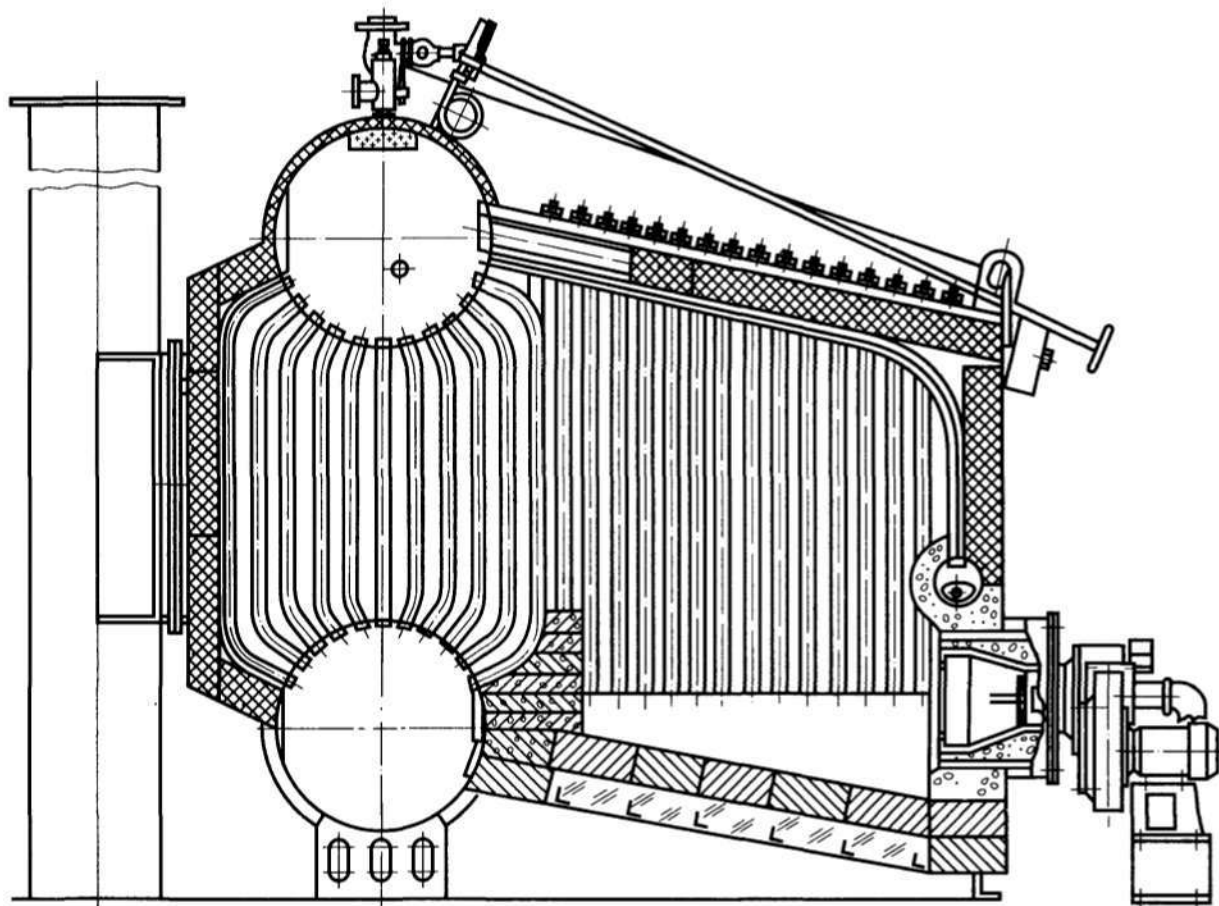


В.В. Нечаев  
В.А. Бочкарев

# КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Методическое пособие



Иркутск 2011

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации  
Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
ИРКУТСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ  
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ

**КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ.  
КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ**

*Методическое пособие для студентов высших аграрных учебных  
заведений, обучающихся по направлениям*

*140100 «Теплоэнергетика и теплотехника» и 110300 «Агроинженерия»*

Иркутск 2011

УДК 621.182.001.33(072)

ББК 31.361

Рецензенты:

Заведующий кафедрой «Электроснабжения и теплоэнергетики» Иркутской государственной сельскохозяйственной академии, доцент, канд. техн. наук, С.В. Подьячих

Заведующий кафедрой «Электрификации сельского хозяйства» Иркутской государственной сельскохозяйственной академии, доцент, канд. техн. наук, В.В. Боннет

**Котельные агрегаты. Классификация и обозначения:** методическое пособие / авт.-сост. В.В. Нечаев, В.А. Бочкарев. – Иркутск: ФГОУ ВПО ИрГСХА, 2011. – 42 с., библи. 12 наим.

Методическое пособие предназначено для изучения курсов «Теплогенерирующие установки и теплотехнические измерения», «Эксплуатация энергооборудования и систем энергообеспечения», «Технологические энергосистемы предприятий», «Источники и системы теплоснабжения», «Теоретические основы теплотехники» и «Теплотехника».

Пособие включает классификацию и маркировки котельных агрегатов в соответствии с ГОСТ. Приведены технико-экономические показатели работы котельных установок. Показаны пути снижения себестоимости отпускаемой тепловой энергии в зависимости от различных факторов эксплуатации котельных агрегатов. Рассмотрены экологические аспекты эксплуатации котельных и ТЭЦ.

Основной целью методического пособия является оказание помощи студентам при выполнении курсовых, дипломных проектов, практических и лабораторных занятий на тепловых электростанциях и отопительных котельных.

Для студентов очной и заочной формы обучения специальностей 140106.65 «Энергообеспечение предприятий», 110302.65 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства», 110301.65 «Механизация сельского хозяйства» и 110304.65 «Технология обслуживания и ремонта машин в АПК».

УДК 621.182.001.33(072)

ББК 31.361

© Нечаев В.В., Бочкарев В.А., 2011

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| Введение .....   | 4  |
| 1. Основные сведения о паровых и водогрейных котлах .....            | 5  |
| 1.1. Паровые котлы.....  | 6  |
| 1.2. Примеры условных обозначений паровых котлов .....               | 10 |
| 1.3. Водогрейные котлы .....   | 12 |
| 1.4. Примеры условных обозначений водогрейных котлов ..              | 15 |
| 2. Показатели работы котельных установок .....                       | 16 |
| 2.1. Количественные показатели .....                                 | 16 |
| 2.2. Качественные показатели .....                                   | 18 |
| 2.3. Режимные показатели работы котельных агрегатов.....             | 20 |
| 2.4. Экономические показатели.....                                   | 22 |
| 3. Пути снижения себестоимости отпускаемой<br>тепловой энергии ..... | 25 |
| 4. Экологические требования к котельной установке.....               | 31 |
| Контрольные вопросы.....   | 41 |
| Библиографический список .....                                       | 42 |

## ВВЕДЕНИЕ

Рост промышленного и сельскохозяйственного производства, широкое жилищное строительство в городах, поселках и в сельской местности связаны с непрерывным потреблением электрической и тепловой энергии.

Особенностью развития теплоснабжения является увеличение использования твердого топлива для новых источников тепловой энергии, таких как ТЭЦ и котельных малой и средней мощности.

Промышленные предприятия и жилищно-коммунальный сектор потребляют огромное количество теплоты на технологические нужды, вентиляцию, отопление и горячее водоснабжение. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды вырабатывается ТЭЦ и котельными.

Производственные и отопительные котельные должны обеспечить бесперебойное и качественное теплоснабжение предприятий и потребителей тепла. Повышение надежности и экономичности теплоснабжения в значительной мере зависит от качества работы котлоагрегатов и рационально спроектированной котельной [6-12].

Интенсивное развитие теплоэнергетики освоение новых тепловых схем и оборудования для получения и использования электрической и тепловой энергии, внедрение в практику новых методов расчетов и конструирования, обновление нормативных материалов – все это предъявляет высокие требования к соответствующей учебной и справочной литературе.

Методическое пособие предназначено для инженеров теплоэнергетиков и теплотехников, а так же для студентов обучающихся по теплоэнергетическим специальностям.

# 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛАХ

Для получения пара или горячей воды служат специальные устройства – паровые и водогрейные котлы.

Котел – это устройство, в котором для получения пара и воды требуемых параметров используют теплоту, выделяющуюся при сгорании органического топлива. Основными элементами котла являются топка и теплообменные поверхности, которые по протекающим в них процессам подразделяются на нагревательные, испарительные и пароперегревательные, а по способу передачи теплоты – на радиационные, конвективные и радиационно-конвективные.

Котельной установкой называется совокупность котла и вспомогательного оборудования.

