

ГЛАВА 2. ОСНОВЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ С КОМБИНИРОВАННЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Постановка вопроса.

Согласно сложившейся традиции эффективность работы энергоисточника (энергосистемы) принято отождествлять с величиной топливных затрат на единицу отпускаемой продукции, т. е. с расходом топлива (удельным) на единицу теплоты, электроэнергии или на оба продукта сразу. При отдельном производстве тепло- и электроэнергии эти показатели оказываются адекватными коэффициентам полезного действия соответствующих устройств: котельной и конденсационной станции (КЭС). Здесь следует отметить, что в отличие от котельной, предназначенной для отпуска только одного вида энергии – теплоты, КЭС имеет потенциальные возможности полезного использования теплоты отработавшего пара. Как только такая возможность реализуется (положим, даже при прежнем вакууме в конденсаторе), упомянутая КЭС имеет все основания называться теплоэлектроцентралью (ТЭЦ) с так называемой комбинированной выработкой тепло- и электроэнергии. В связи с этим возникает вопрос: по каким критериям следует оценивать эффективность работы упомянутой КЭС до и после ее модернизации до уровня ТЭЦ? Прежде следует уточнить, что имеется в виду под упомянутым и часто употребляемым термином «эффективность». Очевидно, что термодинамический цикл КЭС (на единицу рабочего тела) до и после «модернизации» в данном случае не изменился, т.е. эффективность станции в отношении термодинамического цикла осталась прежней. Что касается эффективности топливоиспользования, то она явно возросла. Те же затраты топлива, которые были на КЭС до модернизации, позволили обеспечить потребителя еще и теплотой отработавшего пара после перевода этой КЭС в режим ТЭЦ, т.е. после установки на КЭС своего рода устройств по частичной «утилизации» отработавшего пара.

Положим, что до модернизации удельный расход топлива на КЭС был равен $400 \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)} = 111,12 \text{ кг/ГДж}$. После модернизации (ТЭЦ) удельный расход топлива следует вычислять из расчета на сумму электроэнергии и теплоты. Очевидно, что такой удельный расход окажется меньше чем $111,12 \text{ кг/ГДж}$, так как некоторая часть сожженного топлива в данном случае оказывается отнесенной также на затраты по производству теплоты. Одновременно возникает вопрос, нужно ли упомянутый (средний) удельный расход топлива делить на две составляющие (по электроэнергии $b_{\text{эx}}$ и теплоте $b_{\text{тэx}}$). Если да, то по какому принципу это деление должно выполняться? Термодинамика на этот вопрос ответа не дает [6 – 9].

Очевидно, что экономичность работы ТЭЦ и энергосистемы в целом зависит от абсолютных значений отпуска электроэнергии \mathcal{E}_0 и теплоты Q_0 . С другой стороны экономичность энергоисточника характеризуется удельными расходами топлива на отпуск электроэнергии $b_{\text{э}}$ и теплоты $b_{\text{тэ}}$, а также расходом электроэнергии на собственные нужды.

Существующие традиционные методы расчетов, определяющие взаимозависимость указанных технико-экономических показателей (ТЭП) от аргументов \mathcal{E}_0 и Q_0 , чрезвычайно громоздки и сложны [10 – 14]. Они основаны на нормативных характеристиках конкретного типа оборудования, специальных разработках по каждому из них в плане задач АСУ ТЭП с привлечением вычислительной техники.

В условиях планирования, а также в процессе эксплуатации, когда на энергоисточнике по ряду причин происходит частое изменение нагрузок \mathcal{E}_0 и Q_0 , достаточно использовать обобщённые методы расчетов ожидаемых ТЭП для принятия (в оперативном порядке, либо при корректировке плановых заданий) правильных решений. В связи с этим в данной работе излагается упрощенный метод анализа отклонения фактических ТЭП от плановых. В целях упрощения принято, что энергоисточник (ТЭЦ или энергосистема) эквивалентны некоторому виртуальному блоку котел-турбина, отпускаемому два вида продукции: электроэнергию и теплоту. В ряде случаев расчетные формулы этой методики, определяющие показатели ТЭП энергоисточника по их аргументам \mathcal{E}_0 и Q_0 содержат константы, характерные для конкретных условий работы той или иной ТЭЦ или энергосистемы. Эти константы определяются на основании систематического анализа отчетных показателей энергоисточника. Причем, такой анализ и последующий расчет ожидаемых ТЭП могут выполняться последовательно, либо независимо один от другого. Это позволит повысить эффективность оперативного контроля за экономичностью работы оборудования ТЭЦ или энергосистемы в целом не только силами штатных сотрудников, занимающихся вопросами технико-экономических показателей, но также и силами эксплуатационного (вахтенного) персонала, т. е. ускорить решение ряда оперативных задач в условиях эксплуатации [15].

2.2. Закономерности изменения экономичности ТЭЦ

Уточним некоторые условные показатели технологического процесса по производству продукции ТЭЦ. Считаем, что тепло- и электроэнергия, вырабатываемая (инд. «в») энергоисточником, разделяется на две основные составляющие: на отпуск (инд. «о») и собственные нужды (инд. «сн»). Выработанная или отпущенная электроэнергия в свою очередь представляет сумму двух составляющих: выработанной (или отпущенной) по конденсационному

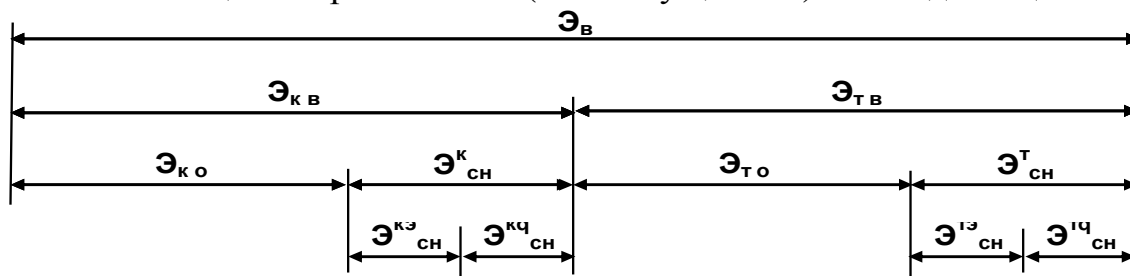


Схема условного распределения комбинированной выработки электроэнергии на энергоисточнике по назначениям.

(инд. «к») циклу и выработанной (или отпущенной) по теплофикационному циклу (инд. «т»). Электроэнергия на собственные нужды затрачивается на отпуск электроэнергии (инд. «э») и теплоты (инд. «q»). На основании изложенного указанные составляющие объемов производства энергоисточника запишем в виде слагаемых (см. также «Схему условного распределения...»):

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_o &= \mathcal{E}_{то} + \mathcal{E}_{ко}, \\ \mathcal{E}_{сн} &= \mathcal{E}_{сн}^э + \mathcal{E}_{сн}^q, \\ \mathcal{E}_{сн}^э &= \mathcal{E}_{сн}^{кэ} + \mathcal{E}_{сн}^{тэ}, \\ \mathcal{E}_{сн}^q &= \mathcal{E}_{сн}^{кq} + \mathcal{E}_{сн}^{тq}, \\ \mathcal{E}_{тв} &= \mathcal{E}_{то} + \mathcal{E}_{сн}^т, \\ Q_B &= Q_o + Q_{сн}.\end{aligned}\tag{2.1}$$

Сравним два режима работы энергоисточника. Все параметры (показатели), относящиеся к первому режиму будем отмечать индексом «1», ко второму – индексом «2». Каждое из слагаемых (2.1) представим в виде общей записи, обобщая их индексами «А», «Б» и «С»: $\Pi_A = \Pi_B + \Pi_C$. Тогда связь между приращениями этих величин по мере перехода от режима 1 к режиму 2 запишем так:

$$\Delta \Pi_A = \Delta \Pi_B + \Delta \Pi_C,\tag{2.2}$$

а связь между абсолютными значениями этих величин в режимах 1 и 2 с учётом их приращений определим в общем виде:

$$\Pi_{2A} = \Pi_{1A} + \Delta \Pi_A.\tag{2.3}$$

Систему безразмерных комплексов, составленную на основании общего выражения (2.2), определим по отношению к объемам производства энергоисточника в первом режиме так:

