}} + Q_{\text{гвс.год}} + Q_{\text{ов.год}}$$

Необходимая годовая выработка теплоты котельной с учетом потерь в тепловых сетях и возвращаемого конденсата, а также потерь на собственные нужды, кДж/год

$$Q_{\text{год}} = (Q_{\text{отп.год}} - 3600 * \tau_{\text{тех}} * G_{\text{к}} * c_{\text{к}} * t_{\text{к}}) / \eta_{\text{тс}} * \eta_{\text{сн}}$$

где $G_{\text{к}}$ - количество возвращаемого с производства конденсата, кг/с; $c_{\text{к}}$ - теплоемкость возвращаемого конденсата, кДж/(кг К) $t_{\text{к}}$ - температура возвращаемого конденсата, °С; $\eta_{\text{тс}}$ - коэффициент сохранения теплоты в теплосетях ($\eta_{\text{тс}} = 0,9$); $\eta_{\text{с.н}}$ - коэффициент расхода теплоты на собственные нужды ($\eta_{\text{с.н}} = 0,95$).

Для действующей котельной при наличии приборов учета годовой отпуск теплоты определяют по их показаниям.

Число часов использования установленной мощности рассчитывается по формуле, ч/год

$$\tau_{\text{уст}} = Q_{\text{год}} / Q_{\text{уст}}$$

Для сопоставления нескольких возможных вариантов принято пользоваться методикой, которая учитывает не только капитальные, но и эксплуатационные затраты для выявления срока окупаемости и минимума приведенных затрат.

Эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии в виде горячей воды или пара состоят из нескольких частей: первой, которая зависит от капитальных затрат, второй, отражающей затраты на заработную плату, и третьей, связанной с выработкой энергии. Первые две части затрат для конкретной установки не связаны с производством энергии и являются постоянными, третья же переменна.

Эксплуатационные затраты (издержки) определяют за год работы установки, поскольку в течение года условия работы меняются.

Годовые эксплуатационные издержки на производство тепловой энергии складываются из нескольких статей затрат, руб/год

$$I = I_{\text{топ}} + I_{\text{эл эн}} + I_{\text{вод}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{общ}}$$

где $I_{\text{топ}}$ - затраты на топливо, доставляемое в котельную установку; $I_{\text{эл эн}}$ - затраты на электроэнергию, получаемую из электросетей; $I_{\text{вод}}$ - затраты на воду, израсходованную в установке; $I_{\text{зп}}$ - затраты на заработную плату персонала; $I_{\text{ам}}$ - затраты на амортизацию оборудования и строений, которые состоят из затрат на реновацию и капитальный ремонт; $I_{\text{т.р.}}$ - затраты на текущий ремонт; $I_{\text{общ}}$ - общекотельные и прочие расходы (все слагаемые в руб/год).

По значимости затраты на топливо, расходуемое для покрытия тепловых нагрузок котельной, являются основными и составляют более половины всех затрат. Затраты на топливо рассчитывают по следующей формуле, руб/год

$$I_{\text{топ}} = (3600 * \tau_{\text{уст}} * K(\text{Ц}_{\text{т}} + \text{Ц}_{\text{тр}}) * \Sigma V_i) / 1000$$

где K - коэффициент, учитывающий складские, транспортные и прочие потери (для газообразного топлива принимается равным 1,055); $\text{Ц}_{\text{т}}$ - цена топлива, руб/т (руб/1000 м³); $\text{Ц}_{\text{тр}}$ - затраты на транспортировку топлива (для газообразного топлива входит в $\text{Ц}_{\text{т}}$), руб/т; ΣV_i - суммарное потребление топлива всеми котлами в расчетном режиме для вновь проектируемой котельной, кг/с (м³/с).

Затраты на потребляемую электроэнергию включают расходы на электроэнергию на собственные нужды котельной, привод тягодутьевых машин, насосов, освещение и т.д. Затраты на электроэнергию по двухставочному тарифу рассчитываются по формуле, руб/год

$$I_{\text{эл эн}} = N_{\text{уст}} (K_{\text{эл}} * \tau_{\text{уст}} * \text{Ц}_{\text{эл}} + a_3 n),$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность всех электроприборов в котельной по проекту, кВт; $K_{\text{эл}}$ - коэффициент использования установленной электрической энергии; $\text{Ц}_{\text{эл}}$ - стоимость одного кВтч отпускаемой электрической энергии по двухставочному тарифу, руб; a_3 - ставка за 1 кВА присоединенной мощности, руб/мес; n - число месяцев пользования заявленной мощностью.

Для действующей котельной эти затраты определяют по показаниям приборов учета потребления электрической энергии.

