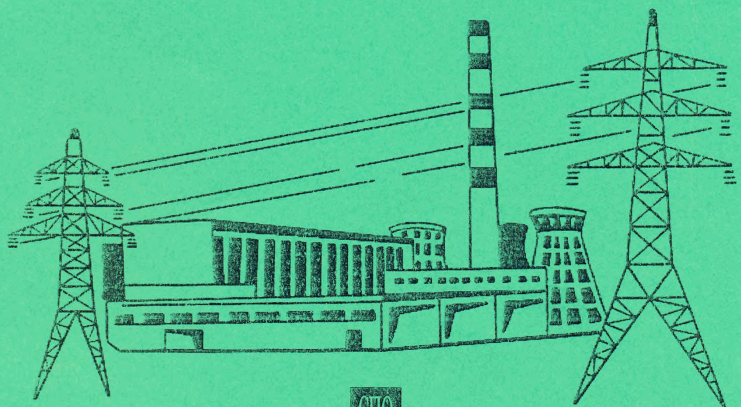
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА РД 153-34.0-09.115-98



ОРГРЭС
Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА РД 153-34.0-09.115-98

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

Разработано производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России»

Исполнители *Н.Л. АСТАХОВ* (разделы 1, 3), *А.Г. ДЕНИСЕНКО* (разделы 1, 2) АО «Фирма ОРГРЭС», *В.Ф. КАЛИНОВ* (общее руководство разработкой) Департамент электрических станций РАО «ЕЭС России»

Утверждено Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г.

Заместитель Председателя Правления *О.В. БРИТВИН*

© СПО ОРГРЭС, 1999

Подписано к печати 26.09 99 | Усл печ л 3,0 Уч.-изд л 2,7 | Формат 60 х 84 1/8
Печать ризография | Издат № 99082 | Тираж 150 экз
Заказ № 136

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г

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

УДК 621.182.3 (083.98)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОГНОЗИРОВАНИЮ
УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА

РД 153-34.0-09.115-98

Вводится в действие
с 01.08.99

Настоящие Методические указания состоят из двух частей.

В первой части регламентируется порядок прогнозирования удельных расходов топлива на отпускаемую электрическую и тепловую энергию электростанциями и энергообъединениями для расчета топливной составляющей тарифов (далее по тексту – тарифное прогнозирование). При тарифном прогнозировании следует руководствоваться разделом 2 Методических указаний.

Во второй части приведены рекомендации по прогнозированию на отдаленную перспективу объемов потребления котельно-печного топлива для целей, не связанных с обоснованием тарифов (далее по тексту – перспективное прогнозирование). Основные подходы к этому виду прогнозирования изложены в разделе 3 Методических указаний.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу «Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива: РД 34.09.115-93» (М.: СПО ОРГРЭС, 1993).

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ТАРИФНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

1.1.1. Первичными объектами, по которым проводится тарифное прогнозирование, являются электростанции и районные котельные. По акционерному обществу энергетики и электрификации (АО-энерго) удельные расходы топлива определяются как средневзвешенные по отпуску энергии значения удельных расходов топлива по электростанциям и районным котельным, входящим в его состав.

1.1.2. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 04 февраля 1997 года № 121 при обосновании тарифов определение объемов топлива, расходуемого электростанциями и районными котельными на технологические цели, должно производиться на основании норм удельных расходов топлива при производстве электрической и тепловой энергии, которые рассчитываются на базе утвержденных в установленном порядке нормативных характеристик энергетического оборудования и планируемых режимов и условий его эксплуатации на период регулирования.

1.1.3. Удельные расходы топлива на отпускаемую электроэнергию и тепло при тарифном прогнозировании должны соответствовать исправному техническому состоянию энергетического оборудования, высокому уровню его эксплуатационного и ремонтного обслуживания, оптимальному составу и режимам работы агрегатов. Не допускается учитывать при тарифном прогнозировании перерасходы топлива из-за упущений в эксплуатационном и ремонтном обслуживании оборудования. Вместе с тем, прогнозируемые удельные расходы топлива должны быть реально достижимыми.

1.1.4. Выбор состава работающего оборудования и распределение электрических и тепловых нагрузок между электростанциями в АО-энерго и отдельными агрегатами электростанций должны базироваться на принципах обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и минимизации затрат на отпуск энергии.

1.1.5. Расчеты при тарифном прогнозировании должны выполняться для каждого из месяцев периода регулирования. Показатели в целом за период регулирования, превышающий месячный интервал, (квартал, год) рассчитываются по результатам их определения за каждый из месяцев периода.

1.2. Перспективное прогнозирование

1.2.1. Перспективное прогнозирование может быть выполнено по АО-энерго, Представительству РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами, по всем акционерным обществам энергетики и электрификации Российской Федерации.

1.2.2. Первичным объектом перспективного прогнозирования является подгруппа оборудования энергообъединения. Удельные расходы топлива по группе и энергообъединению в целом определяются как средневзвешенные по отпуску энергии значения удельных расходов топлива подгрупп оборудования.

1.2.3. Основой для перспективного прогнозирования являются фактические показатели топливоиспользования в базовом периоде, данные о резервах тепловой экономичности и степени их использования в прогнозируемом периоде.

Базовым является последний отчетный период, соответствующий прогнозируемому. В качестве базового может быть принят любой другой отчетный период, объемы отпуска энергии в котором отличаются от объемов в прогнозируемом периоде не более чем на 10%.

1.2.4. При перспективном прогнозировании индекс «*б*» в условном обозначении указывает на принадлежность показателя к базовому периоду, а индекс «*п*» – к прогнозируемому.

2. ТАРИФНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

2.1. Исходные данные по электростанции (районной котельной)

2.1.1. Удельные расходы топлива на отпускаемую электростанцией электроэнергию и тепло (районной котельной – тепло) при тарифном прогнозировании рассчитываются в последовательности, регламентированной макетом расчета номинальных и нормативных показателей, входящим в состав утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию.

Расчеты выполняются по каждому турбоагрегату и каждому типу котлоагрегатов.

По подгруппе в целом показатели определяются путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбо- и котлоагрегатов, входящих в ее состав. В целом по электростанции показатели определяются на основе результатов их расчетов по отдельным подгруппам.

Исходные данные, необходимые для расчетов, определяются в обратной последовательности: от станционного уровня к подгруппам оборудования и отдельным агрегатам.

В качестве исходных данных принимаются ожидаемые по электростанции (районной котельной) значения показателей, характеризующие объемы производства энергии, режимы и условия эксплуатации, внешние факторы, резервы тепловой экономичности и степень их использования.

К основным из этих показателей относятся (для каждого из месяцев периода прогнозирования):

- выработка электроэнергии;
- расходы и параметры пара, отпускаемого внешним потребителям;
- отпуск тепла в теплосеть;
- структура сжигаемого топлива и его характеристики;
- температура наружного воздуха;
- температуры охлаждающей и исходной воды;
- состав работающих турбо- и котлоагрегатов.

Применительно к конкретной электростанции полный перечень исходных данных приведен в макете.

При тарифном прогнозировании в макеты вносятся рассматриваемые ниже изменения, касающиеся в основном способов получения исходных данных и определения отдельных показателей турбо- и котлоагрегатов.

2.1.2. План по выработке электроэнергии (Э) электростанциям, входящим в состав АО-энерго, задается диспетчерской службой АО-энерго, а электростанциям-субъектам Федерального оптового рынка энергии и мощности (ФОРЭМ) – соответствующим подразделением РАО «ЕЭС России» на основе сведения энергобалансов.

Могут задаваться характерные графики нагрузок рабочих и праздничных суток, использование которых обеспечивает наибольшую точность прогнозирования удельных расходов топлива.

