



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

**В. Н. Нагорнов
И. А. Бокун**

**ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА
И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ**

Методическое пособие

**Минск
БНТУ
2015**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

В. Н. Нагорнов
И. А. Бокун

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА
И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Методическое пособие
для студентов специальностей
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»
и 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

Минск
БНТУ
2015

УДК 620.9:658.5 (075.8)

ББК 31я7

Н16

Рецензенты:

Н. Б. Карницкий, А. Л. Ивашутин

Нагорнов, В. Н.

Н16 Организация производства и управление предприятием : методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» и 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» / В. Н. Нагорнов, И. А. Бокун. – Минск : БНТУ, 2015. – 75 с.
ISBN 978-985-550-239-6.

Методическое пособие подготовлено с целью обучения и привития будущим инженерам-энергетикам практических навыков в области как формирования, так и проведения анализа и оптимизации топливно-энергетических балансов, оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок между энергетическими агрегатами как энергетической системы в целом, так и между отдельными энергетическими установками.

УДК 620.9:658.5 (075.8)

ББК 31я7

ISBN 978-985-550-239-6

© Нагорнов В. Н., Бокун И. А., 2015

© Белорусский национальный
технический университет, 2015

Содержание

1. Энергетические показатели эффективности энергетических установок. Энергетические балансы	4
1.1. Энергетический баланс агрегата и его структура.....	4
1.2. Показатели энергетической экономичности.....	9
1.3. Энергетические характеристики	12
1.4. Способы получения энергетических характеристик.....	14
2. Показатели экономичности основных стационарных агрегатов и электростанций	16
3. Энергетические характеристики агрегатов	26
4. Тепловой баланс КЭС и ее КПД.....	32
5. Тепловой баланс ТЭЦ и ее КПД.....	37
6. Показатели использования оборудования промышленного производства во времени	40
7. Энергетические характеристики агрегатов тепловых электростанций	45
7.1. Энергетические характеристики котлов.....	47
7.2. Энергетическая характеристика турбоагрегата.....	50
7.3. Распределение нагрузки между совместно работающими турбоагрегатами.....	55
7.4. Построение характеристик относительных приростов турбинного цеха.....	56
7.5. Оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими котлоагрегатами.....	58
7.6. Построение характеристики относительных приростов котлоагрегатов	59
7.7. Энергетические характеристики конденсационных блоков.....	60
7.8. Оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими блоками КЭС.....	61
8. Расчет годовых технико-экономических показателей для КЭС.....	63
8.1. Технико-экономические показатели турбоагрегатов.....	63
8.2. Технико-экономические показатели парогенератора	67
8.3. Технико-экономические показатели блока или КЭС в целом... ..	71
8.4. Определение годового расхода тепла на теплофикационные турбины	72
Условные обозначения	74
Литература.....	75

1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ БАЛАНСЫ

1.1. Энергетический баланс агрегата и его структура

Энергетические агрегаты, с помощью которых осуществляются процессы производства энергии, подразделяются на генераторы и преобразователи энергии.

Для экономической оценки эффективности энергетического агрегата используется методология анализа энергетического баланса, состоящего из приходной и расходной частей, которые должны быть равны друг другу. Приходная часть энергобаланса включает подведенную энергию, а в расходной показываюются потери энергии и полезная энергия:

$$W = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}, \quad (1.1)$$

где W – подведенная энергия;

$W_{\text{пот}}$ – потери энергии;

$W_{\text{пол}}$ – полезная энергия.

В уравнении (1.1) все величины представлены в одинаковых единицах измерения.

К подведенной энергии относятся:

- 1) энергия, которая вводится в агрегат одним или несколькими энергоносителями;
- 2) физическая энергия материальных компонентов процесса;
- 3) дополнительная энергия внутренних источников процесса различных химических и физических превращений веществ.

В парогенератор и промышленную печь энергия вводится с химическим теплом топлива (энергоноситель), а в турбоагрегат – с теплом пара. К физической энергии материальных компонентов процесса относятся физическое тепло кокса и парового дутья в доменной печи, физическое тепло воздуха и топлива в котельных агрегатах. Тепло, выделяемое при экзотермических реакциях, является дополнительной энергией внутренних источников процесса.

Подведенная энергия, которая используется на основном агрегате и связана с сопутствующими физическими процессами, считается полезной.

Величина полезной энергии зависит от особенностей технологического процесса в агрегате и конструкции технологического агрегата. Полезная энергия в балансах генераторов представляет собой выработанную энергию. К полезной относится и энергия, затраченная на регенерационные процессы.

В энергобалансе теплофикационного турбоагрегата полезная энергия включает:

- электроэнергию, выработанную турбоагрегатом;
- тепло отработанного пара;
- тепло, затраченное в системе питательной воды для парогенератора.

В преобразовательных установках полезной энергией считается энергия, отпущенная потребителям из систем преобразования.

В агрегатах потребителей (применения) полезной энергией является энергия, затрачиваемая на механические, термические химические и другие процессы. Кроме того, во многих энергоприемниках проявляются сопутствующие физические процессы, которые являются неизбежными: расходы энергии на эндотермические реакции и другие физико-химические превращения материальных компонентов, участвующих в технологическом процессе. В мартеновских печах в полезную энергию включаются:

- расходы тепла на расплавление и перегрев стали;
- эндотермические реакции (разложение известняка);
- нагрев и расплавление шлаков.

Энергетические потери в агрегатах условно можно разделить на две группы:

- потери, вызванные рассеянием энергии в окружающую среду;
- потери от недоиспользования энергии.

К первой группе следует отнести потери тепла:

- на излучение (охлаждение) агрегатов;
- через неплотности кладки топочных устройств;
- трения во вращающихся и движущихся частях оборудования;
- на намагничивание железа и нагрева обмоток электрических машин и др.

Ко второй можно отнести потери тепла:
с отходящими газами котлоагрегатов и промышленных печей;
от химической и механической неполноты горения топлива;
в конденсаторах паровых турбин с теплом охлаждения конденса-
торов;

отходящие газы сушильных установок.

Детальное рассмотрение расходной части энергетического балан-
са позволяет намечать пути сокращения потерь.

Величина суммарных энергетических потерь в агрегатах зависит
от следующих факторов:

технологических параметров процесса;
технического состояния оборудования;
производительности или нагрузки агрегата;
условий работы и качества эксплуатации и др.

Так как экономичность работы энергетического оборудования за-
висит от величины суммарных потерь, это требует детального изуче-
ния причин, вызывающих эти потери, и их зависимости от нагрузки.

Поэтому все потери в энергетическом оборудовании разделяют-
ся на не зависящие (постоянные) и зависящие от нагрузки (пере-
менные). При этом не все потери в агрегатах являются полностью
безвозвратными, так как энергия, потерянная для данного агрегата,
может быть использована в энергетических или технологических
процессах других агрегатов. Такая энергия называется *вторичным
энергетическим ресурсом*.

Энергетические балансы агрегатов с выходом вторичных энер-
горесурсов записываются в виде

$$W = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} + W_{\text{пол}}^{\text{BT}}, \quad (1.2)$$

где $W_{\text{пол}}^{\text{BT}}$ – вторичные энергоресурсы отпущенные агрегатом.

В уравнении (1.2) потери энергии являются невозвратимыми.

Выход вторичных энергоресурсов определяется на основе состав-
ления и анализа энергобаланса.

С изменением производительности или нагрузки агрегата изме-
няются как абсолютные величины отдельных составляющих, так
и соотношения между ними.

При постоянном режиме работы агрегата зависимости между отдельными составляющими баланса энергии могут быть заменены уравнением баланса мощности:

$$N = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}},$$

где N – подведенная мощность;

$N_{\text{пот}}$ – потери мощности;

$N_{\text{пол}}$ – полезно использованная мощность.

Баланс мощности для агрегатов с выходом вторичных энергоносителей представлен уравнением

$$N = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} + N_{\text{пол}}^{\text{вг}},$$

где $N_{\text{пот}}$ – невозвратные потери мощности;

$N_{\text{пол}}^{\text{вг}}$ – отпущенная агрегатом мощность вторичных энергоносителей.

Однозначные зависимости между отдельными составляющими в уравнениях баланса мощности сохраняются при любых заданных значениях производительности (нагрузки) и условиях работы агрегата.

Ряд агрегатов потребляет энергию (мощность) на собственные нужды. Такие расходы являются потерями энергетического процесса. Эти потери отличаются от рассмотренных ранее прямых потерь не по существу, а по форме. Поэтому с учетом расходов энергии (мощности) на собственные нужды агрегата можно различать балансовые энергетические показатели брутто – без учета расхода энергии на собственные нужды – и показатели нетто – с учетом расхода энергии (мощности) на собственные нужды. На собственные нужды может расходоваться энергия (мощность):

подведенная к агрегату;

полезная, произведенная агрегатами последующих стадий энергетического процесса (генерирующие установки);

из независимых источников или сетей энергосистемы.

Структура балансов энергии или мощности для рассматриваемых выше случаев имеет свои особенности.

В первом случае

$$N^{\text{бр}} = N^{\text{нт}} + N^{\text{сн}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} + N^{\text{сн}};$$

$$W^{\text{бр}} = W^{\text{нт}} + W^{\text{сн}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} + W^{\text{сн}},$$

где $W^{\text{бр}}$, $N^{\text{бр}}$ – подведенная энергия и мощность брутто;

$N^{\text{нт}}$, $W^{\text{нт}}$ – полезная мощность (энергия) нетто;

$N^{\text{сн}}$, $W^{\text{сн}}$ – расход подведенной мощности (энергии) на собственные нужды.

Структура баланса мощности (энергии) во втором случае имеет вид

$$N = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}^{\text{нт}} + N_{\text{пол}}^{\text{сн}} = N_{\text{пот}} + N^{\text{бр}};$$

$$W = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}^{\text{нт}} + W_{\text{пол}}^{\text{сн}} = W_{\text{пот}} + W^{\text{бр}},$$

где $N_{\text{пол}}^{\text{нт}}$, $W_{\text{пол}}^{\text{нт}}$ – полезная мощность (энергия) агрегата нетто;

$N_{\text{пол}}^{\text{бр}}$, $W_{\text{пол}}^{\text{бр}}$ – полезная мощность (энергия) агрегата брутто;

$N_{\text{пол}}^{\text{сн}}$, $W_{\text{пол}}^{\text{сн}}$ – расход мощности (энергии) на собственные нужды агрегата.

Структура баланса мощности (энергии) агрегата в третьем случае

$$N = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}^{\text{бр}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}^{\text{нт}} + N_{\text{пол}}^{\text{сн}};$$

$$W = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}^{\text{бр}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}^{\text{нт}} + W_{\text{пол}}^{\text{сн}},$$

где $N_{\text{пол(п.с)}}^{\text{сн}}$, $W_{\text{пол(п.с)}}^{\text{сн}}$ – расход мощности и энергии на собственные нужды, выработанные агрегатами последующих стадий энергопроизводства.

$$N^{\text{бр}} = N^{\text{нт}} + N_{\text{нез}}^{\text{сн}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} + N_{\text{нез}}^{\text{сн}};$$

$$W^{\text{бр}} = W^{\text{нт}} + W_{\text{нез}}^{\text{сн}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} + W_{\text{нез}}^{\text{сн}},$$

где $N_{\text{нез}}^{\text{CH}}$, $W_{\text{нез}}^{\text{CH}}$ – расход мощности (энергии) на собственные нужды агрегата от независимых источников или сетей.

Собственные нужды могут покрываться за счет подведенной мощности (энергии) произведенной самим агрегатом и независимых источников или сетей, т. е. сочетание первого и второго метода. В этом случае структура балансов будет иметь вид

$$\begin{aligned} N^{\text{бр}} &= N^{\text{HT}} + N^{\text{CH}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}} + N^{\text{CH}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}^{\text{HT}} + N^{\text{CH}} + N_{\text{пол}}^{\text{CH}} = \\ &= N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}^{\text{бр}} + N^{\text{CH}}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W^{\text{бр}} &= W^{\text{HT}} + W^{\text{CH}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}} + W^{\text{CH}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}^{\text{HT}} + W_{\text{пол}}^{\text{CH}} + W^{\text{CH}} = \\ &= W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}^{\text{бр}} + W^{\text{CH}}. \end{aligned}$$

На собственные нужды энергия может расходоваться при сочетании других характерных вариантов.

При выборе варианта расхода энергии на собственные нужды следует использовать материальные балансы энергоносителей, которые тесно связаны с балансами мощности (энергии) агрегатов.

1.2. Показатели энергетической экономичности

Показатели балансов мощности (энергии) служат для энергетической оценки экономичности работы агрегатов.

Экономичность работы агрегатов по показателям баланса мощности оценивается в режиме постоянной нагрузки, а по показателям баланса энергии – в режиме переменной нагрузки. Энергетические показатели экономичности агрегатов подразделяются на абсолютные и относительные.

Абсолютные показатели экономичности:

$$N = f(N_{\text{пол}}); \quad N_{\text{пот}} = f_1(N_{\text{пол}}); \quad N_{\text{пол}} = f_2(N); \quad N_{\text{пот}} = f_3(N);$$

$$W = f(W_{\text{пол}}); \quad W_{\text{пот}} = f_1(W_{\text{пол}}); \quad W_{\text{пол}} = f_2(W); \quad W_{\text{пот}} = f_3(W).$$

Практическое использование абсолютных показателей из-за несопоставимости показателей разнотипного оборудования и однотипного оборудования при разной нагрузке затрудняет их применение.

Поэтому для оценки энергетической экономичности работы агрегатов широкое распространение получили удельные или относительные показатели.

К ним относятся:

1) удельные суммарные потери подведенной мощности (энергии)

$$U = \frac{N_{\text{пот}}}{N} \quad \text{или} \quad U = \frac{W_{\text{пот}}}{W};$$

2) удельный расход

$$d = \frac{N}{A} \quad \text{или} \quad a = \frac{W}{Z},$$

где A – производительность (нагрузка) агрегата;

Z – выпуск продукции агрегата;

3) коэффициент полезного действия (КПД) агрегата

$$\eta = \frac{N_{\text{пол}}}{N} \quad \text{или} \quad \eta = \frac{W_{\text{пол}}}{W}.$$

В генерирующих преобразовательных и передающих установках производительность (выпуск продукции) представляется полезной мощностью (энергией):

$$A = N_{\text{пол}} \quad \text{и} \quad Z = W_{\text{пол}}.$$

В генерирующих, преобразовательных и передающих установках производительность (энергия) в зависимости от производительности (выпуска продукции) имеет вид

$$N_{\text{пол}} = \xi A \quad \text{и} \quad W_{\text{пол}} = \xi Z,$$

где ξ – удельное потребление полезной мощности (энергии) на единицу производительности (выпуска продукции).

Взаимосвязь между удельными показателями энергетической экономичности агрегатов представлена соотношениями

$$\eta = 1 - U = \frac{\xi}{d};$$

$$U = (d - \xi) / d;$$

$$d = \xi / (1 - U) = E / \eta.$$

КПД любой совокупности оборудования, состоящего из ряда последовательно соединенных элементов энергетического оборудования, в которой учитывается полезная мощность предыдущего элемента, при отсутствии промежуточных отборов энергии определяется следующим образом:

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n,$$

где η_{Σ} – КПД совокупности работающих элементов;

$\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n$ – КПД брутто или нетто отдельно соединенных последовательно элементов.

При параллельной работе элементов энергетического оборудования, а также при использовании в данном технологическом процессе нескольких видов энергоносителей суммарный энергетический КПД составит

$$\eta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \xi_i \eta_i,$$

где ξ_i – удельное потребление для данного энергоносителя в общем энергетическом балансе рассматриваемого технологического процесса;

η_i – энергетический КПД использования данного вида энергоносителя.

