РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

# ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И РАЙОННЫХ КОТЕЛЬНЫХ АКЦИОНЕРНЫХ ОБЩЕСТВ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ РОССИИ

**РД 153-34.1-09.163-00**

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2000

gost.e-ecolog.ru

**Разработано** Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

**Исполнители** *А.Г. ДЕНИСЕНКО, Е.М. ШМЫРЕВ, А.П. ВАСИЛЬЕВ, Ю.П. БУЛКИН, А.Н. ПОПОВ*

**Согласовано** с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Министерства топлива и энергетики Российской Федерации 22.04.2000

Начальник *Б.П. ВАРНАВСКИЙ*

**Утверждено** Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 04.05.2000

Начальник *Ю.Н. КУЧЕРОВ*

Типовая программа регламентирует состав работ, выполняемых при проведении энергообследований стационарных паротурбинных тепловых электростанций и районных котельных, устанавливает перечень показателей энергоэффективности и методы их расчета, определяет требования к составу документов, отражающих результаты энергообследований (отчет, топливно-энергетический баланс, энергетический паспорт, рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов).

Типовая программа обязательна для использования организациями, выполняющими энергообследования, акционерными обществами энергетики и электрификации (АО-энерго) Российской Федерации, входящими в их состав тепловыми электростанциями (ТЭС) и районными котельными (РК), а также следующими подразделениями РАО "ЕЭС России":

представительствами по управлению акционерными обществами;

дочерними АО-энерго;

ТЭС-акционерными обществами;

ТЭС-филиалами.

© СПО ОРГРЭС, 2000

УДК 621.311

# ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И РАЙОННЫХ КОТЕЛЬНЫХ АКЦИОНЕРНЫХ ОБЩЕСТВ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ РОССИИ

РД 153-34.1-09.163-00

*Введено впервые*

*Вводится в действие с 01.06.2000*

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В соответствии с требованиями Федерального закона "Об энергосбережении"энергетическим обследованиям подлежат ТЭС и РК с потреблением более 6 тыс.т условного (котельно-печного) топлива в год.

1.2. Сроки и периодичность проведения энергообследований установлены "Правилами проведения энергетических обследований организаций" (утв. Минтопэнерго России 25.03.98) и "Положением по проведению энергетических обследований организаций системы РАО "ЕЭС России".

1.3. Энергообследования конкретной ТЭС или РК проводятся по рабочим программам, составляемым на основе настоящей Типовой программы.

Рабочие программы разрабатываются организациями, проводящими обследования, с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретной ТЭС или РК.

1.4. В рабочей программе должны быть указаны инструментальное обеспечение каждого этапа программы, методики измерений и расчетов.

1.5. Инструментальное обследование оборудования должно проводиться в основном с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов. В случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (организацией, проводящей энергообследование) должны использоваться приборы более высокого класса точности.

1.6. Рабочие программы согласовываются с руководством ТЭС (РК) и утверждаются:

для ТЭС и РК, входящих в состав АО-энерго, — главным инженером АО-энерго;

для ТЭС-акционерных обществ, ТЭС-филиалов — главным инженером представительства РАО "ЕЭС России" по управлению акционерными обществами.

Рабочие программы разрабатываются, согласовываются и утверждаются по формам приложений 3 и 3а.

1.7 При разработке рабочих программ и проведении энергообследований (за исключением предпускового) в обязательном порядке в целях сокращения времени и затрат должны использоваться:

результаты проведенных ранее на данной ТЭС и РК режимно-наладочных и балансовых испытаний основного и вспомогательного энергетического оборудования, других работ, связанных с повышением эффективности энергетического производства;

данные ежемесячной отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности оборудования за последний календарный год, предшествующий обследованию;

действующая в отрасли система нормирования и анализа показателей топливоиспользования, ее методическое и информационное обеспечение.

1.8. Перечень нормативно-технических документов (НТД), рекомендуемых к использованию при проведении энергообследований ТЭС и РК, приведен в приложении 1.

# 2. ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС И РК. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИ ЭНЕРГООБСЛЕДОВАНИЯХ

## 2.1. Предпусковое (предэксплуатационное) обследование

2.1.1. При проведении предпускового (предэксплуатационного) обследования оборудования ТЭС и РК оценка эффективности использования энергетических ресурсов производится путем сопоставления результатов гарантийных испытаний и паспортных данных заводов — изготовителей оборудования по следующим показателям:

удельному расходу тепла на выработку электроэнергии — по турбоагрегатам;

КПД брутто — по котлам;

потребляемой мощности — по механизмам электрических собственных нужд.

2.1.2. Электрическая и тепловые нагрузки регулируемых отборов турбин, расход и температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, другие показатели при проведении испытаний должны быть максимально приближенными к параметрам, оговоренным в гарантийных данных.

Аналогичные требования должны быть соблюдены по тепловой нагрузке котлов, структуре сжигаемого топлива и его качественным характеристикам, температурам питательной воды на входе в экономайзер, температурам холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем.

## 2.2. Первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное обследование, экспресс-обследование

2.2.1. Для оценки эффективности использования топлива и энергии при проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследования, локального экспресс-обследования применяются показатели удельных потерь энергоэффективности при отпуске электроэнергии

[$\Delta b_{эо}^{пот}$ г/(кВт·ч)] и тепла ($\Delta b_{то}^{пот}$ кг/Гкал):

для ТЭС

$$\Delta b_{эо}^{пот} = \frac{\left[\Delta B_{эксп+рем}^{эо} + \left(\Delta B_{W_{тф}} + \Delta B_{опт} + \Delta B_{тепл\ сх} + \Delta B_{рек} + \Delta B_{учет}\right) K_э\right] 10^3}{Э_{отп}}; \quad (1)$$

$$\Delta b_{то}^{пот} = \frac{\left[\Delta B_{эксп+рем}^{то} + \left(\Delta B_{W_{тф}} + \Delta B_{опт} + \Delta B_{топл\ сх} + \Delta B_{рек} + \Delta B_{учет}\right)(1 - K_э)\right] 10^3}{Q_{отп}}; \quad (2)$$

для РК

$$\Delta b_{то}^{пот} = \frac{\left(\Delta B_{эксп+рем}^{то} + \Delta B_{рек} + \Delta B_{учет}\right) 10^3}{Q_{отп}}, \quad (3)$$

где $\Delta B_{эксп+рем}^{эо,то}$, $\Delta B_{W_{тф}}$, $\Delta B_{опт}$, $\Delta B_{тепл\ сх}$, $\Delta B_{рек}$, $\Delta B_{учет}$ — величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе, т, соответственно за счет:

- повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования;
- увеличения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу;
- оптимизации распределения электрической и тепловой нагрузок между агрегатами;
- совершенствования тепловой схемы;
- реконструкции и модернизации элементов технологического цикла;
- совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа, усиления претензионной работы с поставщиками топлива;

$Э_{отп}$ и $Q_{отп}$ — отпуск электроэнергии и отпуск тепла, тыс.кВт·ч и Гкал;

$K_э$ — коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии.

Величины $\Delta b_{ээ}^{пот}$ и $\Delta b_{тэ}^{пот}$ характеризуют выявленный при обследовании топливный эквивалент потенциала энергосбережения ($\Delta B_{эн\,сб}^{пот}$) в пересчете на условное топливо, т:

для ТЭС

$$\Delta B_{эн\,сб}^{пот} = \left(\Delta b_{ээ}^{пот}\, Э_{отп} + \Delta b_{тэ}^{пот}\, Q_{отп}\right)10^{-3}; \qquad (4)$$

для РК

$$\Delta B_{эн\,сб}^{пот} = \Delta b_{тэ}^{пот}\, Q_{отп}\, 10^{-3}. \qquad (5)$$

2.2.2. Показатели $\Delta B_{эксп+рем}^{ээ}$ и $\Delta B_{эксп+рем}^{тэ}$ рассчитываются на основе отчетных данных за последний календарный год.

2.2.3. Значение $\Delta B_{эксп+реч}^{ээ,тэ}$ в пересчете на условное топливо (т) соответствует превышению фактических удельных расходов топлива на отпускаемую электрическую $b_{э}^{отп}$ [г/(кВт·ч)] и тепловую $b_{тэ}^{отп}$ (кг/Гкал) энергию над их номинальными значениями $b_{э(ном)}^{отп}$ [г/(кВт·ч)] и $b_{тэ(ном)}^{отп}$ (кг/Гкал):

$$\Delta B_{эксп+рем}^{ээ} = \left(b_{э}^{отп} - b_{э(ном)}^{отп}\right) Э_{отп}10^{-3}; \qquad (6)$$

$$\Delta B_{эксп+рем}^{тэ} = \left(b_{тэ}^{отп} - b_{тэ(ном)}^{отп}\right) Q_{отп}10^{-3}. \qquad (7)$$

Номинальные удельные расходы топлива отражают минимальный уровень затрат энергоресурсов для конкретной ТЭС или РК на отпуск энергии потребителям при отсутствии упущений в эксплуатационном обслуживании и ремонте оборудования и при фактических за отчетный период:

составе работающих турбин и котлов;

тепловых и электрических нагрузках турбин и режимах их работы;

значениях внешних факторов, не зависящих от деятельности эксплуатационного и ремонтного персонала (структу-

ра и качество сожженного топлива, температура воды в источнике водоснабжения и наружного воздуха и т.д.).