2.1.3. Ожидаемые значения отпуска тепла электростанцией внешним потребителям с паром фиксированного давления ($Q_п$) и с сетевой водой ($Q_{сет\,в}$), Гкал, рассчитываются по формулам:

$$Q_п = (\sum D_{потр\,j} \times (t_п - t_{обр}) - \sum G_{кj}^{возвр} \times (t_{кj}^{возвр} - t_{исх})) \times 10^{-3} \qquad (2\text{-}1)$$

$$Q_{сет\,в} = (\sum G_{сет\,в\,i}^{прям} \times (i_{прям} - i_{исх}) + \sum G_{подп\,i} \times (i_{обр} - i_{исх})) \times 10^{-3}, \qquad (2\text{-}2)$$

где $D_{потр\,j}$ – отпуск пара j-ому потребителю, т. Значения $D_{потр\,j}$ принимается на основании заявок потребителей;

$i_{пп}$ – энтальпия пара в коллекторе, от которого обеспечивается отпуск пара, ккал/кг. Принимается по эксплуатационным данным или рассчитывается по параметрам пара, оговоренным в заявках на теплоснабжение потребителей;

$i_{к\,j}^{возвр}$ – энтальпия возврата конденсата j-ым потребителям пара, ккал/кг;

$G_{сет\,в\,i}^{прям}, G_{подп\,i}$ – расходы прямой и подпиточной воды по i-ой магистрали теплосети, т. Принимаются на основе заявок потребителей;

$t_{прям}, t_{обр}$ – энтальпии прямой и обратной сетевой воды, ккал/кг. Соответствуют температурному графику тепловой сети для ожидаемой средней температуры наружного воздуха;

$i_{исх}$ – энтальпия воды в источнике водоснабжения, ккал/кг.

2.2. Расчет показателей турбоагрегатов

2.2.1. При расчете прогнозируемых тепловых нагрузок производственных и теплофикационных отборов турбин в обязательном порядке должен соблюдаться принцип их приоритетного использования по сравнению с другими источниками теплоснабжения (ПВК, БРОУ, РОУ).

Суммарный отпуск тепла из производственных отборов (противодавления) турбин ($Q_{по}$), Гкал, подключенных к коллектору пара одного давления в общем виде определяется по формуле:

$$Q_{по} = (\sum D_{потр\,j} + D_{сн} + D_{хн} + D_{пб} - D_{роу}) \times (i_{п} - t_{к}) \times 10^{-3}, \qquad (2\text{-}3)$$

где $D_{сн}$, $D_{хн}$, $D_{пб}$ – расходы пара от коллектора на собственные, хозяйственные нужды, пиковые бойлеры, т;

$D_{роу}$ – расход пара в коллектор от РОУ, подключенных к источнику пара более высокого давления, т;

$t_{к}$ – средняя энтальпия конденсата (возвращаемого от внешних потребителей, потребителей собственных и хознужд) и добавка, восполняющего его невозврат, перед регенеративным подогревателем (деаэратором), подключенным к коллектору, ккал/кг;

Расход пара на собственные нужды рассчитывается по соответствующим зависимостям, входящим в состав нормативных характеристик оборудования.

На хозяйственные нужды расходы пара принимаются по отчетным данным.

Расходы тепла на пиковые бойлеры рассчитываются по уравнениям теплового баланса.

Загрузка РОУ допускается при дефиците пара отборов турбин (противодавления) или при прохождении минимумов графиков электрических нагрузок.

2 2.2. Отпуск тепла из теплофикационных отборов турбин ($Q_{то}$) в общем случае включает в себя:

– отпуск тепла внешним потребителям, на собственные ($Q_{то}^{сн}$) и хозяйственные нужды ($Q_{то}^{хн}$) от подогревателей, подключенных к этим отборам;

– расходы тепла на подпитку теплосети и на нагрев добавка, восполняющего невозврат конденсата от потребителей пара отборов более высокого потенциала.

Ожидаемое значение суммарного отпуска тепла из теплофикационных отборов турбин, Гкал, может быть рассчитано по формуле:

$$Q_{то} = \sum Q_{п} + Q_{сет\,в} + Q_{то}^{сн} + Q_{то}^{хн} + \sum((D_{сн} + D_{хн} + D_{пб} - D_{роу}) \times (i_{п} - i_{исх}) \times 10^{-3}) -$$

$$- Q_{пвк} - \sum Q_{по}, \qquad (2\text{-}4)$$

где $Q_{пвк}$ – ожидаемый отпуск тепла от ПВК, Гкал.

Отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов (пиковых бойлеров), Гкал, рассчитывается на основе прогноза продолжительности стояния температур наружного воздуха ($\tau_{тнв}$), при которых необходимо их включение для обеспечения выполнения температурного графика теплосети:

$$Q_{пвк(пб)} = G_{сет\,в}^{пвк(пб)} \times (i''_{с\,в} - i'_{с\,в}) \times \tau_{тнн} \times 10^{-3}, \qquad (2\text{-}5)$$

где $G_{сет\,в}^{пвк(пб)}$ – расход сетевой воды через пиковые водогрейные котлы или пиковые бойлеры, т/ч;

$i'_{с\,в}$, $i''_{с\,в}$ – энтальпии сетевой воды перед ПВК (пиковыми бойлерами) и за ними, ккал/кг.

2.2.3. При распределении электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами электростанции необходимо стремиться к минимизации затрат тепла турбинной установкой на выработку электроэнергии.

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

В случае работы электростанции в прогнозируемом 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 взаимосвязано.

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.

2.2.4. После распределения тепловых нагрузок по диаграммам режимов и нормативным характеристикам определяются минимальная электрическая мощность каждой турбины и минимальная выработка электроэнергии электростанцией ($Э_{мин}$), тыс. кВт·ч:

$$Э_{мин} = \sum N_{р} \times \tau_{раб} + \sum N^{мин}_{пт\,т} \times \tau_{раб} , \qquad (2\text{-}6)$$

где $N_р$, $в^{р}_{,j}$ – мощность, развиваемая турбинами типа Р (или турбинами типа ПТ, Т при работе с ухудшенным вакуумом) и минимальная мощность турбин типа ПТ и Т при заданных нагрузках отборов (противодавления), тыс. кВт.

Значение $N^{мин}_{пт\,т}$ включает в себя теплофикационную мощность и мощность, развиваемую на вентиляционном пропуске пара в конденсатор при полностью закрытой диафрагме ЦНД. Факторы, увеличивающие $N^{мин}_{пт\,т}$ сверх минимально-необходимого уровня (неплотность регулирующей диафрагмы ЦНД, рост температуры выхлопного патрубка сверх допустимого уровня и т.д.) должны быть подтверждены соответствующими документами.

Конденсационная выработка электроэнергии, подлежащая распределению между турбинами ($\Delta Э_{кн}$), тыс. кВт·ч, определяется по формуле:

$$\Delta Э_{кн} = Э - Э_{мин} . \qquad (2\text{-}7)$$

Распределение $\Delta Э_{кн}$ между турбинами производится на основе предварительно рассчитанных характеристик относительных приростов расходов тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу ($\Delta q_{кн}$) для всех возможных сочетаний агрегатов.

В первую очередь загружаются агрегаты, имеющие наименьшие значения $\Delta q_{кн}$.

2.2.5. Распределение отпуска тепла внешним потребителям в паре одного давления или с сетевой водой между подгруппами электростанции производится пропорционально тепловым нагрузкам отборов турбин ($Q_{по}$, $Q_{то}$), входящих в состав подгруппы.

2 2.6. Отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов распределяется по подгруппам оборудования электростанции пропорционально отпуску тепла с сетевой водой.

2.2.7. Необходимые для расчетов значения часовых расходов свежего пара ($D_о$) и пара в конденсаторы (D_2) по отдельным турбинам с достаточной для целей прогнозирования точностью могут быть рассчитаны по формулам, т/ч:

$$D_{о} = (q_{т\,ин} \times N_{т} \times 10^{-3} + Q_{по} + Q_{то}) \times 10^{3} \Big/ K \qquad (2\text{-}8)$$

$$D_{2} = (q_{т\,ин} \times N_{т} \times 10^{-3} - 86 \times N_{т} / \eta_{эм} - \Delta Q_{изл}) \times 10^{3} \Big/ 550 , \qquad (2\text{-}9)$$

где $q_{т\,ин}$ – исходно-номинальный удельный расход тепла брутто по турбине, ккал/кВт·ч;

K – коэффициент соотношения расхода тепла и свежего пара на турбину. Может быть принят равным 0,6–0,7 или рассчитан по формуле:

$$K = \iota_o - i_{пв} + \alpha_{пп} \times \Delta\iota_{пп}, \quad (2\text{-}10)$$

где i_o, $\iota_{пв}$, $\Delta i_{пп}$ – энтальпии свежего пара, питательной воды, прирост энтальпии в тракте промперегрева, ккал/кг;

$\alpha_{пп}$ – доля пара промперегрева от расхода свежего пара;

$\eta_{эм}$ – электромеханический КПД,%. Принимается равным 97%;

$\Delta Q_{изл}$ – потери тепла через теплоизоляцию турбины, Гкал/ч. Для турбин мощностью 25,50 и 100 мВт могут быть приняты 0,49; 0,61 и 1,18 Гкал/ч.

Параметры свежего пара, пара после промперегрева при прогнозировании должны соответствовать значениям, принятым в нормативных характеристиках турбин в качестве номинальных.