Зная КПД и учитывая взаимосвязь между удельными показателями, можно просто определить значение любого удельного показателя, который следует учитывать в практике экономического распределения нагрузок между совместно работающими агрегатами.

1.3. Энергетические характеристики

КПД и удельные расходы энергоресурсов при разных значениях полезной мощности (энергии) оборудования можно назвать *энергетическими характеристиками*.

Энергетические характеристики строятся на основе балансов мощностей агрегатов при различных нагрузках (производительностях). За независимую переменную величину принимается производительность. Энергетические характеристики подразделяются на основные и производные.

Основные энергетические характеристики

$$N = f(A); \quad N_{\text{пот}} = f_1(A); \quad N_{\text{пол}} = f_3(A).$$

Эти характеристики являются исходными для построения производных энергетических характеристик:

$$d = f(A); \quad U = f_1(A); \quad \eta = f_3(A).$$

Энергетические характеристики различных видов оборудования обладают своими особенностями, связанными с их формой. Однако в практике выделяют три типичные формы характеристик подведенной мощности:

- 1) вогнутые (обращенные выпуклостью вниз);
- 2) выпуклые (обращенные выпуклостью вверх);
- 3) прямолинейные.

Постоянным параметром энергетических характеристик подведенной и потерянной мощности агрегата являются потери на холостой ход N_x .

Характеристика подведенной мощности состоит из двух частей:

$$N = N_x + N_n,$$

где N_x – расход на холостой ход;

N_n – нагрузочный расход мощности.

Удельный расход

$$d = \frac{N}{A} = \frac{N_x}{A} + \frac{N_H}{A} = \delta_x + \delta_H,$$

где δ_x, δ_H – удельные расходы холостого хода и нагрузочный расход.

Мощность холостого хода и нагрузочного расхода связаны с производительностью агрегата соотношением

$$N_x = \delta_x A \text{ и } N_H = \delta_H A.$$

Следует различать понятия удельного нагрузочного расхода и удельного прироста.

Подведенная мощность может быть представлена уравнением

$$N = N_x + eA^n,$$

где e – постоянная величина;

n – показатель степени.

Удельный нагрузочный расход

$$\delta_x = \frac{eA^n}{A} = eA^{n-1}.$$

Удельный прирост

$$r = \delta = \frac{dN}{dA} = \frac{neA^n}{A} = neA^{n-1}.$$

Характеристика удельного расхода

$$d = \frac{N}{A} = \frac{N_x}{A} + \frac{eA^n}{A} = \delta_x + \delta_H.$$

В связи с тем что энергетические характеристики агрегатов могут представлять сложные выражения и трудно найти строгую аналитическую закономерность и выразить ее уравнением, эти характеристики можно представлять в виде графиков.

1.4. Способы получения энергетических характеристик

Для построения энергетических характеристик применяются следующие способы: опытный, расчетный и комбинированный.

Каждый способ может различаться методом построения характеристики. На выбор метода построения оказывают влияние следующие факторы:

- вид энергии и оборудования;

- характер производства и возможность проведения специальных испытаний;

- структура энергобаланса по отдельно составляющим элементам;

- оснащенность техническими средствами;

- точность расчетных формул и нормативов.

Опытный способ требует проведения специальных испытаний оборудования и других опытных данных. При этом для испытаний создаются оптимальные условия работы оборудования. Эти условия требуют исправного технического состояния оборудования перед испытанием, поддержания нормальных технологических параметров процесса во время испытаний и высокого качества эксплуатационного обслуживания.

При проведении испытаний организуется:

- учет времени испытаний и выпуска продукции;

- запись всех энергетических показателей;

- учет расхода топлива, энергии, сырья или продуктов обработки.

Затем на основании опытных данных составляются балансы и строятся энергетические характеристики.

Некоторые варианты опытного способа требуют проведения полных испытаний на холостом ходу и нескольких значениях при разной производительности агрегата. При измерении ряда параметров используются лабораторные приборы. Во время проведения полных испытаний определяются постоянные и переменные потери. Постоянные потери практически равны потерям холостого хода. Полезная составляющая расхода энергии рассчитывается по опытным данным о выпуске продукции и ее параметрах.

При составлении энергетических балансов и энергетических характеристик учитывается погрешность измерений и вычислений.

При полных испытаниях получают детальные энергобалансы и точные характеристики агрегатов. Эти испытания требуют боль-

шой организационно-подготовительной работы, использования большого числа лабораторных приборов, привлечения большого числа наблюдателей и др.

В ряде случаев могут проводиться сокращенные опытные испытания, которые представляют вариант опытного способа и связаны с меньшим объемом подготовительных работ и более простой их организацией, но они не дают достаточных материалов для составления детальных энергобалансов. В связи с этим для построения энергетических характеристик необходимо дополнить опытные данные отдельными специальными расчетами, а в случае необходимости провести дополнительные разовые испытания при различной производительности.

При проведении опытного способа следует учитывать погрешность показаний приборов, которая лежит в пределах до 5 %, а иногда и более. С целью сокращения ошибок при построении энергетических характеристик необходимо знание физических закономерностей процесса в тех или иных агрегатах.

Третьим вариантом опытного способа построения энергетических характеристик является опытно-аналитический, в котором используются:

опытные данные энергетического учета фактических показателей производительности агрегата за те или иные периоды времени;

расчет по учетным данным среднечасовой подведенной мощности и удельного расхода энергии за те же промежутки времени;

построение по полученным результатам энергетических характеристик подведенной мощности и удельного расхода.

Эти характеристики отражают не прогрессивный, а фактический уровень энергопотребления. Поэтому необходима специальная корректировка этих характеристик, которая производится на основе анализа технического состояния оборудования и всех показателей их работы.

При расчетном способе все составляющие энергобалансов и энергетические характеристики определяются на основе соответствующих уравнений и формул, которые представляют функциональную зависимость отдельных элементов расхода энергии от технических параметров оборудования. При построении энергетических характеристик расчетным способом необходимо использовать достаточ-

но полные и достоверные данные, так как в противном случае будет значительная погрешность.

Комбинированный способ основан на разработке энергетических балансов и характеристик при сочетании опытных и расчетных данных, которые дополняют друг друга. В этом случае производятся отдельные замеры или сокращенные испытания оборудования. Постоянные потери могут определяться опытным путем, а полезная энергия и переменные потери определяются расчетом.

При выполнении расчетов используются:

паспортные технические характеристики агрегатов;

технологические параметры процесса;

удельные нормативы полезного потребления энергии и потерь;

различные физические и эмпирические коэффициенты.

При комбинированном способе построения энергетических характеристик осуществляются анализ и взаимная увязка полученных результатов.

2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОСНОВНЫХ СТАЦИОНАРНЫХ АГРЕГАТОВ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Энергетические показатели экономичности ТЭС зависят от эффективности работы парогенераторов (котлоагрегатов) ТЭС, реакторных установок АЭС, газотурбинных установок ТЭС, турбоагрегатов ТЭС, а экономичность ГЭС определяется работой гидроагрегатов.

Показатели баланса мощности (энергии) котлоагрегатов:

$$N(W) = Q_{кч}(Q); \quad N_{пот}(W_{пот}) = Q_{потч}(Q_{пот});$$

$$N_{пол}(W_{пол}) = Q_{ч}(Q),$$

где $Q_{кч}(Q)$ – тепловая мощность (энергия), подведенная к котлоагрегату в топливе;

$Q_{потч}(Q_{пот})$ – суммарные потери подведенной мощности (энергии) на производство тепла в паре;

$Q_{ч}(Q)$ – полезная мощность (энергия), произведенная парогенератором.

Энергетический баланс котельного агрегата при установившемся режиме записывается следующим образом:

$$Q_{\text{кч}} = Q_{\text{р}}^{\text{п}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

где $Q_{\text{кч}} = Q_{\text{р}}^{\text{п}}$ – подведенная мощность тепла на 1 кг рабочего топлива твердого, жидкого или сухого газообразного топлива, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ или $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_1 – полезно используемое тепло, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

Q_2 – потери тепла с уходящими газами;

Q_3 – потери тепла от химической неполноты сгорания топлива;

Q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива;

Q_5 – потери тепла от наружного охлаждения;

Q_6 – потери тепла со шлаком.

Располагаемое тепло или подведенная мощность определяются по количеству тепла топлива:

$$Q_{\text{к.ч}} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} B_{\text{нат.ч}} \cdot 10^{-3}, \frac{\text{ГДж}}{\text{ч}};$$

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} B_{\text{нат}} \cdot 10^{-3}, \text{ГДж},$$

где $B_{\text{нат.ч}}$, $B_{\text{нат}}$ – расход натурального топлива часовой, т н. т./ч, и за рассматриваемый период.

Полезная мощность (энергия) зависит от количества тепла, которое сообщается испаряемой воде:

$$Q_{\text{ч}} = \left[D_{\text{ч}} (i_{\text{пп}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{впч}} (i''_{\text{впч}} - i'_{\text{вп}}) + G_{\text{ч.пр}} (i_{\text{пр}} - i_{\text{пв}}) \cdot 10^{-3} \right], \text{ГДж/ч};$$

$$Q = \left[D (i_{\text{пп}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{вп}} (i''_{\text{вп}} - i'_{\text{вп}}) + G_{\text{пр}} (i_{\text{пр}} - i_{\text{пв}}) \cdot 10^{-3} \right], \text{ГДж},$$

где $D_{\text{ч}}$ – паропроизводительность, т/ч;

$i_{\text{пп}}$, $i_{\text{пв}}$ – энтальпия перегретого пара и питательной воды, кДж/кг;

$D_{\text{впч}}$ – часовой расход пара, поступающего во вторичный пароперегреватель, т/ч;

$i''_{\text{вп}}$ – энтальпия пара на выходе из вторичного пароперегревателя, кДж/кг.

$i'_{\text{вп}}$ – энтальпия пара на входе во вторичный пароперегреватель, кДж/кг;

$G_{\text{ч.пр}}$ – часовой расход продувочной воды, т/ч;

D – отпуск пара за рассматриваемый период, т;

$D_{\text{вп}}$ – количество пара, поступившего во вторичный пароперегреватель за рассматриваемый период, т;

$G_{\text{пр}}$ – расход продувочной воды за рассматриваемый период, т.

Один из видов тепловых станций представляет АЭС, где вместо органического топлива используется ядерное горючее.

Баланс мощности и энергобаланс ядерных установок и их брутто

$$N_p = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}, \text{ МВт};$$

$$W_p = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_p (W_p)$ – мощность (энергия), подведенная к ядерному реактору.

Она равна

$$N_p = B_{\text{ч}} Q_{\text{яг}}, \text{ МВт};$$

$$W_p = B Q_{\text{яг}}, \text{ МВт},$$

где $Q_{\text{яг}}$ – теплотворная способность ядерного горючего, МВт·ч/кг;

$B_{\text{ч}}$ и B – часовой расход использованного (выгоревшего) ядерного горючего, кг/ч, и его массовый расход за рассматриваемый период, кг.

Мощность (энергия), подведенная к ядерному реактору, определяется количеством тепла, выделяемого нейтронами в процессе цепной реакции расщепления сложных ядер тяжелых элементов.

Потери мощности (энергии) ядерного реактора связаны в основном с потерями тепла в окружающую среду. Эти потери не зависят от нагрузки. Полезная мощность (энергия) определяется количеством тепла, отданным теплоносителю и отведенным им из активной зоны реактора. Полезная мощность представляет теплопроизводительность (тепловую нагрузку) реактора:

$$N_{\text{пол}} = 3,6G_{\text{ч}}C_{\text{T}}(t_2 - t_1) \cdot 10^{-3}, \text{ МВт};$$

$$W_{\text{пол}} = 3,6GC_{\text{T}}(t_2 - t_1) \cdot 10^{-3}, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где 3,6 – физический эквивалент при переводе электрической мощности (энергии) в тепловую, ГДж/МВт ч;

$G_{\text{ч}}$ и G – часовой расход теплоносителя, т/ч, и его расход за рассматриваемый период, т;

C_{T} – удельная теплоемкость теплоносителя кДж/кг·К;

t_2, t_1 – температура теплоносителя на входе в реактор и выходе из него.

Энергетической характеристикой ядерного топлива являются удельная энерговыработка, т. е. тепловая энергия, выделенная единицей массы ядерного топлива при данном его изотопном составе за весь период использования в реакторе.

Годовая потребность АЭС в обогащенном уране определяется соотношением

$$B = G_{\text{x}} = \frac{N_{\text{T}} 365 \bar{\varphi}}{Q_{\text{яг}}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{бр}} 365 \bar{\varphi}}{\eta_{\text{р}}^{\text{бр}} Q_{\text{яг}}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{бр}} 365 \bar{\varphi}}{\eta_{\text{р}}^{\text{бр}}} \cdot \frac{\text{К}}{\alpha}, \text{ т/год},$$

где N_{T} – тепловая установленная (номинальная) мощность реактора, МВт;

$\bar{\varphi}$ – среднегодовой коэффициент использования установленной мощности (коэффициент нагрузки);

$Q_{\text{яг}}$ – удельная энерговыработка (теплотворная способность ядерного горючего), МВт·ч/кг; 1 МВт сут/т = 24 000 кВт·ч/т, что соответствует теплосодержанию 95 т. у т.

$N_3^{\text{бр}}$ – электрическая мощность (брутто), МВт;

$\eta_{\text{р}}^{\text{бр}}$ – КПД АЭС брутто.

Приняв за основу экспериментально определенное энерговыделение, равное 200 МэВ на один акт деления (на одно разделившееся ядро), определим количество тепловой энергии выделяемой при делении ядер ^{235}U .

Число ядер ^{235}U в одной частице

$$\frac{N_A}{A} = \frac{6,022 \cdot 10^{23}}{235} = 25,62 \cdot 10^{20} \text{ ядер,}$$

где N_A – число Авогадро;

A – относительная атомная масса U^{235} .

Число делений, необходимых для получения 1 МВт·сут тепловой энергии:

$$\frac{1 \text{ МВт сут/т}}{200 \text{ МэВ/дел}} = \frac{5,3916 \cdot 10^{23} \text{ МэВ}}{200 \text{ МэВ/дел}} = 2,696 \cdot 10^{21}.$$

1 МВт·сут – $5,3916 \cdot 10^{23}$ МэВ.

Тогда

$$q = \frac{2,563 \cdot 10^{21}}{2,696 \cdot 10} = 0,95 \text{ МВт} \cdot \text{сут/т} = 22 \text{ 900 кВт} \cdot \text{ч/г},$$

а для получения тепловой энергии, равной 1 МВт·сут, требуется ядер ^{235}U :

$$K = \frac{1}{q} = 1,05 \text{ г/МВт} \cdot \text{сут} = 1,05/10^3 \text{ кг.}$$

$$\alpha = KQ_{\text{яг}}.$$

КПД брутто АЭС

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{пол}}}{N_{\text{р}}} = N_{\text{пол}} \cdot 100 / (B_{\text{ч}} Q_{\text{яг}}).$$

Удельный расход использованного (выгоревшего) ядерного топлива на единицу полезной выработки реактора

$$v_{\text{ч}}^{\text{бр}} = \frac{B_{\text{ч}}}{N_{\text{пол}}} = \frac{100}{Q_{\text{яг}} \eta_{\text{р}}^{\text{бр}}}, \text{ кг/МВт} \cdot \text{ч.}$$

При полном делении ядерного горючего выделяется $79,6 \cdot 10^9$ кДж/кг тепловой энергии. С учетом доли неделящихся изотопов количество получаемой тепловой энергии составит

$$79,6 \cdot 10^9 \cdot 0,85 = 67,66 \cdot 10^9 \text{ кДж/кг.}$$

Это количество тепловой энергии эквивалентно производству электроэнергии из 1 кг ядерного горючего в количестве

$$W_{\text{р}} = \frac{67,66 \cdot 10^9}{3600} = 1,88 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/кг.}$$

Энергетическая характеристика подведенной мощности ядерного реактора может быть записать в виде

$$N_{\text{р}} = N_{\text{хх}} + \delta N_{\text{пол}}, \text{ МВт,}$$

где $N_{\text{х}}$ – расход подведенной мощности на холостой ход реактора, МВт;

δ – удельный прирост подведенной мощности на единицу тепловой производительности реактора, МВт/МВт;

$N_{\text{пол}}$ – текущее значение тепловой мощности (производительности реактора в пределах от минимальной до максимальной), МВт.