Номинальные удельные расходы топлива определяются по энергетическим характеристикам (ЭХ) оборудования и макетам (алгоритмам), входящим в состав утвержденной в установленном порядке нормативно-технической документации по топливоиспользованию (НТД ТИ) конкретной ТЭС или РК.

Энергетические характеристики оборудования представляют собой комплекс зависимостей исходно-номинальных значений показателей его работы от нагрузки и включают в себя систему поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов, отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных, что обеспечивает их привязку к фактически имевшим в отчетном периоде место режимам и условиям эксплуатации, а также позволяет оценить допущенные перерасходы энергоресурсов при отклонении показателей агрегатов от нормативных характеристик.

Макеты регламентируют для конкретной ТЭС или РК порядок расчета по истечении отчетного месяца номинальных показателей турбин и котлов, номинальных значений удельных расходов топлива, определяют источники первичной информации и содержат расчетные формулы.

Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию в соответствии с действующим в отрасли порядком должна быть разработана по всем ТЭС мощностью 10 МВт и выше и РК теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и более.

При разработке НТД ТИ определяется среднегодовое значение резерва тепловой экономичности по производству электроэнергии и отпуску тепла и разрабатываются конкретные адресные мероприятия по их реализации, как правило, в полном объеме в течение срока действия документации.

Составляющие потерь энергоэффективности ($\Delta B_i$) рассчитываются на основе оценки влияния на эффективность топливоиспользования отклонений следующих фактических показателей агрегатов от показателей ЭХ:

удельного расхода тепла брутто на турбину (турбинную установку) на выработку электроэнергии;

параметров свежего пара и пара после промперегрева;

температуры питательной воды по ступеням системы регенеративного подогрева;

вакуума в конденсаторе основной или приводной турбины;

давления пара в контрольных ступенях турбины;

КПД брутто котла (котельной установки);

коэффициента избытка воздуха (содержания кислорода) в режимном сечении;

присосов воздуха в топочную камеру, конвективную шахту, газоходы котлов;

температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева конвективной шахты (дымососом);

содержания горючих веществ в шлаке и уносе;

затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд:

— циркуляционные, конденсатные насосы турбин;

— питательные насосы котлов;

— дутьевые вентиляторы, дымососы;

— системы пылеприготовления;

затрат тепла на собственные нужды:

— мазутное хозяйство (слив, хранение, подогрев перед сжиганием);

— размораживающее устройство;

— калориферную установку;

— водоподготовительную установку;

— отопление и вентиляцию производственных зданий и сооружений.

Значения $\Delta B_i$ характеризуют направления реализации резервов повышения энергоэффективности ТЭС или РК.

Величины $\Delta B^{\text{эо,тэ}}_{\text{эксп+рем}}$ и их составляющие ($\Delta B_i$) находят отражение в ежемесячной отчетности ТЭС по форме № 3-тэк(энерго) (макет 15506-1 для ТЭС с оборудованием на давление свежего пара 130 кгс/см$^2$ и выше, макет 15506-2 для остальных ТЭС) и РК по форме № 1-рк (макет 15506-3). Типовая форма, заполняемая при анализе данных показателей, приведена в приложении 2.

При отсутствии на ТЭС или РК утвержденной НТД ТИ допускается использование данных режимных карт, проектных данных, результатов экспресс-испытаний.

2.2.4. По данному пункту рассматриваются мероприятия по возможному замещению конденсационной выработки электроэнергии теплофикационной.

Величины $\Delta B_{W_{тф}}$, $\Delta B_{опт}$, $\Delta B_{тепл\ сх}$ рассчитываются по формулам:

$$\Delta B_{W_{тф}} = \frac{\left(\Sigma\left(1-\xi_i\right)\Delta Q_i^{отб}\right)10^4}{\left(7\,\eta_{тп}\,\eta_{ку}^{нетто}\right)}, \qquad (8)$$

где $\Delta Q_i^{отб}$ – увеличение отпуска тепла из $i$-го отбора турбоагрегата от внедрения мероприятий, рекомендованных энергоаудитором, Гкал;

$\xi_i$ – коэффициент ценности тепла $i$-го отбора турбоагрегата;

$\eta_{тп}$ и $\eta_{ку}^{нетто}$ – коэффициент теплового потока и КПД нетто котельной установки. Принимаются по эксплуатационным данным,%;

$$\Delta B_{опт}\left(\Delta B_{тепл\ сх}\right) = \frac{\Delta Q_э^{опт(сх)}\,10^4}{\left(7\,\eta_{тп}\,\eta_{ку}^{нетто}\right)}, \qquad (9)$$

где $\Delta Q_э^{опт(сх)}$ – снижение расхода тепла на выработку электроэнергии от внедрения мероприятий по оптимизации распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами (совершенствованию тепловой схемы), рекомендованных энергоаудитором, Гкал.

Значение $\Delta Q_э^{опт}$ от оптимизации распределения нагрузок рассчитывается по ЭХ турбин как разность между расходами тепла на выработку электроэнергии при фактических и оптимальных электрических нагрузках.

2.2.5. Значение $\Delta B_{рек}$ принимается по проекту реконструкции агрегата (узла).

2.2.6. Эффект от внедрения рекомендаций по совершенствованию технического учета ($\Delta B_{учет}$) принимается по экспертной оценке. Если рекомендации касаются улучшения претензионной работы с поставщиками топлива, то $\Delta B_{учет}$ численно равняется значению его недогруза.

## 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПОТЕНЦИАЛА

Энергосберегающий потенциал определяется по следующим направлениям.

### 3.1. Анализ состава оборудования, условий топливо- и водоснабжения, особенностей тепловой схемы

По данному разделу Типовой программы рассматриваются следующие вопросы:

3.1.1. Состав основного и вспомогательного оборудования Собранные сведения заносятся в табл. 1.

3.1.2. Условия топливоснабжения, схемы технического водоснабжения, режимы работы турбоагрегатов и котлов:

какой вид топлива является проектным;

на сжигание какого вида топлива рассчитано установленное котельное оборудование и оборудование топливоподачи;

проводилась ли реконструкция оборудования, если проектный вид топлива не соответствует фактическому;

проводились ли режимно-наладочные испытания на непроектном виде топлива. Проанализировать их результаты и выполнение рекомендованных мероприятий;

в случае сжигания нескольких видов непроектного топлива одновременно проанализировать, что сделано для совместного сжигания этих топлив (испытания, реконструкция, режимные карты и т.д.);

выяснить причины сжигания непроектных видов топлива и его влияние на экономичность работы ТЭС;

## Основное оборудование_____

(наименование ТЭС или РК)

### Турбины

| Станционный номер турбины | Тип, модификация | Год ввода в эксплуатацию | Завод-изготовитель | Мощность, МВт | | Параметры свежего пара | | Расход свежего пара, т/ч | | Отбор Т | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | номинальная | максимальная | Давление, кгс/см² | Температура, °С | номинальный | максимальный | Давление, кгс/см² | Производительность | | | |
| | | | | | | | | | | | номинальная | | максимальная | |
| | | | | | | | | | | | Гкал /ч | т/ч | Гкал /ч | т/ч |
| | | | | | | | | | | | | | | |

### Котлы

| Станционный номер котла | Тип, модификация | Год ввода в эксплуатацию | Завод-изготовитель | Паропроизводительность, т/ч | Параметры пара за котлом | | Проектное топливо | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Давление, кгс/см² | Температура, °С | Бассейн месторождение, марка | $Q_н^р$ | $A^р$ | $W^р$ | $K_{во}$ | Расход на котел, т/ч | |
| | | | | | | | | | | | | | |

*Таблица 1*

**и его краткая техническая характеристика**

| Отбор П | | | | | Конденсатор | | | | Циркуляционные насосы | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Давление, кгс/см² | Производительность | | | | Тип | Номинальный расход пара, т/ч | Площадь поверхности охлаждения, м² | Расчетное количество охлаждающей воды, м³/ч | Тип | Количество | Подача, м³/ч | Напор, м |
| | номинальная | | максимальная | | | | | | | | | |
| | Гкал/ч | т/ч | Гкал/ч | т/ч | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

| Мельницы | | | Дымососы | | | Дутьевые вентиляторы | | | Бункеры | | Питатели | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Тип | Количество | Производительность, т/ч | Тип | Количество | Производительность, м³/ч | Тип | Количество | Производительность, м³/ч | Количество | Производительность, т/ч | Количество | Производительность, т/ч |
| | | | | | | | | | | | | |

если проектным видом являлось твердое топливо, а фактически сжигается газ или мазут, дать оценку технической возможности перевода ТЭС на сжигание проектного топлива;

применяемая система циркуляционного водоснабжения; эффективность работы охлаждающих устройств (градирен, брызгальных бассейнов, прудов-охладителей);

характерные суточные графики электрических нагрузок зимнего и летнего периодов для рабочего и праздничного дней;

возможные варианты работы турбоагрегатов по схемам подогрева сетевой воды: одно-, двух- и трехступенчатый подогрев.

3.1.3. Особенности тепловой схемы в части:

отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;

наличия перетоков теплоносителей между отдельными турбоагрегатами и группами оборудования, их влияния на тепловую экономичность турбинной установки в целом.

3.1.4. Схемы питания механизмов электрических собственных нужд.

3.1.5. Основные технико-экономические показатели работы оборудования в динамике за последние 3 года с заполнением табл. 2.