2.2.8. Давление пара в камерах производственных отборов турбин рассчитывается по формуле, кгс/см^2:

$$P_n = \sum P_{потр\,j} \times D_{потр\,j} \Big/ \sum D_{потр\,j} + \Delta P_{n\,пот}, \quad (2\text{-}11)$$

где $P_{потр\,j}$, $D_{потр\,j}$ – давление, кгс/см^2, и расход пара, т, по каждому внешнему потребителю (на выводах со станции). Принимаются в соответствии с заключенными договорами с потребителями,

$\Delta P_{n\,пот}$ – потери давления в паропроводах от выводов до камеры отбора турбины, кгс/см^2.

2.2.9. Давление пара в камерах теплофикационных отборов турбин определяется в следующей последовательности:

1. Прогнозируемый период разбивается на две части: период совместной работы ПВК или пиковых бойлеров и отборов ($n_{сут}$) и период отпуска тепла только из отборов ($m_{сут}$).

По средней ожидаемой за $n_{сут}$ и $m_{сут}$ температуре наружного воздуха ($t_{нв}^{(n)}, t_{нв}^{(m)}$) определяется температура прямой сетевой воды ($t_{пр\,св}$), °С, на основании температурного графика тепловой сети:

$$t_{пр\,св}^{(n)} = F(t_{нв}^{(n)}) \quad (2\text{-}12)$$

$$t_{пр\,св}^{(m)} = F(t_{нв}^{(m)}) \quad (2\text{-}13)$$

2. Рассчитывается средняя температура сетевой воды за основными подогревателями ($t_{св}^{об}$), °С:

$$t_{св}^{об} = ((t_{пр\,св}^{(n)} - \Delta t_{свпвк\,пб}) \times n_{суу} + t_{пр\,св}^{(m)} \times m_{сут}) \Big/ (n_{сут} + m_{сут}), \quad (2\text{-}14)$$

где $\Delta t_{св\,пвк\,пб}$ – нагрев сетевой воды в ПВК или пиковых бойлерах, °С;

$$\Delta t_{свпвк\,пб} = t_{пр\,св}^{n} - t_{св}^{об\,n} \quad (2\text{-}15)$$

$t_{св}^{об\,n}$ – температура сетевой воды за основными подогревателями, соответствующая максимальному давлению пара в теплофикационных отборах ($P_m^{макс}$), °С;

$$t_{св}^{об\ п} = t_{нас}^{п} - \sigma t_{под} \qquad (2\text{-}16)$$

$t_{нас}^{п}$ – температура насыщения при давлении $P_{т}^{макс}$, °С;

$\sigma t_{под}$ – номинальный температурный напор в основных сетевых подогревателях, °С

3. Определяются средняя температура насыщения и само давление в камере отбора турбины:

$$t_{нас} = t_{св}^{об} + \sigma t_{под} \qquad (2\text{-}17)$$

$$P_{т} = F(t_{нас}) + \Delta P_{т\ под}, \qquad (2\text{-}18)$$

где $\Delta P_{т\ пот}$ – потери давления в паропроводах от выводных коллекторов до камеры отбора i-ой турбины, кгс/см^2.

2.2.10. Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и противодавления турбин ($\Delta Q_{э(отр)}$), Гкал, определяется по формулам:

для турбин типа ПТ, Т:

$$\Delta Q_{э(отр)} = (\sum (q_{т}^{о} - q_{т}) \times Э_{т}) \times K_{от} \times 10^{-3} \qquad (2\text{-}19)$$

для турбин типа Р, ПР

$$\Delta Q_{э(отр)} = (\sum (q_{кн} - q_{т}) \times Э_{т}) \times K_{от} \times 10^{-3}, \qquad (2\text{-}20)$$

где $q_{т}^{о}$, $q_{т}$ – удельные расходы тепла брутто по турбине при отсутствии отпуска тепла из отборов (регуляторы давления в обоих отборах включены) и при прогнозируемой электрической нагрузке, ккал/кВт·ч;

$q_{кн}$ – удельный расход тепла на турбину с конденсатором, имеющей такие же параметры свежего пара, как и по турбинам типа Р, ПР при прогнозируемой электрической нагрузке при отсутствии отпуска тепла из отборов (регуляторы давления в отборах включены), ккал/кВт·ч;

$Э_{т}$ – прогнозируемая выработка электроэнергии турбиной, тыс. кВт·ч;

$K_{от}$ – отношение по подгруппе отпуска тепла внешним потребителям отработавшим паром к суммарной нагрузке отборов.

Для турбин с конденсацией пара при отпуске тепла из конденсатора за счет «ухудшенного» вакуумом значение $\Delta Q_{э(отр)}^{конд}$ допускается принимать равным величине отпуска тепла из конденсатора.

2.2.11. Конечной целью выполнения расчетов по турбинной установке является получение по подгруппам оборудования прогнозируемых значений:

– абсолютных и удельных расходов тепла брутто на выработку электроэнергии ($Q_{э}$, Гкал и $q_{т}$, ккал/кВт·ч);

– абсолютных и удельных расходов тепла ($Q_{ту}^{сн}$, Гкал и $q_{ту}^{сн}$, %) и электроэнергиии ($Э_{ту}^{сн}$, тыс. кВт·ч и $э_{ту}^{сн}$, %) на собственные нужды;

– удельного расхода тепла нетто ($q_{ту}^{н}$, ккал/кВт·ч)

2.3. Расчет показателей котлоагрегатов

2.3.1. Количество работающих в прогнозируемом периоде котлоагрегатов каждого типа (n_1, $n_2 ... n_m$) в подгруппе выбирается исходя из суммарной потребности в тепле на турбины, загрузки котлов на уровне 80-90% от номинальной теплопроизводительности, а также графика ремонтов оборудования. Учитываются так же согласованные с АО «Фирма ОРГРЭС» или с другой экспертной организацией ограничения номинальной паропроизводительности котлов.

Суммарная выработка тепла брутто энергетическими котлами подгруппы оборудования, Гкал, рассчитывается по формуле:

$$Q_{ку}^{бр} = \sum Q_э + \sum Q_{по} + \sum Q_{то} + Q_{роу} + K_{пот} \times \sum n_m \times Q_{к\,бр\,m}^{ном} \times \tau_{кал} \times 10^{-2}, \qquad (2\text{-}21)$$

где $K_{пот}$ – удельная величина потерь теплового потока, %. Принимаются равной 1% для КЭС и 1,5% для ТЭЦ от номинальной производительности работающих в прогнозируемом периоде котлов m-ого типа;

n_m – выбранное при прогнозе количество работающих котлов m-ого типа;

$Q_{к\,бр\,m}^{ном}$ – номинальная теплопроизводительность котла m-ого типа, Гкал/ч.

2.3.2. Распределение $Q_{ку}^{бр}$ между типами котлов подгруппы оборудования производится пропорционально номинальным теплопроизводительностям, (если на электростанции отсутствуют какие либо другие соображения)

2.3.3. Конечными результатами расчетов являются получение по котельным установкам подгрупп оборудования:

- КПД нетто ($\eta_{ку}^{н}$);
- абсолютных и удельных расходов тепла ($Q_{ку}^{сн}$, Гкал и $q_{ку}^{сн}$, %) и электроэнергии ($Э_{ку}^{сн}$, тыс. кВт·ч и $э_{ку}^{сн}$, %) на собственные нужды.

2.4. Расчет удельных расходов топлива

2.4.1. Прогнозируемые удельные расходы топлива по подгруппе электростанции рассчитываются по формулам:

$$b_э = b_э^н \times (1 + K_р^э \times (1 - \mu_э)) \qquad (2\text{-}22)$$

$$b_{тэ\,эн\,к} = b_{тэ\,эн\,к}^н \times (1 + K_{р\,эн\,к}^{тэ} \times (1 - \mu_{тэ\,эн\,к})), \qquad (2\text{-}23)$$

где $b_э^н$ – номинальный удельный расход топлива на электроэнергию, г/кВт·ч;

$b_{тэ\,эн\,к}^н$ – номинальный удельный расход топлива на тепло, отпущенное от энергетических котлов, кг/Гкал;

$K_р^э$, $K_{р\,эн\,к}^{тэ}$ – коэффициенты резерва тепловой экономичности по отпуску электроэнергии и тепла от энергетических котлов;

$\mu_э$, $\mu_{тэ\,эн\,к}$ – степени использования резерва тепловой экономичности по отпуску электроэнергии и тепла от энергетических котлов.