Удельный расход ядерного горючего

$$b_{\text{АЭС}} = \frac{5,3 \cdot 10^{-8}}{\eta_{\text{бр}}}, \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч.}$$

В газотурбинных установках (ГТУ) рабочим телом являются продукты сгорания топлива, потенциальная энергия которых превращается в кинетическую энергию газового потока, а затем преобразуется в механическую и электрическую энергию.

Баланс мощности и энергобаланс ГТУ брутто можно представить в виде

$$Q_{г.т(ч)} = Q_{пот(ч)} + Q_{пол(ч)}, \text{ ГДж};$$

$$Q_{г.т} = Q_{пот} + Q_{пол}, \text{ ГДж}.$$

Подведенные к ГТУ мощность $Q_{г.т(ч)}$ и энергия $Q_{г.т}$ зависят от количества тепла, выделяемого топливом при его сжигании в камере сгорания. Мощность и энергия ГТУ зависят от расхода условного топлива часового ($B_ч$, т у. т./ч) и за рассматриваемый период (B , т у. т.):

$$Q_{г.т(ч)} = 29,31B_ч, \frac{\text{ГДж}}{\text{ч}};$$

$$Q_{г.т} = 29,31B, \text{ ГДж}.$$

Общие потери подведенной мощности $Q_{пот(ч)}$ и энергии $Q_{пот}$ состоят из потерь тепла в камере сгорания на привод компрессора, с отработанными газами, в окружающую среду и др.

В ГТУ процесс сжигания топлива сопровождается потерями тепла от химической и механической неполноты его сгорания и потерями в окружающую среду. Потери тепла с отработанными газами зависят от выбора рабочего цикла и процесса сжигания топлива. Полезная мощность или энергия в значительной мере зависят от мощности компрессора на сжатие воздуха:

$$Q_{пол(ч)} = 3,6N_э;$$

$$Q_{пол} = 3,6W_э,$$

где $N_э$ и $W_э$ – электрическая мощность (нагрузка) ГТУ, МВт, и производительность электроэнергии, МВт·ч.

ГТУ (камера сгорания топлива и газовая турбина) может работать с полной потерей тепла отработанного газа, а также с частичным или полным использованием во внутреннем балансе электростанции или для отпуска тепла на сторону.

Энергетическая характеристика подведенной мощности (расходная) газотурбинной установки представлена в виде функциональной зависимости часового расхода условного топлива от нагрузки N_3

$$B_{\text{ч}} = B_{\text{хх}} + \delta N_3, \text{ т у. т./ч,}$$

где $B_{\text{хх}}$ – расход топлива на холостой ход;

δ – величина удельного (прироста) расхода условного топлива.

Расход топлива на холостой ход и величина удельного прироста расхода топлива зависят от температуры наружного воздуха.

Удельные показатели энергетической экономичности брутто и нетто ГТУ определяются на основе сравнения величин баланса мощности или энергии. КПД и удельный расход брутто рассчитываются по формулам

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}} = 100 - q_{\text{пот}} = Q_{\text{пол}} \cdot \frac{100}{Q_{\text{ГТ}}} = 0,123 W_3 \frac{100}{B^{\text{э/Г}}};$$

$$b_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}} = \frac{B \cdot 10^3}{W_3} = 0,123 \cdot 10^3 \frac{100}{\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}}} = 0,123 \cdot 10^3 \left[\frac{100}{100 - q_{\text{пот}}} \right], \text{ кг/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$q_{\text{пот}} = Q_{\text{пот}} \cdot \frac{100}{Q_{\text{ГТ}}} \text{ \%}.$$

Мощность и подведенная энергия турбоагрегатов ТЭС зависят от расхода тепла:

$$N(W) = Q_{\text{турб(ч)}}(Q_{\text{турб}});$$

$$N_{\text{пот}}(W_{\text{пот}}) = Q_{\text{пот(ч)}}(Q_{\text{пот}});$$

$$N_{\text{пол}}(W_{\text{пол}}) = Q_{\text{пол(ч)}}(Q_{\text{пол}}),$$

где $Q_{\text{турб(ч)}}(Q_{\text{турб}})$ – часовой расход тепла на турбоагрегат и его расход за рассматриваемый период;

$Q_{\text{пот(ч)}} (Q_{\text{пот}})$ – суммарные тепловые потери подведенной мощности и энергии;

$Q_{\text{пол(ч)}} (Q_{\text{пол}})$ – полезная использованная мощность (энергия).

Мощность и энергобаланс конденсационных турбоагрегатов брутто

$$Q_{\text{турб(ч)}} = Q_{\text{пот(ч)}} + Q_{\text{пол(ч)}}, \text{ ГДж/ч};$$

$$Q_{\text{турб}} = Q_{\text{пот}} + Q_{\text{пол}}, \text{ ГДж}.$$

Подведенное тепло теплофикационных турбин включает его расход на производство электрической мощности $Q_{\text{э(ч)}}$ или энергии Q_3 , а также отпуск тепла потребителям $Q_{\text{т(ч)}}$ за рассматриваемый период времени $Q_{\text{т}}$:

$$Q_{\text{турб(ч)}} = Q_{\text{э(ч)}} + Q_{\text{т(ч)}}, \text{ ГДж/ч};$$

$$Q_{\text{турб}} = Q_3 + Q_{\text{т}}, \text{ ГДж}.$$

Общие тепловые потери турбоагрегатов состоят из потерь в окружающую среду, через концевые уплотнения, связанных с конденсацией пара; механических потерь и электрических потерь в генераторе.

Оценка энергетической экономичности турбоагрегатов в постоянном или переменном режимах производится по следующим показателям:

1) удельные потери тепла по выработке электрической мощности и энергии $q_{\text{пот(ч)}} (q_{\text{пот}})$;

2) КПД по производству электрической мощности и энергии $\eta_{\text{т}}$;

3) удельный расход тепла на производство электрической мощности (энергии) $q_{\text{э(ч)}} (q_3)$;

4) удельная выработка электрической мощности (энергии) теплофикационных турбин на отпущенное тепло $W_{\text{т(ч)}} (W_{\text{т}})$.

КПД брутто (переменный режим)

$$\eta_T^{\text{бр}} = 100 - q_{\text{пот } \text{э}} = Q_{\text{пол } \text{э}} \cdot \frac{100}{Q_3} \% = 3,6W_3 \frac{100}{Q_3} \%;$$

$$q_{\text{пот } \text{э}} = Q_{\text{пот } \text{э}} \cdot \frac{100}{Q_3} \%;$$

$$W_T = W_T / Q_T, \text{ МВт} \cdot \text{ч/ГДж},$$

где W_T – производство электроэнергии турбоагрегатом по теплофикационному циклу.

КПД и удельный расход тепла нетто

$$\eta_T^{\text{нт}} = 3,6(N_3 - W^{\text{чн}}) \cdot \frac{100}{(Q_3 + Q^{\text{чн}})} \%;$$

$$q_3^{\text{нт}} = \frac{(Q_3 + Q^{\text{чн}})}{(W_3 - W^{\text{чн}})}, \text{ ГДж/МВт} \cdot \text{ч},$$

где $Q^{\text{чн}}$ – расход тепла на собственные нужды турбоагрегата;

$W^{\text{чн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегата.

Машинный комплекс ГЭС – гидроагрегат – включает турбину и генератор. Баланс мощности и энергобаланс гидроагрегата

$$N_{\text{г.а}} = N_{\text{пот}} + N_{\text{пол}}, \text{ МВт};$$

$$W_{\text{г.а}} = W_{\text{пот}} + W_{\text{пол}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $N_{\text{г.а}} (W_{\text{г.а}})$ – мощность (энергия), подведенная с водой;

$N_{\text{пот}} (W_{\text{пот}})$ – потери подведенной мощности (энергии) в турбине и генераторе;

$N_{\text{пол}} (W_{\text{пол}})$ – полезная использованная гидравлическая мощность (энергия).

Электрическая мощность ГЭС

$$N_{\text{ГЭС}} = 9,81 Q_c H_p \eta, \text{ МВт,}$$

где Q_c – расход воды через агрегат, $\text{м}^3/\text{с}$;

H_p – рабочий напор, м;

η – КПД ГЭС.

КПД ГЭС

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \eta_{\text{соор}} \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}},$$

где $\eta_{\text{соор}}$ – КПД гидротехнических сооружений;

$\eta_{\text{мех}}$ – КПД гидравлических турбин;

$\eta_{\text{ген}}$ – КПД электрических генераторов.

Потери гидроагрегата включают:

объемные потери, связанные с утечками воды через зазоры между вращающимися и неподвижными частями турбин;

гидравлические потери, обусловленные вязкостью жидкости, связанные с переходом механической энергии в тепловую в пределах проточной части турбин;

механические потери в турбине;

механические и электрические потери в генераторе.

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОВ

Энергетическая характеристика подведенной мощности (расходная) удельного расхода парогенератора (котлоагрегата) имеет вид

$$B_q = b_{\text{эк}} Q_q + (b_{\text{пер}} - b_{\text{эк}})(Q_q - Q_{\text{эк}}), \text{ т у. т./ч;} \quad (3.1)$$

$$b_q = b_{\text{эк}} + (b_{\text{пер}} - b_{\text{эк}})\left(1 - \frac{Q_{\text{эк}}}{Q_q}\right), \text{ кг у. т./ГДж,} \quad (3.2)$$

где $b_{\text{эк}}$ и $b_{\text{пер}}$ – удельные расходы условного топлива в экономичной зоне и зоне перегрузок, т у. т./ГДж; кг у. т./ГДж;

$Q_{\text{ч}}$ – текущая теплопроизводительность (нагрузки) парогенератора, ГДж/ч;

$(b_{\text{пер}} - b_{\text{эк}})$ – приращение удельного расхода топлива в зоне перегрузки, кг у. т./ГДж.

Второй член уравнений энергетических характеристик принимается во внимание только в зоне перегрузок.

Аналитическое уравнение характеристик (3.1) и (3.2) будет иметь вид

$$B_{\text{ч}} = (B_{\text{хх}} + \delta_{\text{эк}})Q_{\text{ч}} + (\delta_{\text{пер}} - \delta_{\text{эк}})(Q_{\text{ч}} - Q_{\text{эк}}), \text{ т у. т./ч}; \quad (3.3)$$

$$b_{\text{ч}} = B_{\text{хх}} \cdot \frac{10^3}{Q_{\text{ч}}} + \delta_{\text{эк}} + (\delta_{\text{пер}} - \delta_{\text{эк}})\left(1 - \frac{Q_{\text{эк}}}{Q_{\text{ч}}}\right), \text{ кг у. т./ГДж}, \quad (3.4)$$

где $B_{\text{хх}}$ – часовой расход условного топлива на холостом ходу, т у. т./ч;

$\delta_{\text{пер}}$ и $\delta_{\text{эк}}$ – удельные приросты расхода условного топлива в зоне перегрузки, т у. т./ГДж;

$(\delta_{\text{пер}} - \delta_{\text{эк}})$ – приращение удельного прироста топлива в зоне перегрузки, т у. т./ГДж.

Поэтому третий член уравнения (3.4) учитывается только при работе в режиме перегрузок.

Энергетическая характеристика подведенной мощности (расхода) ядерного реактора имеет вид

$$N_{\text{р}} = N_{\text{хх}} + \delta N_{\text{пол}}, \text{ МВт},$$

где $N_{\text{х}}$ – расход на холостой ход реактора, МВт;

δ – удельный прирост подведенной мощности на единицу производительности реактора, МВт;

$N_{\text{пол}}$ – текущее значение тепловой мощности (производительности) реактора в пределах от минимальной до номинальной.

Минимальная тепловая мощность реактора

$$N_{\text{min}} = 0,2 + 0,4N_{\text{пол.ном}}.$$

Энергетическая характеристика подведенной мощности (расхода) ГТУ имеет вид

$$B_{\text{ч}} = B_{\text{хх}} + \delta N_{\text{э}}, \text{ т у. т./ч,}$$

где $B_{\text{хх}}$ – расход топлива на холостой ход;

δ – удельный прирост условного топлива;

$N_{\text{э}}$ – нагрузка.

На энергетические характеристики подведенной мощности турбоагрегатов оказывает влияние система регулирования. Хотя эти характеристики имеют вид выпуклых кривых, но так как выпуклость их незначительна, то для практических целей их выпрямляют, т. е. заменяют прямыми.

Для турбоагрегатов с дроссельным и сопловым регулированием энергетические характеристики подведенной мощности имеют прямолинейный вид:

$$Q_{\text{турб(ч)}} = Q_{\text{хх}} + q_{\text{р}} N_{\text{э}}, \text{ ГДж/ч;}$$

$$q_{\text{э(ч)}} = Q_{\text{турб(ч)}} = \frac{Q_{\text{хх}}}{N_{\text{э}}} + q_{\text{к}}, \text{ ГДж/МВт} \cdot \text{ч,}$$

где $Q_{\text{хх}}$ – часовой расход тепла на холостой ход, ГДж/ч;

$N_{\text{э}}$ – текущее значение электрической нагрузки в пределах от минимальной ($N_{\text{мин}}$) до номинального значения ($N_{\text{ном}}$), МВт;

$q_{\text{к}}$ – удельный прирост расхода тепла на единицу электрической мощности, ГДж/МВт.

Для турбоагрегатов с обводным регулированием энергетическая характеристика подведенной мощности имеет вид

$$Q_{\text{турб(ч)}} = Q_{\text{хх}} + q_{\text{к(эк)}} N_{\text{эк}} + q_{\text{к пер}} (N_{\text{э}} - N_{\text{эк}}), \text{ ГДж/ч;}$$

$$q_{\text{э(ч)}} = \frac{Q_{\text{хх}}}{N_{\text{э}}} + q_{\text{к(эк)}} + q_{\text{к пер}} \left(1 - \frac{N_{\text{эк}}}{N_{\text{э}}}\right), \text{ ГДж/МВт} \cdot \text{ч,}$$

где $q_{\text{к(эк)}}$ – удельный прирост расхода тепла на единицу электрической мощности в зоне экономических нагрузок, ГДж/МВт·ч;

$q_{\text{к пер}}$ – то же в зоне перегрузки;

N_3 – текущая нагрузка в зоне перегрузки, МВт;

$N_{\text{э(эк)}}$ – то же в экономической зоне.

Энергетическая характеристика турбин с противодавлением состоит из двух частей:

$$Q_{\text{турб(ч)}} = Q_{\text{э(ч)}} + Q_{\text{т(ч)}}, \text{ ГДж/ч,}$$

где $Q_{\text{э(ч)}}$ – тепло, затраченное на производство электрической энергии;

$Q_{\text{т(ч)}}$ – полезный отпуск тепла потребителям.