*Таблица 2*

**Основные технико-экономические показатели работы**

**_____ за 199__–200__ гг.**

**(наименование ТЭС или РК)**

| Показатель | Значение показателя | | |
|---|---|---|---|
| | 199_г | 199_г | 200_г |
| 1. Среднегодовая установленная мощность: электрическая, тыс.кВт | | | |
| тепловая отборов турбин, Гкал | | | |
| 2 Выработка электроэнергии, тыс.кВт·ч· всего | | | |
| по теплофикационному циклу | | | |
| 3. Отпуск тепла, тыс.Гкал: всего | | | |
| 4. Коэффициенты использования установленной мощности,%: | | | |

*Продолжение таблицы 2*

| Показатель | Значение показателя | | |
|---|---|---|---|
| | 199_ г | 199_ г | 200_ г |
| электрической | | | |
| тепловой | | | |
| 5 Доли отпуска тепла,% | | | |
| отработавшим паром отборов турбин | | | |
| П-отборами | | | |
| Т-отборами | | | |
| из конденсаторов турбин | | | |
| 6 Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт ч). | | | |
| фактический | | | |
| номинальный | | | |
| нормативный | | | |
| 7. Удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал: | | | |
| фактический | | | |
| номинальный | | | |
| нормативный | | | |
| 8 Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч) | | | |
| структура отпуска электроэнергии | | | |
| теплофикация | | | |
| экономичность | | | |
| 9. Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал· | | | |
| структура отпуска электроэнергии | | | |
| теплофикация | | | |
| экономичность | | | |
| 10. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на электроэнергию,%: | | | |
| фактический | | | |
| номинальный | | | |
| 11. Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на тепло, кВт·ч/Гкал | | | |
| фактический | | | |
| номинальный | | | |
| 12 Удельный расход тепла брутто на турбинную установку, ккал/(кВт·ч) | | | |
| фактический | | | |
| номинальный | | | |

*Окончание таблицы 2*

| Показатель | Значение показателя | | |
|---|---|---|---|
| | 199_ г | 199_ г. | 200_ г. |
| 13. КПД брутто котельной установки,%· фактический прямой баланс фактический обратный баланс номинальный | | | |
| 14. Себестоимость отпускаемой энергии: электрической, руб/тыс. кВт·ч | | | |
| В том числе топливная составляющая тепловой, руб/Гкал | | | |
| В том числе топливная составляющая | | | |
| 15. Численность промышленно-производственного персонала, чел. | | | |

На основе данных табл. 2 делаются выводы об использовании установленной мощности, уровне эффективности энергопроизводства, причинах изменения удельных расходов топлива, в том числе за счет эксплуатационного обслуживания и ремонта оборудования.

### 3.2. Оценка состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования

Для оценки состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования проводится следующее:

3.2.1. Проверка соответствия парка приборов измерения расходов, давлений и температур "Методическим указаниям по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1990).

3.2.2. Оценка расхождений:

между расходами питательной воды за ПВД турбоагрегатов и перед котлами;

свежего пара за котлами, на турбоагрегаты и редукционно-охладительные установки;

пара, поступившего в общестанционные коллекторы из производственных отборов турбин, РОУ и отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды.

3.2.3. Анализ методики определения тепловых нарузок отборов турбин.

3.2.4. Оценка составляющих затрат тепла и электроэнергии, относимых на собственные, производственные и хозяйственные нужды. Анализ методов определения их значений.

3.2.5. Определение расхождения значений КПД брутто котлов, рассчитанных по прямому и обратному балансу.

3.2.6. Проверка правильности сведения тепловых и электрических балансов по отдельным группам оборудования и электростанции в целом.

3.2.7. Учет перетоков тепла и пара между группами оборудования ТЭС.

3.2.8. Анализ соответствия НТД ТИ:

действующим в отрасли методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению;

состоянию, составу и режимам работы оборудования.

3.2.9 Оценка состояния и организации работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению. Внедрение средств автоматизации расчетов: компьютерных программ, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизация коммерческого учета отпуска энергии, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды.

3.2.10. Проведение выборочных поверочных расчетов фактических, номинальных технико-экономических показателей, резервов экономии топлива на ТЭС или РК в объеме формы № 3-тэк(энерго) и 1-рк за отдельные месяцы. Выявление допускаемых искажений отчетных данных.

3.2.11. Анализ порядка определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверка наличия необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству.

В зависимости от вида сжигаемого топлива на ТЭС или РК рассматриваются следующие вопросы:

УГОЛЬ

способ и скорость проведения взвешивания (соответствует ли это инструкции, требуется ли расцепка вагонов); способ проведения взвешивания порожних вагонов (взвешиваются или масса берется по трафарету);

порядок учета норм (объемов) естественной убыли при перевозках;

порядок учета погрешностей измерений;

анализ договора на поставку топлива по следующим критериям:

— способ определения массы топлива (по маршруту, по группе вагонов, по каждому вагону; учитывается ли "сухое топливо");

— способ учета фактической влажности по сравнению с условной;

анализ уровня технического обслуживания КИП, участвующих в учете топлива; госповерка весов; проверка наличия подготовленного персонала, методик, инструкций;

анализ организации контроля за поставками угля по марке, зольности, влажности, сернистости и другим показателям;

проверка в договорах фактического проведения контроля топлива по всем показателям качества;

изучение порядка отбора проб:

— из вагона,

— из потока;

проверка методик и фактические проверки определения основного показателя угля — зольности;

МАЗУТ

определение количества поступающего мазута (обмер или взвешивание);

определение плотности мазута;

порядок учета предельной относительной погрешности при измерении объемно-массовым методом;

отбор проб мазута для определения в нем балласта (воды, серы и т.п.);

взвешивание порожних цистерн (если масса принимается по трафарету, то при обнаружении битумных остатков проводится ли взвешивание);

организация контроля за качественной выгрузкой топлива, учет естественной убыли топлива и ее списание;

организация отбора проб из цистерны для определения качественных характеристик; фиксация результатов проб химическим цехом и их анализ;

ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатация правилам Госстандарта России; проверка выполнения требований этих правил в части установки сужающих устройств для измерения расхода газа [должны устанавливаться после фильтров очистки газа до регулирующего клапана (РК) на вводном газопроводе каждого ГРП];

проверка значения погрешности дифманометров-расходомеров (должно быть не выше 1%); проверить наличия утвержденного вышестоящей организацией порядка организации контроля качества газообразного топлива;

анализ порядка списания естественных потерь топлива

3.2.12. Анализ организации на ТЭС претензионной работы по количеству и качеству поступившего топлива.

3.2.13. Анализ учета израсходованного топлива:

контроль способа осуществления учета топлива, используемого на хозяйственные и другие нужды, а также отпускаемого на сторону;

проверка списания топлива на опробование оборудования при вводе его в эксплуатацию после монтажа и во время проведения средних и капитальных ремонтов;

проверка списания примесей и отходов;

определение количества и качества различных видов топлива, израсходованного за месяц на технологические нужды; проверка наличия конвеерных весов с погрешностью не выше 1%; уровнемеров в резервуарах мазута с погрешностью не более 0,5 см (измерение по месту) и 1,5 см (при дистанционном измерении);

инвентаризация остатков твердого и жидкого топлива:

— документальная 1 раз в месяц;

— инструментальная 1 раз в 3 мес;

— в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива (контрольная инвентаризация);

— после стихийных бедствий;

анализ порядка списания недостачи топлива (в случае ее выявления) по результатам документальной и инструментальной инвентаризации топлива.

### 3.3. Анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы

При проведении предпускового обследования вновь вводимого оборудования оценка эффективности его работы (элементов технологической схемы) осуществляется по результатам гарантийных испытаний.

При других видах обследований для этой цели производится сопоставление фактических и номинальных рассчитанных по ЭХ показателей оборудования, выполняется анализ резервов экономии топлива, результаты которого представляются по форме приложения 2.

Выявление потенциала энергосбережения, оценка эффективности работы элементов технологической схемы, проверка организации эксплуатации и качества ремонта агрегатов производятся в первую очередь по тем показателям, по которым допущены перерасходы топлива по сравнению с ЭХ.

Рекомендуемый состав работ приводится в разд. 3.3.1 — 3.3.6.

### *3 3.1 Котельное оборудование*

3.3.1.1. Проверка наличия режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам. Контроль по каждому котлу ведения режимов в соответствии с режимными картами.

3.3.1.2. Проведение режимно-наладочных испытаний (не реже 1 раза в 3 года).

3.3.1.3. Контроль за присосами воздуха в топочную камеру и газоходы.

3.3.1.4. Использование кислородомеров для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов.

3.3.1.5. Оценка работоспособности систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качества работ регуляторов.

3.3.1.6. Проведение регулярных (не реже 1 раза в месяц) анализов состава продуктов сгорания.

3.3.1.7. Организация контроля за параметрами пара и мазута, подаваемых на котлы (температурой и давлением) для форсунок.

3.3.1.8. Проверка состояния расходомерных устройств и их соответствия требованиям правил Госстандарта России (топливо, пар, горячая вода и др.).

3.3.1.9. Проверка баланса по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами поагрегатного учета газа на котлах.