Котел как основной элемент входит в состав котельной установки, которая включает в себя [6-9, 11]:

- топливный тракт – комплекс оборудования (дробилки, бункера, питатели сырого топлива и пыли, углеразмельные мельницы, сепараторы, транспортеры и пылепроводы) для подачи и подготовки твердого топлива к сжиганию;

- пароводяной тракт, представляющий собой систему последовательно включенных элементов оборудования (экономайзер, топочные экраны и пароперегреватели), в которых движется питательная вода, пароводяная смесь и перегретый пар;

- газоздушный тракт, состоящий из последовательного расположенных воздушного и газового трактов. Первый из них включает в себя совокупность оборудования (дутьевые вентиляторы, короба холодного и горячего воздуха, воздухоподогреватели и горелочные устройства) для забора воздуха из атмосферы и

подачи его в топку котла, второй – комплекс элементов котельной установки (топка и конвективная шахта котла, золоуловители, дымососы, дымовая труба), по которым осуществляется движение продуктов сгорания до выхода в атмосферу [1, 4, 9, 11].

Различают П-, Т-, N-образные и башенную компоновки котла. При сжигании мазута, природного газа, как правило, используется П-образная компоновка при которой котел имеет два вертикальных газохода.

Т-образная компоновка способствует уменьшению глубины конвективной шахты и высоты соединительного газоходов, применяется для мощных котлов работающих на твердых топливах.

N-образная компоновка котла используется при сжигании топлив с высоким содержанием в золе оксидов кальция и щелочных металлов.

Для мощных котлов при сжигании газа и мазута или твердого топлива в том числе и бурых углей с большим содержанием высокообразивной золы может быть использована башенная компоновка котла в сочетании с открытой и полуоткрытой компоновками котельной установки.

## **1.1. Паровые котлы**

Котлы различаются по следующим признакам [2-12]:

- назначению – энергетические (предназначенные для тепловых электростанций) и отопительно-производственные;
- расположению топки – с внутренней, внешней (нижней) и выносной;
- конструктивным особенностям – цилиндрические, горизонтально-водотрубные, вертикально-водотрубные с одним или несколькими барабанами;

- перемещению газов и воды – газотрубные (дымогарные и комбинированные), в которых дымовые газы проходят внутри труб поверхностей нагрева, а вода и пароводяная смесь – снаружи труб; водотрубные, в которых вода, пароводяная смесь и пар движутся внутри труб поверхностей нагрева, а дымовые газы – снаружи труб;

- движению водяного или пароводяного потока внутри труб – с естественной или принудительной циркуляцией. При этом котел, с естественной циркуляцией, у которого циркуляция рабочей среды осуществляется за счет разности плотностей воды в опускных трубах и пароводяной смеси в подъемных трубах; котел с принудительной циркуляцией – котел, у которого циркуляция воды по трубам осуществляется насосом многократной принудительной циркуляции;

- давлению – паровые котлы низкого – до 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>), среднего – 3,9 МПа (39 кгс/см<sup>2</sup>), высокого – 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), повышенного – 14 МПа (140 кгс/см<sup>2</sup>), сверхкритического – 24 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>), суперкритического – 30 МПа (300 кгс/см<sup>2</sup>) давления.

Паровые котлы в соответствии со схемой циркуляции подразделяется на следующие типы [2, 12]:

Е – котел с естественной циркуляцией;

Еп – котел с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара;

Пр – котел с принудительной циркуляцией;

Прп – котел с принудительной циркуляцией и промежуточным перегревом пара;

П – котел прямоточный;

Пп – котел прямоточный с промежуточным перегревом пара;



К – с комбинированной циркуляцией;

Кп – котел с комбинированной циркуляцией и промежуточным перегревом пара.

Для характеристики котельных агрегатов принят ГОСТ [2] на условные обозначение типоразмера котла, который должен содержать:

1. Тип котла (см. выше);
2. Номинальную паропроизводительность, т/ч;
3. Абсолютное давление пара, МПа;
4. Температуру пара и промежуточного перегрева пара, °С;
5. Индекс вида топлива;
6. Индекс вида топки;
7. Для котлов с давлением в топке выше атмосферного (наддувом) – добавочной индекс «Н».

Условное обозначение типоразмера котла должно состоять из разделенных тире и последовательно расположенных обозначений и индексов в указанной выше последовательности. При этом, если температуры пара и промежуточного перегрева пара одинаковы, то значение температуры указывается один раз, если они различны, то обе температуры указывают последовательно через дробь. Для котлов, вырабатывающих насыщенный пар, температуру пара не указывают. Индексы вида топлива, вида топки и наличия наддува, между собой тире не разделяют.

Для обозначения вида топлива должны быть использованы следующие индексы:

К – каменный уголь и полуантрацит (тощий уголь);

А – антрацит, антрацитовый штыб (шлам);

Б – бурый уголь, лигнины;

С – сланцы;

М – мазут;

- Г – газ природный;
- О – отходы, мусор;
- Д – другие виды топлива.

Для котлов, работающих на нескольких видах топлива (кроме расчетного), указывают все соответствующие индексы.

Для обозначения типа топки должны быть использованы следующие индексы:

- Т – камерная топка с твердым шлакоудалением;
- Ж – камерная топка с жидким шлакоудалением;
- Р – слоевая топка (решетка);
- В – вихревая топка;
- Ц – циклонная топка;
- Ф – топка с кипящим (флюидизированным) слоем (стационарным и циркулирующим);
- И – иные виды топок, в том числе двухзонные.

При сжигании в камерной топке мазута и (или) газа индекс типа топки в обозначении типоразмера котла не указывают.

Индексы вида топлива, сжигаемого в котле со слоевой топкой, в обозначении типоразмера котла не указывают.

После условного обозначения типоразмера котла [1-5, 10] допускается указывать в скобках обозначение модели, принятое заводом-изготовителем котельных агрегатов. Допускается перед обозначением типоразмера котла [1-5, 10] дополнительно писать «тип» («типа»), а перед обозначением модели, принятой предприятием-изготовителем, – «модель» («модели»).

Заводы изготовители применяют сокращенную маркировку: вначале ставят первые буквы наименования завода: Т или ТКЗ – Таганрогский котельный завод, П – Подольский машиностроительный завод, БКЗ – Барнаульский котельный завод, затем буква для характеристики топлива: П – пылеугольный, М – мазутный,

Г – газовый; иногда делятся по признаку циркуляции: П – прямой, Е – естественная циркуляция.

При более ранней заводской маркировке давались еще цифры: производительность, порядковый номер серии, номер реконструкции и т.п.

Производство паровых котлов большой и средней мощности в России производится на Таганрогском котельном заводе (ТКЗ) – ПО «Красный котельщик», Подольским машиностроительном заводе им. С. Ордженикидзе (ЗиО), Барнаульском котельном заводе (БКЗ), входящим в ПО «Сибэнергомаш», Белгородском заводе «Энергомаш» (БЗЭМ).

Котлы малой производительности изготавливают многие заводы, основными из которых являются Бийский котельный завод (БиКЗ), Дорогобужский котельный завод (ДКЗ).

## **1.2. Примеры условных обозначений паровых котлов**

Котел паровой с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 10 т/ч, с абсолютным давлением пара 1,4 МПа, для выработки насыщенного пара, со слоевой топкой для сжигания угля:

### **Котел паровой Е-10-1,4Р.**

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 160 т/ч, с абсолютным давлением пара 2,4 МПа, температурой пара 250 °С, со сжиганием сланцев в топке с кипящим слоем:

### **Котел паровой Е-160-2,4-250СФ.**

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 230 т/ч, с абсолютным давлением пара 10,0 МПа, температурой пара 540 °С, со сжиганием бурого угля в камерной топке с твердым шлакоудалением:

### **Котел паровой Е-230-10,0-540БТ.**

Заводская маркировка данного котла – модель ТП-10.

Прямоточный котел, паропроизводительностью 270 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа, температурой пара 545 °С и температурой промежуточного перегрева пара 545°С, со сжиганием каменного угля в камерной топке с твердым шлакоудалением:

**Котел паровой Пп-270-13,8-545/545КБТ.**

Заводская маркировка данного котла – модель ПК-24.

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 420 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа, температурой пара 550 °С, со сжиганием бурого угля в камерной топке с твердым шлакоудалением:

**Котел паровой Е-420-13,8-550БТ.**

Заводская маркировка данного котла – модель БКЗ-420-140.