Характеристика часового расхода тепла на выработку электроэнергии

$$Q_{\text{э(ч)}} = Q_{\text{х-э}} + q_{\text{т}} N_{\text{т}}, \text{ ГДж/ч,}$$

где $Q_{\text{х-э}}$ – расход на холостой ход (механические и электрические потери), ГДж/ч;

$q_{\text{т}}$ – удельный прирост расхода тепла на отпуск теплофикационной электрической мощности, ГДж/МВт·ч.

Расход тепла противоавтотурбинной турбины в зависимости от электрической мощности

$$Q_{\text{т(ч)}} = Q_{\text{х-т}} + (q - q_{\text{т}}) N_{\text{т}}, \text{ ГДж/ч,}$$

где $Q_{\text{х-т}}$ – тепловая составляющая холостого хода.

Электрическая мощность противоавтотурбинной турбины зависит от величины тепловой нагрузки и имеет вид

$$N_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т(ч)}}}{q - q_{\text{т}}} - \frac{Q_{\text{х-т}}}{q - q_{\text{т}}}, \text{ МВт.}$$

У турбин с отбором пара и противодавлением тепло отпускается из отбора и противоавтотурбинной турбины:

$$Q_{\text{т(ч)}} = Q_{\text{отб(ч)}} + Q_{\text{тпрот(ч)}}, \text{ ГДж/ч.}$$

Расходы пара и теплофикационных турбоустановок зависят не только от электрической мощности, но и от величины отборов пара и отпуска тепла. Расход пара на турбину с одним регуляторным отбором выражается зависимостью

$$D_o = D_{ko} + y_T D_T = D_{kx} + r_k N_э + y_T D_T, \text{ кг/ч,}$$

где $D_{ko} = D_{kx} + r_k N_э$ – расход пара при конденсационном режиме без отбора, кг/ч;

D_{kx} – расход пара при холостом ходе без отбора, кг/ч;

r_k – удельный прирост расхода пара при конденсационном режиме, кг/ч;

D_T – отбор пара, кг/ч;

$y_T = \frac{D_o - D_{ko}}{D_T}$ – коэффициент недовыработки мощности отбора;

$N_э$ – электрическая мощность турбоустановки, кВт.

Полный расход тепла на турбоустановку с регулируемым отбором пара описывается формулой

$$Q_{ту} = Q_{kx} + r_{kQ} N_э + \xi_T Q_T, \text{ кДж/ч,}$$

где $Q_{kx} + r_{kQ} N_э$ – расход тепла при конденсационном режиме, кДж/ч;

Q_T – отпуск тепла из отбора турбины, кДж/ч;

$\xi = \frac{h_o - h_{пв}}{h_T - h_{ок}} y_T$ – коэффициент ценности тепла пара отбора;

Q_{kx} – расход тепла на холостой ход при конденсационном режиме, кДж/ч;

r_{kQ} – удельный прирост расхода тепла, кДж/кВт·ч.

Энергетическая характеристика турбины с двумя регулируемыи отборами (промышленным и отопительным) зависит от электрической мощности $N_э$ и отборов. Расход пара на такую турбину можно выразить формулой

$$D_o = D_{kx} + r_k N_э + y_{п} D_{п} + y_T D_T,$$

где $y_{\text{п}}$ и $y_{\text{т}}$ – коэффициенты недовыработки паром промышленным и отопительного отборов.

Турбина с двумя отборами условно может заменяться фиктивной турбиной с одним производственным отбором D . Отопительный отбор $D_{\text{т}}$ направляется в часть низкого давления турбины и производит дополнительную мощность

$$N_{\text{нq}} = \frac{D_{\text{т}}}{d_{\text{нq}}}, \text{ кВт},$$

где $d_{\text{нq}} = \frac{3600}{H_i^{\text{нq}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}}$ – удельный расход пара, работающего только

в ступенях низкого давления турбины, кг/кВт·ч;

$H_i^{\text{нq}}$ – теплоперепад пара в этих ступенях.

Для турбины с фиктивной мощностью $N_{\text{ф}}$ расход пара

$$D_{\text{о}} = D_{\text{кх}} + r_{\text{к}} N_{\text{ф}} + y_{\text{п}} D_{\text{п}}, \text{ кг/ч};$$

N – пропуск пара в конденсатор, кг/ч;

$$D_{\text{кф}} = D_{\text{о}} - D_{\text{п}} = D_{\text{чсд}},$$

где $D_{\text{чсд}}$ – пропуск пара через часть среднего давления турбины, одинаковый для действительной и фиктивной турбин.

Полный расход тепла на турбоагрегат с двумя теплофикационными отборами пара составит

$$Q_{\text{ту}} = Q_{\text{кх}} + r_{\text{к}} N_{\text{э}} + \xi_{\text{п}} Q_{\text{п}} + \xi_{\text{т}} Q_{\text{т}}, \text{ кДж/ч},$$

где $Q_{\text{п}}$ и $Q_{\text{т}}$ – производственный и отопительный отпуск тепла;

$\xi_{\text{п}}$ и $\xi_{\text{т}}$ – соответствующие коэффициенты ценности тепла.

Расход тепла на производство электроэнергии составляет

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{кх}} + r_{\text{к}} N_{\text{э}} - (1 - \xi_{\text{п}}) Q_{\text{п}} - (1 - \xi_{\text{т}}) Q_{\text{т}}.$$

Таким образом, центральное место в расходе тепла этой турбины занимает характеристика конденсационного режима

$$Q_{\text{ТТ}} = Q_{\text{к0}} = Q_{\text{кк}} + r_{Q\text{к}} N_{\text{э}},$$

отвечающая нулевым значениям количества отпускаемого тепла:

$$Q_{\text{п}} = 0 \quad \text{и} \quad Q_{\text{т}} = 0.$$

Энергетическая характеристика гидроагрегатов представляет зависимость секундного расхода воды на турбину $Q_{\text{с}}$ от электрической мощности $N_{\text{э}}$ при заданном напоре H :

$$Q_{\text{с}} = f(N_{\text{э}}) \quad \text{при} \quad H = \text{const.}$$

Также на ГЭС находят применение эксплуатационные характеристики гидроагрегатов, отражающие зависимость электрической нагрузки от напора и расхода воды:

$$N_{\text{э}} = \gamma(H_{\text{р}}, Q_{\text{с}}).$$

Такие характеристики строятся при разных значениях расхода воды.

4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КЭС И ЕЕ КПД

Общий баланс тепла энергоблока КЭС имеет вид

$$Q_{\text{с}} = N_{\text{э}} + N_{\text{Г}} + N_{\text{М}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{пг}} + Q_{\text{т}} + \Delta Q_{\text{ст}},$$

где $Q_{\text{с}}$ – общий расход тепла топлива;

$N_{\text{э}}$ – электрическая мощность турбоагрегата;

$N_{\text{Г}}, N_{\text{М}}$ – потери мощности в электрическом генераторе и механические потери в турбине;

$Q_{\text{к}}$ – потери тепла в конденсаторе с охлаждающей водой;

$Q_{\text{тр}}$ – потери тепла трубопроводами при транспорте пара и воды;

$\Delta Q_{\text{пг}}$ – потери тепла парогенератором;

$Q_{\text{т}}$ – отпуск тепла на отопление поселка;

$\Delta Q_{\text{ст}}$ – потери тепла в системе транспорта и подготовки топлива, не учитываемые тепловым балансом парогенератора.

Все величины выражены в кВт или в ГДж/ч.

Без учета расхода тепла на бытовые нужды и отопление $Q_{\text{т}}$ и потерь тепла в системе топливоподготовки $\Delta Q_{\text{ст}}$ тепловой баланс КЭС и энергоблока представляется в виде

$$Q_{\text{с}} = N_{\text{э}} + N_{\text{г}} + N_{\text{м}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{пг}} = N_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{ту}} + \Delta Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{пг}}.$$

Представив внутреннюю мощность турбины в виде

$$N_i = N_{\text{э}} + N_{\text{г}} + N_{\text{м}},$$

запишем

$$Q_{\text{с}} = N_i + Q_{\text{к}} + Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{пг}}.$$

Расход тепла пара на турбоустановку

$$Q_{\text{ту}} = N_i + Q_{\text{к}}.$$

Тепло топлива $Q_{\text{с}}$ расходуется в парогенераторе:

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{пг}} + \Delta Q_{\text{пг}}.$$

Баланс тепла в системе трубопроводов

$$Q_{\text{пг}} = Q_{\text{ту}} + Q_{\text{тр}}.$$

Экономичность КЭС рассчитывается по ее КПД

$$\eta_{\text{с}} = \frac{W_{\text{г}}}{Q_{\text{с}}^{\text{т}}} \quad \text{или} \quad \eta_{\text{с}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{с}}},$$

где $W_{\text{г}}$ – годовое производство электроэнергии;

$Q_{\text{с}}^{\text{т}}$ – годовой расход топлива.

КПД парогенератора

$$\eta_{\text{пг}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{с}}}.$$

КПД транспорта тепла (трубопроводов) электростанции

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}}.$$

КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{ту}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ту}}}.$$

Общий КПД электростанции (энергоблока)

$$\eta_{\text{с}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{с}}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{с}}} \cdot \frac{Q_{\text{ту}}}{Q_{\text{пг}}} \cdot \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ту}}},$$

$$q = \frac{3600}{\eta_{\text{ту}}}, \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч};$$

при $\eta_{\text{ту}} = 0,44-0,46$ $q_{\text{ту}} = 8100-7800$.

КПД брутто КЭС

$$\eta_{\text{с}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{пг}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{ту}}.$$

КПД нетто КЭС

$$\eta_{\text{с}}^{\text{н}} = \frac{W_{\text{эг}} - W_{\text{сн}}}{Q_{\text{г}}} = \frac{W_{\text{эг}}}{Q_{\text{с}}} (1 - W_{\text{сн}}).$$

Экономичность работы турбоагрегата характеризуют относительные КПД:
внутренний

$$\eta_i = \frac{N_i}{N_a} = \frac{H_i}{H_a},$$

где N_i и N_a – внутренняя мощность турбины с учетом потерь;
 N_a – действительная мощность турбины;
 H_i и H_a – тепलोперепад в действительном и адиабатном (изо-энтропичном) процессах.

КПД с учетом дросселирования

$$\eta_{др} = \frac{H'_a}{H_a};$$

внутренний относительный КПД

$$\eta'_{oi} = \frac{H_{ii}}{H_a} = \frac{H_i}{H_a} \cdot \frac{H'_a}{H_a} = \eta'_{oi} \eta_{др};$$

механический КПД турбины

$$\eta_m = \frac{N_e}{N_i},$$

где

$$N_e = N_i - N_m,$$

N_m – механические потери турбины;

N_e – эффективная мощность;

$N_i = N_3 + N_m + N_e$ – внутренняя мощность.

Относительный эффективный КПД турбины

$$\eta_{oe} = \frac{N_e}{N_a}.$$

КПД электрогенератора

$$\eta_r = \frac{N_2}{N_e}.$$

Относительный электрический КПД турбоагрегата

$$\eta_{\text{оэ}} = \frac{N_{\text{э}}}{N_{\text{а}}} = \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{М}} \eta_{\text{Г}}.$$

Термический КПД цикла

$$\eta_{\gamma} = \frac{Q_{\text{о}} - Q_{\text{ка}}}{Q_{\text{то}}} = \frac{i_{\text{о}} - i_{\text{пв}} - (i_{\text{ка}} - i_{\text{к}})}{i_{\text{о}} - i_{\text{пв}}},$$

где

$$Q_{\text{о}} = i_{\text{о}} - i_{\text{пв}};$$

$Q_{\text{ка}} = i_{\text{ка}} - ih_{\text{к}}$ – потеря тепла в конденсаторе.

Внутренний абсолютный КПД турбоустановок

$$\eta_{i \text{ тУ}} = \frac{H_i}{Q'_{\text{оэ}}} = \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{Г}}.$$

Абсолютный электрический КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{э}} = \frac{H_i \eta_{\text{М}} \eta_{\text{Г}}}{Q'_{\text{о}}} = \eta_i \eta_{\text{Г}} \eta_{\text{М}},$$

где $Q'_{\text{о}}$ – расход тепла на турбину без учета работы питательного насоса.

Абсолютный эффективный КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{е}} = \frac{H_i \eta_{\text{М}}}{Q'_{\text{о}}} = \eta_{\text{Г}} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{М}}.$$

5. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ТЭЦ И ЕЕ КПД

Отпуск тепла внешнему потребителю

$$Q_T^0 = Q_T \eta_T = D_T (i_T - i_{ок}^B) \eta,$$

где D_T – расход пара внешнему потребителю, кг/с;

i_T – энтальпия отработавшего пара, отдаваемого внешнему потребителю, кДж/кг;

$i_{ок}^B$ – энтальпия обратного конденсата, кДж/кг.

Энергетический баланс турбоагрегата с противодавлением

$$N_э = D_T (i_0 - i_{та}) \eta_{oi} \eta_M \eta_T,$$

где $N_э$ – электрическая мощность, кВт;

i_0 и $i_{та}$ – энтальпия пара перед турбиной и после адиабатного расширения, кДж/кг.

$$D_T = \frac{N_э'}{(i_0 - i_{та}) \eta_{oi} \eta_M \eta_T};$$

$$N_э = \frac{(i_0 - i_{та}) \eta_{oi} \eta_M \eta_T}{i_T - i_{ок}^B} Q_T;$$

$$N_э = \frac{H_a}{q_T} \eta_{oi} \eta_M \eta_T Q_T,$$

где H_a – адиабатный теплоперепад в турбине, кДж/кг;

$q_T = (i_T - i_{ок}^B)$ – удельный расход тепла на внешнего потребителя, кДж/кг.

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$\alpha_э = \frac{N_э}{Q_T} = \frac{i_0 - i_{та}}{i_T - i_{ок}^B} \eta_{oi} \eta_M \eta_T.$$

Полный расход тепла на турбину

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{T}}(i_0 - i_{\text{OK}}^{\text{B}}), \text{ кВт.}$$

Внутренняя мощность турбины

$$N_i = D_{\text{T}}(i_0 - i_9) = D(i_0 - i_{\text{та}})\eta_{\text{oi}}.$$

Внешний теплопотребитель

$$Q_{\text{T}} = D_{\text{T}}(i_{\text{T}} - i_{\text{OK}}^{\text{B}}),$$

тогда

$$Q_{\text{ТУ}} = D_{\text{T}}(i_0 - i_{\text{T}}) + D_{\text{T}}(i_{\text{T}} - i_{\text{OK}}^{\text{B}}) = N_i + Q_{\text{T}}.$$

Турбины с конденсацией и регулируемым отбором. Расход пара определяется из уравнения энергетического баланса суммированием мощности части высокого давления до отбора:

$$N_i^{\text{ВД}} = D_0(i_0 - i_{\text{T}})$$

и мощности части низкого давления после отбора:

$$N_i^{\text{НД}} = D_{\text{K}}(i_{\text{T}} - i_{\text{K}});$$

$$N_i = D_0(i_0 - i_{\text{T}}) + D_{\text{K}}(i_{\text{T}} - i_{\text{K}}); \quad (5.1)$$

$$D_0 = D_{\text{T}} + D_{\text{K}},$$

где D_{K} – пропуск пара в конденсатор.