3.3.1.10. Оценка технического состояния узлов и элементов каждого котла:

изоляции и обмуровки оборудования и трубопроводов пара и горячей воды, а также арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции);

калориферов для подогрева воздуха, поступающего в ВЗП паровых котлов;

вспомогательных механизмов котлов: дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и т.д. (анализ характеристик их работы, загрузки в соответствии с характеристиками, про-

верка использования вторых скоростей для дымососов и вентиляторов);

пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели);

экономайзера (технические показатели, целостность);

воздухоподогревателя (чистота трубок, технико-экономические показатели работы); топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков-гляделок и люков, зашлакованность, режим горения факела и т.д.);

схем обдувки поверхностей нагрева; организация забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье).

3.3.1.11. Анализ загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами.

3.3.1.12. Контроль работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки и т.д.); оценка расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями.

3.3.1.13. Выявление причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с их нормативными значениями.

3.3.1.14. Выполнение инструментального обследования котлов с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха. При обследовании обратить внимание на:

фактические присосы;

избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива;

значение CO в уходящих дымовых газах;

температуру уходящих газов;

температуру питательной воды на входе в барабан;

температуру питательной воды на входе в экономайзер, нагрев в нем питательной воды;

значение продувки котла;

состояние внутренних поверхностей нагрева (объем отложений по результатам анализа контрольных вырезок), выдерживание параметров работы котла по всем потокам.

3.3.1.15. Анализ ведения водно-химического режима котлов, в том числе проверка загрязненности поверхностей нагрева: экономайзера, экранов, ВЗП, конвективных труб водогрейных котлов; оценка влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива.

3.3.1.16. Анализ проведения очисток котлов от внутренних отложений: обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов в сравнении с нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая также расход на водоподготовку на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов).

3.3.1.17. Анализ консервации котлов: обоснованности технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов-консервантов.

3.3.1.18. Анализ энергетических потерь на продувку котлов (в пересчете на условное топливо): обоснованности значения непрерывной продувки, частоты и длительности периодических продувок, энергетических потерь непосредственно на продувки, энергетических потерь на подготовку воды, замещающей продувочную воду; учет продувок (по расходомерам и по данным химического контроля).

3.3.1.19. Сопоставление фактических показателей работы котлов и результатов их инструментального обследования с их нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов котлов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик:

температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева (дымососом);

коэффициента избытка воздуха в режимном сечении;

присосов воздуха в топку и конвективную шахту;

потерь тепла с механической и химической неполнотой сгорания;

расходов электроэнергии на механизмы собственных нужд (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, питательные насосы);

расходов тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию, мазутное хозяйство, размораживающее устройство, калориферы, обдувку поверхностей нагрева, потери с продувкой, водоподготовительную установку).

3.3.1.20. Дополнительный анализ по пиковым водогрейным котлам:

полноты исполнения проектных схем;

соответствия расходов воды (рециркуляционной, расхолаживающей и поступающей в тепловую сеть) с целью обеспечения требуемых температур сетевой воды на входе в котел и на выходе в тепловую сеть и затрат электроэнергии на привод рециркуляционных насосов;

состояния горелок, форсунок, их тарировки, фактической работы, режима сжигания мазута и газа (температуры, давления, коэффициента избытка воздуха, качества распыла мазута и т.д.);

наличия подогрева воздуха перед топкой котла;

потерь тепла на обогрев неработающих котлов горячим воздухом и за счет поддержания необходимой рециркуляции сетевой воды через неработающий котел.

3.3.1.21. Оценка эффективности применяемых природоохранных мероприятий, снижающих экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь.

### *3 3.2. Турбинное оборудование*

3.3.2.1. Анализ выдерживания основных параметров по турбинам (свежего пара, пара промперегрева, пара отборов, питательной воды, вакуума и т.д.) в сравнении с нормативным уровнем.

3.3.2.2. По температурному напору проверка состояния конденсатора, подогревателей высокого и низкого давления системы регенерации турбин.

3.3.2.3. Анализ работы градирен в сравнении с разработанными характеристиками для различных нагрузок и метеорологических условий.

3.3.2.4. Анализ работы деаэраторных установок: использования тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, эффективности деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа.

3.3.2.5. Оценка эффективности работы подогревателей высокого давления: сравнение температуры питательной воды за последним по ходу воды ПВД и за группой ПВД для определения плотности впускного клапана, отсутствие потоков помимо ПВД (при включенном ПВД); проверка схемы отсоса неконденсирующихся газов из ПВД; проверка работы авторегуляторов уровня.

3.3.2.6. Проверка соблюдения периодичности проведения режимно-наладочных испытаний турбины и выполнения мероприятий по их результатам.

3.3.2.7. Организация инструментального обследования оборудования и трубопроводов турбинного цеха с целью определения тепловой экономичности турбин, регенеративных подогревателей и состояния тепловой изоляции.

3.3.2.8. Оценка состояния конденсаторов:

проверка состояния поверхности теплообмена (определение коэффициента чистоты трубной системы, снижения мощности и перерасхода топлива, связанного с ухудшением вакуума);

определение количества поврежденных и заглушенных трубок конденсатора;

сопоставление фактических и нормативных присосов циркулирующей воды в конденсатор по результатам химических анализов, перерасхода химических реагентов на БОУ, связанного с ухудшением качества основного конденсата;

оценка объема присосов воздуха и проведение контроля воздушной плотности вакуумной системы;

оценка работы авторегулятора уровня в конденсаторе;

определение давления (вакуума) в конденсаторе при заданной паровой нагрузке и сопоставление его с номинальным значением;

проверка технического состояния циркуляционных насосов;

сравнение фактического и номинального расходов циркулирующей воды через конденсатор;

оценка обоснованности значения продувки аванкамер градирен.

3.3.2.9. Проверка для оценки эффективности работы подогревателей сетевой воды (ПСВ):

расчетной тепловой производительности и соответствующих ей параметров пара и сетевой воды;

температурного напора в ПСВ;

выдерживания температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети;

расчетного расхода сетевой воды и потерь напора,

работы схемы отсосов из ПСВ;

работы регулирующего клапана уровня в ПСВ, отсутствия затопления части трубной системы;

гидравлической плотности ПСВ по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе;

соотношения работающих и заглушенных трубок ПСВ.

3.3.2.10. Анализ указанных в распорядительных документах и инструкциях данных по давлению сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах в соответствии с пьезометрическим графиком города и с учетом его по зонам, оценка фактической подпитки тепловых сетей в сравнении с нормативной и потерь тепла в связи с увеличенной подпиткой, проверка общего состояния теплосетевого оборудования (изоляции подогревателей и трубопроводов, изоляции насосов и арматуры, обводной арматуры в части пропусков помимо подогревателей).

3.3.2.11. Проверка соответствия фактического и расчетного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть с целью выявления причин несоответствия располагаемой мощности ТЭС подключенной тепловой нагрузке.

3.3.2.12. Анализ потерь напора на преодоление гидравлического сопротивления по тракту сетевой воды (сетевые подогреватели, водогрейные котлы, арматура и т.п.) для выяв-

ления потерь напора сверх обусловленных технологическим процессом с целью установления необоснованных затрат электроэнергии на привод сетевых насосов.

3.3.2.13. Сопоставление фактических показателей работы турбин и результатов их инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик и резервов экономии топлива по:

удельному расходу тепла на выработку электроэнергии;

давлению отработавшего пара в конденсаторе;

температуре питательной воды по ступеням нагрева;

параметрам свежего пара и пара после промперегрева,

расходам электроэнергии на собственные нужды (циркуляционные и конденсатные насосы); затратам электроэнергии на пуски;

расходам тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию производственных зданий), потерям тепла при пусках.

### *3 3.3 Оборудование электрического цеха*

3.3.3.1. Проверка эффективности работы оборудования и систем, находящихся в ведении электрического цеха: резервных трансформаторов собственных нужд (нормально включены или отключены), освещения во всех помещениях, устройства вентиляции и электрического отопления помещений, режимов работы генераторов и охлаждающих сред, систем утилизации тепла охлаждающих агентов и т.д.

Требования к оптимальности загрузки электротехнического оборудования должны быть увязаны с надежностью его работы.

3.3.3.2. Анализ схем питания собственных нужд ТЭС и потребительских КРУ с целью: проверки выполнения требований о недопустимости подключения к шинам собственных нужд сторонних потребителей (при выявлении фактов подключения проверка порядка учета электроэнергии по этим линиям и ее списания); оценки правильности учета и списа-

ния электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды ТЭС (в случае наличия производственных нужд провести по ним аналогичную проверку), оценки сведения ежемесячного баланса электроэнергии на ТЭС.

3.3.3.3. Проверка состояния схем и средств учета электроэнергии с целью:

выявления соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям;

проверки отсутствия паек в электропроводах к счетчикам расчетного учета;

наличия на счетчиках двух пломб:

— на винте, крепящем кожух счетчика, — пломбы госповерителя;

— на зажимной крышке — пломбы энергоснабжающей организации;

выявления соответствия класса точности счетчиков реактивной энергии предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика);

выявления в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы РЗА и т.п.;

оценки загрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений токов ТТ за одни сутки (в будни);

численной оценки средних потерь (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета;

проверки наличия утвержденной руководителем схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом; контроля периодичности и объемов проверки расчетных счетчиков, их калибровки в соответствии с местной инструкцией.