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 500 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа, температурой пара 560 °С, со сжиганием газа и мазута в камерной топке:

**Котел паровой Е-500-13,8-560ГМ.**

То же, со сжиганием газа и мазута в вихревой топке под наддувом:

**Котел паровой Е-500-13,8-560ГМВН.**

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 670 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа, температурой пара 545 °С и температурой пара 545 °С, со сжиганием бурого угля в камерной топке с жидким шлакоудалением:

**Котел паровой Еп-670-13,8-545/545БЖ.**

Прямоточный котел, паропроизводительностью 1000 т/ч, с абсолютным давлением пара 25,0 МПа, температурой пара 545 °С и температурой промежуточного перегрева пара 542 °С, со сжиганием каменного угля в камерной топке с твердым шлакоудалением:

### **Котел паровой Пп-1000-25,0-545/542КТ.**

Прямоточный котел, паропроизводительностью 1000 т/ч, с абсолютным давлением пара 25,0 МПа, температурой пара 560 °С и температурой промежуточного перегрева пара 560 °С, со сжиганием в камерной топке с твердым шлакоудалением каменного и бурого углей:

### **Котел паровой Пп-1000-25,0-560/560КБТ.**

Котел с принудительной циркуляцией, паропроизводительностью 650 т/ч, с абсолютным давлением пара 17,7 МПа, температурой пара 565 °С и температурой промежуточного перегрева пара 563 °С, со сжиганием газа и мазута в камерной топке под наддувом:

### **Котел паровой Прп-650-17,7-565/563ГМН.**

Котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 400 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа, температурой пара 560 °С, со сжиганием каменного угля, природного газа, коксового и доменного газов в камерной топке с твердым шлакоудалением:

### **Котел паровой Е-400-13,8-560КГДТ.**

## **1.3. Водогрейные котлы**

Водогрейные котлы используются для теплоснабжения зданий и сооружений, горячего водоснабжения, для покрытия технологической нагрузки промышленных предприятий.

Водогрейные котлы, которые выпускаются в России согласно ГОСТ 25365–82, ГОСТ 21563–93, ГОСТ 30735–2001 [2-5] теплопроизводительностью от 0,1 МВт (0,086 Гкал/ч) до 209,0 МВт (180 Гкал/ч) и температурой воды на входе из котельного агрегата от 95 до 200 °С.

Водогрейные котлы предназначены для работы в основном или пиковом режиме и подразделяются по теплопроизводительности: до 11,6 МВт (10 Гкал/ч) – котлоагрегаты малой производительности; 23,2 МВт (20 Гкал/ч) и 34,8 МВт (30 Гкал/ч) – средней теплопроизводительности; 58 МВт (50 Гкал/ч), 116 МВт (100 Гкал/ч) и 209 МВт (180 Гкал/ч) – большой теплопроизводительности.

Согласно ГОСТ 21563–93 [3] у водогрейных котельных агрегатов теплопроизводительностью более 4,0 МВт условное обозначение типоразмера котла должно состоять из последовательно расположенных:

- обозначения КВ – котел водогрейный;
- обозначения типа топки;
- значения теплопроизводительности котла, МВт;
- значения номинальной температуры воды на выходе из котла, °С;

• для котлов, изготовленных в сейсмостойком исполнении – добавочного индекса «С»;

• для котлов с наддувом – добавочного индекса «Н»;

Типы топок имеют следующие обозначения:

Р – топка для сжигания твердого топлива на решетке;

Т – камерная топка с твердым шлакоудалением для сжигания пылевидного топлива;

Ж – камерная топка с жидким шлакоудалением для сжигания пылевидного топлива;

Ц – циклонная топка для сжигания твердого топлива;

Ф – топка кипящего слоя для сжигания твердого топлива;

М – топка для сжигания жидкого топлива (мазута);

Г – топка для сжигания газообразного топлива;

В – вихревая топка для сжигания твердого топлива;

Д – топка для сжигания других видов топлива.

Пример условного обозначения водогрейного котла для газообразного и жидкого топлива теплопроизводительностью 209 МВт (180 Гкал/ч), с температурой воды на выходе 150 °С, в сейсмостойком исполнении и работающего под наддувом:

**КВ-ГМ-209-150СН.**

В технической документации на котел после обозначения типоразмера котла допускается указывать в скобках обозначение модели, принятое производителем.

Примеры обозначений водогрейных котлов заводами изготовителями.

Котел водогрейный для сжигания газообразного и жидкого топлива теплопроизводительностью 100 Гкал/ч и температурой воды на выходе – 150 °С:

**КВ-ГМ-100-150.**

Пиковый теплофикационный водогрейный котел предназначенный для сжигания мазута теплопроизводительностью 50 Гкал/ч:

**ПТВМ-50.**

Котел водогрейный для сжигания твердого топлива в слое, теплопроизводительностью 20 Гкал/ч и температурой воды на выходе – 150 °С:

**КВ-ТС-20-150.**

Котел водогрейный для сжигания твердого топлива в слое с воздухоподогревателем теплопроизводительностью 20 Гкал/ч и температурой воды на выходе – 150 °С.

**КВ-ТСВ-20-150.**

Согласно ГОСТ 30735–2001 [5] у водогрейных котлов теплопроизводительностью от 0,1 до 4 МВт условное обозначение ти-

поразмера котла должно состоять из последовательно расположенных:

- обозначения КВ – котел водогрейный;
- обозначения типа топливосжигающего устройства;
- значения номинальной теплопроизводительности, МВт;
- обозначения вида сжигаемого топлива.

Для типов и видов топлива рекомендуются следующие буквенные обозначения:

а – автоматическая горелка;

м – механическая или полуавтоматическая топка;

р – ручная топка;

Б – бурый уголь;

К – каменный уголь;

М – мазут;

А – антрацит;

Гн – газ низкого давления;

Гс – газ среднего давления;

Гсж – сжиженный газ;

ЛЖ – легкое жидкое топливо.

Допускается включать в условное обозначение котла наименование материала, из которого изготовлены поверхности нагрева: Ч – чугун, С – сталь, М – медь и другие сведения (например В – наличие встроенного водоподогревателя).

#### **1.4. Примеры условных обозначений водогрейных котлов**

Котел водогрейный с автоматической горелкой номинальной теплопроизводительностью 1,25 МВт и предназначенный для сжигания газа низкого давления:



### **КВа-1,25Гн,**

то же, для газа среднего давления и легкого жидкого топлива:

### **КВа-1,25Гс/ЛЖ,**

то же, теплопроизводительностью 0,25 МВт с ручной топкой для каменного угля:

### **КВр-0,25К.**

В технической литературе после условного обозначения котла допускается указывать, наименование и обозначение модели, принятое изготовителем.

Номинальная теплопроизводительность котлов с ручной топкой должна быть не более:

- 0,3 МВт – для дров, древесных отходов и торфа;
- 0,5 МВт – для бурого угля;
- 0,8 МВт – для каменного угля и антрацита.

## **2. ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК**

Для проведения технико-экономического обоснования с целью выбора оптимального проектного решения и для оценки качества проекта, а также для оценки экономической эффективности, технического уровня и качества эксплуатации котельных установок служит система технологических (энергетических), режимных и экономических показателей.

Основные технико-экономические показатели работы котельных установок разделяются на количественные, качественные, режимные и экономические. Показатели работы котельных установок определяют за определенный промежуток времени, в качестве которого принимают месяц, квартал, полугодие, год.

### **2.1. Количественные показатели**

Количественными показателями за отчетный период, опре-

деляющими работу котельной, являются: количество топлива поступившего на котельную (тепловую электрическую станцию) т/месяц, т/квартал; выработка и отпуск тепла ГДж/месяц, (Гкал/месяц), ГДж/квартал, (Гкал/квартал) или пара т/месяц, т/квартал; количество израсходованного топлива, в том числе резервного т/месяц, т/квартал; расход электроэнергии на собственные нужды кВт·ч/месяц, кВт·ч/квартал; расход тепловой энергии на собственные нужды ГДж/месяц, (Гкал/месяц), ГДж/квартал, (Гкал/квартал); расход добавочной и технической воды, м<sup>3</sup>/месяц, м<sup>3</sup>/квартал; штатный состав персонала котельной установки чел/месяц, чел/квартал.

Количество поступившего топлива ( $V_{\text{пост}}$ ) определяется путем непосредственных замеров топлива или по накладным.

Выработка тепла (пара)  $Q_{\text{выр}}^{\text{год}}$ . Количество тепла или пара, вырабатываемого котельной установкой за определенный промежуток времени, складывается из тепла (пара), полезно отпущенного потребителям,  $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ , и расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной установки  $Q_{\text{сн}}^{\text{год}}$ :

$$Q_{\text{выр}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} + Q_{\text{сн}}^{\text{год}}. \quad (1)$$

Из формулы (1) видно, что чем меньше расход тепла на собственные нужды, тем более экономично работает котельная установка. Величина расхода тепловой энергии на собственные нужды зависит от многих факторов: мощности котельной (чем больше мощность, тем меньше удельный расход тепловой энергии на эти цели); системы теплоснабжения потребителей (при открытой системе этот расход больше, чем при закрытой); квалификации обслуживающего персонала и др.