Из уравнения (5.1) определяем D_0 :

$$N_i = D_0(i_0 - i_{\text{T}}) + (D_0 - D_{\text{T}})(i_{\text{T}} - i_{\text{K}});$$

$$D_0 = \frac{N_i}{(i_0 - i_{\text{K}})} + \frac{(i_{\text{T}} - i_{\text{K}})}{(i_0 - i_{\text{K}})} D_{\text{T}},$$

где $\frac{(i_{\text{T}} - i_{\text{K}})}{(i_0 - i_{\text{K}})} = y_{\text{T}}$ – коэффициент недовыработки.

КПД ТЭЦ по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\circ} = \frac{N_i}{Q_{\text{ТГ}}^{\circ}} \cdot \frac{Q_{\text{ТГ}}^{\circ}}{Q_{\text{ПГ}}^{\circ}} \cdot \frac{Q_{\text{ПГ}}^{\circ}}{Q_{\text{ТЭЦ}}^{\circ}} = \eta_{\text{ТГ}}^{\circ} \eta_{\text{ТГ}} \eta_{\text{ПГ}}.$$

Расход топлива на ТЭЦ

$$B = B_{\circ} + B_{\text{T}},$$

где B_{\circ} – расход топлива на производство электроэнергии, кг/с;

B_{T} – расход топлива на тепло внешнему потребителю, кг/с.

$$B Q_{\text{P}}^{\text{H}} \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭТ}} = N_{\circ} + Q_{\text{T}}^{\circ}.$$

Расход топлива на производство электроэнергии

$$B_{\circ} = \frac{N_{\circ}}{Q_{\text{H}}^{\circ} \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\circ}}.$$

Расход топлива на внешнее теплоснабжение

$$B_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{T}}^{\text{P}}}{Q_{\text{H}}^{\circ} \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}}}.$$

Экономия топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{ЭК}} = (B_{\text{КЭС}} + B_{\text{КОТ}}) - B_{\text{ТЭЦ}};$$

$$B_{\text{ЭК}} = W_{\text{ТЭЦ}}^{\circ} (\psi B_{\text{КЭС}} - B_{\text{ТЭЦ}}^{\circ}) + Q_{\text{ВП}} (B_{\text{КОТ}} - B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}}),$$

где $W_{\text{ТЭЦ}}^{\circ}$ – годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ;

ψ – коэффициент, отражающий различный отпуск электроэнергии от ТЭЦ и КЭС, необходимый для отпуска потребителям одинакового количества электроэнергии с учетом потерь в сетях;

$Q_{\text{ВП}}$ – отпуск тепла внешним потребителям.

Мощность ТЭЦ зависит от величины отбора, удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и коэффициента теплофикации:

$$N_{\text{ТЭЦ}} = \psi(\alpha_{\text{Т}} Q_{\text{Т}} z_{\text{Т}} + \alpha_{\text{от}} Q_{\text{от}} z_{\text{от}}),$$

где $\psi = 1,02-1,07$ – коэффициент выработки электроэнергии за счет вентиляционного пропуска пара в конденсатор;

$\alpha_{\text{Т}}$ и $\alpha_{\text{от}}$ – соответствующие коэффициенты теплофикации производственного и технологического отбора;

$Q_{\text{Т}}$ и $Q_{\text{от}}$ – величина технологического и отопительного отборов;

$z_{\text{Т}}$ и $z_{\text{от}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Коэффициентом теплофикации называется доля тепловой нагрузки ТЭЦ, покрываемая из отборов турбин:

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = \frac{\sum Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{пр}}}.$$

Различают часовой и годовой коэффициент теплофикации.

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$z = \frac{W_{\text{э}}}{Q_{\text{от}}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ГДж};$$

$$W_{\text{э}} = D_{\text{отб}}(h_{\text{о}} - h_{\text{т}})\eta_{\text{oi}}\eta_{\text{м}}.$$

6. ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ВО ВРЕМЕНИ

Составной частью производственного процесса является операция, выполняемая оборудованием. Операции могут быть простыми и сложными. Сложные операции состоят из ряда элементов. При анализе и нормировании энергопотребления на предприятии следует принимать во внимание ряд показателей и зависимостей, относящихся ко времени и режиму работы оборудования во времени.

Показатели использования оборудования во времени связаны со структурой календарного времени.

Календарное время отличается от обычного календарного фонда времени. Под *календарным временем работы агрегата* понимается то количество часов, которое может быть использовано для работы при установленной сменности и продолжительности смены. Оно состоит из операционного времени и времени внеоперационных перерывов:

$$T_T = T_o + T_H.$$

Операционное время представляет часть календарного времени, в течение которого на агрегате выполняют заданные операции. Эти операции могут быть как непрерывными, так и циклическими.

Внеоперационные перерывы связаны с организационно-техническими причинами, например:

- 1) простой оборудования в ремонт;
- 2) простой оборудования в связи с аварийными случаями и неплановым ремонтом;
- 3) перерывы из-за отсутствия сырья или энергии;
- 4) перерывы из-за переналадки оборудования и др.

Причем такие причины могут иметь место при работе оборудования как периодического, так и непрерывного действия. Во время внеоперационных перерывов оборудование может останавливаться или работать на холостом ходу. Такая особенность работы оценивается с помощью коэффициента использования оборудования в календарном времени:

$$\sigma_k = \frac{T_o}{T_k}.$$

Операционное время делится на время полезной работы и операционных перерывов. В *времени полезной работы* считается время, в течение которого на оборудовании выполняются основные технологические элементы операции. В это время идет полезное потребление энергии. Это время считается эффективным. *Время операционных перерывов* является вспомога-

тельным временем. Тогда операционное время T_o представляет сумму эффективного $T_э$ и вспомогательного времени $T_в$:

$$T_o = T_э + T_в.$$

В течение вспомогательного времени осуществляются вспомогательные элементы операции (снятие, установка деталей и др.).

Операционные перерывы характеризуются коэффициентом использования оборудования в операционном времени:

$$\sigma_o = \frac{T_э}{T_o}.$$

Во время операционных перерывов оборудование может отключаться или оставаться на холостом ходу. Поэтому в энергетическом отношении вспомогательное время может представлять собой как время операционных остановок $T_{o(c)}$, так и время операционных холостых ходов оборудования $T_{o(x)}$.

Структура календарного времени может быть представлена в виде

$$T_k = T_o + T = (T_э + T_{o(x)} + T_{o(c)}) + (T_{н(x)} + T_{н(c)}) = T_э + T_x + T_c = T_m + T_c,$$

где $T_{o(x)} + T_{н(x)} = T_x$ – суммарное время операционных и внеоперационных холостых ходов;

$T_{o(c)} + T_{н(c)} = T_c$ – суммарное время операционных и внеоперационных остановок;

$T_э + T_x = T_m$ – суммарное машинное время (время рабочего состояния оборудования).

Полный показатель использования оборудования во времени

$$\sigma = \frac{T_э}{T_k}.$$

Этот показатель можно представить как произведение частных коэффициентов:

$$\sigma = \sigma_o \sigma_n.$$

При работе непрерывного действия операционное время всегда совпадает с эффективным ($T_0 = T_3$) и коэффициент $\sigma = \sigma_n$.

Показатели производительности и энергопотребления оборудования предприятий. Производительность и энергопотребление оборудования характеризуются следующими показателями:

$$A_3 = \frac{Z}{T_3};$$

$$A_0 = \frac{Z}{T_0};$$

$$A_k = \frac{Z}{T_k},$$

где A_3, A_0, A_k – часовая производительность за эффективное, оперативное и календарное время работы агрегата;

Z – выпуск продукции за рассматриваемое время.

На производительность агрегата за эффективное время влияет величина одновременной загрузки продуктами обработки, а также скорость протекания технологического процесса, которая зависит от технологических параметров и режима работы агрегата.

Часовая производительность оборудования непрерывного действия определяется первой производной выпуска продукции по времени:

$$A = \frac{dZ}{dT}.$$

Эта производительность остается постоянной в течение всего периода непрерывной работы ($A_3 = A$) при постоянных технологических параметрах и загрузке оборудования продуктами переработки. При изменяющейся загрузке и переменных параметрах работы среднегодовая производительность рассчитывается за эффективное время.

Часовая производительность оборудования периодического действия не имеет текущих мгновенных значений, так как выпуск продукции может быть измерен за конечные отрезки времени.

Показателем производительности оборудования за эффективное время является технологический коэффициент загрузки оборудования

$$\gamma_T = \frac{A_3}{A_{\max}}$$

Характеристикой загрузки оборудования по энергетической мощности является энергетический коэффициент загрузки

$$\gamma_3 = \frac{P}{P_H},$$

где P и P_H – подведенная и номинальная мощность.

Потребление энергии на выпуск продукции (Z) характеризуется абсолютными и относительными показателями подведенной энергии и мощности.

Абсолютные показатели

$$N_3 = \frac{W_3}{T_3};$$

$$N_o = \frac{W_o}{T_o};$$

$$N_k = \frac{W_k}{T_k}.$$

Относительные показатели – удельные расходы энергии за эффективное (d_3), операционное (d_o) и календарное время:

$$d_3 = \frac{W_3}{Z} = \frac{N_3}{A_3};$$

$$d_o = \frac{W_o}{Z} = \frac{N_o}{A_o};$$

$$d_k = \frac{W_k}{Z} = \frac{N_k}{A_k}.$$

Для оборудования непрерывного и периодического действия расходы энергии за эффективное время $W_э$ имеют одинаковую структуру. Они состоят из полезно затраченной энергии и потерь.

Расход энергии за операционное время для оборудования непрерывного и периодического действия имеет различную структуру.

У оборудования непрерывного действия отсутствуют перерывы, поэтому $W_о = W_э$. Расход энергии у оборудования периодического действия включает расходы энергии за эффективное время и дополнительные расходы энергии на операционные холостые ходы $W_{о(х)}$ или на пуски после операционных остановок $W_{о(с)}$:

$$W_о = W_э + W_{о(х)};$$

$$W_о = W_э + W_{о(с)}.$$

Для оборудования непрерывного и периодического действия структура календарного расхода одинакова и расход энергии

$$W_к = W_э + W_{н(х)} + W_{н(с)} + W_{х(г)} + W_{с(г)},$$

где $W_{н(х)}$ и $W_{н(с)}$ – внеоперационные расходы на холостой ход и пуска оборудования;

$W_{х(г)}$ и $W_{с(г)}$ – дополнительные расходы энергии на холостой ход и пуск, связанные с графиком сменности.

7. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Как упоминалось выше, энергетическая эффективность оборудования оценивается не только через такие показатели, как коэффициент полезного действия (КПД), удельный расход энергоносителя на единицу продукции, но и через энергетические характеристики.

Энергетическая характеристика агрегата в общем случае показывает соотношение между полученной и производимой им энергией. В энергетических системах нашли применение расходные характе-

ристики, вскрывающие связь между нагрузкой энергетического агрегата и расходом первичного энергоносителя. В свою очередь, расходные характеристики делятся на весовые и энергетические.

К весовым характеристикам относятся:

– зависимость часового расхода натурального топлива от производительности котла $B = A(D)$, т н. т.;

– зависимость часового расхода пара на турбину от электрической мощности турбогенератора $D = A(N)$, т/ч;

– зависимость часового расхода воды на ГЭС от электрической мощности $G = A(N)$, м³/ч.

Энергетическими характеристиками являются:

– зависимость часового расхода условного топлива котла или энергии топлива, выраженной в МДж, кВт·ч и т. д., от часового производства котлоагрегатом тепла $B = A(Q)$, т у. т.;

– зависимость часового расхода тепла турбиной от электрической нагрузки турбогенератора $Q = A(N)$, Гкал/ч.

Расходные характеристики агрегатов представляют собой выгнутые или вогнутые кривые. Применительно к агрегатам энергетических систем чаще используются выгнутые кривые или сочетание таких кривых.

Кроме расходных характеристик для оценки экономичности энергетических агрегатов используют:

для котлов удельный расход условного топлива на единицу производимого тепла

$$b_k = \frac{B_k}{Q_k}, \text{ т у. т./Гкал};$$

для турбоагрегатов – часовой удельный расход тепла на вырабатываемую электроэнергию

$$q_T = \frac{Q_T}{N}, \text{ Гкал/МВт.}$$

Кроме удельных расходов важную роль играют характеристики относительных приростов:

для котла

$$r_k = \frac{dB_k}{dQ_k}, \text{ т у. т./Гкал};$$

для турбоагрегата

$$r_T = \frac{dQ_T}{dN}, \text{ Гкал/МВт};$$

для блока

$$r_b = r_k r_T = \frac{dB_k}{dQ_k} \frac{dQ_T}{dN} = \frac{B_k}{N}, \text{ т у. т./МВт}.$$

Относительные приросты всегда выражаются в тех же единицах, что и удельные расходы.

7.1. Энергетические характеристики котлов

Экономичность протекания энергетического процесса и оборудования в практике эксплуатации чаще оценивают не по абсолютным энергетическим показателям, а по относительным или удельным показателям, представляющим собой отношение соответствующих абсолютных показателей (рис. 7.1).

Удельные показатели численно равны тангенсу угла наклона секущей ($\operatorname{tg}\alpha$), проведенной из начала координат данной энергетической характеристики абсолютных показателей в точку характеристики, соответствующую заданному значению полезной мощности. Это позволяет для их определения пользоваться масштабом тангенса.

Расходные характеристики котлов обычно строятся по кривой потерь в зависимости от его загрузки $\Delta Q = A(Q)$ и представляют собой вогнутую кривую. Величина потерь определяется изменением КПД котла

$$\Delta Q = Q_{\text{ка}} \frac{100 - \eta_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}},$$

где $Q_{\text{ка}}$ – нагрузка котла, Гкал/ч;

$\eta_{\text{ка}}$ – КПД котла в зависимости от его нагрузки.

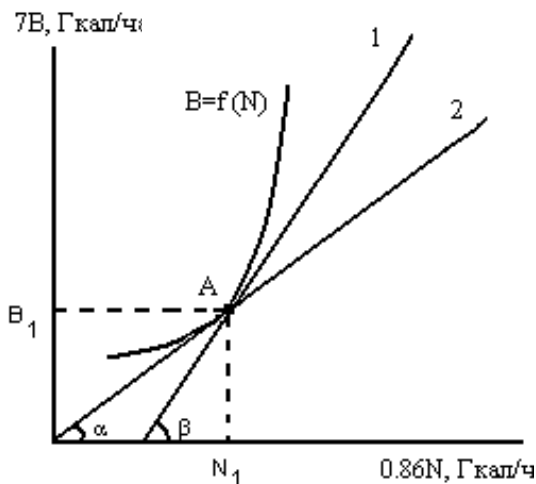


Рис. 7.1. Расходная характеристика агрегата:

$1 - r = \text{tg}\beta$ – относительный прирост расхода топлива котлом

$2 - r = \text{tg}\alpha$

Коэффициент полезного действия котла брутто

$$\eta_{\text{к}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6),$$

где q_2 – потери с уходящими газами;

q_3 – потери с химическим недожогом;

q_4 – потери с механическим недожогом;

q_5 – потери в окружающую среду;

q_6 – потери с физическим теплом шлака.

Расчет относительного прироста котлоагрегата можно производить по формуле

$$r_{\text{к}} = \frac{dB_{\text{ка}}}{dQ_{\text{ка}}} = \frac{1}{K_{\text{пер}}} = \frac{d(Q_{\text{ка}} + Q_{\text{сн}} + \Delta Q)}{dQ_{\text{ка}}} = \frac{1}{K_{\text{пер}}} \left(1 + \frac{d\Delta Q}{dQ_{\text{ка}}} \right),$$

где

$$\Delta Q = Q_{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{бр}};$$

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент перевода энергии условного топлива в единицы измерения теплоты;

$Q_{\text{сн}}$ – расход тепла на собственные нужды котла (котельного цеха).