3.3.3.4. Проверка расчета и учета потерь электроэнергии в главных трансформаторах электростанции.

3.3.3.5. Контроль исполнения анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалан-

су, а также анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности.

3.3.3.6. Проверка помещений и температурного режима в тех из них, где установлены приборы учета (не ниже 0° и не выше 40°С).

3.3.3.7. Проверка на ТЭС с поперечными связями наличия счетчиков технического учета на стороне генераторного напряжения повышающих трансформаторов (для контроля правильности показаний рабочих генераторных счетчиков).

3.3.3.8. Проверка соответствия класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (не более 0,5). При первичном обследовании ТЭС проверка реальной погрешности ТТ для коммерческого учета на всех присоединениях.

3.3.3.9. Проверка уровня загрузки для определения оптимальности режима работы трансформаторов ТЭС (главных, резервных, трансформаторов собственных нужд) и генераторов для определения возможных потерь при отклонении загрузки оборудования от оптимальной. Требования к оптимальности загрузки оборудования не должны влиять на надежность работы электротехнического оборудования.

3.3.3.10. Проверка режимов эксплуатации электролизной установки на соответствие требованиям НТД: расходов реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.

### *3.3.4. Оборудование химического цеха*

3.3.4.1. Проверка наличия норм расхода тепла на подогрев "сырой" воды в турбинном цехе или других схемах и фактического расхода, параметров теплоносителя, используемого для этих целей; наличия схем использования ухудшенного вакуума, а также использования "грязного"конденсата для нагрева "сырой"воды.

3.3.4.2. Анализ расхода электрической и тепловой энергии на собственные нужды химического цеха в сравнении с нормами.

3.3.4.3. Анализ дополнительных затрат тепла, топлива, электрической энергии, вызванных необходимостью дополнительной подготовки воды (главная схема и схема подпитки тепловых сетей) в связи с отклонением от нормативных потерь пара и конденсата и завышенной подпиткой тепловой сети.

3.3.4.4. Проверка работы водоподготовительных установок (для котла, тепловой сети, БОУ, очистки конденсатов и пр.) на соответствие требованиям отраслевых НТД, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.

3.3.4.5. Проверка режимов эксплуатации очистных сооружений на соответствие требованиям НТД, включая расходы реагентов, электроэнергии, тепла и степень повторного использования очищенных вод в цикле ТЭС.

3.3.4.6. Проверка соответствия фактических расходов энергетических масел нормативным показателям, эффективности работы узлов регенерации, очистки и повторного использования масел.

3.3.4.7. Оценка фактических потерь (затрат) сетевой воды (и количества тепла с ней), используемой на заполнение тепловой сети после ремонта, проведение испытаний тепловых сетей (гидравлических, тепловых, температурных и др.), промывку трубопроводов тепловых сетей, покрытие утечки в системе централизованного теплоснабжения, и их соответствия нормированным значениям указанных потерь теплоносителя и потерь тепловой энергии с ними.

### *3.3.5. Топливно-транспортное оборудование*

3.3.5.1. Анализ и определение обоснованности причин несоответствия имеющихся и проектных схем разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива на сжигание, фактических и расчетных параметров пара, подаваемого на топливное хозяйство.

МАЗУТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

3.3.5.2. Анализ фактических и нормативных расходов пара на:

разогрев и слив прибывшего мазута;

хранение в мазутных емкостях;

разогрев перед сжиганием;

рециркуляцию мазута в случае прекращения подачи его к горелкам.

3.3.5.3. Проверка состояния теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах топливного цеха, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, а также оборудования мазутонасосной.

3.3.5.4. Оценка:

возможности слива мазута из неисправных цистерн,

возможности вывода мазутных резервуаров на "холодное хранение";

обеспеченности приемно-сливного устройства агрегатами, снижающими потери тепла при сливе мазута.

3.3.5.5. Сопоставление фактических и номинальных расходов тепла и электроэнергии на мазутное хозяйство по каждой составляющей такого расхода; при обнаружении перерасходов тепла или электроэнергии — подробный анализ данного элемента мазутного хозяйства с проведением.

натурных измерений температур мазута и пара на входе в подогреватели мазута основного контура и выходе мазута и конденсата из них; температуры мазута, подаваемого в котельную в районе мазутонасосной и перед котельным отделением; давления пара на входе в подогреватели мазута; расхода мазута и пара, поступающего на контролируемые подогреватели; расхода пара, подаваемого на разогрев и слив мазута;

проверки эффективности работы мазутных подогревателей, насосов.

РАЗМОРАЖИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО

3.3.5.6. Анализ работы размораживающего устройства.

температурного режима,

состояния калориферов и других подогревателей;

утепления здания размораживающего устройства (стены, кровля, ворота).

3.3.5.7. Сопоставление фактических и номинальных расходов тепла и электроэнергии на размораживающее устройство.

*3.3.6. Здания и сооружения*

3.3.6.1. Оценка состояния производственных зданий (стен, кровли, остекления и т.д.); анализ затрат тепла на отопление и вентиляцию и сопоставление их с нормативными значениями.

3.3.6.2. Анализ технического состояния градирен, сопоставление их фактической и нормативной охлаждающей способности в летний период.

### 3.4. Анализ оптимальности тепловой схемы

Рекомендуется следующий состав работ:

3.4.1. Анализ обоснованности работы БРОУ, РОУ для отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды.

3.4.2. Оценка возможности изменения направления слива дренажей, возврата конденсата калориферов, сетевых подогревателей и других потоков с целью повышения энергоэффективности тепловой схемы.

3.4.3. Анализ условий совместной работы пиковых водогрейных котлов и отборов турбин.

3.4.4. Использование охлаждающей воды на выходе из конденсаторов, возврата загрязненного конденсата.

3.4.5. Оценка возможности использования баков-аккумуляторов, аккумулирующей способности тепловых сетей для увеличения загрузки отборов турбин в ночные часы.

### 3.5. Оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭС

Рекомендуются следующие мероприятия:

3.5.1. Анализ организации работ на ТЭС по оптимизации распределения нагрузок между агрегатами: определение характеристик относительных приростов, внедрение специальных компьютерных программ и т.д.

3.5.2. Разработка предложений по оптимизации распределения нагрузок.

Для этой цели целесообразно применять специальные компьютерные программы. При отсутствии таких программ необходимо руководствоваться следующими рекомендациями.

В случае работы электростанции в рассматриваемом периоде по тепловому графику в первую очередь должны загружаться отборы турбин с наибольшей по сравнению с другими турбинами подгруппы полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

При работе электростанции по электрическому графику распределение тепловых и электрических нагрузок должно производиться взаимосвязанно.

При наличии на электростанции нескольких подгрупп оборудования целесообразно в период максимума электрической нагрузки передавать тепловые нагрузки на подгруппу с более низкими начальными параметрами свежего пара с целью максимального ограничения ею конденсационной выработки электроэнергии, причем больший эффект может быть обеспечен при передаче теплофикационной нагрузки.

При работе турбин с электрическими нагрузками, близкими к номинальным, для достижения максимальной теплофикационной выработки электроэнергии отборы однотипных агрегатов следует нагружать равномерно.

Летний период работы агрегатов с низкими нагрузками предопределяет неравномерный характер распределения тепловой нагрузки между турбинами вплоть до ее передачи на одну из них.

При параллельной работе турбин типа ПТ и Р в первую очередь, как показывают расчеты, должны нагружаться отборы турбин ПТ до достижения наибольших значений полной удельной теплофикационной выработки электроэнергии.

При распределении тепловых нагрузок должны быть учтены:

ограничения заводов-изготовителей по минимальной загрузке отборов турбин;

особенности схемы теплофикационной установки в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;

надежность теплоснабжения потребителей.

### 3.6. Анализ выполнения мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности

При анализе осуществляется следующее:

3.6.1. Проверка выполнения мероприятий по реализации выявленных при разработке НТД ТИ резервов тепловой экономичности за период от даты разработки документации до даты проведения энергообследования.

3.6.2. Выявление причин невыполнения мероприятий, анализ энергетического эффекта от выполненных мероприятий.

### 3.7. Составление топливно-энергетического баланса

3.7.1. В приходной части топливно-энергетического баланса ТЭС или РК должно быть отражено тепло сожженного в котлах топлива, в расходной — безвозвратные потери, расходы энергии на собственные нужды и отпуск энергии внешним потребителям.

3.7.2. Топливно-энергетический баланс составляется на основе данных отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности ТЭС по форме № 3-тэк(энерго) и РК по форме 1-рк, а также полученных результатов энергообследования.

3.7.3. Энергетические балансы для ТЭС составляются по методу равноценности электрической и тепловой энергии без учета последовательности производства электроэнергии и тепла и связи потерь. При этом не учитывается энергия, возвращаемая в цикл ТЭС от механизмов собственных нужд (нагрев воды в питательных насосах, сетевых насосах, дутьевых вентиляторах).

3.7.4. Составляющие топливно-энергетического баланса выражаются в единицах измерения теплоты (рекомендуется в Гкал). Необходимые исходные данные для составления энергобалансов ТЭС и РК приведены в табл. 3 и 4. В приложении 4 приведена структура энергобаланса тепловой электростанции, а в приложении 5 — районной котельной.