а) относящихся к электроэнергии – из учета выработки электроэнергии,

$$\left. \begin{aligned}\bar{\Pi}_{1э} &= \Pi_{1э} / \mathcal{E}_{в1}, \\ \bar{\Pi}_{2э} &= \Pi_{2э} / \mathcal{E}_{в1}, \\ \Delta \bar{\Pi}_{э} &= \Delta \Pi_{э} / \mathcal{E}_{в1},\end{aligned}\right\}\tag{2.4}$$

б) относящихся к теплоэнергии – из учета выработки теплоты,

$$\left. \begin{aligned}\bar{\Pi}_{1q} &= \Pi_{1q} / Q_{в1}, \\ \bar{\Pi}_{2q} &= \Pi_{2q} / Q_{в1}, \\ \Delta \bar{\Pi}_q &= \Delta \Pi_q / Q_{в1}.\end{aligned}\right\}\tag{2.5}$$

в) характеризующих отклонения объемов производства на отпуск потребителям, т. е. $\Delta \mathcal{E}_o$ и ΔQ_o – из учета отпуска продукции,

$$\left. \begin{aligned}\Delta \bar{\mathcal{E}}_o &= (\mathcal{E}_{o2} - \mathcal{E}_{o1}) / \mathcal{E}_{o1}, \\ \Delta \bar{Q}_o &= (Q_{o2} - Q_{o1}) / Q_{o1}.\end{aligned}\right\}\tag{2.6}$$

Последующий анализ выполняем на основании приближенных связей, отвечающих прямо пропорциональным (идеальным) изменениям собственных нужд от объёмов производства. Здесь следует заметить, что такое усло-

вие рассматривается как положительная тенденция в процессах регулирования нагрузок энергоисточника, например, путём плавного изменения оборотов электроприводов, установки гидромурфт и т.д.:

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_\partial}{\Delta \mathcal{E}_B} \approx \frac{\mathcal{E}_{\partial 1}}{\mathcal{E}_{B1}}, \quad (2.7)$$

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_q}{\Delta Q_B} \approx \frac{\mathcal{E}_{q1}}{Q_{B1}}, \quad (2.8)$$

$$\frac{\Delta Q_{CH}}{\Delta Q_B} \approx \frac{Q_{CH1}}{Q_{B1}}. \quad (2.9)$$

На основании (2.4), (2.2), (2.1):

$$\Delta \bar{\mathcal{E}}_B = \frac{\Delta \mathcal{E}_B}{\mathcal{E}_{B1}}, \quad (2.10)$$

$$\Delta \mathcal{E}_B = \Delta \mathcal{E}_o + \Delta \mathcal{E}_{CH}, \quad (2.11)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{B1} = \Delta \mathcal{E}_{o1} + \Delta \mathcal{E}_{CH1}. \quad (2.12)$$

Тогда (2.10) с учётом (2.4):

$$\Delta \bar{\mathcal{E}}_B = \Delta \bar{\mathcal{E}}_o (1 - \bar{\mathcal{E}}_{CH1}) + \Delta \bar{\mathcal{E}}_{CH}, \quad (2.13)$$

$$\Delta \bar{\mathcal{E}}_{CH} = \Delta \bar{\mathcal{E}}_B - \Delta \bar{\mathcal{E}}_o (1 - \bar{\mathcal{E}}_{CH1}). \quad (2.14)$$

Обозначив

$$C_{1,2} = \frac{\mathcal{E}_{\partial 1, \partial 2}}{\mathcal{E}_{CH1, CH2}}, \quad (2.15)$$

на основании (2.1), (2.2), (2.5), (2.7), (2.8) имеем:

$$\mathcal{E}_{q1, q2} = \mathcal{E}_{CH1, CH2} (1 - C_{1,2}), \quad (2.16)$$

$$\Delta \mathcal{E}_q = \mathcal{E}_{CH1} (1 - C_1) \Delta \bar{Q}_B, \quad (2.17)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{CH} = \Delta \mathcal{E}_\partial + \Delta \mathcal{E}_q, \quad (2.18)$$

$$\Delta \mathcal{E}_\partial = C_1 \mathcal{E}_{CH1} \Delta \bar{\mathcal{E}}_B. \quad (2.19)$$

Подставляя (2.17) и (2.19) в (2.18), получаем:

$$\Delta \bar{\mathcal{E}}_{CH} = \bar{\mathcal{E}}_{CH1} [C_1 \Delta \bar{\mathcal{E}}_B + (1 - C_1) \Delta \bar{Q}_B]. \quad (2.20)$$

Затем, подставив (2.20) в (2.13), определяем:

$$\Delta \bar{\mathcal{E}}_B = [(1 - \bar{\mathcal{E}}_{CH1}) \Delta \bar{\mathcal{E}}_o + (1 - C_1) \bar{\mathcal{E}}_{CH1} \Delta \bar{Q}_B] (1 - C_1 \bar{\mathcal{E}}_{CH1})^{-1}. \quad (2.21)$$

Согласно (2.2), (2.9), (2.5), (2.6) в уравнениях (2.17), (2.20), (2.21) с достаточной точностью принимаем

$$\Delta \bar{Q}_B \approx \Delta \bar{Q}_o. \quad (2.22)$$

Доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\Psi_{B1, B2} = \frac{\mathcal{E}_{TB1, TB2}}{\mathcal{E}_{B1, B2}}. \quad (2.23)$$

Аналогичный показатель по отпуску электроэнергии:

$$\Psi_{o1, o2} = \frac{\mathcal{E}_{To1, To2}}{\mathcal{E}_{o1, o2}}. \quad (2.24)$$

На основании (2.23), (2.24) с учётом (2.1), (2.15) определяем связь:

$$\Psi_{01,02} = \Psi_{b_1,b_2} (1 - C_{1,2} \bar{\Xi}_{\text{сн1,сн2}}) (1 - \bar{\Xi}_{\text{сн1,сн2}})^{-1}. \quad (2.25)$$

Общее выражение для среднего (между конденсационной и теплофикационной выработкой) удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии запишем так [15]:

$$b_{\text{э1,э2}} = \frac{\Xi_{\text{то1,то2}} b_{\text{Т}} + \Xi_{\text{ко1,ко2}} b_{\text{К}}}{\Xi_{01,02}}, \quad (2.26)$$

где в широком диапазоне значений Ψ_0 показатели $b_{\text{Т}}$ и $b_{\text{К}}$ мало изменяются. В приближённых расчётах (в частности, при планировании) они могут приниматься постоянными. Это подтверждается анализом отчётных данных по форме 3-тех ряда действующих ТЭЦ и энергосистемы в целом.

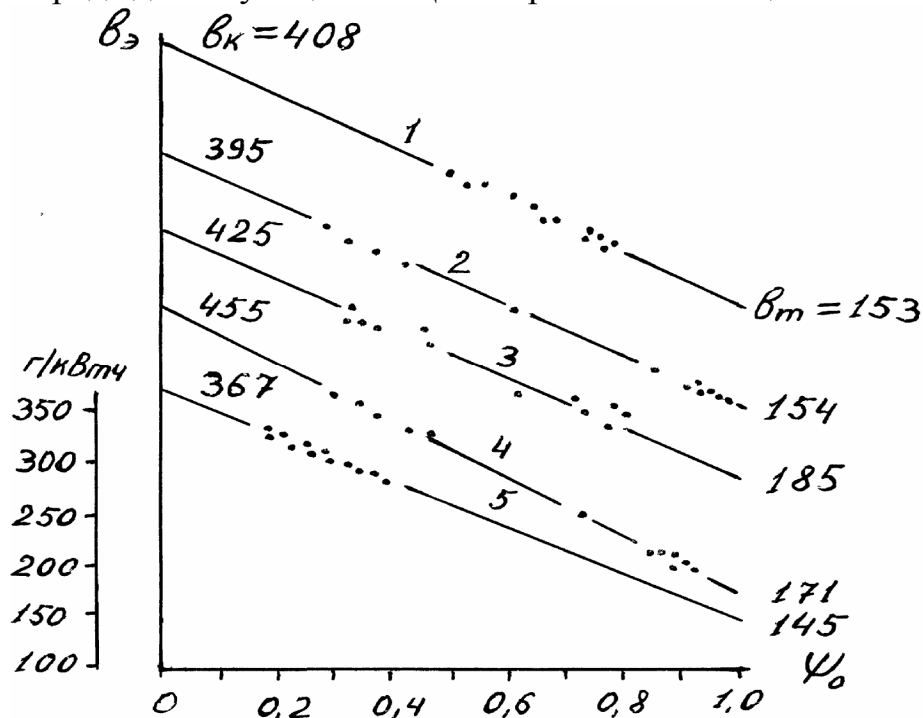


Рис.2.1. Анализ ежемесячных расчётных данных из отчётов по форме 3 – ТЕХ действующих ТЭЦ -1– 4 Белорусской энергосистемы 5 в целом: 1, 2, 4 – топливо мазут; 4 – уголь.