Полезный отпуск тепла (пара) определяется по графикам по-

требления (суточные, месячные, квартальные и годовые графики), а при отсутствии их находится расчётным путем как сумма расходов тепла на отопление  $Q_{от}$ , вентиляцию  $Q_{в}$ , горячее водоснабжение  $Q_{гв}$  и производство  $Q_{пр}$ :

$$Q_{отп} = Q_{от} + Q_{в} + Q_{гв} + Q_{пр}. \quad (2)$$

Расход электроэнергии  $W_{сн}$  на собственные нужды определяется по фактически израсходованной электрической энергии в котельной.

Значение  $W_{сн}$  зависит от мощности котельных агрегатов, вида сжигаемого топлива, тепловых нагрузок, уровня автоматизации и других факторов.

Расход воды  $M_{вод}$  для работы котельной установки складывается из расхода, идущего на восполнение потерь питательной и подпиточной воды, а также воды, расходуемой на технические и хозяйственно-питьевые нужды. Расход добавочной воды зависит от системы теплоснабжения потребителей. При открытой системе теплоснабжения (непосредственный забор горячей воды тепловой сети) расход подпиточной воды в несколько раз больше, чем при закрытой системе.

Штатный состав  $N_{шт}$  и количество персонала котельной определяется штатным расписанием, которое для каждого предприятия утверждается вышестоящей организацией.

## 2.2. Качественные показатели

К основным качественным показателям, характеризующим тепловую экономичность работы котельной, относятся:

- а) коэффициент полезного действия котельных агрегатов, %;
- б) удельный расход условного топлива на выработку 1 ГДж

(1Гкал) тепла;

в) удельный расход электроэнергии на выработку 1 ГДж (1Гкал) тепла, кВт·ч/ ГДж (кВт·ч/ Гкал);

г) удельный расход воды на выработку 1 ГДж (1Гкал) тепла, кг/ГДж (кг/Гкал);

д) удельная численность персонала на единицу установленной мощности котельной чел/ГДж, (чел/Гкал).

Различают КПД брутто  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$  и КПД нетто  $\eta_{\text{ка}}^{\text{нетто}}$  котельной установки. КПД котельного агрегата  $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$  брутто определяется методом прямого или обратного баланса. КПД нетто определяется с учетом затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды. Чем меньше затраты энергии на собственные нужды, тем выше КПД котельного агрегата нетто.

Удельный расход условного топлива  $\epsilon_y^T$  на выработку единицы тепловой энергии для отопительных и отопительно-производственных котельных изменяется в широких пределах – от 53 до 40 кг/ГДж. Меньшая величина относится к котельной большой мощности при работе на газе.

Удельный расход электроэнергии на выработку тепла  $\mathcal{E}_{\text{сн}}$  характеризует степень механизации и автоматизации технологических процессов работы котельной установки.

Удельный расход воды  $m_{\text{вод}}$  на выработку тепла характеризует величину добавки питательной и подпиточной воды, а также размер потерь конденсата, сетевой и химически очищенной воды. Основными потерями воды являются все возможные утечки, которые связаны с качеством эксплуатации котельной установки, тепловых сетей и местных систем теплоснабжения.

Удельная численность персонала (штатный коэффициент –

$n_{шт}$ ) характеризует количество труда, затраченного на выработку единицы продукции котельной. Она зависит в основном от мощности котельной, вида топлива и способа его сжигания, а также степени механизации и автоматизации работы котельной и системы теплоснабжения потребителей. Например, в котельной малой мощности он составляет 4...5 чел. на 1 МВт, тогда как в районных котельных  $n_{шт} = 0,5...0,8$  чел. на 1 МВт.

### 2.3. Режимные показатели работы котельных агрегатов

Основными режимными показателями являются показатели загрузки и времени.

Чтобы оценить в какой мере установленная мощность котельной соответствует максимальной, одновременно требуемой выработке тепла или пара, вводят понятие коэффициента загрузки или коэффициента резерва, который представляет собой отношение:

$$K_{заг} = \frac{Q_{max}}{Q_{уст}} \cdot 100\%; \text{ или } K_{заг} = \frac{D_{max}}{D_{уст}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $Q_{max}$ ,  $Q_{уст}$  – максимальная нагрузка и установленная теплопроизводительность котельной в МВт;

$D_{max}$ ,  $D_{уст}$  – максимальная и установленная паропроизводительности котельной, кг/с.

Для того, чтобы установить, в какой мере используется установленная тепловая мощность котельной в году, вводят понятие коэффициента использования установленной мощности котельной, который определяется по формуле:

$$K_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}{8760 \cdot Q_{\text{уст}}} \quad (4)$$

Коэффициент использования установленной мощности котельной представляет собой отношение количества тепловой энергии в виде пара и горячей воды, фактически выработанной за год, к количеству возможной выработки ее при работе котельной в течении года (8760 ч) с постоянной нагрузкой, равной установленной теплопроизводительности.

Вместо  $K_{\text{исп}}$  часто пользуются показателем, который называют числом часов использования установленной мощности котельной за год:

$$h_{\text{уст}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}{Q_{\text{уст}}} \quad (5)$$

Этот показатель представляет собой то число часов в году, которое должна была бы проработать котельная для выработки годового количества тепла или пара, если бы она все время работала с постоянной установленной теплопроизводительностью. Использование установленной теплопроизводительности котельной определяется графиком нагрузки потребителя, величиной резерва мощности и надежностью оборудования. По числу часов использования установленной мощности котельной, котельные разделяют на:

- базовые, с годовым числом использования  $h_{\text{уст}} = 6000 \dots 7500$  ч;
- полубазовые с  $h_{\text{уст}} = 4000 \dots 6000$  ч;
- полупиковые с  $h_{\text{уст}} = 2000 \dots 4000$  ч;
- пиковые с  $h_{\text{уст}} < 2000$  ч.

К временным показателям так же относят:

$\tau_p$  – годовое время работы котла;

$\tau_{рез}$  – годовое время нахождения котла в резерве;

$\tau_{отк}$  – усредненное время работы котла или его оборудования между двумя последовательными отказами в году. Для котла  $\tau_{отк}$  может меняться от 1000 до 5000 ч. Параметр потока отказов выражается в количестве отказов за 1000 ч работы;

$\tau_{рем}$  – годовое время продолжительности планово-предупредительных и аварийных ремонтов;

$\tau_{ав.рем}$  – годовое время продолжительности аварийных ремонтов;

$K_{гот} = \frac{\tau_p + \tau_{рез}}{\tau_{год}}$  – коэффициент готовности, который показывает

отношение годового времени нахождения котла в работе  $\tau_p$  и в резерве  $\tau_{рез}$  к числу часов в году  $\tau_{год}$ .

## 2.4. Экономические показатели

Экономичность и надежность работы котельной установки, а также степень использования установленного оборудования и качество обслуживания и ремонта его оцениваются обобщающим показателем – себестоимостью единицы вырабатываемого тепла 1 ГДж (1 Гкал) или 1 т пара. Себестоимость выпускаемой продукции является определяющим показателем хозяйственной деятельности того или другого предприятия. Поэтому значение величины и структуры себестоимости продукции является необходимым условием хозяйственной деятельности предприятия и снижения себестоимости продукции.

Себестоимость (руб/год) вырабатываемого теплоносителя определяется путем расчета денежных расходов, связанных с выработкой пара или горячей воды и определяется как:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^7 Z_i}{Q_{\text{выр}}^{\text{год}}}, \quad (6)$$

где  $\sum_{i=1}^7 Z_i$  – сумма затрат на выработку тепла, руб/год.

В сумму затрат входят:

$$\sum_{i=1}^7 Z_i = Z_{\text{топ}} + Z_{\text{вод}} + Z_{\text{эл.эн}} + Z_{\text{рем}} + Z_{\text{з.пл}} + Z_{\text{амрт}} + Z_{\text{прочие}}, \quad (7)$$

где  $Z_{\text{топ}}$  – затраты на топливо, руб/год;

$Z_{\text{вод}}$  – затраты на воду, руб/год;

$Z_{\text{эл.эн}}$  – затраты на электроэнергию, руб/год;

$Z_{\text{рем}}$  – затраты на ремонт оборудования, руб/год;

$Z_{\text{з.пл}}$  – затраты на заработную плату с начислениями, руб/год;

$Z_{\text{амрт}}$  – амортизационные отчисления, руб/год;

$Z_{\text{прочие}}$  – прочие расходы, руб/год.