*Таблица 3*

**Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса тепловой электростанции**

| Показатель | Обозначение | Единица измерения |
|---|---|---|
| 1. Выработка электроэнергии | Э | тыс кВт ч |
| 2 Отпуск электроэнергии | $Э_{отп}$ | тыс кВт ч |
| 3. Отпуск тепла внешним потребителям | $Q_{отп}$ | Гкал |
| 4. Расход условного топлива по котлам: | | |
| энергетическим | $B_{ку}^{эн к}$ | т |
| пиковым водогрейным | $B_{ку}^{пик}$ | т |
| пусковой котельной | $B_{ку}^{пуск}$ | т |
| 5 КПД брутто (обратный баланс) котлов | | |
| энергетических | $\eta_{ку}^{бр эн к}$ | % |
| пиковых водогрейных | $\eta_{ку}^{бр пик}$ | % |
| пусковой котельной | $\eta_{ку}^{бр пуск}$ | % |
| 6. Выработка тепла энергетической котельной установкой | $Q_{ку}^{бр эн к}$ | Гкал |
| 7 Расход электроэнергии на собственные нужды установки | | |
| котельной | $Э_{ку}^{сн}$ | тыс кВт ч |
| турбинной | $Э_{ту}^{сн}$ | тыс кВт ч |

*Окончание таблицы 3*

| Показатель | Обозначение | Единица измерения |
|---|---|---|
| 8. Затраты тепла на собственные нужды установки: | | |
| котельной | $Q_{ку}^{сн}$ | Гкал |
| турбинной | $Q_{ту}^{сн}$ | Гкал |
| 9 Расход пара по каждой турбине. | | |
| свежего | $D_{oi}$ | т |
| промперегрева | $D_{пп i}$ | т |
| 10. Параметры свежего пара по каждой турбине: | | |
| давление | $p_{oi}$ | кгс/см$^2$ |
| температура | $t_{oi}$ | °С |
| 11. Параметры пара до промперегрева по каждой турбине: | | |
| давление | $p_{oi}$ | кгс/см$^2$ |
| температура | $t_{oi}$ | °С |
| 12. Параметры пара после промперегрева по каждой турбине. | | |
| давление | $p_{пi}$ | кгс/см$^2$ |
| температура | $t_{oi}$ | °С |
| 13.Температура питательной воды за ПВД по каждой турбине | $t_{пвi}$ | °С |
| 14 Отпуск тепла из отборов турбин: | | |
| производственных | $Q_{п}^{отб}$ | Гкал |
| теплофикационных | $Q_{т}^{отб}$ | Гкал |
| 15. Удельный расход тепла нетто на выработку электроэнергии турбинной установкой | $q_{ту}^{п}$ | ккал/(кВт·ч) |

*Таблица 4*

**Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса районной котельной**

| Показатель | Обозначение | Единица измерения |
|---|---|---|
| 1. Отпуск тепла внешним потребителям | $Q_{отп}$ | Гкал |
| 2. Расход топлива | $B$ | т |
| 3 КПД брутто (обратный баланс) | $\eta_{ку}^{бр}$ | % |
| 4. Затраты тепла на собственные нужды | $Q_{ку}^{сн}$ | Гкал |

## 4. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ВЫЯВЛЕННОГО ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Мероприятия по реализации выявленного потенциала энергосбережения разрабатываются по следующим основным направлениям:

4.1. Доведение показателей оборудования до нормативного уровня.

Разработка рекомендаций по внедрению на ТЭС и РК наиболее эффективных мероприятий по устранению выявленных при энергообследованиях причин:

пониженного вакуума;

недогрева питательной воды;

повышенных присосов воздуха в топки и газоходы котлов;

высокой температуры уходящих газов;

пониженных параметров свежего пара и пара промперегрева;

перерасходов тепла и электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и котлов

4.2. Увеличение доли теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭС за счет совершенствования тепловой схемы, оптимизации режимов работы турбоагрегатов, упорядочения работы РОУ, БРОУ, пиковых водогрейных котлов

4.3. Внедрение новой энергосберегающей техники и технологии (регулируемого электропривода, контактных теплообменников, шариковой очистки конденсаторов и сетевых подогревателей, новых технологий по водно-химическому режиму и т.д.).

4.4. Совершенствование технического учета: внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска тепла, расхода газа, выработки, отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды, повышение точности оперативного и технического учета угля и мазута, развитие претензионной работы с топливоснабжающими организациями.

4.5. Расширение энергетического анализа путем совершенствования нормативно-технической документации, повышения достоверности расчета показателей, своевременного выявления и устранения причин нерационального использования энергоресурсов.

Оценка объемов экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения мероприятий, затраты на их реализацию, сроки их окупаемости определяются в соответствии с действующей в отрасли НТД.

## 5. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

5.1. По результатам энергетического обследования организация, его проводившая, оформляет следующую документацию:

отчет о проведении энергетического обследования;

топливно-энергетический баланс;

энергетический паспорт;

рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

5.2. В отчете о проведении энергетического обследования должны быть отражены:

цели и задачи обследования, его вид;

программа проведения энергообследования и результаты ее выполнения;

краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливо- и водоснабжения, режимы работы;

оценка состояния технического учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования;

результаты оценки энергосберегающего потенциала, причины выявленных нарушений в использовании ТЭР, имеющиеся резервы:

– перерасходы энергоресурсов из-за невыдерживания показателей оборудования на нормативном уровне; выполнение мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования;

– энергоэффективность элементов технологической схемы: котельного, турбинного оборудования, оборудования химического, электрического, топливно-транспортного цехов, зданий и сооружений;

– энергетические потери из-за неоптимальности тепловой схемы, режимов работы агрегатов;

выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям повышения энергетической эффективности ТЭС и РК; определение основных направлений снижения затрат энергоресурсов.

5.3. Топливно-энергетический баланс составляется по результатам каждого энергообследования.

5.4. Энергетический паспорт составляется при предпусковом (предэксплуатационном) энергообследовании и уточняется при первичном и других видах обследований. Форма энергетического паспорта приведена в приложении 6.

5.5. Рекомендуются к внедрению мероприятия, повышающие эффективность использования энергоресурсов. Оценка их экологической безопасности, объема финансирования и экономической эффективности производится по действующим на момент проведения обследования отраслевым методикам.

Приложение 1

## ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЭНЕРГООБСЛЕДОВАНИЙ ТЭС И РК

1. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

Изменение № 1 РД 34.08.552-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

2. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93.– М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

Изменение № 1 РД 34.09.155-93.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

3. Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях: РД 153-34.0-09.154-99.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

4. Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях и в энергообъединениях: РД 34.08.559-96.– М.: СПО ОРГРЭС 1997.

5. Методические указания по организации учета топлива на тепловых электростанциях: РД 34.09.105-96.– М.: СПО ОРГРЭС, 1997.

Изменение № 1 РД 34.09.105-96.– М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

Изменение № 2 РД 34.09.105-96.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

6. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94.– М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

Изменение № 1 РД 34.09.101-94.– М.: СПО ОГРРЭС, 1998.

7. Указания по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

8. Методика расчета поправок к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу теплоты на отклонение параметров и условий от номинальных для турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара: МТ 34-70-027-86.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

Изменение № 1 МТ 34-70-02-86.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

9. Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

10. Методические указания по нормированию расходов тепла на отопление и вентиляцию производственных зданий тепловых электростанций: МУ 34-70-079-84. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

Изменение № 1 МУ 34-70-079-84. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

11. Методика расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: РД 153-34.1-37.530-98. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

12. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей: МУ 34-70-104-85. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

Изменение № 1 МУ 34-70-104-85. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

13. Методические указания по испытанию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов ТЭС: МУ 34-70-184-87. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

Изменение № 1 МУ 34-70-184-87. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999

14. Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства электростанций: РД 153-34.1-09 205-99. – М.. СПО ОРГРЭС, 1999.

15. Методические указания по определению ограничений установленной мощности тепловых электростанций МУ 34-70-084-84. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

Изменение № 1 МУ 34-70-084-84. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

16. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения: МУ 34-70-143-86. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

Изменение № 1 МУ 34-70-143-86. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

17. ГОСТ 10742-71. Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и обработки проб для лабораторных испытаний.

18. ГОСТ 11055-78. Угли бурые, каменные и антрацит. Радиационные методы измерения зольности.

19. ГОСТ 11303-75. Торф. Метод приготовления аналитических проб.

20. ГОСТ 5396-77. Торф. Методы отбора проб.

21. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами: РД 50-213-80.

Изменение № 1 к РД 50-213-80.

22. Методика выполнения измерений с использованием сужающих устройств: МИ 2204-92.

23. Методические указания по инвентаризации угля и горючих сланцев на электростанциях: МУ 34-70-050-83.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1983.

24. Методические указания по инвентаризации жидкого топлива на электростанциях: МУ 34-70-152-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

25. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами: РД 34.20.581.96.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

26. Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта: РД 34.26.617-97.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

27. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95.— М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

28. Правила устройства электроустановок.— М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.

29. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя.— М.: МЭИ, 1995.

30. Методики определения пределов допускаемых расхождений при определении массы "нетто"груза, перевозимого при бестарных перевозках: МИ 1953-88.

31. ГОСТ 26976-86. Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.

32. Методические указания по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях: РД 34.09.114-92.— М.: Ротапринт ВТИ, 1992.

33. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (теп-

ловых сетей): РД 153-34.0-20.507-98.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

34. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии: РД 153-34.0-20.523-98. В трех частях.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

35. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД 34.09.255-97.– М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

36. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери: РД 34.20.519-97.– М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

37. Типовое положение об электрическом цехе: ТП 34-70-014-86.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

Приложение 2

**ПОТЕРИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗ-ЗА УПУЩЕНИЙ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ** _____

(наименование ТЭС или РК)

**Общие**

| Группа оборудования | Резервы экономии условного топлива | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | по отпуску электроэнергии | | | | по отпуску тепла | | | | всего | | |
| | г/ (кВт·ч) | т | % | изменение, % абс. | кг/Гкал | т | % | изменение, % абс. | т | % | изменение, % абс. |
| А | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | | | | | | | | | | | |

## По турбинам (только для ТЭС), т (в пересчете на условное топливо)

| Группа оборудования | Общие потери (сумма граф 13 и 23) | Удельный расход тепла брутто | | | | | | | | | | Расход электроэнергии на собственные нужды | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В том числе | | | | | | | Неплановые пуски | Работа в одноконтурном режиме | Всего | В том числе на циркуляционные насосы |
| | | | Давление пара | | | | Температура | | | | | | |
| | | | свежего | в регулируемых отборах | в конденсаторах турбин | | свежего пара | пара после промперегрева | питательной воды | | | | |
| | | | | | Всего | В том числе температурный напор | | | | | | | |
| А | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| | | | | | | | | | | | | | |

## По котлам, т (в пересчете на условное топливо)

| Группа оборудования | Общие потери (сумма граф 26,32 и 36) | КПД брутто | | | | | | Расход электроэнергии на собственные нужды | | | | Расход тепла на собственные нужды |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Всего | В том числе | | | | | Всего | В том числе | | | |
| | | | температура уходящих газов | избыток воздуха в режимном сечении | присосы на тракте режимное сечение – уходящие газы | потери тепла с химической и механической неполнотой сгорания | неплановые пуски | | на питательные насосы | на тягу и дутье | на пылеприготовление | |
| А | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 |
| | | | | | | | | | | | | |

**Приложение 3**

*(для ТЭС и РК, входящих в АО-энерго)*

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер _____
наименование ТЭС или РК

_____ _____
подпись ф и.о

"__"_____200__г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер _____
наименование АО-энерго

_____ _____
подпись ф и о

"____"_____ 200__г

**ПРОГРАММА**
**ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ** _____
наименование ТЭС или РК

Вид обследования_____

| № п п | Наименование этапа выполнения работ | Срок выполнения | Цель выполнения | Инструментальное обеспечение | Методика измерений и расчетов |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | | | |

Руководитель организации-энергоаудитора _____ _____
подпись ф и о

"____"_____ 200__ г.

**Приложение 3а**

*(для АО-ТЭС)*

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер _____
наименование ТЭС

_____ _____
подпись ф.и о.

"___"_____200__г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер представительства _____
наименование

_____ _____
подпись ф и о

"___"_____ 200__г

**ПРОГРАММА**
**ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ** _____
наименование ТЭС

Вид обследования_____

| № п п | Наименование этапа выполнения работ | Срок выполнения | Цель выполнения | Инструментальное обеспечение | Методика измерений и расчетов |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | | | |

Руководитель организации-энергоаудитора _____ _____
подпись ф и о

"____ "_____ 200__ г.

Приложение 4

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, Гкал

| № п п | Составляющие энергобаланса | Обозначение | Значение | Способ определения |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Тепло сожженного топлива | $Q$ | | $\left(B_{ку}^{эн\ к} + B_{ку}^{пвк} + B_{ку}^{пуск}\right) 7$ |
| 2 | Потери тепла в котлах | $Q_{ку}^{пот}$ | | $\left[\begin{array}{l}\left(100 - \eta_{ку}^{бр\ эн\ к}\right) \cdot B_{ку}^{эн\ к}\ 7 + \\ + \left(100 - \eta_{ку}^{бр\ пвк}\right)\ B_{ку}^{пвк} \cdot 7 + \\ + \left(100 - \eta_{ку}^{бр\ пуск}\right) \cdot B_{ку}^{пуск}\ 7\end{array}\right] \cdot 10^{-}$ |
| 3 | Потери теплового потока от энергетических котлов к турбинам | $Q_{тп}^{пот}$ | | По справочным данным удельных теплопотерь и протяженности трубопроводов |
| 4 | Затраты тепла на собственные нужды котлов | $Q_{ку}^{сн}$ | | По отчетным данным и результатам энергообследования |
| 5 | Затраты электроэнергии на собственные нужды котлов | $Q_{ку\ эл}^{сн}$ | | $\dfrac{Э_{ку}^{сн}\ q_{ту}^{н}\ 10^{-3}}{\eta_{тп}}$, где $\eta_{тп} = \dfrac{100 - Q_{тп}^{пот}\ 10^{2}}{Q_{ку}^{бр\ эн\ к}}$ |
| 6 | Потери механические и электрические в генераторе | $Q_{эл\ м}^{пот}$ | | $\dfrac{\left(\Delta Э_{мех} + \Delta Э_{эл}\right) q_{ту}^{н}\ 10^{-3}}{\eta_{тп}}$ |
| 7 | Потери тепла через теплоизоляцию турбин | $Q_{и\ ил}^{пот}$ | | По справочным данным удельных теплопотерь и площади излучения |
| 8 | Потери проточной части, регенеративными подогревателями, в конденсаторах турбин | $Q_{ту}^{пот}$ | | $\sum\left[\begin{array}{l}D_{oi}\left(i_{oi} - i_{пвi}\right) + \\ + D_{ппi}\left(i_{гппi} - i_{зппi}\right)\end{array}\right] 10^{-3} - Q_{и}^{отб} - Q_{т}^{отб} - 0{,}86\ Э - Q_{эл\ м}^{пот} - Q_{изл}^{пот}$ |

*Окончание приложения 4*

| № п.п | Составляющие энергобаланса | Обозначение | Значение | Способ определения |
|---|---|---|---|---|
| 9 | Затраты электроэнергии на собственные нужды турбин | $Q^{сн}_{ту\ эл}$ | | $\dfrac{Э^{сн}_{ту}\ q^{н}_{ту}\ 10^{-3}}{\eta_{тп}}$ |
| 10 | Затраты тепла на собственные нужды турбин | $Q^{сн}_{ту}$ | | По отчетным данным и результатам энергообследования |
| 11 | Потери тепла через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки | $Q^{пот}_{ту}$ | | По справочным данным удельных теплопотерь и площади излучения |
| 12 | в тракте ВПУ при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети | $Q^{пот}_{ум\ в}$ | | По «Методике расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок. РД 153-34 1-37.530-98» (М · СПО ОРГРЭС, 1999) |
| 13 | в тракте ВПУ при подготовке ХОВ для компенсации невозврата конденсата от потребителей пара | $Q^{пот}_{хов}$ | | |
| 14 | Отпуск электроэнергии | $Q_{э}$ | | $Э_{отп}\ \ 0{,}86$ |
| 15 | Отпуск тепла | $Q_{отп}$ | | По отчетным данным |
| 16 | Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров) | $\Delta Q_{неб}$ | | $Q - Q^{пот}_{ку} - Q^{пот}_{тп} - Q^{сн}_{ку} - Q^{сн}_{ку\ эл} - Q^{пот}_{эл\ м} - Q^{пот}_{изл} - Q^{пот}_{ту} - Q^{сн}_{ту\ эл} - Q^{сн}_{ту} - Q^{пот}_{ум\ в} - Q^{пот}_{хов} - Q_{э} - Q_{отп}$ |

**Приложение 5**

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РАЙОННОЙ КОТЕЛЬНОЙ, Гкал

| № п.п | Составляющие энергобаланса | Обозначение | Значение | Способ определения |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Тепло сожженного топлива | $Q$ | | $B \cdot 7$ |
| 2 | Потери тепла в котлах | $Q_{ку}^{пот}$ | | $\left(100 - \eta_{ку}^{ор}\right) \cdot B \cdot 7 \cdot 10^{-2}$ |
| 3 | Затраты тепла на собственные нужды котлов | $Q_{ку}^{сн}$ | | По отчетным данным и результатам энергообследования |
| 4 | Потери тепла: через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки | $Q_{ту}^{пот}$ | | По справочным данным удельных теплопотерь и площади излучения |
| 5 | в тракте ВПУ при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети | $Q_{ум\ в}^{пот}$ | | По «Методике расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: РД 153-34.1-37.530-98» (М.: СПО ОРГРЭС, 1999) |
| 6 | в тракте ВПУ при подготовке ХОВ для компенсации невозврата конденсата от потребителей пара | $Q_{хов}^{пот}$ | | |
| 7 | Отпуск тепла | $Q_{отп}$ | | По отчетным данным |
| 8 | Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров) | $\Delta Q_{неб}$ | | $Q - Q_{ку}^{пот} - Q_{ку}^{сн} - Q_{ту}^{пот} - Q_{ум\ в}^{пот} - Q_{хов}^{пот} - Q_{отп}$ |

Приложение 6

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ**
**ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, РАЙОННОЙ КОТЕЛЬНОЙ**