На рис.2.1 показаны изменения отчётных (фактических) удельных расходов топлива (по каждому энергоисточнику в течение 12-и месяцев года) в зависимости от доли отпуска электроэнергии на тепловом потреблении Ψ_0 . Опытные точки на рис. 2.1 описываются уравнением прямой:

$$b_{\text{э1,э2}} = b_{\text{К}} - \Psi_{01,02} (b_{\text{К}} - b_{\text{Т}}). \quad (2.27)$$

Абсолютное отклонение (рис 2.1) отчётных (фактических) показателей $b_{\text{э}}$ от расчётных согласно прямой (27) составляет порядка $\delta_{b_{\text{э}}} = \pm(5-10)$ г/(кВтч). Это адекватно относительной погрешности в пределах от 2 до 4 % по отношению к разности констант $b_{\text{К}} - b_{\text{Т}}$. Из этого следует, что абсолютная погрешность определения показателей $b_{\text{К}}$ и $b_{\text{Т}}$ по данным на рис. 2.1, примерно та же, т. е. $\delta_{b_{\text{К}}} \approx \delta_{b_{\text{Т}}} = \pm(5-10)$ г/(кВтч).

С помощью (2.1), (2.24) не трудно убедиться в том, что уравнение (2.27) с показателями b_k и b_T тождественно уравнению (2.26).

Сравнивая два режима работы энергоисточника с помощью (2.27) получаем общие формулы по определению изменения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии:

$$\Delta b_{\text{э}} = b_{\text{э}2} - b_{\text{э}1} = (b_k - b_{\text{э}1})(1 - \Psi_{02}/\Psi_{01}), \quad (2.28)$$

$$\Delta b_{\text{э}} = b_{\text{э}2} - b_{\text{э}1} = -(b_k - b_T)(\Psi_{02} - \Psi_{01}), \quad (2.29)$$

$$\Delta b_{\text{э}} = b_{\text{э}2} - b_{\text{э}1} = -(b_{\text{э}1} - b_T)(\Psi_{02} - \Psi_{01})(1 - \Psi_{01})^{-1}. \quad (2.30)$$

Величину относительной погрешности ($\bar{\sigma}_{\Delta b}/\Delta b_{\text{э}}$) расчёта отклонения $\Delta b_{\text{э}}$ (за счёт влияния неточностей определения b_k и b_T) можно оценить на основании формулы (2.29), исходя из которой [16]

$$(\bar{\sigma}_{\Delta b}/\Delta b_{\text{э}}) = (\bar{\sigma}_{b_k}^2 + \bar{\sigma}_{b_T}^2)^{0,5} / (b_k - b_T).$$

Тогда в соответствии с приведенным выше примером при значениях абсолютных погрешностей $\bar{\sigma}_{b_k} \approx \bar{\sigma}_{b_T} = \pm(5-10)$ г/(кВтч) и $b_k - b_T = 250$ г/(кВтч) определяем: $\bar{\sigma}_{\Delta b} 100/\Delta b_{\text{э}} = 2,5-5,6\%$.

В приведенных формулах (2.28) – (2.30) наибольшей трудностью является определение показателей Ψ_{01} и Ψ_{02} . Они зависят не только от объёмов производства, но также и от давления в отборе греющего пара, т. е. практически от температуры насыщения греющего пара, которая в свою очередь определяет температурный уровень воды на выходе из бойлеров.

На основании (2.25) для двух сравниваемых режимов с учетом (2.1), (2.3), (2.4), (2.7), (2.15) можем записать, что

$$\frac{\Psi_{02}}{\Psi_{01}} = \frac{\Psi_{B2}}{\Psi_{B1}} \chi, \quad (2.31)$$

где

$$\chi = \frac{(1 - C_2 \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}2})(1 - \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}1})}{(1 - C_1 \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}1})(1 - \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}2})}, \quad (2.32)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}2} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}1} + \Delta \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}, \quad (2.33)$$

$$C_2 = \frac{C_1 \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}1} (1 + \Delta \bar{\mathcal{E}}_B)}{\bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}1} + \Delta \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}}. \quad (2.34)$$

Значения $\Delta \bar{\mathcal{E}}_{\text{CH}}$ и $\Delta \bar{\mathcal{E}}_B$, входящие в эти формулы, определяются на основании (2.14), (2.21), (2.22).

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении равна:

$$W_{1,2} = \frac{\mathcal{E}_{\text{TB}1, \text{TB}2}}{Q_{\text{B}1, \text{B}2}}. \quad (2.35)$$

Тогда в уравнении (2.31) с учетом (2.23) и (2.35) имеем:

$$\frac{\Psi_{B2}}{\Psi_{B1}} = \frac{W_2}{W_1} \cdot \frac{Q_{B2}}{Q_{B1}} \cdot \frac{\mathcal{E}_{B1}}{\mathcal{E}_{B2}}. \quad (2.36)$$

Согласно (2.3), (2.4), (2.22) в выражении (2.36):

$$\frac{Q_{B2}}{Q_{B1}} = 1 + \frac{\Delta Q_B}{Q_{B1}} = 1 + \Delta \bar{Q}_0, \quad (2.37)$$

$$\frac{\mathcal{E}_{B2}}{\mathcal{E}_{B1}} = 1 + \frac{\Delta \mathcal{E}_B}{\mathcal{E}_{B1}} = 1 + \Delta \bar{\mathcal{E}}_B. \quad (2.38)$$

Обозначив

$$\Delta \bar{W} = \frac{\Delta W}{W_1} = \frac{W_2 - W_1}{W_1} = \frac{W_2}{W_1} - 1, \quad (2.39)$$

Окончательно определяем:

$$\frac{\Psi_{B2}}{\Psi_{B1}} = (1 + \Delta \bar{W})(1 + \Delta \bar{Q}_0)(1 + \Delta \bar{\mathcal{E}}_B)^{-1}, \quad (2.40)$$

где показатель $\Delta \bar{\mathcal{E}}_B$ определяется по формулам (2.21), (2.22), а $\Delta \bar{Q}_0$ – по формуле (2.6).

Изменение абсолютной величины удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении выразим так [10]:

$$\Delta W = W_2 - W_1 = K_w (P_2 - P_1), \quad (2.41)$$

где $P_{1,2}$ – давления отборного пара, K_w – коэффициент пропорциональности.

По данным обработки опытных данных $K_w \approx -0,092$.

Связь между температурой насыщения греющего пара и его давлением в диапазоне $P_{1,2} = 0,4 - 4,0$ ата выразим следующими формулами аппроксимации:

$$\left. \begin{aligned} t_{H1,H2} &= 98,49 P_{1,2}^{0,276}, \\ P_{1,2} &= \left(\frac{t_{H1,H2}}{98,49} \right)^{3,623}. \end{aligned} \right\} \quad (2.42)$$

Температура насыщения t_H греющего пара больше температуры прямой воды $t_{пр}$ на выходе из бойлеров на известную в условиях эксплуатации величину недогрева – $\Delta t_{\delta 1, \delta 2}$, т. е.

$$t_{H1,H2} = t_{пр1, пр2} + \Delta t_{\delta 2}. \quad (2.43)$$

Тогда на основании (2.41) – (2.43) получаем расчетную формулу:

$$\Delta W = 5,992 \cdot 10^{-8} K_w \left[(t_{пр2} + \Delta t_{\delta 2})^{3,623} - (t_{пр1} + \Delta t_{\delta 1})^{3,623} \right]. \quad (2.44)$$

Абсолютные значения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, входящие в выражения (2.39), (2.41), можно выразить на основании (2.23), (2.35) так:

$$W_{1,2} = \frac{\Psi_{B1,B2} \mathcal{E}_{B1,B2}}{Q_{B1,B2}}. \quad (2.45)$$

Формулы по определению удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии $b_{\mathcal{E}}$ и теплоты $b_{т\mathcal{E}}$ запишем так (индексы 1, 2 опускаем):

$$b_{\mathcal{E}} = q_H (Q_y \eta_H \eta_{т\mathcal{E}})^{-1}, \quad (2.46)$$

$$b_{тэ} = (Q_y \eta_n \eta_{тп})^{-1}, \quad (2.47)$$

где q_n – удельный расход теплоты нетто на турбоустановку, представляющий собой величину, обратную её электрическому КПД; $\eta_n, \eta_{тп}$ – КПД нетто котельной и теплового потока; Q_y – теплотворная способность условного топлива.