2.4.2 По электростанции, состоящей из нескольких подгрупп оборудования:

$$b_э = \sum (b_{э\,i} \times Э_{отп\,i}) \;/\; \sum Э_{от\,i} \qquad (2\text{-}24)$$

$$b_{тэ\,пвк} = b^{н}_{тэ\,пвк} \times (1 + K^{тэ}_{р\,пвк} \times (1 - \mu_{тэ\,пвк})) \qquad (2\text{-}25)$$

$$b_{тэ\,эн\,к} = \sum (b_{тэ\,эн\,к\,i} \times (Q_{от\,i} - Q_{пвк\,i}) \Big/ \sum (Q_{от\,i} - Q_{отп\,пвк}) \qquad (2\text{-}26)$$

$$b_{тэ} = (b_{тэ\,эн\,к} \times \sum\ (Q_{от\,i} - Q_{пвк\,i}) + b_{тэ\,пвк} \times Q_{пвк}) \Big/ Q_{от} \qquad (2\text{-}27)$$

2.4.3. По АО-энерго в целом, состоящему из m-электростанций и k-районных котельных:

$$b_э = \sum (b_{э\,j} \times Э_{от\,j}) \Big/ \sum Э_{от\,j} \qquad (2\text{-}28)$$

$$b_{тэ\,рк} = \sum (b^{н}_{тэ\,рк\,i} \times (1 + K^{тэ}_{рк\,i} \times (1 - \mu_{тэ\,рк\,i})) \times Q_{от\,рк\,i}) \Big/ \sum Q_{от\,рк\,i} \qquad (2\text{-}29)$$

$$b_{тэ} = \sum (b_{тэ\,j} \times Q_{от\,j} + b_{тэ\,рк} \times Q_{от\,рк}) \Big/ \sum (Q_{от\,j} + Q_{от\,рк}), \qquad (2\text{-}30)$$

где $b^{н}_{тэ\,рк\,i}$ – номинальный удельный расход топлива на тепло, отпускаемое от районной котельной, кг/Гкал;

$K^{тэ}_{рк\,i}$, $\mu_{тэ\,рк\,i}$ – коэффициент резерва и степень его использования по районной котельной;

$Q_{от\,рк}$ – отпуск тепла от районных котельных, Гкал.

Значения коэффициентов резерва тепловой экономичности ($K^{э}_{р}, K^{тэ}_{р\,эн\,к}, K^{тэ}_{р\,пвк}, K^{тэ}_{рк}$) рассчитываются по отчетным данным предшествующего года за месяц, соответствующий прогнозируемому:

$$Kp_i = (b - b^{н}) \;/\; b^{н}, \qquad (2\text{-}31)$$

где b, $b^{н}$ – фактический и номинальный удельные расходы топлива на отпускаемую энергию.

Степени использования резервов тепловой экономичности ($\mu_э$, $\mu_{тэ\,эн\,к}$, $\mu_{тэ\,пвк}$, $\mu_{тэ\,рк}$) принимаются равными значениям, утвержденным в составе НТД по топливоиспользованию для года, предшествующего прогнозируемому.

В случае истечения срока действия НТД по топливоиспользованию к моменту выполнения расчетов по тарифному прогнозированию, значения коэффициентов резерва принимаются равными нулю.

2.4.4. При необходимости могут быть рассчитаны прогнозируемые удельные расходы топлива на отпускаемую электрическую энергию при ее производстве по конденсационному ($b_{э(конд)}$) и теплофикационному циклам ($b_{э(тф)}$) по подгруппе оборудования, электростанции или АО-энерго в целом.

По подгруппе оборудования электростанции расчеты проводятся в следующей последовательности:

1. Определяются удельные затраты электроэнергии на 1 Гкал тепла, отпущенного котельной установкой, кВт·ч/Гкал:

$$Э^{сн}_{ку(уд)} = Э^{сн}_{ку} \times 10^3 \Big/ (Q^{бр}_{ку} - Q^{сн}_{ку} - Q^{пот}_{тп}) \qquad (2\text{-}32)$$

2. Рассчитывается расход электроэнергии на собственные нужды котельной установки, относимый на выработку электроэнергии по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч:

$$Э^{сн}_{ку(кн)} = \Delta q_{кн} \times (Э - Э_{тф}) \times 10^3 \times (1 + q^{сн}_{ту} \ / \ 100) \times 10^2 \Big/ (\eta_{тп} \times$$

$$\times (1 - q^{сн}_{ку} \ / \ 100)) \times Э^{сн}_{ку(уд)} \qquad (2\text{-}33)$$

2. То же, на собственные нужды турбинной установки, тыс. кВт·ч·

$$Э^{сн}_{ту(кн)} = Э_{цн} + Э_{кн} + (Э^{сн}_{ту} - (Э_{цн} + Э_{кн})) \times Э_{кн} \Big/ Э \qquad (2\text{-}34)$$

3. Определяется суммарный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на выработку электроэнергию по конденсационному и теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч:

$$Э^{сн}_{ээ(кн)} = Э^{сн}_{ку(кн)} + Э^{сн}_{ту(кн)} \qquad (2\text{-}35)$$

$$Э^{сн}_{ээ(тф)} = Э^{сн}_{ээ} - Э^{сн}_{ээ(кн)} \qquad (2\text{-}36)$$

4. Рассчитывается отпуск электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, тыс. кВт·ч:

$$Э^{кн}_{от} = Э - Э_{тф} - Э^{сн}_{ээ(кн)} \qquad (2\text{-}37)$$

$$Э^{тф}_{от} = Э_{от} - Э^{кн}_{от} \qquad (2\text{-}38)$$

5. Определяются удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, г/кВт·ч:

$$b^{кн}_{э} = b_{э} \times K_{отр(к)} \qquad (2\text{-}39)$$

$$b^{тф}_{э} = (b_{э} \times Э_{от} - b^{кн}_{э} \times Э^{кн}_{от}) \Big/ Э^{тф}_{от} \qquad (2\text{-}40)$$

По электростанции в целом $b^{кн}_{э}$ и $b^{тф}_{э}$ рассчитываются как средневзвешенные по $Э^{кн}_{от}$ и $Э^{тф}_{от}$ величины удельных расходов топлива по подгруппам оборудования, а по АО-энерго в целом – как средневзвешенные величины удельных расходов топлива по электростанциям, входящим в его состав.

3. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

3.1. Основные исходные данные по энергообъединению

Основными исходными данными для расчета технико-экономических показателей энергообъединения на прогнозируемый период являются:

– выработка электроэнергии;

– отпуск тепла внешним потребителям (общий, пиковыми водогрейными котлами, из производственных и теплофикационных отборов, от конденсаторов турбоагрегатов);

– план ввода, демонтажа, перемаркировки, реконструкции и модернизации оборудования (поагрегатный);

– планы проведения капитальных и средних ремонтов котлов и турбоагрегатов;

– структура и качество сжигаемого топлива.

Прогнозируемые значения отпуска тепла и выработки электроэнергии определяются на основе заявок потребителей или задаются соответствующим структурным подразделением ОЭС или РАО «ЕЭС России».

3.2. Исходные данные по подгруппе оборудования

3.2.1. Установленная электрическая мощность каждой подгруппы оборудования на конец прогнозируемого периода ($N^{к}_{уп}$) в мегаваттах определяется с учетом запланированных вводов в эксплуатацию новых турбоагрегатов, демонтажа изношенных и морально устаревших турбоагрегатов, а также перемаркировки действующих турбоагрегатов и рассчитывается по формуле

$$N^{к}_{уп} = N^{н}_{уп} + \sum_{i=1}^{i=n} N_{вi} - \sum_{i=1}^{i=m} N_{дi} + \sum_{i=1}^{i=p} \Delta N_{перi} , \qquad (3\text{-}1)$$

где $N^{н}_{уп}$ – установленная электрическая мощность на начало прогнозируемого периода, МВт. Учитывает фактическое и прогнозируемое изменение мощности от конца базового до начала прогнозируемого периода;

$N_{вi}$, $N_{дi}$ – мощность каждого из турбоагрегатов, запланированных соответственно к вводу и демонтажу в прогнозируемом периоде, МВт;

$\Delta N_{перi}$ – изменение установленной мощности каждого из турбоагрегатов (плюс – увеличение, минус – снижение) в результате запланированных перемаркировок в прогнозируемом периоде, МВт;

n, m, p – количество турбоагрегатов, запланированных соответственно к вводу в эксплуатацию, демонтажу и перемаркировке в прогнозируемом периоде.