При недостатке или отсутствии экспериментальных данных примерно можно принять

$$r_{\text{к}} = \frac{B}{Q} = \frac{1}{K_{\text{пер}}} \frac{100}{\eta_{\text{ка}}} \frac{100}{100 - q_{\text{сн}}} = \text{const},$$

где $q_{\text{сн}}$ – удельный расход тепла на собственные нужды, %.

Для газомазутных котлов примерный относительный прирост

$$r_{\text{к}} = \frac{100}{K_{\text{пер}} \eta_{\text{ка}}}.$$

Относительный прирост котла может быть определен через относительный прирост потерь:

$$r_{\text{к}} = \frac{1}{K_{\text{пер}}} + \frac{d\Delta B}{dQ_{\text{ка}}} = \frac{1}{K_{\text{пер}}} + r_{\text{п}},$$

где $r_{\text{п}}$ – относительный прирост потерь котла.

Относительный прирост потерь приближенно определяется через приращение расхода топлива:

$$r_{\text{п}} = \frac{\Delta B_2 - \Delta B_1}{Q_2 - Q_1}.$$

7.2. Энергетическая характеристика турбоагрегата

Энергетическая характеристика турбоагрегата показывает зависимость расхода тепла на турбину от электрической нагрузки

$$Q_T = A(N)$$

и обычно изображается ломаной линией с одним, реже двумя изломами.

Относительный прирост турбины определяется как

$$r_T = \frac{dQ}{dN}.$$

Простейшую конфигурацию имеют характеристики турбоагрегатов с дроссельным регулированием. Конфигурация этой кривой характеризуется тем, что при возрастании нагрузки уменьшается угол наклона касательной в любой точке кривой к оси абсцисс. Затухание рассматриваемой характеристической кривой и соответствующее уменьшение относительного прироста объясняется повышением экономичности энергетического процесса в турбоагрегате с ростом его нагрузки, при постепенном открытии дроссельного клапана, пропускающего пар в проточную часть турбины, и снижением потерь дросселирования. Для уменьшения потерь дросселирования в крупных турбинах применяется сопловое (клапанное) регулирование, осуществляемое последовательным открытием нескольких (например, четырех) паровпускных клапанов, включаемых по мере увеличения нагрузки генератора. В соответствии с принципом соплового регулирования расходная характеристика турбины в этом случае является сочетанием нескольких выпуклых кривых, каждая из которых характеризует возрастание расхода тепла турбиной в зоне действия одного из клапанов. В точке включения следующего клапана происходит скачкообразное увеличение относительного прироста $\operatorname{tg}\alpha_1 > \operatorname{tg}\alpha_2$ вследствие соответствующего возрастания потерь дросселирования во вновь включенном клапане (рис. 7.2, б).

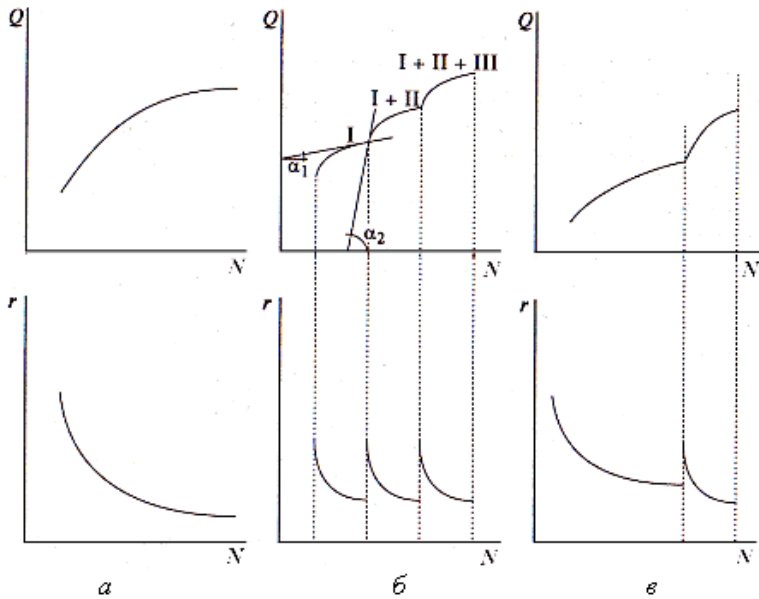


Рис. 7.2. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов:
a – дроссельное регулирование; *б* – сопловое или клапанное регулирование;
в – обводное регулирование; I, II, III – клапаны

Использование в практических расчетах криволинейных характеристик весьма сложно, поэтому их заменяют прямолинейными (рис. 7.3).

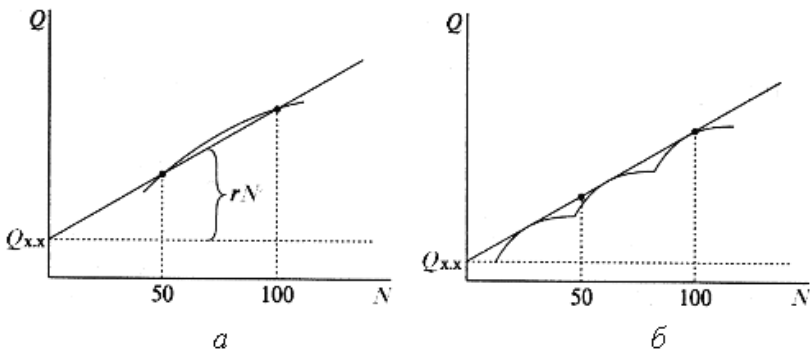


Рис. 7.3. Расходные характеристики паровых турбоагрегатов при замене криволинейных зависимостей прямолинейными:
a – для одного турбоагрегата; *б* – для нескольких турбоагрегатов

Прямую обычно проводят через точки характеристики, соответствующие нагрузкам 50 и 100 % номинальной мощности, до ее пересечения с осью ординат. Эта точка характеризует величину, которая называется *холостым расходом турбоагрегата*.

Спрямлённая энергетическая характеристика турбины с дроссельным и сопловым регулированием может быть представлена уравнением прямой

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N,$$

где Q_{xx} – условный расход тепла на холостой ход;

r_T – относительный прирост турбины;

N – мощность турбоагрегата.

Удельный расход тепла на турбину

$$q_T = \frac{Q_T}{N} = \frac{Q_{xx}}{N} + r_T,$$

т. е. удельный расход тепла на турбину складывается из постоянной величины относительного прироста турбины r_T и переменной величины удельного холостого хода q_{xx} :

$$q_{xx} = \frac{Q_T}{N};$$

$$q_T = q_{xx} + r_T.$$

Если энергетическая характеристика представлена прямой с изломом, то ее уравнение

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N_{\text{эк}} + r'_T (N - N_{\text{эк}}),$$

где r_T, r'_T – относительный прирост турбины до экономической мощности и после;

N – текущая мощность турбины;

$N_{\text{эк}}$ – ее экономическая мощность.

Энергетическая характеристика может быть представлена и следующим равнозначным уравнением:

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N_{\text{ЭК}} + (r_T + r'_T)(N - N_{\text{ЭК}}).$$

Уравнения участков энергетической характеристики следующие:
при $N_{\text{min}} \leq N \leq N_{\text{ЭК}}$

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N;$$

при $N_{\text{ЭК}} \leq N \leq N_{\text{max}}$

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N_{\text{ЭК}} + r'_T (N - N_{\text{ЭК}})$$

или

$$Q_T = Q_{xx} + r_T N + (r_T - r'_T)(N - N_{\text{ЭК}}).$$

Энергетическая характеристика турбоагрегата и характеристика ее относительных приростов показаны на рис. 7.4.

В зоне действия клапана I

$$\text{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta N} = \frac{Q_{\text{ЭК}} - Q_{\text{min}}}{N_{\text{ЭК}} - N_{\text{min}}} = r,$$

а клапанов I и II

$$\text{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Q}{\Delta N} = \frac{Q_{\text{max}} - Q_{\text{ЭК}}}{N_{\text{max}} - N_{\text{ЭК}}} = r',$$

где $Q_{\text{ЭК}}$ – расход тепла, соответствующий экономической нагрузке;

$N_{\text{ЭК}}$ – экономическая нагрузка турбины, т. е. нагрузка, при которой удельный расход тепла является наименьшим, МВт.

Таким образом, при обводном регулировании часовой расход тепла на турбину определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = Q_{xx} + r N_{\text{ЭК}} + r'(N - N_{\text{ЭК}}) = Q_{xx} + r N + (r - r')(N - N_{\text{ЭК}}).$$

r_1, r_2 – относительные приросты расхода теплоты турбоагрегата в зоне до экономической нагрузки и перегрузочной зоне, ГДж/МВт·ч.

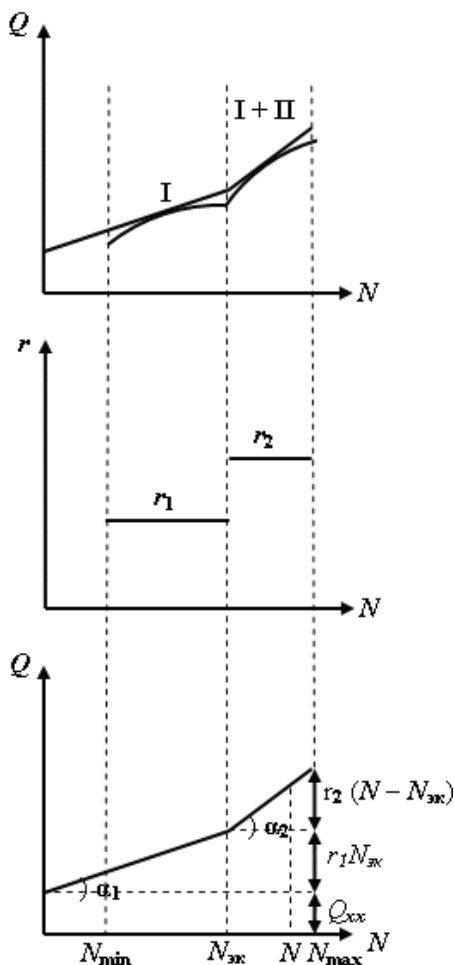


Рис. 7.4. Расходная характеристика паровых турбоагрегатов при обводном регулировании: I, II – клапаны

Часовой расход тепла при нагрузке, превышающей экономическую, состоит:

из расхода тепла на холостой ход Q_{xx} ;

расхода тепла на выработку электроэнергии, если вся она получается по характеристике, не имеющей излома, с относительным приростом r ;

дополнительного расхода тепла из-за выработки части электроэнергии при нагрузке, превышающей экономическую, т. е. в зоне нагрузки с большим относительным приростом ($r' > r$).

Коэффициенты характеристики Q_{xx} , r и r' являются величинами постоянными для данных типов мощности и состояния агрегата. Они либо известны по данным завода-изготовителя, либо определяются проведением соответствующих испытаний.

7.3. Распределение нагрузки между совместно работающими турбоагрегатами

Рассмотрим простейший случай, когда требуется распределить нагрузку между двумя совместно работающими турбоагрегатами, имеющими линейные энергетические характеристики и одинаковые номинальные мощности, т. е. $N_{н1} = N_{н2}$:

$$Q_1 = Q_{xx1} + r_{т1} N_1;$$

$$Q_2 = Q_{xx2} + r_{т2} N_2;$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 < \operatorname{tg} \alpha_2;$$

$$r_{т1} < r_{т2}.$$

Необходимо определить мощность между турбинами, равную

$$N = N_1 + N_2.$$

Тогда суммарный расход тепла на турбины будет

$$Q = Q_1 + Q_2 = Q_{xx1} + r_{т1} N_{н1} + Q_{xx2} + r_{т2} (N - N_{н1}). \quad (7.1)$$

Поскольку $r_{т1} < r_{т2}$ из уравнения (7.1) вытекает, что с увеличением загрузки первого агрегата с меньшим относительным приростом или уменьшением загрузки второго агрегата с большим относительным приростом суммарный расход тепла на турбины будет уменьшаться. Отсюда можно вывести правило: при распределении нагрузок между совместно работающими агрегатами, имеющими прямолинейные ха-

раактеристики относительных приростов, в первую очередь должен загружаться агрегат с наименьшим относительным приростом.

7.4. Построение характеристик относительных приростов турбинного цеха

Имеются два турбоагрегата с энергетическими характеристиками (рис. 7.5)

$$Q_1 = a_1 + r_1 N_1;$$

$$Q_2 = a_2 + r_2 N_2.$$

Известны номинальная N_n и минимальная мощность N_{\min} каждой из турбин. Предположим, что $r_1 > r_2$. Построение характеристики относительных приростов (ХОП) турбинного цеха начинается с того, что на оси абсцисс отмечают две точки, первая равна сумме номинальных мощностей турбин N_{n1} и N_{n2} , вторая – сумме минимальных мощностей $N_{\min1}$ и $N_{\min2}$. Затем от точки $(N_{\min1} + N_{\min2})$ для турбины с наименьшим относительным приростом (в нашем случае это турбоагрегат № 2) рассчитывают разность $N_{n1} - N_{\min1}$ и откладывают полученное значение мощности точки $(N_{\min1} + N_{\min2})$. Аналогичное действие выполняют для турбоагрегата со следующим, большим значением относительного прироста, откладывая полученное значение разности мощности $N_{n2} - N_{\min2}$ от ранее отмеченной точки $(N_{\min1} + N_{\min2}) + (N_{n1} - N_{\min1})$. На оси ординат последовательно отмечают точки r_1 и r_2 и строят ХОП турбинного цеха. В том случае, если имеется несколько агрегатов, то указанные действия повторяют последовательно для всех агрегатов по мере возрастания относительных приростов. В результате получают характеристику относительных приростов турбинного цеха для заданного состава оборудования (рис. 7.6). Загрузка агрегатов осуществляется по мере увеличения относительных приростов, т. е. сначала загружается первый турбоагрегат от $N_{\min1}$ до N_{n1} , затем второй.

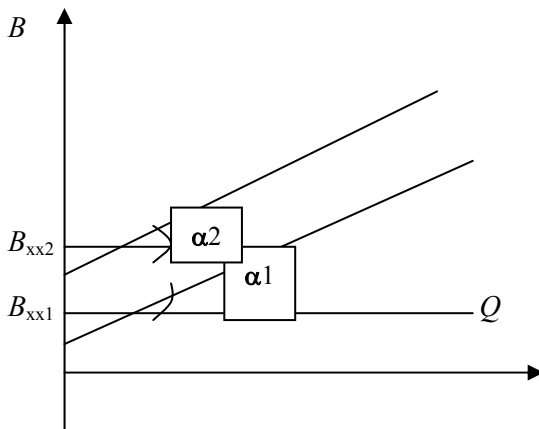


Рис. 7.5. Энергетические характеристики турбоагрегата

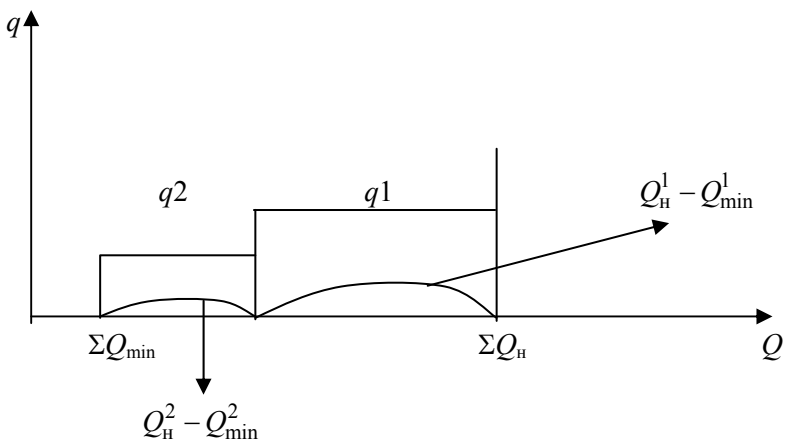


Рис. 7.6. Характеристика относительных приростов агрегатов

Диаграмма загрузки совместно работающих агрегатов показана на рис. 7.7.