На основании (2.46), (2.47) определяем взаимосвязь между удельными расходами топлива на отпуск электроэнергии и теплоты:

$$q_n = \frac{b_{э}}{b_{тэ}}. \quad (2.48)$$

Следует заметить, что соотношение (2.48) характерно для традиционного (физического) метода распределения топлива по отпуску теплоэлектроэнергии от ТЭЦ. В последующих разделах этой главы показано, что эта «традиция» не исключает любой альтернативы.

При работе энергоисточника в теплофикационном режиме $b_{э} = b_{тэ}$. Тогда согласно (2.48) соответствующий этому режиму удельный расход теплоты: $q_n = q_n^т = \frac{b_т}{b_{тэ}}$.

Исследования показали [10, 17], что аналогичный показатель $q_n^{бр}$ (брутто) меняется незначительно. Тогда учитывая, что различие между $q_n^т$ и $q_n^{бр}$ определяется в основном расходами тепло- и электроэнергии на собственные нужды энергоисточника, можно считать, что практически неизменной в теплофикационном режиме является также показатель $b_{тэ}$. Незначительное изменение последнего во всех остальных режимах определяется согласно формуле (2.47) величиной КПД нетто (η_n) установки и КПД теплового потока ($\eta_{тп}$), т. е. в сущности величиной расхода электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{сн}^q$ по отпуску теплоты. Тогда можно считать, что для двух сравниваемых режимов

$$B_{тэ1,тэ2} / (Q_{о1о2} + \mathcal{E}_{сн1,сн2}^q) \approx const, \quad (2.49)$$

где абсолютный расход топлива на отпуск теплоты

$$B_{тэ1,тэ2} = b_{тэ1,тэ2} Q_{о1,о2}. \quad (2.50)$$

На основании (2.49), (2.50) определяем:

$$b_{тэ2} = b_{тэ1} \frac{Q_{о1}(Q_{о2} + \mathcal{E}_{сн2}^q)}{Q_{о2}(Q_{о1} + \mathcal{E}_{сн1}^q)}. \quad (2.51)$$

Приведенные расчётные формулы рекомендуется использовать для разработки программного средства, позволяющего вычислять основные плановые показатели ТЭП энергоисточника при заданных объёмах производства. Очевидно, что для этого необходимо на основании систематических измерений в течение длительного периода времени заранее определить необходимые константы. Здесь имеются в виду значения b_k и b_t по данным на рис.

2.1 и коэффициент пропорциональности K_w , вычисляемый на основании формулы (2.41) так: $K_w = (W_2 - W_1) (P_2 - P_1)^{-1}$.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

Исследованы общие закономерности изменения экономичности ТЭЦ и энергосистемы в целом. На основании соответствующего анализа разработаны расчётные формулы по корректировке планируемых удельных расходов топлива в соответствии с изменениями объёмов производства тепло- и электроэнергии. Приведен перечень формул, необходимых для разработки соответствующего программного средства применительно к конкретным рабочим условиям при планировании и корректировке топливных затрат.

1. Выполнен упрощённый анализ влияния объёмов производства энергоисточника на его основные технико-экономические показатели.

2. Анализ статистических отчётных данных ТЭЦ и энергосистемы в целом показывает, что связь между удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии и долей её выработки на тепловом потреблении имеет линейный характер.

3. Результаты исследования рекомендуется использовать при организации систематического анализа отчётных данных по выявлению ряда констант (в частности b_k , b_T и K_w), характерных для конкретного энергоисточника и использовать их в процессе последующих расчётов по контролю за экономичностью работы этого же энергоисточника в оперативном порядке.

4. Приведенные расчётные формулы рекомендуются при выполнении целенаправленного анализа ТЭП в процессе решения ряда конкретных вопросов в условиях эксплуатации.

5. Погрешность расчёта и корректировок плановых показателей энергоисточника на основании данного метода лежит в пределах $\pm 2,5 \div 5,6 \%$, что вполне допустимо и не превышает аналогичных погрешностей при вычислении его фактических показателей [18].

2.3. Основы нетрадиционного анализа показателей экономичности ТЭЦ и объединений

В конце 80-ых годов прошлого столетия по мере роста мощностей и увеличения разнообразия параметров оборудования стало очевидным, что старая отчётная форма 3-тех применительно к отдельным видам энергоисточников стала не пригодной для анализа топливоиспользования по стране в целом. В связи с этим в 1989г. было организовано разделение технико-экономических показателей (ТЭП) по группам оборудования: ТЭЦ-45, ТЭЦ-90, ТЭЦ-130 и т. д. [14, 17]. В том же 1989г. Союзтехэнерго (ОРГРЭС) по заданию Минэнерго СССР разработал и внедрил модифицированную систему анализа ТЭП по новым формам 3-ТЭК. В сущности, результаты этого анализа сводились к созданию множества выходных табуляграмм в виде заранее подготовленных таблиц, в которых (по мнению её разработчиков) была изложена исчерпывающая информация о технико-экономических показателях соответствующего оборудования. Выходные табуляграммы по форме № 3 – ТЭК содержали множество таблиц. В частности, макет 15506-1 – 70 таблиц;

макет 15506-2 – 53 таблицы; макет 15505 (№1– ТЭП РЭУ) – 60 таблиц и т. д. С течением времени структура и содержание этих таблиц несколько изменяется, но сохраняет свое основное назначение и по сей день: отражение фактического состояния ТЭП действующего оборудования.

Опыт показывает, что метод анализа режимов работы энергосистемы с помощью упомянутых табуляграмм Союзтехэнерго требует невероятных усилий со стороны соответствующих служб, не говоря уже о том, что по истечении отчётного месяца ценность этой информации снижается. Именно поэтому ещё задолго до появления форм 3-ТЭК стали разрабатывать и совершенствовать (также и в БелЭНИНе) методы оперативного контроля ТЭП энергоисточников. Последние в сравнении с отчётными формами 3-ТЭК Союзтехэнерго успешно используются и по сей день с некоторыми доработками. Они основаны на сопоставлении нормативных и фактических характеристик конкретного оборудования с использованием традиционных методов расчёта, как и в случае обработки данных по формам 3-ТЭК.

Как уже было показано ранее, основными показателями, характеризующими процесс комбинированного производства на ТЭЦ или по энергосистеме в целом, являются абсолютные значения объёмов производства тепло- и электроэнергии (Q и \mathcal{E}), доля (Ψ) и удельная выработка электроэнергии (W) на тепловом потреблении. Нетрадиционный метод анализа такого виртуального (точнее – обобщённого) энергоисточника основан на теоретической взаимосвязи между упомянутыми показателями: $\Psi W^{-1} = Q\mathcal{E}^{-1}$.

Общие формулы по расчёту удельных расходов топлива, денежных затрат на покупную электроэнергию и пр. для всех энергоисточников типа ТЭЦ являются автомодельными. Следовательно, технология комбинированного производства тепло- и электроэнергии (одного или группы энергоисточников) может быть описана непрерывными зависимостями, т. е. уравнениями сохранения массы и энергетического баланса в полном диапазоне изменения соответствующих параметров. Например, для ТЭЦ: начиная от режима КЭС и кончая режимом работы котельной. Одновременно учитываются влияния избыточной и покупной тепло- и электроэнергии. Свойство автомодельности этих уравнений открывает широкие возможности организации анализа режимов работы виртуальной ТЭЦ или энергосистемы в целом.