3.2.2. Средняя за прогнозируемый период установленная электрическая мощность каждой подгруппы оборудования ($N^{ср}_{уп}$) в мегаваттах определяется по формуле

$$N_{уп}^{ср} = N_{уп}^{н} + \sum_{i=1}^{i=n} N_{вi} \cdot a_{вi} - \sum_{i=1}^{i=m} N_{дi} \cdot a_{дi} + \sum_{i=1}^{i=p} \Delta N_{перi} \cdot a_{перi}, \qquad (3\text{-}2)$$

где $a_{вi}$, $a_{дi}$, $a_{перi}$ – доля прогнозируемого периода от даты ввода, демонтажа или перемаркировки каждого из турбоагрегатов до конца периода.

Если для прогнозируемого года известны только кварталы ввода, демонтажа или перемаркировки турбоагрегатов, то величины этих долей при расчетах на год могут быть приняты следующими: при вводе, демонтаже или перемаркировке турбоагрегатов в I квартале – 0,75; во II квартале – 0,50; в III квартале – 0,25; в IV квартале – 0.

3.2.3. Установленная тепловая мощность подгруппы турбоагрегатов на конец прогнозируемого периода и средняя за прогнозируемый период определяются по формулам, аналогичным формулам (3-1) и (3-2).

3.2.4. При распределении общих по энергообъединению выработки электроэнергии и отпуска тепла между подгруппами оборудования следует учитывать:

– имеющиеся ограничения электрической и тепловой мощности турбоагрегатов,

– сложившуюся тенденцию изменения коэффициентов использования электрической и тепловой мощности турбоагрегатов.

3.3. Удельные расходы топлива по подгруппе оборудования

3.3.1. Прогнозируемое значение фактического удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии [г/(кВт·ч)] рассчитывается по формулам:

$$в_{э\,п} = (в_{э\,б}^{р} + \sum \Delta в_{эi}^{р}) \Big/ K_{отр(к)\,п}^{э} \qquad (3\text{-}3)$$

$$в_{эб}^{р} = в_{эб} \cdot K_{отр(к)\,б}^{э}, \qquad (3\text{-}4)$$

где $в_{э}$, $в_{э}^{р}$ – удельный расход топлива на электроэнергию фактический и при раздельном производстве, г/(кВт·ч);

$\Delta в_{эi}^{р}$ – поправки к удельному расходу топлива на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, г/(кВт·ч) (см. п. 3.3.3);

$K_{отр(к)}^{э}$ – коэффициент увеличения расхода топлива на электроэнергию при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов:

$$K_{отр(к)\,п}^{э} = K_{отр(к)\,б}^{э} \cdot K_{корр} = K_{отр(к)\,б}^{э} \frac{(Q_{э} + Q_{от} - Q_{от}^{ПВК})_{б}}{(Q_{э}^{р} + Q_{от} - Q_{от}^{ПВК})_{б}} \times$$

$$\times \frac{(Q_{э}^{р} + Q_{от} - Q_{от}^{ПВК})_{п}}{(Q_{э}^{р} - \Delta Q_{э(отр)} + Q_{от} - Q_{от}^{ПВК})_{п}} \qquad (3\text{-}5)$$

В формуле (3-5).

$Q_{от}$, $Q_{от}^{ПВК}$ – отпуск тепла внешним потребителям всего и от пиковых водогрейных котлов, Гкал;

$Q_э$, $Q_э^р$ – расход тепла на производство электроэнергии фактический и при раздельном производстве, Гкал:

$$Q_э^р = Q_э + \Delta Q_{э(отр)} \qquad (3\text{-}6)$$

$\Delta Q_{э(отр)}$ – увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

$$\Delta Q_{э(отр)} = \Delta Q_{э(отр)}^{по} + \Delta Q_{э(отр)}^{то} + \Delta Q_{э(отр)}^{конд} \qquad (3\text{-}7)$$

$\Delta Q_{э(отр)}^{по}$, $\Delta Q_{э(отр)}^{то}$, $\Delta Q_{э(отр)}^{конд}$ – увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям соответственно из производственных и теплофикационных отборов (а также из приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

Значения $\Delta Q_{э(отр)}$ и $Q_э^р$ для прогнозируемого периода определяются по формулам:

$$\Delta Q_{э(отр)п}^{по} = \Delta Q_{э(отр)б}^{по} \cdot Q_{по\,п} \Big/ Q_{по\,б} \qquad (3\text{-}8)$$

$$\Delta Q_{э(отр)п}^{то} = \Delta Q_{э(отр)б}^{то} \cdot Q_{то\,п} \Big/ Q_{то\,б} \qquad (3\text{-}9)$$

$$\Delta Q_{э(отр)п}^{конд} = \Delta Q_{э(отр)б}^{конд} \cdot Q_{конд\,п} \Big/ Q_{конд\,б} \qquad (3\text{-}10)$$

$$\Delta Q_{эп}^{р} = \Delta Q_{эб}^{р} + \tau_{раб} \sum \left[Q_{хх\,i} (z_{in} - z_{ib}) \right] + \Delta q_{кн}^{р} (Э_п - Э_б), \qquad (3\text{-}11)$$

где $Q_{по}$, $Q_{то}$, $Q_{конд}$ – отпуск тепла внешним потребителям и на собственные нужды соответственно из производственных и теплофикационных отборов (и приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

$\tau_{раб}$ – среднее за период время работы единичного турбоагрегата, ч;

$Q_{хх\,i}$ – условный расход тепла холостого хода турбоагрегата i-го значения номинальной (25, 50, 100, 135 и т.д.) мощности, Гкал/ч. Определяется по энергетическим характеристикам по графику зависимости $q_т = f(N_т, Q_{по}, Q_{то})$ при $Q_{по} = 0$ и $Q_{то} = 0$;

z_i – количество находящихся в работе турбоагрегатов i-го значения номинальной мощности;

$\Delta q_{кн}^{р}$ – средний по турбоагрегатам данных параметров относительный прирост расхода тепла на производство электроэнергии по конденсационному циклу (при включенных регуляторах давления в регулируемых отборах), Гкал/(МВт·ч);

$Э$ – выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч.

3.3.2. Прогнозируемые значения фактических удельных расходов топлива на тепло (кг/Гкал) рассчитываются по формулам:

$$в_{тэп} = (в^{кэ}_{тэп} \cdot Q^{кэ}_{отп} + в_{ПВКп} \cdot Q^{ПВК}_{отп} + Э_{теплп} \cdot в_{эп}) \ / \ Q_{отп} \qquad (3\text{-}12)$$

$$в^{кэ}_{тэп} = в^{р\ кэ}_{тэп} \ / \ K^{тэ}_{отр(к)\,б} \cdot K_{корр} \qquad (3\text{-}13)$$

$$в^{р\ кэ}_{тэп} = \frac{(B_{тэ} - B_{ПВК} - Э_{теп} \cdot в_{э} \cdot 10^{-3})_{б} \cdot K^{тэ}_{отр(к)б} \cdot 10^{3}}{Q^{кэ}_{отб}} + \sum \Delta в^{р\ кэ}_{тэi} \qquad (3\text{-}14)$$

$$в_{ПВКп} = B_{ПВКб} \cdot 10^{3} \ / \ Q^{ПВК}_{отб} + \sum \Delta в_{ПВКi} \qquad (3\text{-}15)$$

$$Э_{теплп} = Э_{теплб} \cdot Q^{гв}_{отп} \ / \ Q^{гв}_{отб}, \qquad (3\text{-}16)$$

где $в^{кэ}_{тэ}$, $в^{р\ кэ}_{тэ}$ – удельный расход топлива по энергетическим котлам: фактический и при раздельном производстве (не учитывает затрат электроэнергии на теплофикационную установку), кг/Гкал;

$B_{ПВК}$, $в_{ПВК}$ – абсолютный (т) и удельный (кг/Гкал) расход условного топлива по пиковым водогрейным котлам;

$K^{тэ}_{отр(к)}$ – коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами на отпуск тепла при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов;

$Э_{теп}$ – расход электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт·ч;

$B_{тэ}$ – общий расход условного топлива на отпуск тепла, т;

$Q^{кэ}_{от} = Q_{от} - Q^{ПВК}_{от} - Q^{гв}_{нас}$ – отпуск тепла внешним потребителям, обеспеченный энергетическими котлами (от РОУ, регулируемых и нерегулируемых отборов и от конденсаторов турбоагрегатов), Гкал;

$Q^{гв}_{нас}$ – количество тепла, полученное водой в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал;

$\Delta в^{р\ кэ}_{тэi}$, $\Delta в_{ПВКi}$ – поправки к удельным расходам топлива энергетическими и пиковыми водогрейными котлами на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кг/Гкал (см. п. 3.3.3);

$Q^{гв}_{от}$ – отпуск тепла с горячей водой, Гкал.