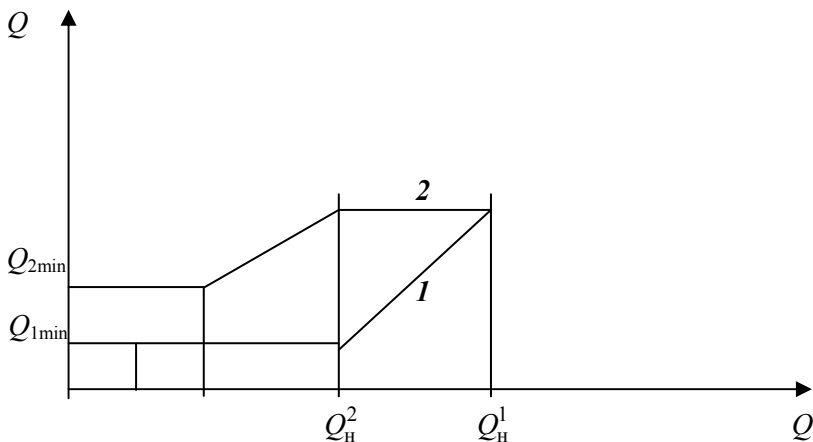


Рис. 7.7. Диаграмма загрузки двух совместно работающих агрегатов

7.5. Оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими котлоагрегатами

В составе котельного цеха (котельной) одновременно работают n котлоагрегатов, имеющих нелинейные энергетические характеристики выпуклостью вниз, т. е. $B_1 = A_1(Q_1)$; $B_2 = A_2(Q_2)$; ...; $B_n = A_n(Q_{n1})$.

Необходимо распределить заданную нагрузку Q между агрегатами. Критерием оптимальности будет минимальный расход топлива на котлоагрегаты

$$F = \sum_{i=1}^{i=n} B_i \rightarrow \min \quad \text{или} \quad \sum_{i=1}^{i=n} A_i(Q_i) \rightarrow \min$$

при выполнении заданной нагрузки

$$\sum_{i=1}^{i=n} Q_i \geq Q.$$

Составим функцию Лагранжа:

$$L = F + \lambda(\sum_{i=1}^{i=n} Q_i - Q) = \sum_{i=1}^{i=n} B_i A_i(Q_i) + \lambda \sum_{i=1}^{i=n} Q_i - Q.$$

Поскольку функции $B_i = A_i(Q_i)$ представляют собой кривые выпуклостью вниз, то первая производная по нагрузке котлоагрегата даст минимум

$$B_i = A_i(Q_i),$$

т. е. минимум расхода топлива на котлоагрегат.

Приравняем к нулю частные производные функции Лагранжа по нагрузке котлоагрегатов:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_1} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_2} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial Q_n} = 0.$$

В результате получим

$$\frac{\partial B}{\partial Q_1} + \lambda = 0;$$

$$\frac{\partial B}{\partial Q_2} + \lambda = 0;$$

$$\frac{\partial B_n}{\partial Q_n} + \lambda = 0.$$

7.6. Построение характеристики относительных приростов котлоагрегатов

Необходимо построить характеристики относительных приростов совместно работающих котлоагрегатов. Данная характеристика строится методом секущих. Откладывают сумму минимальных нагрузок котлоагрегатов

$$\sum Q_{\min} = Q_{\min}^1 + Q_{\min}^2$$

и сумму номинальных нагрузок

$$\sum Q_{ni} = Q_{n1} + Q_{n2}$$

затем проводят секущую. По заданной Q_3 проводят секущую и находят нагрузку II агрегата, продвигая далее нагрузки агрегата I.

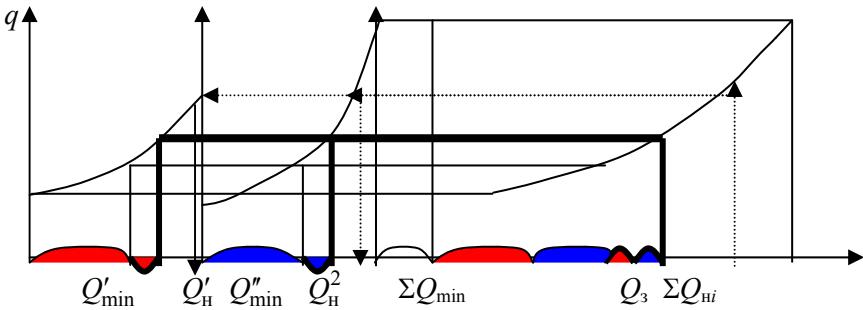


Рис. 7.8. Характеристики относительных приростов совместно работающих котлоагрегатов

7.7. Энергетические характеристики конденсационных блоков

Энергетический блок КЭС представляет собой единый агрегат, включающий в себя котлоагрегат, турбоагрегат и турбогенератор. В этой связи относительный прирост блока

$$r_{\bar{6}} = r_K r_T = \frac{dB}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dN} = \frac{dB}{dN}$$

Построение энергетической характеристики блока начинается с определения необходимого количества тепла, поступающего в турбоагрегат при номинальной мощности блока:

$$Q_n = (a + r_T N_{\text{ЭК}} + r'_T (N_n - N_{\text{ЭК}})) / \bar{6},$$

где коэффициент $\bar{6}$ учитывает потери тепла при транспорте от котлоагрегата к турбоагрегату.

Затем рассчитывают минимальную производительность котлоагрегата, принимая:

$$Q_{\min} = (0,28...0,3)Q_{\text{H}} \text{ — для газомазутных котлов;}$$

$Q_{\min} = (0,65...0,7)Q_{\text{H}}$ — для котлоагрегатов, сжигающих твердое топливо.

По минимальной производительности котлоагрегата определяем минимальную нагрузку блока, исходя из баланса

$$Q_{\min \delta} = (a + r_{\text{T}} N_{\min}),$$

отсюда

$$N_{\min} = \frac{Q_{\min \delta} - a}{r_{\text{T}}}.$$

Производительность котлоагрегата при мощности турбоагрегата, равной экономической:

$$Q_{\text{ЭК}} = (a + r_{\text{T}} N_{\text{ЭК}}) / \delta.$$

По характеристикам относительных приростов котлоагрегата и турбоагрегата найдем относительные приросты агрегатов в точках Q_{\min} , $Q_{\text{ЭК}}$, Q_{H} и N_{\min} , $N_{\text{ЭК}}$, N_{H} , тогда

$$r_{\delta \min} = r_{\text{КС} \min} r_{\text{T}};$$

$$r_{\delta \text{ЭК}} = r_{\text{КС} \text{ЭК}} r_{\text{T}};$$

$$r'_{\delta \text{ЭК}} = r'_{\text{КС} \text{ЭК}} r'_{\text{T}};$$

$$r_{\delta \text{H}} = r_{\text{КС} \text{H}} r'_{\text{T}}.$$

7.8. Оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими блоками КЭС

В электроэнергетической системе одновременно работает m блоков, между которыми необходимо распределить электрическую на-

грузку. Поскольку блоки находятся в работе, то оптимальное распределение нагрузки будет соответствовать минимизации условно переменных затрат, т. е. минимизации расхода топлива для производства заданного количества электроэнергии.

Электрические характеристики блоков выразим через функцию

$$B_i = A_i(N_i),$$

тогда целевая функция запишется

$$F = \sum_{i=1}^{i=m} B_i \rightarrow \min \quad \text{или} \quad F = \sum_{i=1}^{i=m} A_i(N_i).$$

Ограничением задачи является производство заданного количества электроэнергии или выполнения заданной часовой мощности P_3 :

$$\sum_{i=1}^{i=m} N_i \geq P_3.$$

Составим функцию Лагранжа:

$$L = F + \lambda(\sum N_i - P_3) \rightarrow \min.$$

Взяв первую производную по мощности агрегатов и приравняв ее функцию к нулю, получим минимум функции Лагранжа и, следовательно, минимум функции F :

$$\frac{\partial L}{\partial N_1} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial N_2} = 0;$$

$$\frac{\partial L}{\partial N_m} = 0$$

или

$$\frac{\partial B_1}{\partial N_1} + \lambda = 0;$$

$$\frac{\partial B_2}{\partial N_2} + \lambda = 0;$$

$$\frac{\partial B_m}{\partial N_m} = +\lambda = 0.$$

Принимая во внимание, что относительный прирост блока – это $\frac{dB}{dN}$, можем записать

$$r_{\delta 1} + \lambda = 0; \quad r_{\delta 2} + \lambda = 0; \dots; \quad r_{\delta m} + \lambda = 0,$$

т. е.

$$r_{\delta 1} = r_{\delta 2} = \dots = r_{\delta m} = -\lambda.$$

Таким образом оптимальное распределение нагрузки между совместно работающими блоками КЭС будет осуществляться при равенстве относительных приростов блоков.

8. РАСЧЕТ ГОДОВЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ КЭС

8.1. Техничко-экономические показатели турбоагрегатов

Годовой расход тепла на турбину блока определяется на основе энергетической характеристики и годовой выработки электроэнергии. Энергетическая характеристика имеет следующий вид:

$$Q_{\text{турб}} = a + r_m N_{\text{ЭК}} + r'_m (N - N_{\text{ЭК}}), \text{ ГКал/ч, при } N > N_{\text{ЭК}},$$

при $N \leq N_{\text{ЭК}}$ – без последнего члена.

Для определения годового расхода тепла энергетическая характеристика трансформируется следующим образом:

$$Q_{\text{турб}}^{\text{год}} = aT_{\text{раб}} + r_m \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}} + r'_m (\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}),$$

где $T_{\text{раб}}$ – число работы турбины за год;
 $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии;
 $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$ – годовая выработка при $N \leq N_{\text{ЭК}}$.

Величина

$$T_{\text{раб}} = 8760 - (T_{\text{рем}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{ав}}),$$

где $T_{\text{рем}}$, $T_{\text{рез}}$, $T_{\text{ав}}$ – общая длительность нахождения в ремонте, резерве и авариях за год.

Для новых проектируемых электростанций блоки, как самые экономичные, в резерве не находятся. Величину $T_{\text{раб}}$ можно принять в следующих размерах: К-160 – 6000; К-200 – 6200; К-300 – 6500; К-500 – 6600; К-800 – 6700 ч.

Годовая выработка

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{ном}} h_{\text{уст}},$$

где $h_{\text{уст}}$ принимается из обоснования строительства КЭС.

Величина $\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$, т. е. выработка при нагрузке блока больше экономической, должна определяться на основе графиков нагрузки КЭС. Приблизительно $\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$ определяется из выражения

$$(\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}) \% = \frac{N_{\text{ном}} N_{\text{ЭК}}}{N_{\text{ном}}} \beta \cdot 100 \%,$$

где величина β зависит от $N_{\text{ном}}$ блока и $h_{\text{уст}}(T_{\text{уст}})$, табл. 8.1.

Таблица 8.1

Зависимость коэффициента β от мощности блока

Q	Наименование агрегата	5500	6000	6500	7000
1	К-160	0,84	0,86	0,88	0,90
2	К-200	0,85	0,87	0,89	0,91
3	К-300	0,86	0,88	0,90	0,92
4	К-500	0,87	0,89	0,91	0,93
5	К-800	0,88	0,90	0,92	0,94

Энергетическая характеристика для блоков К-160, К-200 и К-300:
К-160

$$Q_{\text{турб}} = 24,85 + 1,922N_{\text{ЭК}} + 2,0(N - N_{\text{ЭК}}),$$

где $N_{\text{ЭК}} = 124,2$ МВт;

К-200

$$Q_{\text{турб}} = 29,50 + 1,839N_{\text{ЭК}} + 1,957(N - N_{\text{ЭК}}),$$

где $N_{\text{ЭК}} = 173,4$ МВт;

К-300

$$Q_{\text{турб}} = 42 + 1,828N_{\text{ЭК}} + 1,92(N - N_{\text{ЭК}}),$$

где $N_{\text{ЭК}} = 260,0$ МВт.

Для блоков К-500 и К-800 приближенные характеристики:

К-500

$$Q_{\text{турб}} = 58,00 + 1,823N_{\text{ЭК}} + 1,9(N - N_{\text{ЭК}}),$$

где $N_{\text{ЭК}} = 450$ МВт;

К-800

$$Q_{\text{турб}} = 87 + 1,818N_{\text{ЭК}} + 1,88(N - N_{\text{ЭК}}),$$

где $N_{\text{ЭК}} = 700$ МВт.

Полный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии турбиной

$$Q_3 = Q_{\text{турб}}^{\text{год}} \left(1 \pm \frac{\sum \Delta n c\%}{100} \right) + \sum q_{\text{пуск}}^{\text{турб}}.$$

Здесь Δn – отклонение параметров от номинальных значений;

$c\%$ – нормы поправки на отклонения;

$\sum q_{\text{пуск}}^{\text{турб}}$ – расходы тепла на пуски турбин.

Последняя величина учитывается при определении технико-экономических показателей ПГ и в Q_3 условно не включается.

Ниже даны значения $c\%$ для блоков (табл. 8.2).

Таблица 8.2

Поправки к расходу тепла на отклонение параметров
от номинальных, %

Наименование агрегата	$P_{\text{нач}}$	$t_{\text{пер}}$	$t_{\text{пв}}$	$t_{\text{после пром перегрева}}$
	$\pm I_{\text{ата}}$	$\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$	$\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$	$\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$
К-300-240	$\pm 0,09$	$\pm 0,30$	$\pm 0,42$	$\pm 0,25$
К-200-300	$\pm 0,06$ $\pm 0,07$	$\pm 0,20$	$\pm 0,30$	$\pm 0,15$
К-160-130	$\pm 0,04$ $\pm 0,06$	$\pm 0,20$	$\pm 0,37$	$\pm 0,16$

Для блоков К-500 и К-800 поправки надо принять приблизительно. Можно ограничиться внесением двух-трех поправок с тем, чтобы увеличение расхода тепла было в пределах 1–1,5 %.

Далее определяется удельный расход тепла брутто по турбинам:

$$q_T = \frac{Q_3}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для блоков К-300 и выше

$$q_T = \frac{Q_3}{\mathcal{E}_{\text{год}} + \mathcal{E}_{i \text{ тпн}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина $\mathcal{E}_{i \text{ тпн}}$ определяется ниже.

Затем определяется удельный расход тепла нетто турбины

$$q_T^{\text{н}} = q_T \frac{100 + q_T^{\text{сн}}}{100 - \mathcal{E}_T^{\text{сн}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.},$$

где $q_T^{\text{сн}}$ – процент расхода тепла для турбоустановки на собственные нужды;

$\mathcal{E}_T^{\text{сн}}$ – процент расхода электроэнергии на собственные нужды турбоустановки.