Альтернативное направление в системе анализа ТЭП применительно к организации оперативного контроля и корректировки плановых заданий изложено в разделе 2.2 выше. Каждый энергоисточник на момент анализа характеризуется определенным составом оборудования, отвечающим оптимальным условиям его работы с учётом сложившейся ремонтной кампании.

Первым шагом по пути унификации показателей является приведение всех тепло- и электротехнических показателей энергоисточника к единой системе единиц измерения, например, к системе СИ. Материалы анализа, изложенные в данной работе, основаны на этой унификации и являются очередной попыткой создать обобщенный, автомодельный метод анализа ТЭП энергоисточника, не вникая в глубь технологических процессов. Назревшая

необходимость в создании обобщенных показателей, характеризующих совершенство энергоисточника, утверждается также в других работах [19 – 21].

Теоретическая взаимозависимость между удельными расходами топлива $b_{\text{эx}}$ и $b_{\text{тэx}}$ при комбинированной выработке и отпуске тепло- и электроэнергии Q_0 и \mathcal{E}_0 (независимо от распределения топлива на производство Q_0 и \mathcal{E}_0) выражается на основании двух законов:

сохранения массы

$$B = B_{\text{эx}} + B_{\text{тэx}} = b_{\text{эx}} \mathcal{E}_0 + b_{\text{тэx}} Q_0 \quad (2.52)$$

и энергии

$$\eta_{\text{тэц}} = (\mathcal{E}_0 + Q_0)(b_{\text{эx}} \mathcal{E}_0 + b_{\text{тэx}} Q_0)^{-1} Q_y^{-1}, \quad (2.53)$$

где $B_{\text{тэx}}$ и $B_{\text{эx}}$ – условные распределения расходов топлива на производство тепло- и электроэнергии при суммарной величине его, равной B ; Q_y – низшая теплота сгорания условного топлива с коэффициентом полезного действия при его использовании, равном $\eta_{\text{тэц}}$. Индекс «x» указывает на то, что зависимости (2.52) и (2.53) справедливы при любых распределениях топлива на отпуск электроэнергии и теплоты.

Как видно, уравнений (2.52), (2.53) оказывается недостаточно для образования замкнутой системы относительно двух неизвестных $b_{\text{эx}}$ и $b_{\text{тэx}}$ с целью их определения, т. е. строгое определение показателей $b_{\text{эx}}$ и $b_{\text{тэx}}$ на основании законов сохранения в данном случае исключено. Более того, вполне закономерно, что при условии соблюдения зависимости (2.52) их значения могут колебаться в широких пределах: от $b_{\text{эx}} = 0$ при $b_{\text{тэx}} = B/Q_0$ до $b_{\text{эx}} = B/\mathcal{E}_0$ при $b_{\text{тэx}} = 0$. Таким образом, те или иные конкретные значения показателей могут быть установлены либо произвольно, либо основываться на закономерностях, обусловленных технологией производства. Такое положение является сугубо субъективным актом, не имеющим научного обоснования, но в то же время и не противоречащим упомянутым законам сохранения. Как видно, условное разделение суммарного расхода топлива B на составляющие $B_{\text{эx}}$ и $B_{\text{тэx}}$ не регламентировано законами природы и может быть признано чисто условным [6, 7].

Запишем уравнения топливно-энергетического баланса для энергоисточника, отпускающего два вида энергии: электрическую \mathcal{E}_0 и тепловую Q_0 :

$$B_{\text{э}} m = Q_0 \alpha_q + Q_{\text{сн}}^{\text{э}} \alpha_{\text{сн}}^{\text{э}} + Q_{\text{сн}}^{\text{т}} \alpha_{\text{сн}}^{\text{т}} + q (\mathcal{E}_0 \beta_{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}} \beta_{\text{сн}}^{\text{э}} + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}} \beta_{\text{сн}}^{\text{т}}), \quad (2.54)$$

$$B_{\text{тэ}} m = Q_0 (1 - \alpha_q) + Q_{\text{сн}}^{\text{э}} (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{э}}) \alpha_{\text{сн}}^{\text{э}} + Q_{\text{сн}}^{\text{т}} (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{т}}) + \left. \begin{aligned} &+ q [\mathcal{E}_0 (1 - \beta_{\text{э}}) + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}} (1 - \beta_{\text{сн}}^{\text{э}}) + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}} (1 - \beta_{\text{сн}}^{\text{т}})] \end{aligned} \right\} \quad (2.55)$$

где: $Q_{\text{сн}}^{\text{э,т}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э,т}}$ – расходы тепло- и электроэнергии на собственные нужды (инд. «сн») по отпуску электроэнергии \mathcal{E}_0 (инд. «э») и теплоты Q_0 (инд. «т»); $0 \leq \alpha_{q,\text{сн}}^{\text{э,т}} \leq 1$ и $0 \leq \beta_{\text{э,сн}}^{\text{э,т}} \leq 1$ – коэффициенты пропорциональности, устанавливаемые произвольно из учёта условных оценок топливных затрат $B_{\text{э}}$ и $B_{\text{тэ}}$

на отпуск и собственные нужды тепло- и электроэнергии; $m = Q_y \eta_{бр} \eta_{тп}$; $\eta_{бр}$ – КПД брутто котла (группы котлов); $\eta_{тп}$ – КПД теплового потока в пределах энергоисточника; q – удельный расход теплоты в энергоисточнике на производство электроэнергии:

$$q = \frac{Vm - Q_o(1 + \bar{Q}_{сн}^{\exists} + \bar{Q}_{сн}^T)}{\Xi_o(1 + \bar{\Xi}_{сн}^{\exists} + \bar{\Xi}_{сн}^T)}, \quad (2.56)$$

где безразмерные комплексы

$$\bar{Q}_{сн}^{\exists, T} = \frac{Q_{сн}^{\exists, T}}{Q_o}, \bar{\Xi}_{сн}^{\exists, T} = \frac{\Xi_{сн}^{\exists, T}}{\Xi_o}. \quad (2.57)$$

Как уже было отмечено, при любых вариантах распределения топливных составляющих ($B = B_{\exists x} + B_{т\exists x}$) суммарные расходы тепло- и электроэнергии на собственные нужды неизменны, т. е. $\Xi_{сн} = \Xi_{сн}^{\exists} + \Xi_{сн}^T = \text{const}$ и $Q_{сн} = Q_{сн}^{\exists} + Q_{сн}^T = \text{const}$. Тогда в соответствии с (2.54) – (2.56) устанавливаем, что между коэффициентами пропорциональности, относящимся к собственным нуждам энергоисточника, имеются взаимосвязи: $\alpha_{сн}^{\exists} + \alpha_{сн}^T = 1$ и $\beta_{сн}^{\exists} + \beta_{сн}^T = 1$.

На основании (2.54), (2.55) общие выражения для расчёта удельных расходов топлива представим в таком виде:

$$b_{\exists x} = \frac{B_{\exists x}}{\Xi_o} = m^{-1}(A_1 + qA_2), \quad (2.58)$$

$$b_{т\exists x} = \frac{B_{т\exists x}}{Q_o} = m^{-1}(A_3 + qA_4), \quad (2.59)$$

где

$$\left. \begin{aligned} A_1 &= \frac{C_1 Q_o}{\Xi_o}, \\ A_2 &= \beta_{\exists} + \bar{\Xi}_{сн}^{\exists} \beta_{сн}^{\exists} + \bar{\Xi}_{сн}^T \beta_{сн}^T, \\ A_3 &= 1 - \alpha_q + \bar{Q}_{сн}^{\exists} (1 - \alpha_{сн}^{\exists}) + \bar{Q}_{сн}^T (1 - \alpha_{сн}^T), \\ A_4 &= \frac{C_2 \Xi_o}{Q_o}, \\ C_1 &= \alpha_q + \bar{Q}_{сн}^{\exists} \alpha_{сн}^{\exists} + \bar{Q}_{сн}^T \alpha_{сн}^T, \\ C_2 &= 1 - \beta_{\exists} + \bar{\Xi}_{сн}^{\exists} (1 - \beta_{сн}^{\exists}) + \bar{\Xi}_{сн}^T (1 - \beta_{сн}^T). \end{aligned} \right\} \quad (2.60)$$