Все затраты на эксплуатацию котельной разделяются на условно постоянные  $Z_{\text{пост}}$ , не зависящие от выработки тепла и условно переменные  $Z_{\text{пер}}$ , изменяющиеся прямо пропорционально производительности котельной,

$$\sum_{i=1}^7 Z_i = Z_{\text{пост}} + Z_{\text{пер}}, \quad (8)$$

где  $Z_{\text{пост}} = Z_{\text{рем}} + Z_{\text{з.пл}} + Z_{\text{амрт}} + Z_{\text{прочие}}$ ,  $Z_{\text{пер}} = Z_{\text{топ}} + Z_{\text{вод}} + Z_{\text{эл.эн}}$ .



При планировании и анализе себестоимости тепловой энергии учитывают особенности ее производства, весьма сильно отличающиеся от других отраслей народного хозяйства. К числу этих особенностей относятся:

а) неразрывная и непосредственная связь между производством и расходом (потреблением) тепловой энергии; тепловую энергию нельзя сколько-нибудь значительно «складировать»; снижение графика потребления требует немедленного сокращения ее отпуска и выработки; незавершенное производство тепловой энергии и хранение готовой продукции, как правило, невозможно; некоторый запас тепла может сохраняться в специальных аккумуляторах;

б) производство тепловой энергии ограничивается потребностями ее потребителей;

в) потребление тепловой энергии может значительно колебаться в течении суток и времени года, причем котельная должна покрыть самую высокую потребность в тепловой энергии;

г) потребность в тепле должна удовлетворяться непрерывно и бесперебойно по той причине, что даже кратковременный недоотпуск тепла нарушает нормальный режим производства потребителей и может нанести ущерб, во много раз превышающих стоимость недополученного ими тепла.

Перебои передачи тепловой энергии могут в некоторых отраслях промышленности привести к повреждениям и авариям. Ограничение подачи тепла для отопления и бытовых нужд также недопустимо.

Высокие требования к надежности энергоснабжения требуют обеспечения резерва оборудования не только по мощности и производительности, но и по числу устанавливаемого оборудования [6-12].

### 3. ПУТИ СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ОТПУСКАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Основной составляющей себестоимости 1 ГДж (1Гкал) тепловой энергии, отпускаемой котельной, является стоимость расходуемого топлива, которая в свою очередь зависит от удельного расхода и цены. На некоторых тепловых электрических станциях (ТЭС) доля топливной слагаемой в себестоимости тепловой энергии достигает 75 %. Себестоимость 1 ГДж (1Гкал), отпускаемой из котельной небольшой производительности, значительно выше, чем на ТЭЦ, так как более мощные и с более высокими параметрами котельные агрегаты ТЭЦ более экономичны. Штатный коэффициент ТЭЦ также благоприятнее, чем в небольших котельных, где единичная производительность установленных котлов ниже, а число их нередко больше.

Себестоимость тепловой энергии в энергосистемах, включающая потери в тепловых сетях и расходы на транспорт тепла, резко различается в зависимости от потребленного топлива – цены условного топлива.

Расход условного топлива на отпускаемое из котельной тепло зависит от экономичности его сжигания, см. таблицу 3.1.

**Таблица 3.1.** Зависимость расхода условного топлива от КПД котельной по отпуску тепла

| КПД котельной по отпуску тепла, %               | 70  | 80    | 90  |
|---|-----|-------|-----|
| Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал | 204 | 178,5 | 159 |

Согласно правилам технической эксплуатации раз в пять лет в котельных проводятся пусконаладочные работы и тепловые балансовые испытания, при которых проверяется КПД котлов, подбираются оптимальные (по результатам газового анализа) коэффициенты избытка воздуха на различных режимах нагрузки котлов. Составляются режимные карты работы котлов. При энергоаудите необходимо определить тепловые потери в котельном агрегате, коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ , температуру обмуровки, газовый состав уходящих газов.

Низкое содержание окиси углерода (СО) и  $\alpha$  свидетельствует о правильной настройке режимов работы котельного агрегата, высокое значение СО и  $\alpha$  – плохой настройке, подсосах наружного воздуха и повышенных потерях тепла с уходящими газами.

По температуре уходящих газов можно оценить состояние установленных и возможность применения дополнительных экономайзеров или контактных теплообменников для увеличения КПД котельных агрегатов.

Более точные результаты по состоянию котельного оборудования получают при проведении тепловых балансовых испытаний котельных агрегатов, которые проводятся специальными лицензированными организациями. Испытания ограничиваются 3...4 наиболее характерными режимами: 50, 70, 90 и 100 % от номинальной производительности заданных параметров теплоносителя и питательной воды.

При испытаниях проводится осмотр котла и вспомогательного оборудования, определяется засоренность золой поверхностей теплообмена, наличие отложений, накипи. Отмеченные недостатки устраняются до начала испытаний, что оформляется соответствующим актом.

Плохая работа деаэратора приводит к наличию в питательной

воде растворенных кислорода и углекислого газов (особенно вредных для металлоконструкций), вызывающих интенсивную коррозию внутренних поверхностей нагрева котлов, тепловых сетей, местных систем отопления и горячего водоснабжения. Каждый случай питания котлов сырой водой должен фиксироваться в оперативном журнале. При нагреве воды с растворенными газами их растворимость уменьшается, они становятся как бы избыточными, более химически активными и агрессивными к металлам. Практика показывает, что при наличии избыточного кислорода и углекислого газов в воде котлов, систем отопления и горячего водоснабжения трубы могут выйти из строя на третий год эксплуатации. Коррозия металла увеличивается в три раза при одновременном содержании в воде кислорода и углекислого газа. Установлено, что 1 г растворенного кислорода способен перевести в «ржавчину» примерно 2,5 г железа, которое, превратившись в гидроксиды, переходит в растворенное состояние, циркулирует по системам и образует бугристые отложения на внутренних поверхностях труб и оборудования (1 м<sup>3</sup> водопроводной воды при исходном содержании 12 мг/л растворенного кислорода способен таким образом связать 30 г металлических конструкций).

Образующаяся при некачественной водоподготовке питательной воды накипь из солей кальция и магния в 10...700 раз хуже проводит теплоту, чем сталь. Хлориды натрия и магния усиливают коррозию.

При толщине слоя накипи 0,5 мм перерасход топлива составляет 1 %, при 2 мм – 4 %. Вследствие высокого термического сопротивления слоя накипи уже при толщине 0,2 мм температура стенок котла может сильно отличаться от температуры котловой воды и в современных котлах достигать 700 °С.

При переводе паровых котлов на водогрейный режим по ото-

питательному графику, без предварительного подогрева воды на входе в котел возникает низкотемпературная наружная коррозия хвостовых поверхностей нагрева котла. Иногда такая коррозия выводит из строя котлы на третий год эксплуатации.

Согласно СНиП II–35–76<sup>1)</sup> температура питательной воды на входе в экономайзер и в водогрейные котлы должна на 5...10 °С, превышать температуру конденсации чистых водяных паров в дымовых газах. Эта температура для продуктов сгорания природного газа составляет 60 °С, для продуктов сгорания мазута составляет 43 °С. При работе котла на сернистом мазуте температура питательной воды на входе в стальной экономайзер должна превышать 135 °С (на практике это требование часто нарушается).

В связи с возрастанием стоимости топлива необходимо оценить целесообразность улучшения теплоизоляции котлов, водоподогревателей, трубопроводов для уменьшения потерь в системах генерирования и распределение теплоты. Рекомендуемая наружная температура обмуровки современных котлов не должна более чем на 10...15 °С превышать температуру окружающего воздуха.

Следует оценить возможность использования в котельных местных видов топлива и горючих отходов близлежащих промышленных предприятий.

В таблице 3.2 показана эффективность воздействия различных эксплуатационных факторов на экономические характеристики котлоагрегатов.

---

<sup>1)</sup> СНиП II–35–76. Котельные установки. Нормы проектирования. – М. : Стройиздат, 1977. – 99 с.