Величину q_T^{CH} можно принять в пределах 0,4–0,6 %. Величина \mathcal{E}_T^{CH} , %, должна определяться на основе расчета потребления электроэнергии на собственные нужды в виде доли от общего процента расхода на собственные нужды по блоку, принятого при обосновании строительства:

$$\mathcal{E}_T^{CH} \% = (0,25 \dots 0,4) \Delta \mathcal{E}_{CH} \%.$$

Меньшие значения коэффициентов принимаются при турбоприводах питательных насосов и твердом топливе.

Имея q_T^H , определяем КПД нетто турбоустановки

$$\eta_T^H = \frac{860}{q_T^H}.$$

8.2. Техничко-экономические показатели парогенератора

Общий годовой отпуск тепловой энергии от парогенератора определяется из выражения

$$Q_{пг}^{год} = Q_3 \frac{100 + q_T^{CH}}{100} + Q_{роу(год)}^{бл} \frac{100}{(100 - q_T^{CH} \%)\eta_{пг}},$$

где $Q_{роу(год)}^{бл}$ – отпуск тепла через РОУ, приходящийся на I блок:

$$Q_{роу(год)}^{бл} = \frac{Q_{год}^{пос} + Q_{год}^{кф} + Q_{год}^{мх}}{\eta_{бл}},$$

$Q_{год}^{пос}$ – годовой расход тепла на отопление и горячее водоснабжение поселка при ГРЭС, принимаемый в пределах $(25 \dots 30) \cdot 10^3$ Гкал/год на 1000 МВт установки мощности (или по тепловому расчету, выполненному студентом);

$Q_{\text{год}}^{\text{кф}}, Q_{\text{год}}^{\text{мх}}$ – расходы тепла на калориферы и мазутное хозяйство, принимаемые для ГРЭС на мазуте на основе расчетов при обосновании строительства.

Когда $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$ отпускается от пусковой котельной КЭС, эту величину надо исключить из $Q_{\text{роу(год)}}^{\text{бл}}$.

В том случае, когда $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$, а также $Q_{\text{год}}^{\text{кф}}, Q_{\text{год}}^{\text{мх}}$ отпускаются не через РОУ от парогенераторов высокого давления, а полностью или частично из отборов турбин, то величину

$$Q_{\text{год}}^{\text{пос}} + Q_{\text{год}}^{\text{кф}} + Q_{\text{год}}^{\text{мх}},$$

отпускаемую из отборов, надо умножить на коэффициент энергетической ценности:

$$\xi = (1 - \lambda)(1 + \kappa\lambda);$$

$$\lambda = 1 - y,$$

где y – коэффициент недовыработки, а $\kappa = 0,35$.

Расход тепла на турбопривод питательного насоса отдельно не учитывается, потому что он вошел в Q_3 .

Величина $q_{\text{т}}^{\text{сн}} \%$ – процент расхода тепла на собственные нужды парогенератора (кроме калориферов и мазутного хозяйства), принимаемая в пределах 0,8–1,2 % (обдувка, продувка, расшлаковка, водоподготовка, отопление и вентиляция).

КПД теплового потока

$$\eta_{\text{тп}} \% = 100 - q_{\text{тпн}} \% \frac{N_{\text{ном}}}{N_{\text{ср}}};$$

$$N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ввер}}}{T_{\text{раб}}},$$

где $q_{\text{тп}} \%$ – потери тепла в паропроводах и турбоприводах между парогенераторами и турбинами, принимаемые 1–1,2 %.

Годовой расход условного топлива на парогенератор определяется из выражения

$$B_{\text{пг}} = \frac{Q_{\text{пг}}}{7\eta_{\text{пг(ср)}}^{\text{бр}}} \left(1 \pm \frac{\sum \Delta\text{Пс}\%}{100}\right) + n_{\text{пуск-впуск}},$$

где $\Delta\text{П}$ – поправка на отклонение параметра.

Величина $\eta_{\text{пг(ср)}}^{\text{бр}}$ – среднегодовой КПД брутто парогенератора, принимаемый на основе $\eta_{\text{пг(ном)}}^{\text{бр}}$ при номинальной паропроизводительности. Студенты-теплоэнергетики величину $\eta_{\text{пг(ном)}}^{\text{бр}}$ принимают на основе тепловых расчетов по парогенераторам. Электрики принимают следующие величины $\eta_{\text{пг(ном)}}^{\text{бр}}$: мазут – 0,93, природный газ – 0,94, каменный уголь – 0,92, АШ – 0,91.

Имея $\eta_{\text{пг(ном)}}^{\text{бр}}$, находим $\eta_{\text{пг(ср)}}^{\text{бр}}$, исходя из средней годовой нагрузки парогенератора за год и кривой изменения $\eta_{\text{пг}}$ в зависимости от коэффициента загрузки:

$$Q_{\text{пг}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{пг}}^{\text{год}}}{T_{\text{раб}}};$$

$$f = \frac{Q_{\text{пг}}^{\text{год}}}{Q_{\text{пг}}^{\text{ном}}} 100\%.$$

Изменения $\eta_{\text{пг}}$ в зависимости от f можно принимать по табл. 8.3.

Таблица 8.3

Зависимость изменения $\eta_{\text{пг}}$ от f

Паропроизводительность парогенератора, %	100	90	85	80	70	60	Топливо
КПД $\eta_{\text{пг(ср)}}^{\text{бр}}$, %	100	100,4	100,6	100,4	100	99,3	Газ мазут
КПД при $Q_{\text{пг}} = 100\%$	100	100,6	100,8	100,5	99,8	98,9	АШ

Множитель $1 \pm \frac{\sum \Delta Пс\%}{100}$ учитывает отклонение условий работы парогенератора от нормальных по качеству топлива, $t_{пг}$, $t_{возд}$, загрязнение поверхностей и др. принимается 1,007–0,01. $\eta_{пуск}$ – количество пусков блока за год, принимаемое равным $(0,25 \dots 0,3) \cdot 10^2$. Расход условного топлива на пуск блока, в том числе из холодного состояния, 20–15 %, остальное – после остановки на выходные дни.

Таблица 8.4

Потери топлива на пуск

Вид пуска	К-160	К-200	К-300	К-500	К-800
Из холодного состояния (т у. т.)	50	65	145	200	270
После остановки на выходные дни (т у. т.)	40	60	100	135	210

Имея $B_{пг}$, найдем среднегодовой КПД нетто парогенератора: для блоков К-160, К-200

$$\eta_{пг}^{нт} = \eta_{пг}^{бр} \frac{100 - q_k^{сн}\%}{100} \frac{100 - \mathcal{E}_3^{сн}\%}{100 - \mathcal{E}_T^{сн}\%},$$

для блоков К-300 и выше

$$\eta_{пг}^{нт} = \eta_{пг}^{бр} \frac{100 - q_k^{сн}\%}{100} \frac{100 - \mathcal{E}_3^{сн}\%}{100 + \mathcal{E}_{i\text{ тпн}} - \mathcal{E}_T^{сн}\%}.$$

Здесь $\mathcal{E}_3^{сн}$, $\mathcal{E}_T^{сн}$ – общий расход электроэнергии на собственные нужды, %;

$\mathcal{E}_{i\text{ тпн}}$ – приведенная величина расхода электроэнергии на питательный турбонасос.

$$\mathcal{E}_{i \text{ тпн}} \% = \frac{\mathcal{E}_{i \text{ тпн}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} 100;$$

$$\mathcal{E}_{i \text{ тпн}} = N_{i \text{ тпн}} \tau_{i \text{ тпн}}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\tau_{i \text{ тпн}} = T_{\text{раб}}$.

Величина $N_{i \text{ тпн}}$ определяется в зависимости от среднечасового расхода питательной воды $G_{\text{пв}}^{\text{ср}}$, т/ч:

$$N_{i \text{ тпн}} = G_{\text{пв}}^{\text{ср}} (10 \dots 11), \text{ кВт};$$

$$G_{\text{пв}}^{\text{ср}} = 1,1 D_{\text{пв}}^{\text{ср}};$$

$$D_{\text{пв}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{пв}}^{\text{ср}}}{\Delta i} = \frac{Q_{\text{пв}}^{\text{ср}}}{0,7}.$$

8.3. Техничко-экономические показатели блока или КЭС в целом

Удельный расход условного топлива на I отопительный агрегат

$$b_3^{\text{отп}} = \frac{B_3 \cdot 10^3}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}}} = \frac{B_3 \cdot 10^3}{\mathcal{E}_{\text{год}} (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \% / 100)}, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

B_3 – годовой расход топлива на производство электроэнергии определяется как и $B_{\text{пт}}$ с исключением $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$.

Полученная величина $b_3^{\text{отп}}$ должна отклоняться от величин принятых при обосновании строительства КЭС, но не более чем на 1 %. Если расхождение больше, то надо скорректировать расчет.

КПД КЭС (блока)

$$\eta_{\text{КЭС}} = \frac{860}{7000 b_3^{\text{отп}}} = \frac{0,123}{b_3^{\text{отп}}}.$$

8.4. Определение годового расхода тепла на теплофикационные турбины

Для расчета годового расхода тепла на турбину часовую энергетическую характеристику турбины

$$Q_{\text{ч}} = a + r_{\text{к}}N - \Delta rN_{\text{т}} + Q_{\text{тх0}} + Q_{\text{тф0}}, \text{ ГДж/ч};$$

$$N_{\text{т}} = \beta_n Q_{\text{тх0}} + \beta_{\text{т}} Q_{\text{тф0}} - c, \text{ МВт},$$

необходимо трансформировать в годовую:

$$Q_{\text{год}} = aT + r_{\text{к}}\mathcal{E}_{\text{год}} - \Delta r\mathcal{E}_{\text{т}} + Q_{\text{тх0год}} + Q_{\text{тф0год}}, \text{ ГДж/ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = \beta_n Q_{\text{тх0год}} + \beta_{\text{т}} Q_{\text{тф0год}} - cT, \text{ МВт ч},$$

где a – расход тепла на холостой ход;

T – число часов работы турбины в году;

$r_{\text{к}}, \Delta r$ – относительные приросты турбины:

$$\Delta r = r_{\text{к}} - r_{\text{т}};$$

$\beta_n, \beta_{\text{т}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении;

$\mathcal{E}_{\text{т}}$ – годовая выработка электроэнергии на тепловом потреблении;

c – потери мощности в отборах.

При распределении нагрузки между турбинами ТЭЦ в первую очередь загружаются наиболее экономичные турбины, т. е. у которых значения $\Delta r, \beta_n, \beta_{\text{т}}$ больше, а $r_{\text{к}}$ меньше.

Можно рекомендовать следующую последовательность распределения нагрузок. Сначала распределяются тепловые нагрузки турбин, например $Q_{\text{тф0}}$ или $Q_{\text{тх0}}$.

Величины $Q_{\text{тх0год}}$ и $Q_{\text{тф0год}}$ необходимо распределить между агрегатами (группами), загружая в первую очередь более экономич-

ные агрегаты, с учетом ремонтов и других факторов в среднем 0,85 от номинальной нагрузки отборов.

Для расчета годовых расходов тепла по турбинам (группам) также необходимо знать их годовую выработку электроэнергии. Для отдельных турбин h_y можно принять в следующих пределах: Е-250 5500–6000, Р-100 и ПТ-135 5300–6000 ч, ПТ-60; Р-50; Т-100 5000–5750 ч. Большие значения принимаются при большей нагрузке отборов в году. Распределив тепловые нагрузки и получив величину \mathcal{E}_T , можно перейти к распределению электрической нагрузки по минимуму r_k .

Для распределения тепловых нагрузок между турбинами определим годовое число использования номинальной нагрузки отборов

$$h_{\text{тх}0} = \frac{Q_{\text{тх}0\text{год}}}{\sum_{i=1}^m Q_{\text{тх}i}^{\text{H}}};$$

$$h_{\text{тф}0} = \frac{Q_{\text{тф}0\text{год}}}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{тф}i}^{\text{H}}},$$

где m – число технологических отборов;

n – число отборов для снабжения потребителей горячей водой (теплофикационные отборы).

Полученные значения $h_{\text{тх}0}$ и $h_{\text{тф}0}$ для более экономичных турбин увеличиваются на 10–30 % при соответственном уменьшении для менее экономичных турбин так, чтобы соблюдались равенства

$$\sum_{i=1}^m Q_{\text{тх}i}^{\text{H}} h_{\text{тх}0i} = Q_{\text{тх}0\text{год}};$$

$$\sum_{i=1}^n Q_{\text{тф}i}^{\text{H}} h_{\text{тф}0i} = Q_{\text{тф}0\text{год}};$$

где $h_{\text{тх}0i}$ и $h_{\text{тф}0i}$ – число часов использования номинальной нагрузки отборов i -й турбины.

Перераспределение нагрузки турбин по выработке электрической энергии осуществляется уменьшением числа часов использования номинальной мощности менее экономичных машин.

Общий годовой расход тепла от КАвд ТЭЦ

$$Q_{\text{КА год}} = (\sum Q_{\text{тг год}} + Q_{\text{рау год}})(1,02 \dots 1,03),$$

где $Q_{\text{рау год}} = Q_{\text{тф год}}(1 - \alpha_{\text{тф год}})$.

Годовой расход условного топлива котлоагрегатами высокого давления

$$B_{\text{КА год}} = \frac{Q_{\text{КА год}}}{\eta_{\text{КА}}^{\text{бр}}} (1,005 \dots 1,01).$$

Годовой отпуск тепла ПВК

$$Q_{\text{ПВК год}} = Q_{\text{тф год}}^{\text{ТЭЦ}} (1 - \alpha_{\text{тф год}}).$$

Годовой расход условного топлива на ПВК

$$B_{\text{ПВК год}} = \frac{Q_{\text{ПВК год}}}{\eta_{\text{ПВК}}}.$$

Годовой расход условного топлива котлоагрегатами высокого давления

$$B_{\text{год}}^{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{КА год}} + B_{\text{ПВК год}}.$$

Условные обозначения

B – расход топлива на агрегат, т у.т., МДж;

Q – расход (производство) теплоты, Гкал, МДж;

D – расход пара, т/ч;

N – электрическая мощность агрегата, станции, МВт;

P – электрическая мощность энергосистемы, МВт;

$r_{\text{к}}$ – относительный прирост котлоагрегата, т у. т./Гкал;

$r_{\text{т}}$ – относительный прирост турбоагрегата, Гкал/МВт·ч;

$r_{\text{б}}$ – относительный прирост блока, т у. т./МВт·ч;

η – коэффициент полезного действия агрегата (КПД).

Литература

1. Иванов, И. Н. Организация производства на промышленных предприятиях : учеб. / И. Н. Иванов. – М. : ИНФРА-М, 2008. – 352 с.
2. Коршунова, Л. А. Управление энергетическим производством : учебное пособие / Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск : Томский политехнический университет, 2007. – 167 с.
3. Падалко, Л. П. Экономика электроэнергетических систем : учебное пособие для энергетических специальностей вузов / Л. П. Падалко, Г. Б. Пекелис. – 2-е изд., перераб. и доп. – Минск : Высшая школа, 1985. – 336 с.
4. Прузнер, С. Л. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием / С. Л. Прузнер, Х. Н. Златопольский, В. Г. Журавлев. – М. : Высшая школа, 1998. – 254 с.
5. Кузьмин, В. Г. Организация, планирование и управление в энергетике : учеб. / В. Г. Кузьмин. – М. : Высшая школа, 1982. – 408 с.

Учебное издание

НАГОРНОВ Виктор Николаевич
БОКУН Иван Антонович

**ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА
И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ**

Методическое пособие
для студентов специальностей
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»
и 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

Редактор *Т. Н. Микулик*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 30.01.2015. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 4,42. Уч.-изд. л. 3,45. Тираж 100. Заказ 570.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.