3.3.3. По приведенным ниже формулам рассчитываются поправки к удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии ($\Delta в^{р}_{э}$) и тепла ($\Delta в^{р\ кэ}_{тэ}$, $\Delta в_{ПВК}$) при изменении:

3.3.3.1. Структуры сжигаемого топлива – $\Delta в_{с}$:

$$\Delta в^{р}_{эс} = в^{р}_{эоб} \sum_{i=1}^{i=m} [\ K_{ci}(\beta_{in} - \beta_{ib})\ ] \cdot 10^{-2} \qquad (3\text{-}17)$$

$$\Delta в^{р\ кэ}_{тэс} = [\ в^{р\ кэ}_{тэоб} \sum_{i=1}^{i=m} K_{ci}(\beta_{in} - \beta_{ib})\ ] \cdot 10^{-2} \qquad (3\text{-}18)$$

$$\Delta в_{ПВКс} = в_{ПВКгб} \cdot K_{ПВКч}(\beta_{ПВКгб} - \beta_{ПВКгп})\ ] \cdot 10^{-4}, \qquad (3\text{-}19)$$

где $в^{р}_{эоб}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии при раздельном производстве на основном виде топлива, г/(кВт·ч);

$в^{р\ кэ}_{тэоб}$ – то же на отпуск тепла энергетическими котлами, кг/Гкал;

$в_{ПВК\ г\ б}$ – удельный расход топлива пиковыми водогрейными котлами в базовом периоде при работе на газе, кг/Гкал;

m – количество других, кроме принятого за основное, видов сжигаемого энергетическими котлами топлива;

β_i – доля в расходе энергетическими котлами каждого из других видов (марок) сжигаемого топлива, %;

$\beta_{ПВК\ г}$ – доля газа в расходе топлива пиковыми водогрейными котлами, %;

$К_{ПВК\ м}$ – относительное увеличение удельного расхода топлива пиковыми водогрейными котлами при переходе их с газа на мазут, %;

$К_с$ – относительное изменение удельного расхода топлива энергетическими котлами при замене 1% основного вида (марки) топлива на один из других, %; ниже приводятся укрупненные значения $К_с$.

Основное топливо	Значение $К_с$	
	Замещающее топливо	
	Газ	Мазут
Газ	-	+ (0,02-0,025)
Мазут	- (0,02-0,025)	-
Антрацит	- (0,07-0,08)	- (0,05-0,055)
Каменный и бурый уголь	- (0,05-0,06)	- (0,025-0,03)
Торф	- (0,125-0,14)	- (0,1-0,11)

Удельный расход топлива на электроэнергию на основном виде топлива определяется по формуле:

$$в^{р}_{эоб} = \frac{в^{р}_{эб} \cdot 10^{2}}{\beta_{об} \sum_{i=1}^{i=m} [(1+К_{ci}) \cdot \beta_{i\ б}]} \qquad (3\text{-}20)$$

Аналогично рассчитывается удельный расход топлива на тепло энергетическими котлами $в^{р\ кэ}_{тэоб}$.

3.3.3.2. Качества твердого топлива – $\Delta в_{кач}$

$$\Delta в^{р}_{экач} = \sum_{j=1}^{j=l} [\, в^{р}_{эjб} К_{качj} (Q^{р}_{нjб} - Q^{р}_{нjп}) \cdot \beta_{jп} \,] \cdot 10^{-6} \qquad (3\text{-}21)$$

$$\Delta в^{р\ кэ}_{тэкач} = \sum_{j=1}^{j=l} [\, в^{р\ кэ}_{тэjб} К_{качj} (Q^{р}_{нjб} - Q^{р}_{нjп}) \cdot \beta_{jп} \,] \cdot 10^{-6}, \qquad (3\text{-}22)$$

где l – количество марок сжигаемого твердого топлива;

$в^{р}_{эj}$, $в^{р\ кэ}_{тэj}$ – удельные расходы топлива при раздельном производстве при сжигании j-ой марки твердого топлива;

$K_{кач j}$ – относительное изменение расхода топлива (%) при изменении теплоты сгорания j-ой марки твердого топлива на 100 ккал/кг: ниже приводятся усредненные значения $K_{кач j}$.

Уголь по месту добычи	Донецкий			Кузнецкий		Экибастузский	-
Марка угля	АШ	Т	Г, Д	Т	Г, Д, СС	СС	Б
$K_{кач}$	1,08	0,51	0,31	0,52	0,20	0,91	0,50

$Q^p_{н j}$ – теплота сгорания j-ой марки твердого топлива, ккал/кг;

β_j – доля по теплу j-ой марки твердого топлива в расходе топлива энергетическими котлами, %.

Влияние качества твердого топлива на удельный расход может быть также определено по изменению зольности и влажности топлива:

$$\Delta в^p_{э\,кач} = \sum_{j=1}^{j=l} \left\{ в^p_{э\,j б} \left[K_{Aj} (A^p_{j п} - A^p_{j б}) + K_{wj} (W^p_{j п} - W^p_{j б}) \right] \beta_{j п} \right\} 10^{-4} \qquad (3\text{-}23)$$

$$\Delta в^{p\,кэ}_{тэ\,кач} = \sum_{j=1}^{j=l} \left\{ в^{p\,кэ}_{тэ\,j б} \left[K_{Aj} (A^p_{j п} - A^p_{j б}) + K_{wj} (W^p_{j п} - W^p_{j б}) \right] \beta_{j п} \right\} \cdot 10^{-4}, \qquad (3\text{-}24)$$

где K_{Aj}, K_{Wj} – относительное изменение $в^p_э$, $в^{p\,кэ}_{тэ}$ (%) при изменении на 1% абсолютной зольности A^p и влажности W^p j-ой марки твердого топлива;

A^p_j, W^p_j – зольность и влажность твердого топлива j-ой марки, %.

3.3.3.3. Продолжительности работы дубль-блоков с одним корпусом котла по диспетчерскому графику нагрузки – $\Delta в_{э\,корп}$:

$$\Delta в_{э\,корп} = \Delta в_{э\,д-бл} \cdot (\alpha_{корп\,п} - \alpha_{корп\,б}) \cdot \delta_{д-бл\,п} \cdot 10^{-2}, \qquad (3\text{-}25)$$

где $\Delta в_{э\,д-бл}$ – изменение удельного расхода топлива на 1% изменения продолжительности работы дубль-блока с одним корпусом котла, г/(кВт·ч); для укрупненных расчетов значение $\Delta в_{э\,д-бл}$ может быть принято равным 0,05 [г/(кВт·ч)]/%;

$\delta_{д-бл}$ – доля дубль-блоков в общем количестве энергоблоков подгруппы оборудования, %;

$\alpha_{корп}$ – относительная продолжительность работы дубль-блоков с одним корпусом котла, %.

3.3.3.4. Количества пусков оборудования по диспетчерскому графику нагрузки – $\Delta в_{пуск}$:

– для энергоблоков

$$\Delta в^p_{э\,пуск} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} B_{пуск\,i} (n_{i\,п} - n_{i\,б})}{Э_{от\,п}} K'_{э\,п}\ 10^3 \qquad (3\text{-}26)$$

$$\Delta в^{p\,кэ}_{тэ\,пуск} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} B_{пуск\,i} (n_{i\,п} - n_{i\,б})}{Q^{кэ}_{от\,п}} (1 - K'_{э\,п}) \cdot 10^3 \qquad (3\text{-}27)$$

– для оборудования с поперечными связями

$$\Delta в^{р}_{э\,пуск} = \frac{\{\sum_{i=1}^{i=n} B_{т\,пуск\,i}(n_{i\,п} - n_{i\,б}) + [\sum_{j=1}^{j=m} B_{к\,пуск\,j}(m_{j\,п} - m_{j\,б})\ ]\ K'_{э\,п}\ \}\cdot 10^{3}}{Э_{от\,п}} \qquad (3\text{-}28)$$

$$\Delta в^{р\ кэ}_{тэ\,пуск} = \frac{[\sum_{j=1}^{j=m} B_{к\,пуск\,j}(m_{j\,п} - m_{j\,б})\ ]\ (1 - K'_{э\,п})\ 10^{3}}{Q^{кэ}_{от\,п}} \qquad (3\text{-}29)$$