**Таблица 3.2.** Воздействия эксплуатационных факторов на характеристики котлоагрегатов

| Мероприятия   | Экономия топлива, % | Перерасход топлива, % |
|---|---------------------|-----------------------|
| 1. Снижение присосов воздуха по газовому тракту котлоагрегата на 0,1  | 0,5                 | —                     |
| 2. Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке на 0,1   | —                   | 0,7                   |
| 3. Установка водяного экономайзера за котлом  | 5...6               | —                     |
| 4. Применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок использования скрытой теплоты парообразования, установок использующих теплоту уходящих дымовых газов (контактный теплообменник) | до 12               | —                     |
| 5. Применение вакуумного деаэратора   | 1,0                 | —                     |
| 6. Повышение содержания CO <sub>2</sub> в уходящих дымовых газах от оптимального значения на 1 %  | 0,6                 | —                     |
| 7. Снижение температуры уходящих газов на 10 °С для сухих и влажных топлив  | 0,6 и 0,7           | —                     |
| 8. Повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла на 10 °С ( $p = 13$ ата, при КПД – 0,8)  | 2,0                 | —                     |
| 10. Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 6 °С  | 1,0                 | —                     |
| 11. Увеличение продувки котла более нормативных значений на 1 %   | —                   | 0,3                   |
| 12. Установка обдувочного аппарата для очистки наружных поверхностей нагрева  | 2,0                 | —                     |
| 13. Увеличение температуры питательной воды на входе в водяной экономайзер на 10 °С   | —                   | 0,23...0,24           |

Продолжение таблицы 3.2

| Мероприятия  | Экономия топлива, % | Перерасход топлива, % |
|--|---------------------|-----------------------|
| 14. Наличие накипи толщиной 1мм на внутренней поверхности нагрева котла                                    | —                   | 2,0                   |
| 15. Замена химически очищенной водой 1т невозвращенного в тепловую схему котельного конденсата             | —                   | 20 кг у.т.            |
| 16. Перевод парового котла в водогрейный режим   | 2,0                 | —                     |
| 17. Работа котла в режиме пониженного давления ( $p = 13$ ата)   | —                   | 6,0                   |
| 18. Отклонение нагрузки котла от оптимальной на 10 %:  |                     |                       |
| в сторону уменьшения   | —                   | 0,2                   |
| в сторону увеличения   | —                   | 0,5                   |
| 19. Испытания (наладка) оборудования и эксплуатация его с использованием контрольно-измерительных приборов | 3,0                 | —                     |
| 20. Утечка пара через отверстие диаметром 1мм при $p = 6$ ата  | —                   | 3,6 кг у.т.           |
| 21. Повышение зольности топлива на 1 %:  |                     |                       |
| для бурого угля  | —                   | 0,04                  |
| для каменного угля   | —                   | 0,08...0,14           |
| 22. Снижение горючих веществ в уносе на 1%   | 0,3...0,7           | —                     |
| 23. Возврат уноса в топку котельного агрегата  | 2,0...3,0           | —                     |
| 24. Применение острого дутья в топке котельного агрегата   | 2,1...2,7           | —                     |
| 25. Перевод котельного агрегата с каменного и бурого углей на сжигание газообразного топлива               | 6,0...10,0          | —                     |
| 26. Забор теплого воздуха из верхней зоны котельной на каждые 10000 м <sup>3</sup> воздуха                 | 13 кг у.т.          | —                     |

## **4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ**

Энергетика является одним из основных загрязнителей атмосферного воздуха. Предприятия энергетики в России вырабатывают более 27 % всех выбросов вредных веществ поступающих в атмосферу. Вредные и токсичные вещества, образующиеся при сжигании органического топлива, поступают в атмосферу с уходящими газами через дымовые трубы.

В настоящее время на котельные установки паропроизводительностью от 160 до 3960 т/ч распространяется стандарт [4].

Стандарт не распространяется на высокоманевренные (пиковые и полупиковые) установки для маневренных энергоблоков, установки для энергоблоков, в состав которых входят газовые трубы, магнитогидродинамические установки (МГД), энерготехнологические установки, на установки с котлами, оборудованными топками кипящего слоя, и с котлами – утилизаторами, а также с котлами специальных типов.

Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок устанавливаются предельные значения выбросов в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, окиси углерода для вновь вводимых и реконструируемых котельных установок, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо отдельно и в комбинации. Количественные значения удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не должны превышать нормативных, указанных:

- в таблицах 4.1...4.3 – для установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г.
- в таблицах 4.4...4.6 – для установок, вводимых на ТЭС после 31 декабря 2000 г.



**Таблица 4.1.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердого топлива всех видов

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч) | Приведенное содержание золы $A_{пр}$ , %·кг/МДж | Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т. | Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|---|---|---|---|
| До 299 (до 420)   | менее 0,6                                       | 0,06  | 1,76                                      | 150   |
|   | 0,6...2,5                                       | 0,06...0,20   | 1,76...5,86                               | 150...500   |
|   | более 2,5                                       | 0,20  | 5,86                                      | 500   |
| 300 и более (420 и более)   | менее 0,6                                       | 0,04  | 1,18                                      | 100   |
|   | 0,6...2,5                                       | 0,04...0,16   | 1,18...4,70                               | 100...400   |
|   | более 2,5                                       | 0,16  | 4,70                                      | 400   |
| * При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа)             |   |   |   |   |

**Таблица 4.2.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердых и жидких видов топлива

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч)                 | Приведенное содержание серы, %·кг/МДж | Массовый выброс $SO_x$ на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс $SO_x$ , кг/т у.т. | Массовая концентрация $SO_x$ в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|---------------------------------------|---|------------------------------------|---|
| До 299 (до 420)   | 0,045 и менее                         | 0,875   | 25,7                               | 2000  |
|   | более 0,045                           | 1,5   | 44,0                               | 3400  |
| 300 и более (420 и более)   | 0,045 и менее                         | 0,875   | 25,7                               | 2000  |
|   | более 0,045                           | 1,3   | 38,0                               | 3000  |
| * При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы |                                       |   |                                    |   |

**Таблица 4.3.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г.

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч) | Вид топлива           | Массовый выброс $NO_x$ на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс $NO_x$ , кг/т у.т. | Массовая концентрация $NO_x$ в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|-----------------------|---|------------------------------------|---|
| До 299 (до 420)   | Газ                   | 0,043   | 1,26                               | 125   |
|   | Мазут                 | 0,086   | 2,52                               | 250   |
|   | Бурый уголь:          |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,12  | 3,50                               | 320   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,13  | 3,81                               | 350   |
|   | Каменный уголь:       |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,17  | 4,98                               | 470   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,23  | 6,75                               | 640   |
| 300 и более (420 и более)   | Газ                   | 0,043   | 1,26                               | 125   |
|   | Мазут                 | 0,086   | 2,52                               | 250   |
|   | Бурый уголь:          |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,14  | 3,95                               | 370   |
|   | жидкое шлакоудаление  | —   | —                                  | —   |
|   | Каменный уголь:       |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,20  | 5,86                               | 540   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,25  | 7,33                               | 700   |

**Таблица 4.4.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых топлив всех видов

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч) | Приведенное содержание золы $A_{пр}$ , %·кг/МДж | Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т. | Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|---|---|---|---|
| До 299 (до 420)   | менее 0,6                                       | 0,06  | 1,76                                      | 150   |
|   | 0,6...2,5                                       | 0,06...0,10   | 1,76...2,93                               | 150...250   |
|   | более 2,5                                       | 0,10  | 2,93                                      | 250   |
| 300 и более (420 и более)   | менее 0,6                                       | 0,02  | 0,59                                      | 50  |
|   | 0,6...2,5                                       | 0,02...0,06   | 0,59...1,76                               | 50...150  |
|   | более 2,5                                       | 0,06  | 1,76                                      | 150   |

\* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа)

**Таблица 4.5.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых и жидких видов топлив

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч) | Приведенное содержание серы $S_{пр}$ , % кг/МДж | Массовый выброс $SO_x$ на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс $SO_x$ , кг/т у.т. | Массовая концентрация $SO_x$ в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|---|---|------------------------------------|---|
| До 199 (до 320)   | 0,045 и менее                                   | 0,5   | 14,7                               | 1200  |
|   | более 0,045                                     | 0,6   | 17,6                               | 1400  |
| 200...249 (320...400)   | 0,045 и менее                                   | 0,4   | 11,7                               | 950   |
|   | более 0,045                                     | 0,45  | 13,1                               | 1050  |
| 250...299 (400...420)   | 0,045 и менее                                   | 0,3   | 8,8                                | 700   |
|   | более 0,045                                     | 0,3   | 8,8                                | 700   |
| 300 и более (420 и более)   | —   | 0,3   | 8,8                                | 700   |