Согласно (2.58) – (2.60) соотношение между удельными расходами топлива

$$\frac{b_{\exists x}}{b_{т\exists x}} = \frac{(A_1 + qA_2)}{(A_3 + qA_4)} = \frac{(Q_o \Xi_o^{-1} C_1 + qA_2)}{(A_3 + qQ_o^{-1} \Xi_o C_2)}. \quad (2.61)$$

Долю выработки и удельный расход электроэнергии на тепловом потреблении выразим так [15]:

$$\Psi = \frac{\mathcal{E}_{\text{ТВ}}}{\mathcal{E}_{\text{В}}} \approx \frac{\mathcal{E}_{\text{ТО}}}{\mathcal{E}_{\text{О}}} = \frac{(b_{\text{КХ}} - b_{\text{ЭХ}})}{(b_{\text{КХ}} - b_{\text{ТХ}})}, \quad (2.62)$$

$$W = \frac{\mathcal{E}_{\text{ТВ}}}{Q_{\text{О}}} \approx \frac{\mathcal{E}_{\text{ТО}}}{Q_{\text{О}}}, \quad (2.63)$$

где $b_{\text{КХ}}$ и $b_{\text{ТХ}}$ – удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии при работе энергоисточника по конденсационному ($\Psi = 0$) и теплофикационному ($\Psi = 1$) циклам соответственно [21]. Тогда с учётом балансового уравнения (2.52) и учитывая, что, согласно (2.62), (2.63) $\Psi W^{-1} = Q_{\text{О}}/\mathcal{E}_{\text{О}}$, на основании формул (2.56), (2.58) – (2.63) имеем:

$$b_{\text{ЭХ}} = b_{\text{КХ}} - \Psi(b_{\text{КХ}} - b_{\text{ТХ}}), \quad (2.64)$$

$$b_{\text{ТЭХ}} = \frac{C_2 C_4^{-1} W \Psi^{-1} [b_{\text{КХ}}(1 - \Psi) + \Psi b_{\text{ТХ}}] - m^{-1}(C_2 C_3 C_4^{-1} - A_3)}{1 - C_2 C_4^{-1}}. \quad (2.65)$$

$$q = \frac{m b_{\text{КХ}} - \Psi [m(b_{\text{КХ}} - b_{\text{ТХ}} + W^{-1}(C_3 - A_3))]}{C_4 - C_2}, \quad (2.66)$$

где

$$\left. \begin{aligned} C_3 &= 1 + \bar{Q}_{\text{СН}}^{\text{Э}} + \bar{Q}_{\text{СН}}^{\text{Т}}, \\ C_4 &= 1 + \bar{\mathcal{E}}_{\text{СН}}^{\text{Э}} + \bar{\mathcal{E}}_{\text{СН}}^{\text{Т}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

На основании (2.64) – (2.66) устанавливаем предельные (граничные) значения показателей:

$$\left. \begin{aligned} \lim_{\Psi \rightarrow 0} b_{\text{ЭХ}} &= b_{\text{КХ}}; \quad \lim_{\Psi \rightarrow 1} b_{\text{ЭХ}} = b_{\text{ТХ}}; \quad \lim_{\Psi \rightarrow 0} b_{\text{ТЭХ}} = \infty; \\ \lim_{\Psi \rightarrow 1} b_{\text{ТЭХ}} &= [C_2(W b_{\text{ТХ}} - m^{-1} C_3) + m^{-1} A_3 C_4] (C_4 - C_2)^{-1}; \\ \lim_{\Psi \rightarrow 0} q &= q_{\text{К}} = m b_{\text{КХ}} (C_4 - C_2)^{-1}; \\ \lim_{\Psi \rightarrow 1} q &= q_{\text{Т}} = [m b_{\text{ТХ}} - W^{-1}(C_3 - A_3)] (C_4 - C_2)^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (2.68)$$

Учитывая, что показатели $q_{\text{К}}$ и $q_{\text{Т}}$ выражаются [22] через КПД термического цикла $\eta_{\text{т}}$, внутренний относительный КПД турбины η_{oi} , механический $\eta_{\text{м}}$ и КПД генератора $\eta_{\text{Г}}$, т. е. $q_{\text{К}} = (\eta_{\text{т}} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{Г}})^{-1}$ и $q_{\text{Т}} = (\eta_{\text{м}} \eta_{\text{Г}})^{-1}$, на основании (2.68) получаем расчётные формулы для $b_{\text{КХ}}$ и $b_{\text{ТХ}}$ в таком виде:

$$b_{\text{КХ}} = q_{\text{К}} m^{-1} (C_4 - C_2) = m^{-1} (C_4 - C_2) (\eta_{\text{т}} \eta_{\text{oi}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{Г}})^{-1}, \quad (2.69)$$

$$\left. \begin{aligned} b_{\text{ТХ}} &= m^{-1} [q_{\text{Т}} (C_4 - C_2) + W^{-1} (C_3 - A_3)] = \\ &= m^{-1} [(C_4 - C_2) (\eta_{\text{м}} \eta_{\text{Г}})^{-1} + W^{-1} (C_3 - A_3)]. \end{aligned} \right\} \quad (2.70)$$

Из анализа формул (2.69), (2.70) следует, что конденсационная $b_{\text{КХ}}$ и теплофикационная $b_{\text{ТХ}}$ составляющие также зависят от коэффициентов пропорциональности $0 \leq \alpha_{q, \text{СН}}^{\text{Э,Т}} \leq 1$ и $0 \leq \beta_{\mathcal{E}, \text{СН}}^{\text{Э,Т}} \leq 1$.

Путём подстановки $b_{ТХ}$ из (2.70) и $b_{КХ}$ из (2.69) в формулу (2.66) получаем общее уравнение прямой $q(\Psi)$, зависящей только от параметра Ψ :

$$q = mb_{КХ}(1 - \Psi)(C_4 - C_2)^{-1} + \Psi q_T = q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T. \quad (2.71)$$

Подставляя (2.71) в (2.58), (2.59) и с учётом (2.60), имея в виду, что $Q_0/\Delta_0 = \Psi W^{-1}$, получаем общие формулы по расчётам $b_{ЭХ}$ и $b_{ТЭХ}$ как функции двух независимых переменных Ψ и W :

$$b_{ЭХ} = m^{-1} \{ \Psi W^{-1} C_1 + A_2 [q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T] \}, \quad (2.72)$$

$$b_{ТЭХ} = m^{-1} \{ A_3 + C_2 \Psi^{-1} W [q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T] \}. \quad (2.73)$$

На основании (2.73) определяем выражение для предельного значения $b_{ТЭХ}$ при $\Psi = 1$ в другом виде, тождественного (2.68), а именно:

$$\lim_{\Psi \rightarrow 1} b_{ТЭХ} = m^{-1} (C_2 W q_T + A_3). \quad (2.74)$$

Аналогичным образом на основании (2.53) с учётом (2.71), (2.72) получаем общее выражение для удельного расхода топлива на единицу суммарной энергии при её комбинированном производстве:

$$\begin{aligned} b_{ТЭЦ} &= \eta_{ТЭЦ}^{-1} Q_y^{-1} = \\ &= m^{-1} (1 + \Psi W^{-1})^{-1} \{ [q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T] C_4 + \Psi W^{-1} C_3 \} = \\ &= \frac{(b_{ЭХ} \Delta_0 + b_{ТЭХ} Q_0)}{(\Delta_0 + Q_0)} = B(\Delta_0 + Q_0)^{-1}. \end{aligned} \quad (2.75)$$

В конденсационном и теплофикационном режимах:

$$\begin{aligned} \lim_{\Psi \rightarrow 0} b_{ТЭЦ} &= m^{-1} q_K C_4, \\ \lim_{\Psi \rightarrow 1} b_{ТЭЦ} &= m^{-1} (1 + W^{-1})^{-1} (q_T C_4 + W^{-1} C_3). \end{aligned} \quad (2.76)$$

При работе энергоисточника в режиме котельной формула (2.74) теряет свой смысл, так как она предусматривает комбинированную выработку тепло- и электроэнергии.