Определяется *стоимость сырой воды*, расходуемой на питание котлов, наполнение и подпитку тепловых сетей, собственные нужды, нужды химводоочистки, а также горячего водоснабжения (при открытой системе теплоснабжения). Затраты на используемую воду рассчитывают следующим образом, руб/год:

- на технологические нужды

$$I_{вт} = C_{в} D (1 - \beta) \tau_{уст} (1 + K_{к}),$$

где $C_{в}$ - цена 1 м³ потребленной и сброшенной в канализацию воды, руб/м³; D - расход пара на технологические нужды, т/ч; β - доля возврата конденсата; $K_{к}$ - доля утечек и непроизводительных потерь конденсата в цикле котельной установки;

- на подпитку тепловых сетей

$$I_{вп} = (36000 C_{в} Q_{овг} \tau_{уст} K_{тс}) / (c_{в} (t_1 - t_2)),$$

где $Q_{овг}$ - расчетный расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, МВт; $K_{тс}$ - доля потерь воды в закрытой системе теплоснабжения и в системе потребителей; t_1 t_2 - расчетные температуры воды в прямом и обратном трубопроводах, °С.

Расходы на заработную плату определяются с начислениями только эксплуатационному персоналу, участвующему в основной производственной деятельности котельной в соответствии с нормами ее обслуживания. При наличии штатного расписания эти затраты определяются в соответствии с ним, в противном случае – расчетным путем. Затраты на заработную плату, руб/год

$$I_{зп} = K_{шт} * Q_{уст} \Phi / 100$$

где $K_{шт}$ - штатный коэффициент, зависящий от тепловой производительности котельной и вида сжигаемого топлива, чел/МВт; Φ - среднегодовая заработная плата с начислениями в фонд социального страхования одного работающего, руб/(челгод).

Штатный коэффициент может быть ориентировочно определен для газомазутных котельных в соответствии с табл. 4.3.

Таблица 4.3

Примерные значения штатных коэффициентов для газомазутных котельных

Установленная мощность, МВт	До 5	5... 15	15.. 30	30.. 50	50... 100	100... 200	200... 300	Более 300
Штатный коэффициент, чел/МВт	4,9	3,3	2,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,25

Исходные материалы для определения размера амортизационных отчислений по котельной - размер капитальных вложений в строительство котельной и действующие нормы амортизации. Затраты на амортизацию определяются следующим образом, руб/год

$$I_{ам} = (N_{ам1} * K_{стр} / 100) / (N_{ам2} * K_{об} / 100)$$

где $N_{ам1}$, $N_{ам2}$ - средняя норма амортизации общестроительных работ и а также оборудования с монтажом, соответственно, %; $K_{стр}$, $K_{об}$ - сметная стоимость, соответственно, строительных работ, а также оборудования и монтажа, руб.

Средняя норма амортизации общестроительных работ и зданий для котельных может быть принята $N_{ам1} = 3...3,5$ %. Норму амортизации оборудования с монтажом для газомазутных котельных принимают $N_{ам2} = 7,5...8,5$ %.

Сметная стоимость строительных работ определяется, руб

$$K_{стр} = aK,$$

где a - удельные капитальные затраты на общестроительные работы; K - общие капиталовложения в источник теплоснабжения, руб. Сметная стоимость оборудования и монтажа, руб

$$K_{об} = (b + c)K$$

где b , c - удельные капитальные затраты на оборудование и стоимость монтажа, соответственно.

Примерные значения величин a , b и c в зависимости от типа газомазутной котельной приведены в табл. 4.4.

Затраты на текущий ремонт включают затраты на текущий ремонт основных фондов котельной (здание, оборудование, хозяйственный инвентарь, инструмент), сюда также относится основная и дополнительная заработная плата с начислениями ремонтному персоналу, стоимость ремонтных материалов и использованных запчастей, стоимость услуг сторонних организаций и своих вспомогательных производств и др. При расчетном методе затраты на текущий ремонт принимают в размере 20...30 % затрат на амортизацию, руб/год

$$I_{т.р} = (0,2...0,3)I_{ам}.$$

Таблица 4.4

Удельные капитальные затраты на стоимость оборудования и монтажа

Тип котельной	Удельные капитальные затраты
---------------	------------------------------

	на строительные работы <i>a</i>	на оборудова- ние <i>b</i>	на монтаж <i>c</i>
Производственная	0,28	0,52	0,20
Производственно- отопительная	0,30	0,52	0,18
Отопительная	0,35	0,45	0,20

Затраты на общекотельные и прочие расходы включают в себя затраты на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, административно-управленческий персонал, приобретение спецодежды, реактивов для химводоочистки и другие неучтенные расходы. При расчетном методе затраты на общекотельные и прочие расходы принимают в размере 30 % затрат на амортизацию, текущий ремонт и заработную плату и подсчитывают по формуле, руб/год

$$I_{т.р} = 0,3(I_{ам} + I_{з.п} + I_{т.р}).$$

Себестоимость отпускаемой теплоты, руб/кДж

$$S = I / Q_{год}$$

По полученному значению себестоимости отпускаемой теплоты можно оценить эффективность принимаемых решений.

Результирующим финансово-экономическим показателем деятельности любого предприятия является прибыль. В экономических расчетах используются два показателя прибыли: балансовая $P_б$ и чистая $P_ч$.