\* При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы

**Таблица 4.6.** Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г.

| Тепловая мощность котлов $Q$ , МВт (паропроизводительность котла $D$ , т/ч) | Вид топлива           | Массовый выброс $NO_x$ , на единицу тепловой энергии, г/МДж | Массовый выброс $NO_x$ , кг/т у.т. | Массовая концентрация $NO_x$ , в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ ; мг/м <sup>3</sup> * |
|---|-----------------------|---|------------------------------------|---|
| До 299 (до 420)   | Газ                   | 0,043   | 1,26                               | 125   |
|   | Мазут                 | 0,086   | 2,52                               | 250   |
|   | Бурый уголь:          |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,11  | 3,20                               | 300   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,11  | 3,20                               | 300   |
|   | Каменный уголь:       |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,17  | 4,98                               | 470   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,23  | 6,75                               | 640   |
| 300 и более (420 и более)   | Газ                   | 0,043   | 1,26                               | 125   |
|   | Мазут                 | 0,086   | 2,52                               | 250   |
|   | Бурый уголь:          |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,11  | 3,20                               | 300   |
|   | жидкое шлакоудаление  | —   | —                                  | —   |
|   | Каменный уголь:       |   |                                    |   |
|   | твердое шлакоудаление | 0,13  | 3,81                               | 350   |
|   | жидкое шлакоудаление  | 0,21  | 6,16                               | 570   |
| * При нормальных условиях, рассчитанная на сухие газы                       |                       |   |                                    |   |

Норматив удельных выбросов в атмосферу окиси углерода от котельных установок при коэффициенте избытка воздуха 1,4 не должен превосходить:

- для газа и мазута –  $300 \text{ мг/м}^3$  при нормальных условиях (температура  $0^\circ\text{C}$  и давление  $101,3 \text{ кПа}$ );
- для углей:
  - для котлов с твердым шлакоудалением –  $400 \text{ мг/м}^3$  при нормальных условиях (температура  $0^\circ\text{C}$  и давление  $101,3 \text{ кПа}$ );
  - для котлов с жидким шлакоудалением –  $300 \text{ мг/м}^3$  при нормальных условиях (температура  $0^\circ\text{C}$  и давление  $101,3 \text{ кПа}$ ).

Норматив удельных выбросов золы жидкого топлива не устанавливается. Нормирование выбросов мазутной золы электростанций и котельных проводится только по содержанию в ней ванадия из расчета предельно допустимой среднесуточной концентрации мазутной золы (в пересчете на элемент ванадий)  $0,002 \text{ мг/м}^3$ .

Нормативы удельных выбросов указаны в таблицах 4.1...4.6 для каждого компонента выбросов: твердых частиц (таблицы 4.1 и 4.4), оксидов серы (таблицы 4.2 и 4.5) и оксидов азота (таблицы 4.3 и 4.6) в зависимости от вида сжигаемого топлива и тепловой мощности установки.

Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу разработаны исходя из современного уровня технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов и устанавливают ограничения по составу и максимальному количеству загрязняющих веществ, которые могут выделяться от установок. Указанные нормативы обязательны для разработчиков проектной документации и изготовителей соответствующего оборудования. Допустимость сооружения установки с нормативными удельными выбросами оборудования, входящего в ее состав, в конкретном ре-

гионе зависит от предельно допустимого выброса, величина которого для данного региона и конкретной ТЭС устанавливается специальными расчетами при разработке проектной документации (разделы по охране атмосферного воздуха, проекты томов предельно-допустимых выбросов).

Нормативные показатели удельных выбросов могут применяться для определения величин платы за выброс и штрафных санкций только при отсутствии данных натурных измерений для установок котельных, у которых гарантированные поставщиком (изготовителем) значения удельных выбросов соответствуют нормативным, с учетом экологических свойств сжигаемого топлива, технологических особенностей и других, отличных от проектных, условий.

В качестве основного нормируемого показателя принят массовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу на единицу вводимой в топку котла энергии и массовый выброс загрязняющих веществ на 1 т условного топлива, сжигаемого в топке котла.

В качестве производной величины выбросов принята массовая концентрация загрязняющего вещества в дымовых газах, выбрасываемых от установки в атмосферу.

Нормативы удельных выбросов оксидов азота и оксидов серы даны в пересчете на диоксид азота и диоксид серы.

Значения нормативов удельных выбросов относятся к дымовым газам при коэффициенте избытка воздуха 1,4. Нормативы удельных выбросов оксидов азота и серы приведены в пересчете на сухие газы.

Для водогрейных котлов теплопроизводительностью от 0,63 (0,54) до 209 МВт (180 Гкал/ч) и температурой воды на выходе из котла от 95 до 200 °С нормируется только удельный выброс оксидов азота кг/ГДж ( $\text{г/м}^3$ ) при  $\alpha=1,4$  (таблица 4.7).

**Таблица 4.7.** Удельные выбросы оксидов азота

| Вид топлива    | Удельные выбросы оксидов азота кг/ГДж (г/м <sup>3</sup> ) при $\alpha = 1,4$ не более |   |
|----------------|---|---|
|                | Нормы для котлов, работающих в основном режиме  | Нормы для котлов работающих в основном или пиковом режиме |
| Газ            | 0,09 (0,23)   | 0,12 (0,30)   |
| Мазут          | 0,13 (0,34)   | 0,15 (0,38)   |
| Бурый уголь    | 0,17 (0,40)   | 0,17 (0,40)   |
| Каменный уголь | 0,21 (0,50)   | 0,21 (0,50)   |

Отопительные водогрейные котлы номинальной теплопроизводительностью от 0,1 для 4 МВт с рабочим давлением воды до 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) и максимальной температурой воды на выходе из котла до 115 °С, предназначенные для теплоснабжения зданий и сооружений по требованиям КПД (рис. 4.1) и вредным вы-

**Таблица 4.8.** Содержание вредных веществ в уходящих газах

| Вид топлива и топливосжигающего устройства                           | Номинальная теплопроизводительность, МВт | Содержание вредных веществ в сухих неразбавленных уходящих газах, мг/м <sup>3</sup> |          |           |  |          |           |
|--|--|---|----------|-----------|--|----------|-----------|
|  |  | Оксид углерода (СО)   |          |           | Оксиды азота в пересчете на NO <sub>2</sub> (NO <sub>x</sub> ) |          |           |
|  |  | Класс I   | Класс II | Класс III | Класс I  | Класс II | Класс III |
| Котлы для твердого топлива с ручной топкой                           |  |   |          |           |  |          |           |
| Антрацит и каменный уголь с выходом летучих веществ $V^{daf} < 10\%$ | Св.0,1 до 0,3                            | 3600  | 7200     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,3...0,5                                | 3000  | 6000     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,5...0,8                                | 2500  | 5000     | 24000     | —  | —        | —         |

Продолжение таблицы 4.8.