Из выражений (2.71), (2.75), (2.76) следует, что значения показателей $q(\Psi)$ и $b_{ТЭЦ}(\Psi)$ не зависят от принципа распределения топлива при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии. Ввиду того, что функция (2.72) $b_{ЭХ}(\Psi)$ является линейной, практический интерес представляют условия, при которых она возрастает или убывает по мере изменения Ψ в диапазоне $\Psi = 0 - 1$. На основании (2.72) имеем:

$$\frac{\partial b_{ЭХ}}{\partial \Psi} = m^{-1} [C_1 W^{-1} - A_2 (q_K - q_T)] \geq 0, \quad (2.77)$$

где производная $\partial b_{ЭХ} / \partial \Psi = 0$ при значении $W = W_{гр}$, т. е. при

$$W = W_{гр} = C_1 [A_2 (q_K - q_T)]^{-1}. \quad (2.78)$$

Это означает, что в случае $W < W_{гр}$ прямая $b_{эx}(\Psi)$ в диапазоне $\Psi = 0-1$ возрастает, а в случае $W < W_{гр}$ – убывает; в случае $W = W_{гр}$ прямая $b_{эx}(\Psi)$ в диапазоне $\Psi = 0-1$ обращается в константу $b_{эx} = b_{кx} = b_{тx}$ и проходит параллельно оси абсцисс ($\Psi = 0-1$).

Приведенные зависимости позволяют анализировать экономичность работы энергоисточника при любом варианте разделения суммарного расхода топлива B на составляющие $B_{эx}$ и $B_{тx}$ [7]. В частности, принятая [6] и используемая до настоящего времени традиционная система разделения топливных затрат $B_{эx}$ и $B_{тx}$ (по так называемому «физическому» методу) основана на условии, что в уравнениях (2.54), (2.55) коэффициенты пропорциональности $\alpha_q = 0$, $\alpha_{сн}^э = 1$, $\alpha_{сн}^т = 1 - \alpha_{сн}^э = 0$; соответственно $\beta_э = 1$, $\beta_{сн}^э = 1$, $\beta_{сн}^т = 1 - \beta_{сн}^э = 0$. В результате расчетные формулы (2.54), (2.55) принимают вид:

$$B_э m = B_э^{тр} m = Q_{сн}^э + q(\mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_{сн}^э), \quad (2.79)$$

$$B_{тэ} m = B_{тэ}^{тр} m = Q_0 + Q_{сн}^т + q\mathcal{E}_{сн}^э. \quad (2.80)$$

Следует заметить, что принятое в «физическом» методе значение коэффициентов $\alpha_q = 0$ и $\beta_э = 1$, означает исключение прямого влияния нагрузок Q_0 и \mathcal{E}_0 на изменение составляющих $B_э$ и $B_{тэ}$. Согласно формулам (2.79), (2.80) значения последних в разной мере определяются показателем удельного отпуска теплоты $q = f(\Psi) = f(\mathcal{E}_{тф})$, т. е. они зависят от теплофикационной выработки электроэнергии. Причём, величина $B_э$ в большей мере, а величина $B_{тэ}$ в меньшей.

В соответствии с «физическим» методом распределения составляющих $B_э$ и $B_{тэ}$ изменяется также вид формул (2.58), (2.59) (2.64), (2.65), (2.69), (2.70), (2.72), (2.73) по определению удельных расходов топлива (инд. «х» опускаем) и значения $W_{гр}$ согласно (2.78):

$$\left. \begin{aligned} b_{эx} = b_э = m^{-1} \left[(1 + \bar{\mathcal{E}}_{сн}^э) q + \bar{Q}_{сн}^э Q_0 \mathcal{E}_0^{-1} \right] &= b_k - \Psi(b_k - b_t) = \\ &= m^{-1} \left\{ (1 + \bar{\mathcal{E}}_{сн}^э) [q_k (1 - \Psi) + \Psi q_t] + \Psi W^{-1} \bar{Q}_{сн}^э \right\}, \end{aligned} \right\} \quad (2.81)$$

$$\left. \begin{aligned} b_{тэx} = b_{тэ} = m^{-1} \left(1 + \bar{Q}_{сн}^т + q \bar{\mathcal{E}}_{сн}^т \mathcal{E}_0 Q_0^{-1} \right) &= m^{-1} \left(1 + \bar{Q}_{сн}^т \right) + \\ + \bar{\mathcal{E}}_{сн}^т \left(1 + \bar{\mathcal{E}}_{сн}^э \right)^{-1} \left\{ \Psi^{-1} W [b_k (1 - \Psi) + \Psi b_t] - m^{-1} \bar{Q}_{сн}^э \right\} &= \\ = m^{-1} \left\{ 1 + \bar{Q}_{сн}^т + \Psi^{-1} W \bar{\mathcal{E}}_{сн}^т [q_k (1 - \Psi) + \Psi q_t] \right\}, \end{aligned} \right\} \quad (2.82)$$

$$W_{гр} = \bar{Q}_{сн}^э (1 + \bar{\mathcal{E}}_{сн}^э)^{-1} (q_k - q_t)^{-1}, \quad (2.83)$$

где

$$b_k = m^{-1} q_k (1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}) = m^{-1} \frac{1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}}{\eta_t \eta_{oi} \eta_M \eta_r}, \quad (2.84)$$

$$b_T = m^{-1} [q_T (1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}) + \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} W^{-1}] = m^{-1} \left(\frac{1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}}{\eta_M \eta_r} + \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} W^{-1} \right), \quad (2.85)$$

а соотношение между расходами топлива согласно (2.61) и (2.60) при $C_1 = \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus}$; $C_2 = \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}$; $A_2 = 1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}$; $A_3 = 1 + \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus}$ равно:

$$\frac{b_{\ominus}}{b_{T\ominus}} = \frac{Q_o \bar{\Theta}_o^{-1} \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} + q(1 + \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus})}{1 + \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} + q Q_o^{-1} \bar{\Theta}_o \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus}} \quad (2.86)$$

Показатель q характеризует эффективность турбогенератора как машины, преобразующей тепловую энергию пара в электрическую. Он остаётся неизменным при любом принципе перераспределения топлива на производство тепло- и электроэнергии, впрочем, также как и средний удельный расход топлива $b_{T\ominus}$, вычисляемый по формуле (2.75). При работе энергоисточника в режиме котельной комбинированная выработка электроэнергии отсутствует. В результате этого $\bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus} = 0$ и второе слагаемое в уравнении (2.82) обращается в нуль, т. е. $b_{T\ominus}^{\text{кот}} = m^{-1} (1 + \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus})$. Потребление электроэнергии на собственные нужды котельной осуществляется из энергосистемы и именуется «производственными нуждами».

Рассмотрим результаты приведенного анализа на гипотетическом примере (размерности в ед. СИ). Положим, $\eta_{\text{бр}} = 0,92$; $\eta_{\text{тп}} = 0,98$; $\bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus} \approx \bar{\Theta}_{\text{CH}}^{\ominus} = 0,05$; $\bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} \approx \bar{Q}_{\text{CH}}^{\ominus} = 0,02$; $\eta_t = 0,48$; $\eta_{oi} = 0,8$; $\eta_M = 0,98$; $\eta_r = 0,98$; $Q_y = 7000$ ккал/кг = $29,31 \cdot 10^{-3}$ ГДж/кг; $m = 29,31 \cdot 10^{-3} \cdot 0,92 \cdot 0,98 = 2,64 \cdot 10^{-2}$ ГДж/кг. В соответствии с этим $q_T = (0,98 \cdot 0,98)^{-1} = 1,04$ ГДж/ГДж = $895,3$ ккал/(кВт·ч); $q_k = (0,48 \cdot 0,8 \cdot 0,98 \cdot 0,98)^{-1} = 2,71$ ГДж/ГДж = $2331,5$ ккал/(кВт·ч). Согласно (2.83), $W_{\text{гр}} = 0,0114$ ГДж/ГДж = $13,26$ кВт·ч/Гкал.

Предельные значения примерных показателей (при «физическом» методе распределения топлива – инд «ф») q , $b_{\ominus} = b_{\ominus}^{\phi}$, $b_{T\ominus} = b_{T\ominus}^{\phi}$, $b_{T\ominus}$ и $b_{T\ominus}^{\text{кот}}$ при $\Psi = 0$ и $\Psi = 1$ для нескольких режимов (при $W = \text{const}$) сведены в таблицу 2.1. На рис.2.2, 2.3 приведены те же показатели в диапазоне $\Psi = 0 - 1$.