В формулах (3-26)–(3-28):

$B_{пуски}$, $B_{т\ пуски}$, $B_{к\ пуск\,j}$ – нормативные значения технологических потерь в пересчете на условное топливо при пусках энергоблоков, турбоагрегатов и котлов, т: принимаются в соответствии со значениями, указанными в энергетических характеристиках оборудования, или в соответствии с приложением 7 к "Методическим указаниям по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1995);

n_i – количество пусков энергоблоков, турбоагрегатов по диспетчерскому графику нагрузки;

m_j – количество пусков котлов по диспетчерскому графику нагрузки;

$K'_э$ – приблизительное значение коэффициента отнесения расхода топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

$$K'_э = Q^{р}_э \Big/ (Q^{р}_э + Q_{от} - Q^{ПВК}_{от}) \qquad (3\text{-}30)$$

3.3.3.5. Экономичности оборудования, находящегося в стадии освоения – $\Delta в_{осв}$

$$\Delta в^{р}_{э\,осв} = в^{р}_{эб}\{[\sum_{i=1}^{i=p}(K^{т}_{осв\,i\,п} - K^{т}_{осв\,i\,б})]\,\alpha_{i\,п} +$$

$$+[\sum_{j=1}^{j=s}(K^{к}_{осв\,j\,п} - K^{к}_{осв\,j\,б})\ ]\cdot\alpha_{j\,п}\ \}\cdot 10^{-4} \qquad (3\text{-}31)$$

$$\Delta в^{р\ кэ}_{тэ\,осв} = в^{р\ кэ}_{тэ\,б}[\sum_{j=1}^{j=s}(K^{к}_{осв\,j\,п} - K^{к}_{осв\,j\,б})]\,\alpha_{j\,п}\ 10^{-4}, \qquad (3\text{-}32)$$

где p – количество турбоагрегатов, находившихся в стадии освоения в базовом периоде и которые будут находиться в стадии освоения в прогнозируемом периоде;

s – то же, котлов;

$K^{т}_{осв\,i}$ – относительное увеличение удельного расхода топлива в прогнозируемом и базовом периодах вследствие пониженной экономичности i-го турбоагрегата, находящегося в стадии освоения, %;

$K^{к}_{осв\,j}$ – то же, j-го котла, %;

α_i, α_j – доля выработки электроэнергии и тепла каждым осваиваемым турбоагрегатом и котлом, %.

Значения $K_{осв}$ принимаются в соответствии с приложением 12 к "Методическим указаниям по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95"(М.: СПО ОРГРЭС, 1995).

3.3.3.6. Отработанного оборудованием ресурса времени – $\Delta в_{рес}$

$$\Delta в^{р}_{э\,рес} = в^{р}_{эб}(l_{ср\,п} \cdot \Delta\tau^{т}_{раб} \cdot \gamma_{1п} \cdot 10^{-7} + \\ + c_{ср\,п} \cdot \Delta\tau^{к}_{раб} \cdot \gamma_{Jп} \Big/ 10^{5} \eta^{бр}_{кб}) \qquad (3\text{-}33)$$

$$\Delta в^{р\,кэ}_{тэ\,рес} = в^{р\,кэ}_{тэб} \cdot c_{ср\,п} \cdot \Delta\tau^{к}_{раб} \cdot \gamma_{Jп} \Big/ 10^{5} \eta^{бр}_{кб} \ , \qquad (3\text{-}34)$$

где $l_{ср}$ – средний коэффициент износа, рассчитанный исходя из значения l, равного 0,0025 для турбоагрегатов, работающих с противодавлением и ухудшенным вакуумом, и 0,0085 – для остальных, % / 1000 ч.;

$c_{ср}$ – средний коэффициент износа, рассчитанный исходя из значения c, равного 0,0055 – для пылеугольных котлов; 0,0035 – для котлов, работающих на высокосернистом мазуте; 0,0015 – для котлов, работающих на сернистом, малосернистом мазуте или газе, % / 1000 ч.;

$\Delta\tau^{т}_{раб}, \Delta\tau^{к}_{раб}$ – средняя продолжительность работы турбоагрегатов и котлов за время от конца базового до конца прогнозируемого периода, ч;

γ_i, γ_j – доля выработки электроэнергии турбоагрегатами и тепла энергетическими котлами, отработавшими с начала эксплуатации более 35 тыс.ч, в общей выработке энергии подгруппой оборудования, %;

$\eta^{бр}_{к}$ – коэффициент полезного действия брутто котлов, %.

3.3.3.7. Состава оборудования – $\Delta в_{в,д}$

$$\Delta в^{р}_{эв,д} = \frac{Э_{в}(в^{р}_{эв} - в^{р}_{эб}) - \Delta Э_{в}(в^{р}_{эд} - в^{р}_{эб})}{Э_{п}} \qquad (3\text{-}35)$$

$$\Delta в^{р\,кэ}_{тэв,д} = \frac{Q^{кэ}_{в}(в^{р\,кэ}_{тэв} - в^{р\,кэ}_{тэб}) - \Delta Q^{кэ}_{д}(в^{р\,кэ}_{тэд} - в^{р\,кэ}_{тэб})}{Q^{кэ}_{от\,п}}, \qquad (3\text{-}36)$$

где $Э$, $Q^{кэ}_{от}$ – выработка электроэнергии, отпуск тепла энергетическими котлами по подгруппе оборудования в целом, тыс. кВт·ч, Гкал,

$Э_{в}$, $Q^{кэ}_{в}$ – то же оборудованием, введенным в эксплуатацию от конца базового до конца прогнозируемого периода;

$\Delta Э_{д}$, $\Delta Q^{кэ}_{д}$ – изменение выработки электроэнергии и отпуска тепла энергетическими котлами в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым за счет демонтажа оборудования, тыс. кВт·ч, Гкал;

$в^{р}_{эв}$, $в^{р\,кэ}_{тэв}$ – удельные расходы топлива по введенному оборудованию, определенные на основе проектных данных и приведенные к фактическим условиям работы в прогнозируемом периоде, г/(кВт·ч), кг/Гкал;

$в^{р}_{эо}$, $в^{р\,кэ}_{тэд}$ – удельные расходы топлива по демонтируемому оборудованию, г/(кВт·ч), кг/Гкал.

3.3.3.8. Графиков нагрузки оборудования (потерь тепла при стабилизации тепловых процессов) – $\Delta в_{стбл}$

$$\Delta в^{р}_{э\,стбл} = в^{р}_{эб}\ (K_{стп} - K_{стб})\ 10^{-2} \qquad (3\text{-}37)$$

$$\Delta в^{р\ кэ}_{тэ\ стбл} = в^{р\ кэ}_{тэб}\ (K_{стп} - K_{стб})\ 10^{-2}, \qquad (3\text{-}38)$$

где $K_{ст}$ – коэффициент изменения удельного расхода топлива при стабилизации режимов, %.

Значения $K_{ст}$ определяются по рисункам приложения 11 к "Методическим указаниям по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95"(М.: СПО ОРГРЭС, 1995).

3.3 3 9. Прочих эксплуатационных факторов – $\Delta в_{проч}$.

В составе прочих учитывается влияние на удельные расходы топлива других объективных, не упомянутых в пп. 3.3.3.1-3.3.3.8 факторов, таких, например, как:

– сжигание топлива непроектных видов и марок;

– перевод котлов на сжигание другого вида топлива;

– выполнение мероприятий по охране труда и окружающей среды, обеспечение требований ирригации и рыбоводства.

3.3.4 Прогнозируемые значения нормативных удельных расходов топлива на электроэнергию $в^{нр}_{эп}$ [г/(кВт·ч)] и тепло $в^{нр}_{тэп}$ (кг/Гкал) рассчитываются по формулам:

$$в^{нр}_{эп} = в_{эп} - в^{н}_{эб}\ в^{р}_{эп}\ K^{э}_{р}(\mu_{эп} - \mu_{эб}) \Big/ в^{р}_{эб} \qquad (3\text{-}39)$$

$$в^{нр}_{тэп} = в_{тэп} - в^{н}_{тэб}\ в^{р}_{тэп}\ K^{т}_{р}(\mu_{тп} - \mu_{тб}) \Big/ в^{р}_{тэб} \qquad (3\text{-}40)$$

$$в^{р}_{тэ} = \left[\ в^{р\ кэ}_{тэ}(100 - \alpha_{ПВК}) + в_{ПВК}\alpha_{ПВК}\ \right] 10^{-2} + Э_{теля} в^{р}_{э} \Big/ Q_{от}\ , \qquad (3\text{-}41)$$

где $в^{н}_{э}$, $в^{н}_{тэ}$ – номинальное значение удельного расхода топлива на электроэнергию [г/(кВт·ч)] и тепло (кг/Гкал);

$K^{э}_{р}$, $K^{т}_{р}$ – коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования по отпуску электроэнергии и тепла;

$\mu_{э}$, $\mu_{т}$ – степень использования резерва тепловой экономичности оборудования по отпуску электроэнергии и тепла.