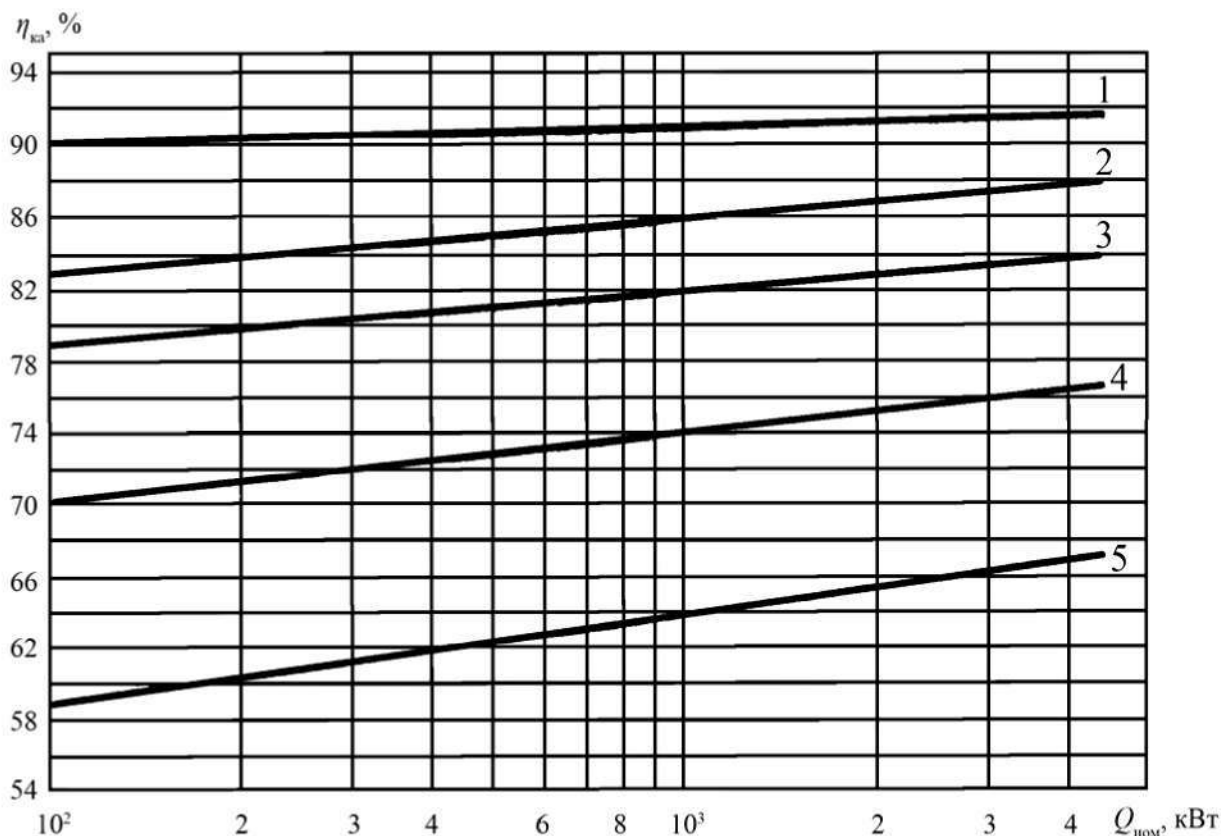
| Вид топлива и топливосжигающего устройства                       | Номинальная теплопроизводительность, МВт | Содержание вредных веществ в сухих неразбавленных уходящих газах, мг/м <sup>3</sup> |          |           |  |          |           |
|--|--|---|----------|-----------|--|----------|-----------|
|  |  | Оксид углерода (СО)   |          |           | Оксиды азота в пересчете на NO <sub>2</sub> (NO <sub>x</sub> ) |          |           |
|  |  | Класс I   | Класс II | Класс III | Класс I  | Класс II | Класс III |
| Каменный уголь с выходом летучих веществ V <sup>daf</sup> > 10 % | Св.0,1 до 0,3                            | 4500  | 9000     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,3...0,5                                | 3600  | 7200     | 94000     | —  | —        | —         |
|  | 0,5... 0,8                               | 3000  | 6000     | 24000     | —  | —        | —         |
| Бурый уголь  | Св.0,1 до 0,3                            | 5000  | 10000    | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,3...0,5                                | 4500  | 9000     | 24000     | —  | —        | —         |
| Древесина, торф  | Св 0,1 до 0,3                            | 5000  | 10000    | 24000     | —  | —        | —         |
| Котлы для твердого топлива с механической топкой                 |  |   |          |           |  |          |           |
| Антрацит и каменный уголь  | Св 0,1 до 0,5                            | 2000  | 3600     | 12000     | —  | —        | —         |
|  | 0,5...1,0                                | 1200  | 2000     | 8000      | —  | —        | —         |
|  | 1,0...4,0                                | 750   | 1500     | 6000      | —  | —        | —         |
| Бурый уголь  | Св. 0,1 до 0,5                           | 2500  | 4000     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,5...4,0                                | 2000  | 3200     | 24000     | —  | —        | —         |
| Древесина, торф  | Св. 0,1 до 0,5                           | 2500  | 4200     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 0,5...1,0                                | 2200  | 3700     | 24000     | —  | —        | —         |
|  | 1,0...4,0                                | 2000  | 3300     | 24000     | —  | —        | —         |
| Природный газ  |  |   |          |           |  |          |           |
| Атмосферные горелки  | —  | —   | 160      | —         | 100  | 160      | 250       |
| Дутьевые горелки   | Св. 0,1 до 4,0                           | —   | 130      | —         | 80   | 120      | 200       |
| Легкое жидкое топливо  | Св. 0,1 до 4,0                           | —   | 130      | —         | 160  | 250      | 300       |
| Тяжелое жидкое топливо   | Св. 0,1 до 4,0                           | —   | 160      | —         | 250  | 300      | 400       |



бросам [2, 3] подразделяются на три класса. Для отнесения котла к конкретному классу необходимо, чтобы он соответствовал всем требованиям, установленным для этого класса.

Содержание оксидов азота (в пересчете на  $\text{NO}_2$ ) и оксида углерода в сухих неразбавленных (в пересчете на коэффициент избытка воздуха, равный единице, и нормальные физические условия: 760 мм рт.ст. и  $0^\circ\text{C}$ ) уходящих газах не должно превышать значений, указанных в таблице 4.8.

Содержание твердых частиц в уходящих газах котлов, работающих на твердом топливе, должно быть указано в эксплуатационных нормативных документах на конкретные котлы.



**Рис. 4.1.** Зависимость теплопроизводительности от КПД котла

- |                                 |  |
|---------------------------------|--|
| 1 – газ и легкое жидкое топлива | $\eta=88+\lg Q_{\text{НОМ}}$ ,         |
| 2 – тяжелое жидкое топливо      | $\eta=77+3 \cdot \lg Q_{\text{НОМ}}$ , |
| 3 – твердое топливо, класс 1    | $\eta=77+3 \cdot \lg Q_{\text{НОМ}}$ , |
| 4 – твердое топливо, класс 2    | $\eta=77+4 \cdot \lg Q_{\text{НОМ}}$ , |
| 5 – твердое топливо, класс 3    | $\eta=77+5 \cdot \lg Q_{\text{НОМ}}$ . |

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Цель энергетического обследования котла и котельного вспомогательного оборудования.
2. Какие документы анализируются в процессе обследования котельных агрегатов?
3. Что такое химический недожог топлива? Его влияние на экономичность котлов.
4. Назначение экономайзеров в схеме котельной.
5. Примеры энергосберегающих мероприятий и их эффективность при эксплуатации котельных.
6. Количественные показатели работы котельных установок и их определение.
7. Качественные показатели работы котельных установок и их определение.
8. Режимные показатели работы котельных установок и их определение.
9. Себестоимость тепловой энергии и пути её снижения.
10. Какое топливо называется условным?
11. Что учитывает КПД котельного агрегата «брутто»?
12. Что учитывает КПД котельного агрегата «нетто»?
13. Почему удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии при сжигании твердого топлива выше, чем при сжигании мазута или газа?
14. От каких факторов зависит число часов использования установленной мощности котельной?
15. Зачем применяется промежуточный перегрев пара в котельных агрегатах?
16. Преимущества котельных агрегатов работающих под наддувом.
17. С какой целью повышаются начальные параметры пара в котельных агрегатах?
18. Влияние присосов воздуха на экономичность работы котельных агрегатов.
19. Назначение и виды продувки в барабанных котельных агрегатах.
20. Влияние серы в топливе на экономичность работы котельных агрегатов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Бузников Е.Ф.** Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
2. **ГОСТ 3619–89.** Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры. – Введ. 27.09.89. – М. : Изд-во стандартов, 1989. – 24 с.
3. **ГОСТ 21563–93.** Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования. – Введ. 1.01.97. – М. : Изд-во стандартов, 1996. – 8 с.
4. **ГОСТ Р 50831–95.** Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. – Введ. 25.10.95. – М. : Изд-во стандартов, 1996. – 28 с.
5. **ГОСТ 30735–2001.** Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью от 0,1 до 4,0 МВт. – Введ. 1.11.01. – М. : Изд-во стандартов, 1996. – 20 с.
6. **Леонков А.М.** Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций / Под. ред. А.М. Леонкова, Б.В. Яковлева. – Минск: Беларусь, 1974. – 368 с.
7. **Онищенко Н.П.** Эксплуатация промышленных и отопительных котельных установок / Н.П. Онищенко. – М. : Стройиздат, 1967. – 311 с.
8. **Павлов И.И.** Котельные установки и тепловые сети / И.И. Павлов, М.Н. Федоров. – М. : Стройиздат, 1986. – 232 с.
9. **Роддатис К.Ф.** Справочник по котельным установкам малой производительности. / К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий; под ред. К.Ф. Роддатиса. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 488 с.
10. **Тепловой расчет котлов (Нормативный метод).** Издание 3-е, перераб. и доп. – СПб. : Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.
11. **Тепловые и атомные электрические станции:** Справочник / Под. общ. ред. чл.-корр. АН СССР В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
12. **Эстеркин Р.И.** Котельные установи. Курсовое и дипломное проектирование / Р.И. Эстеркин. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 280 с.

**Для заметок**

Методическое пособие

**Нечаев Валерий Владимирович**  
**Бочкарев Виктор Александрович**

**КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ.**  
**КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ**

Редактор Тесля В.И.  
Компьютерная верстка Агафонов М.С.

Подписано в печать 28.01.2011. Формат 60x86/16. Печ.л. 2,2.  
Тираж 100 эк.

Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Иркутская государственная сельскохозяйственная академия»

Отпечатано в типографии ИрГСХА.  
664038, г. Иркутск, пос. Молодёжный.  
Лицензия на полиграфическую деятельность ЛР № 070444 от 11.03.1998