**Составлен на основании энергетического обследования, проведенного** _____
наименование обследующей организации

Вид обследования _____ Дата обследования _____

Начальник ТУ ГЭП

_____ _____ _____
фамилия, имя, отчество подпись дата

Директор ТЭС, РК

_____ _____ _____
фамилия, имя, отчество подпись дата

Директор организации, проводившей обследование

_____ _____ _____
фамилия, имя, отчество подпись дата

Лицензия № _____

Кем выдана _____

Дата выдачи, срок действия _____

_____

_____

1._____

полное юридическое наименование ТЭС, РК и адрес

2._____

вид собственности

3._____

наименование вышестоящей организации

4._____

фамилия, имя, отчество, телефон директора

5._____

фамилия, имя, отчество, телефон главного инженера

6._____

банковские реквизиты

7._____

адрес электронной почты

## Характеристика предприятия

### 1. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования по станционным номерам :

_____

_____

_____

_____

_____

### 2. Характеристика главных схем ТЭС, РК

2.1. Тепловая_____

2.2. Электрическая_____

2.3 Система циркуляционного водоснабжения_____

2.4. Тепловая сеть_____

**3. Основные параметры работы основного оборудования по группам (очередям )**

3.1. Рабочее давление перегретого пара_____

3.2. Температура перегретого пара_____

3.3. Проектные данные:

3.3.1. Максимальный отпуск тепла в паре (по параметрам) с указанием источника и его параметров:_____

_____

3 3.2. Максимальный отпуск тепла в горячей воде_____

_____

**4. Основное оборудование и его краткая характеристика (приводятся сведения по форме табл. 1 Типовой программы)**

**5. Уровень:**

генераторного напряжения _____

выдачи мощности в энергосистему_____

собственных нужд_____

**6. Параметры теплоносителя, отдаваемого потребителям и в теплосеть:**

6.1. Пар_____

_____

_____

6.2. Горячая вода (температурный график)_____

_____

_____

## 7. Топливный режим ТЭС

7.1.

| Директивный орган, установивший топливный режим, номер разрешения и дата его выдачи | Объем разрешенного топливопотребления | | | Резервное (аварийное) топливо | Технологическая бронь по газу |
|---|---|---|---|---|---|
| | Газ | Уголь | Мазут | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

7.2. Основные марки сжигаемого топлива и основные поставщики _____

_____

_____

7.3. Краткое описание причин работы основного оборудования на непроектных видах топлива_____

_____

_____

_____

_____

7.4. Динамика и структура потребления условного топлива на момент составления паспорта и за три предыдущих года по видам

| № п.п | Вид топлива | Всего, т/ % общего количества | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | г. | г. | г | г. |
| 1 | Газ | | | | |
| | | | | | |
| 2 | Мазут | | | | |
| | | | | | |
| 3 | Уголь | | | | |
| | | | | | |

7.5. Средняя стоимость топлива по видам на момент составления паспорта и за три предыдущих года

| № п.п | Вид топлива | Стоимость топлива | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | г | г | г. | г. |
| 1 | Газ | | | | |
| 2 | Мазут | | | | |
| 3 | Уголь | | | | |
| 4 | Тонна условного топлива | | | | |
| | | | | | |

## 8. Установленная мощность электростанции и среднегодовая по итогам трех истекших лет

| № п.п | Показатель | Установленная мощность | Годы (факт) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | |
| 1 | Электрическая мощность, МВт | | | | |
| 2 | Тепловая мощность, Гкал В том числе | | | | |
| 2.1 | Пар | | | | |
| 2.2 | Горячая вода | | | | |

**9. Технико-экономические показатели работы ТЭС за последние 3 года (по форме табл. 2 Типовой программы)**

**10. Выбросы в окружающую среду за последние 3 года**

| № п п. | Контролируемый показатель | Значения выбросов по годам (норматив/факт) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | г. | г. | г |
| 1 | $NO_x$ | | | |
| | | | | |
| 2 | $CO_x$ | | | |
| | | | | |
| 3 | $SO_x$ | | | |
| | | | | |
| 4 | $N_{ox} + SO_x$ | | | |
| | | | | |
| 5 | И т.д. | | | |

10.1. Затраты на экологические мероприятия. Их эффективность_____

_____

**11. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте**

| № п п. | Наименование основного оборудования | По проекту, ч | Факт (ч) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | г. | г. | г. |
| 1 | Котлы | | | | |
| 2 | Турбины | | | | |

## 12. Наработка (ч) металла основного оборудования и главных паропроводов

| № п.п | Наименование оборудования | Наработка, ч, на момент составления паспорта | Наименование документа и организации, разрешившей дальнейшую эксплуатацию |
|---|---|---|---|
| 1 | Паропровод | | |
| 2 | Котел | | |
| 3 | Барабан котла | | |
| 4 | | | |
| 5 | Турбина | | |
| | И т.д. | | |

## 13. Водоподготовка

Принципиальные схемы:

13.1. Подготовка добавочной воды (главная схема)_____

_____

13.2. Очистка возвращаемого производственного конденсата_____

_____

13.3. Очистка турбинного конденсата (БОУ)_____

_____

13.4 Очистка внутристанционных дренажных конденсатов_____

_____

13.5. Технико-экономические показатели (ТЭП)_____

| Установка | Производительность, т/ч | | | Удельный расход | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | номинальная | фактическая | необходимая | воды на сн, т/т | тепла, кДж/т | электроэнергии, кВт ч/т |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

13.6. Водоотведение водоподготовительных установок

| Установка | Годовые сбросы | | | |
|---|---|---|---|---|
| | г | г. | г | г |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

13.7. Выполнение нормативных мероприятий по организации водно-химического режима (ВХР)_____

_____

_____

_____

13.8. Наличие систем мониторинга _____

**14. Баланс по электроэнергии , кВт·ч**

| № п п | Приход, расход | Годы | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| 1 | Собственная выработка | | | |
| 2 | Получено из энергосистемы | | | |
| 3 | Отпуск в энергосистему<br>В том числе по уровням напряжений<br>U = 110 кВ<br>U = 6 кВ<br>U = 0,4 кВ | | | |

*Окончание таблицы*

| № п/п | Приход, расход | Годы | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| 4 | Собственные нужды | | | |
| 5 | Хозяйственные нужды | | | |
| 6 | Производственные нужды | | | |

**15. Баланс по теплу, Гкал**

| № п/п | Приход, расход | Годы | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| 1 | Выработка тепловой энергии котлами ТЭС | | | |
| 2 | Отпуск тепла потребителям<br>пар<br>горячая вода | | | |
| 3 | Расход тепла на нужды. | | | |
| 3.1 | собственные | | | |
| 3.2 | хозяйственные | | | |
| 3.3 | производственные | | | |

**16. Характеристика оборудования теплофикационной установки**

Параметры водогреющего оборудования и тепловой сети

| № п/п | Наименование оборудования | Тип | Производительность, Гкал/ч | Количество, шт | |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Бойлеры | | | | |
| 2 | Сетевые подогреватели | | | | |
| 3 | Прочее оборудование, участвующее в работе технологических схем | | | | |

## 17. Характеристика потенциала энергосбережения, выявленного по результатам энергообследования. Основные рекомендуемые мероприятия по его реализации

| № п п. | Мероприятие | Ожидаемый экономический эффект, тыс.руб. | Срок выполнения | Необходимые финансовые ресурсы, тыс руб |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения ..... 3

2 Показатели энергетической эффективности ТЭС и РК. Методы определения при энергообследованиях. ..... 5

2.1. Предпусковое (предэксплуатационное) обследование ..... 5

2 2. Первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное обследование, экспресс-обследование ..... 5

3. Определение энергосберегающего потенциала ..... 11

3 1. Анализ состава оборудования, условий топливо- и водоснабжения, особенностей тепловой схемы ..... 11

3 2 Оценка состояния технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования ..... 16

3 3. Анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы ..... 20

3.3.1. Котельное оборудование ..... 21

3 3.2. Турбинное оборудование ..... 24

3.3.3. Оборудование электрического цеха ..... 27

3 3.4. Оборудование химического цеха ..... 29

3.3.5. Топливно-транспортное оборудование ..... 30

3 3 6.. Здания и сооружения ..... 32

3.4. Анализ оптимальности тепловой схемы ..... 32

3.5. Оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭС ..... 32

3.6. Анализ выполнения мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности ..... 34

3.7. Составление топливно-энергетического баланса ..... 34

4. Разработка мероприятий по реализации выявленного потенциала энергосбережения ..... 37

5. Оформление результатов энергетического обследования ..... 38

Приложение 1. Перечень нормативно-технических документов, рекомендуемых к использованию при проведении энергообследований ТЭС и РК ..... 40

Приложение 2. Потери энергоэффективности из-за упущений в эксплуатационном обслуживании и ремонте оборудования .. 44

Приложение 3. Программа проведения энергетического обследования ТЭС и РК, входящих в АО-энерго ..... 46

Приложение 3а. Программа проведения энергетического обследования АО-ТЭС ..... 47

Приложение 4. Топливно-энергетический баланс тепловой электростанции, Гкал ..... 48

Приложение 5. Топливно-энергетический баланс районной котельной, Гкал ..... 50

Приложение 6. Энергетический паспорт тепловой электростанции, районной котельной ..... 51

Подписано к печати 29 08 2000
Печать ризография
Заказ № 225
Усл печ л 3,9 Уч -изд л 4,0
Издат № 00-151
Формат 60 × 84 1/16
Тираж 250 экз

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д 15

gost.e-ecolog.ru