Балансовую прибыль получают путем вычитания из стоимости реализованной продукции издержек производства, руб

$$P_б = O_p - И,$$

где O_p - стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объем реализованной продукции без налога на добавленную стоимость), руб.

Стоимость продукции, реализованной котельной, определяется по формуле, руб

$$O_p = Q_{год} W_T + З_{усл}$$

где $Q_{год}$ - количество тепловой энергии, направляемой теплопотребителям от котельной, Гкал (МДж); W_T - средний тариф за тепловую энергию, направляемую теплопотребителю от котельной, руб/Гкал (руб/МДж); $З_{усл}$ - стоимость услуг сторонних организаций, руб.

Значение чистой прибыли численно равно балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль и фиксированных платежей, руб

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_{\text{б}} - N_{\text{пр}} - N_{\text{ф.п}} = O_{\text{р}} - I - N_{\text{пр}} - N_{\text{ф.п}},$$

где $N_{\text{пр}}$ - налог на прибыль, определяемый через установленный процент налогооблагаемой прибыли, руб; $N_{\text{ф.п}}$ - фиксированные платежи.

Наиболее универсальным показателем, с помощью которого можно оценить экономическую эффективность действующей или проектируемой котельной, является рентабельность (норма прибыли). Рентабельность является относительным показателем, характеризующим доходность использования ресурсов, и определяется как отношение чистой прибыли к суммарным инвестициям.

С помощью показателя рентабельности проводится анализ использования капиталовложений в строительство новых и реконструкцию действующих объектов, доходности собственного и акционерного капитала и т.п.

Период времени, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, получил название *простой срок окупаемости*. Этот показатель определяется из следующего выражения, лет

$$\tau_{\text{окп}} = K / (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}})$$

Срок окупаемости довольно точно свидетельствует о степени риска проекта: чем больший срок нужен для возврата инвестированных средств, тем больше вероятность неблагоприятного развития ситуации.

Задачи для самостоятельного решения

Рассчитать срок окупаемости котельной по данным, представленным в таблице ниже.

Варианты для решения задач студентами

№ задачи	Марка котла	$K_{стр}$, руб.	$K_{об}$, руб.	Кол-во котлов	$K_{пр}$, руб.	$\tau_{тех}$, дней
1	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	170
2	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,2$	2	$K_{стр} * 0,1$	160
3	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	150
4	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	165
5	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	1	$K_{стр} * 0,1$	170
6	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	1	$K_{стр} * 0,1$	160
7	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	150
8	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	1	$K_{стр} * 0,1$	165
9	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	160
10	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,2$	2	$K_{стр} * 0,1$	140
11	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	1504
12	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	168
13	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	1	$K_{стр} * 0,1$	170
14	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,2$	2	$K_{стр} * 0,1$	160
15	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	150
16	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	1	$K_{стр} * 0,1$	163
17	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	140
18	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,2$	2	$K_{стр} * 0,1$	160
19	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	140
20	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	165
21	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	1	$K_{стр} * 0,1$	153
22	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,2$	2	$K_{стр} * 0,1$	160
23	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	150
24	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	165
25	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	1	$K_{стр} * 0,1$	130
26	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	2	$K_{стр} * 0,1$	165
27	ПТВМ-100	$2 * 10^6$	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	152
28	ПТВМ-180	$4 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	1	$K_{стр} * 0,1$	135
29	КВ-ГМ-30-150М	10^6	$K_{стр} * 0,3$	2	$K_{стр} * 0,1$	155
30	ПТВМ-50	$3 * 10^6$	$K_{стр} * 0,4$	1	$K_{стр} * 0,1$	150

Литература

1. Качан А. Д., Муковозчик Н. В. Технико-экономические основы проектирования тепловых электрических станций (курсовое проектирование): [Учеб. пособие для вузов по спец. 0305 «Тепловые электр. станции»].- Мн.: Выш. школа, 1983.— 159 с, ил.
2. Источники производства теплоты: учебное пособие / Д.Б. Вафин. - Нижнекамск: Нижнекамский химико-технологический институт (филиал) ФГБОУ ВПО «КНИТУ», 2014. - 242 с.
3. Кругликов П.А. Технико-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. Письменные лекции СПб, СЗТУ, 2003-118с.
4. Ананичева, С. С. Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, Е. Н. Котова. - Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 164 с.

Составитель
Третьяков Александр Николаевич

Технико-экономические основы проектирования источников производства
тепловой и электрической энергии
Задания для практических занятий
по дисциплине «Технико-экономические основы проектирования источников
производства тепловой и электрической энергии»
для студентов очной и заочной форм обучения направлений подготовки
13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (уровень магистратуры)

Лицензия на издательскую деятельность
ЛР №070444 от 11.03.1998 г.

Подписано в печать .2021 г.
Формат 60×86/16
Печ. л. 10,0
Тираж 50 экз.

Издательство Иркутского государственного
аграрного университета им. А.А. Ежевского
664038, Иркутская обл., Иркутский р-н,
пос. Молодежный