3.4. Расход электроэнергии на собственные нужды

Прогнозируемые значения номинальных (с надстрочным индексом «н») расходов электроэнергии на собственные нужды (тыс. кВт·ч) рассчитываются по формулам:

3.4.1. Суммарного $Э^{сн(н)}_{п}$

$$Э^{сн(н)}_{п} = Э^{сн(н)}_{эп} + Э^{сн(н)}_{тэп} \qquad (3\text{-}42)$$

3.4.2. На выработку электроэнергии

$$Э^{сн(н)}_{э} = (Э^{сн(н)}_{тб}\ \ Э_{п}\ /\ Э_{б} + \Delta Э^{сн}_{т\ пуск}) \times$$

$$\times\left[\ 1 + \sum_{i=1}^{i=p} (K^{т}_{осв\,i\,п} - K^{т}_{осв\,i\,б})\ (\alpha_{i\,п} - \alpha_{i\,б})\ 10^{-4}\ \right] + K'_{э}\ \ \Delta Э^{сн(н)}_{к\,п} \qquad (3\text{-}43)$$

$$Э^{сн(н)}_{к\,п} = \{[\, Э^{сн(н)}_{к\,б}\ 10^3 \,/\, (Q_э + Q^{кэ}_{от})_б + \sum \Delta\bar{Э}^{сн}_{к\,i}\ ]\ 10^{-3} \times$$
$$\times (Q^{р}_{э} - \Delta Q_{э(отр)} + Q^{кэ}_{от})_п + \Delta Э^{сн}_{к\,пуск}\ \} \times$$
$$\times [\ 1 + \sum_{j=1}^{j=s} (K^{к}_{осв\,j\,п} - K^{к}_{осв\,j\,б})\ (\alpha_{j\,п} - \alpha_{j\,б})\ 10^{-4}\ ], \qquad (3\text{-}44)$$

где $Э^{сн}_{т}$, $Э^{сн}_{к}$ – расходы электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и энергетических котлов, тыс. кВт·ч,

$\Delta Э^{сн}_{т\,пуск}$, $\Delta Э^{сн}_{к\,пуск}$ – изменение расхода электроэнергии на пуски по диспетчерскому графику турбоагрегатов и котлов, тыс. кВт·ч

$$\Delta Э^{сн}_{т\,пуск} = \sum_{i=1}^{i=n} Э^{сн}_{т\,пуск\,i}\ (n_{п\,i} - n_{б\,i}) \qquad (3\text{-}45)$$

$$\Delta Э^{сн}_{к\,пуск} = \sum_{j=1}^{j=m} Э^{сн}_{к\,пуск\,j}\ (m_{п\,j} - m_{б\,j}), \qquad (3\text{-}46)$$

где $\Delta Э^{сн}_{т\,пуск\,i}$, $\Delta Э^{сн}_{к\,пуск\,j}$ – нормативные значения технологических потерь электроэнергии при пусках турбоагрегатов и котлов, тыс. кВт·ч; принимаются в соответствии со значениями, указанными в энергетических характеристиках оборудования или в соответствии с приложением 7 к "Методическим указаниям по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД. 34.08.552-95"(М.: СПО ОРГРЭС, 1995);

$\Delta\bar{Э}^{сн}_{к\,i}$ – поправки к удельному расходу электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кВт·ч/Гкал.

3.4.3. На отпуск тепла $Э^{сн(н)}_{тэп}$

$$Э^{сн(н)}_{тэп} = Э^{сн(н)}_{к\,п}(1 - K'_{эп}) + Э_{пар\,б} \cdot (Q_{от} - Q^{гв}_{от})_п \,/\, (Q_{от} - Q^{гв}_{от})_б \cdot + (Э_{тепл} -$$
$$- Э^{сн(н)}_{ПВК})_б\ Q^{гв}_{от\,п} \,/\, Q^{гв}_{от\,б} + (Э^{сн(н)}_{ПВК\,б}\ 10^3 \,/\, Q^{ПВК}_{от\,б} + \sum \Delta\bar{Э}^{сн}_{ПВК\,i})\ Q^{ПВК}_{от\,п}\ 10^{-3} \qquad (3\text{-}47)$$

$$Э_{пар} = Э^{сн} - Э^{сн}_{т} - Э^{сн}_{к} - Э_{тепл}, \qquad (3\text{-}48)$$

где $Э_{пар}$ – расход электроэнергии на насосы, используемые при подготовке обессоленной воды для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, тыс. кВт·ч;

$Э_{тепл}$ – расход электроэнергии на теплофикационную установку (пиковые водогрейные котлы; сетевые, конденсатные и подпиточные насосы; насосы, используемые для подготовки подпиточной воды), тыс. кВт·ч;

$Э^{сн}_{ПВК}$ – расход электроэнергии на механизмы собственных нужд пиковых водогрейных котлов, тыс. кВт·ч;

$\Delta\bar{э}^{сн}_{ПВК\,i}$ – поправки к удельному расходу электроэнергии на собственные нужды пиковых водогрейных котлов на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кВт·ч/Гкал.

3.4.4 По приводимым ниже формулам рассчитываются поправки к удельным расходам электроэнергии на собственные нужды энергетических ($\Delta\bar{э}^{сн}_{к}$) и пиковых водогрейных ($\Delta\bar{э}^{сн}_{ПВК}$) котлов при изменении:

3.4.4 1. Структуры сжигаемого топлива $\Delta\bar{э}^{сн}_{с}$

$$\Delta\bar{э}^{сн}_{к\,с} = \sum_{i=1}^{i=m} \left[(\bar{э}^{сн}_{к\,i} - \bar{э}^{сн}_{к\,о}) \cdot (\beta_{i\,п} - \beta_{i\,б}) \right] \cdot 10^{-2} \qquad (3\text{-}49)$$

$$\Delta\bar{э}^{сн}_{ПВК\,с} = \left[(\bar{э}^{сн}_{ПКВ\,м} - \bar{э}^{сн}_{ПВК\,г}) \cdot (\beta_{ПВК\,г\,б} - \beta_{ПВК\,г\,п}) \right] \cdot 10^{-2}, \qquad (3\text{-}50)$$

где $\bar{э}^{сн}_{к\,о}$, $\bar{э}^{сн}_{к\,i}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов при работе на основном и каждом из других видов сжигаемого топлива, кВт·ч/Гкал;

$\bar{э}^{сн}_{ПВК\,м}$, $\bar{э}^{сн}_{ПВК\,г}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды пиковых водогрейных котлов при работе на мазуте и газе, кВт·ч/Гкал.

3.4.4.2. Качества твердого топлива

$$\Delta\bar{э}^{сн}_{к\,кач} = \sum_{j=1}^{j=1} \Delta\bar{э}^{сн}_{к\,кач\,j} \cdot (Q^{р}_{н\,j\,б} - Q^{р}_{н\,j\,п}) \cdot \beta_{j\,п} \cdot 10^{-4} \quad , \qquad (3.51)$$

где $\Delta\bar{э}^{сн}_{к\,кач\,j}$ – изменение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов (кВт·ч/Гкал) при изменении теплоты сгорания j-ой марки твердого топлива на 100 ккал/кг Ниже приводятся укрупненные значения $\Delta\bar{э}^{сн}_{к\,кач\,j}$

Уголь	АШ	Тощий	Бурый	Каменный
$\Delta\bar{э}^{сн}_{к\,кач\,j}$	0,90	0,25	0,70	1,0

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3

1.1. Тарифное прогнозирование 3
1.2. Перспективное прогнозирование 4

2. ТАРИФНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ 4

2.1. Исходные данные по электростанции (районной котельной) 4
2.2. Расчет показателей турбоагрегатов 6
2.3. Расчет показателей котлоагрегатов 11
2.4. Расчет удельных расходов топлива 11

3. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ 14

3.1. Основные исходные данные по энергообъединению 14
3.2. Исходные данные по подгруппе оборудования 14
3.3. Удельные расходы топлива по подгруппе оборудования 15
3.4. Расход электроэнергии на собственные нужды 22

gost.e-ecolog.ru