На основании изложенного следует, что согласно законам сохранения, однозначность соотношения между расходами топлива на отпуск тепло- и электроэнергии при ее комбинированном производстве исключается. Закономерности (в том числе и традиционные принципы), положенные в основу определения соотношений между расходами топлива на отпуск тепло- и электроэнергии при ее комбинированном производстве, являются сугубо условными. Число вариантов их реализации в принципе не ограничено.

Нетрадиционные расчетные формулы по определению удельных расходов топлива и КПД энергоисточника в целом при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии применимы к любому принципу разделения топлива на две составляющие. Результаты примерного расчёта удельных расходов топлива при коэффициентах пропорциональности, положим, $\alpha_q = 1$, $\alpha_{сн}^э = 0$, $\alpha_{сн}^т = 1$, $\beta_э = 0$, $\beta_{сн}^э = 0$, $\beta_{сн}^т = 1$, т. е. отличных от их значений в случае физического метода, где $\alpha_q = 0$, $\alpha_{сн}^э = 1$, $\alpha_{сн}^т = 0$, $\beta_э = 1$, $\beta_{сн}^э = 1$, $\beta_{сн}^т = 0$, показаны на рис. 2.4 .

Нетрадиционный метод анализа ТЭП следует рассматривать как обобщающий, в сравнении с которым традиционный [14] «физический» и так называемый «экономический метод» [23, 24], используемые в настоящее время при формировании тарифов, являются лишь его частными случаями.

Таблица 2. 1. (P1Ex).

Примерные значения удельных расходов теплоты q и топлива $b_э$, $b_{тэ}$ согласно "физическому методу" распределения при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии на ТЭЦ в диапазоне от $\Psi = 0$ до $\Psi = 1$. То же в котельной - $b_{тэ}^{кот}$.						
Обозн.	Разм.	$\Psi = 0$, $b_э = b_k$ $q = q_k$	$\Psi = 1$, $b_э = b_t$, $q = q_t$			
			$W = 0,01$	$W_{г,р} = 0,012737$	$W = 0,2$	$W = 0,4$
η_t	-		0,48			
η_{oi}	-		0,85			
η_m	-		0,985			
η_r	-		0,985			
$\eta_{бр}$	-		0,92			
$\eta_{тп}$	-		0,97			
Q_y	ГДж/кг		2,93E-02			
$\overline{Q}_{сн}^э$	-		0,05			
$\overline{Q}_{сн}^q$	-		0,05			
$\overline{Q}_{сн}^э$	-		0,02			
$\overline{Q}_{сн}^q$	-		0,02			
m	ГДж/кг		2,62E-02			
q	ГДж/ГДж	2,53	1,03			
	ккал/(кВтч)	2172,14	886,23			
$b_{э}^ф$	кг/ГДж	101,41	117,84	101,41	45,20	43,29
	г/(кВтч)	365,08	424,22	365,08	162,71	155,83
$b_{тэ}^ф$	кг/ГДж	∞	39,02	39,02	39,39	39,78
	кг/Гкал	∞	163,35	163,38	164,92	166,57
$b_{тэц}$	кг/ГДж	106,24	39,80	39,81	40,36	40,79
	г/(кВтч)	382,46	143,27	143,30	145,29	146,83
	кг/Гкал	1601,29	599,83	599,98	608,30	614,73
$b_{тэ}^{кот}$	кг/ГДж		39,00			
	кг/Гкал		163,27			

Важным преимуществом нетрадиционного метода является тот факт, что в его основе лежат непрерывные аналитические зависимости, позволяющие в оперативном порядке определять степень влияния каждого из основных показателей на изменение экономичности энергоисточника. Например, величину суммарного отклонения расхода топлива W от установленной нормы можно подвергнуть факторному анализу определяющих его аргументов.

При этом появляются возможности выявления причин ухудшения или роста экономичности энергоисточника при изменении ряда факторов, определяющих конкретные условия эксплуатации. Например, состав оборудования, изменение объемов производства и т. д. Анализ ТЭП энергоисточника предлагаемым методом требует меньших затрат на организацию системы измерений. Она сводится в основном к измерениям объемов производства, суммарного расхода топлива и расходов тепло- и электроэнергии на собственные нужды, КПД брутто котлов и КПД теплового потока в пределах энергоисточника. Такое ограниченное число аргументов способствует уменьшению погрешностей результатов

Удельные расходы: топлива на суммарный отпуск тепло- и электроэнергии от ТЭЦ и теплоты на производство электроэнергии независимо от методов распределения топлива: $f(\psi, W)$.

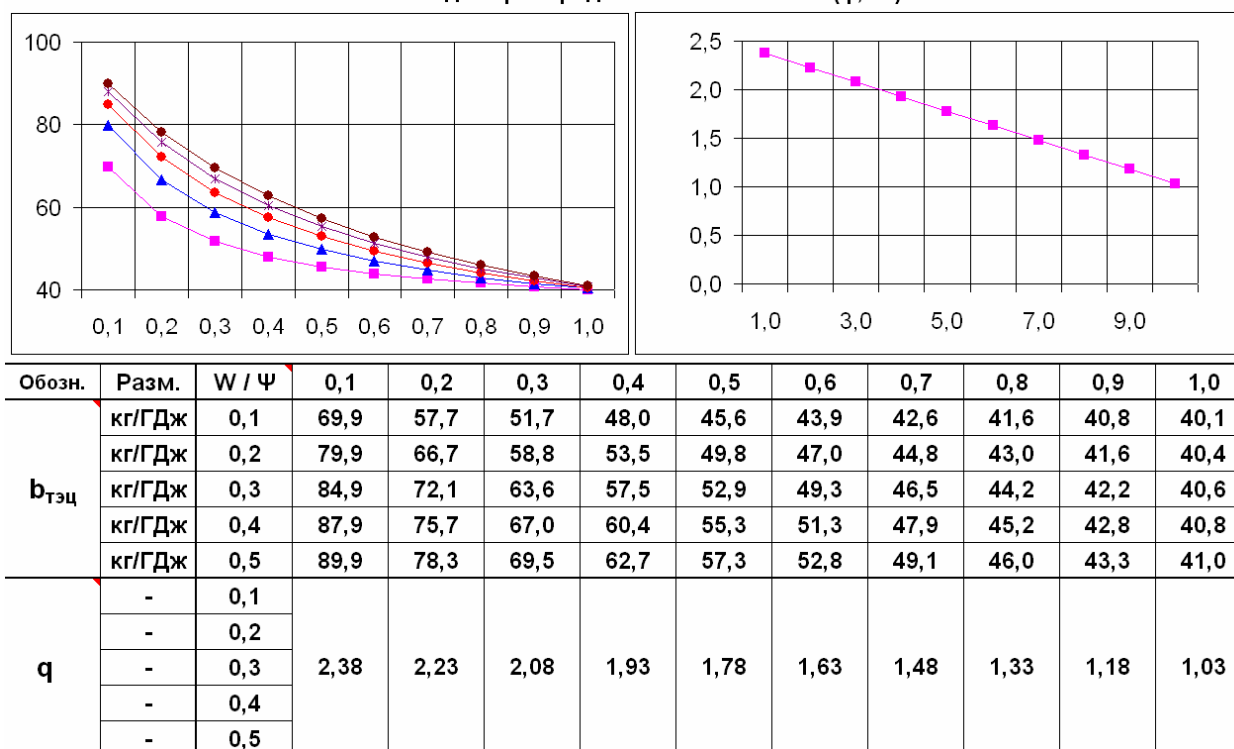


Рис. 2.2. (Р1Ех).Изменение удельных показателей $b_{ТЭЦ}$ и q в диапазоне $\Psi = 0,1 - 1,0$ при $W = 0,1$; $W = 0,2$; $W = 0,3$; $W = 0,4$; $W = 0,5$.

анализа. Этого нельзя сказать о традиционном методе, в котором на погрешности результатов [18] сильно сказывается численность измеряемых и участвующих в расчетах величин.

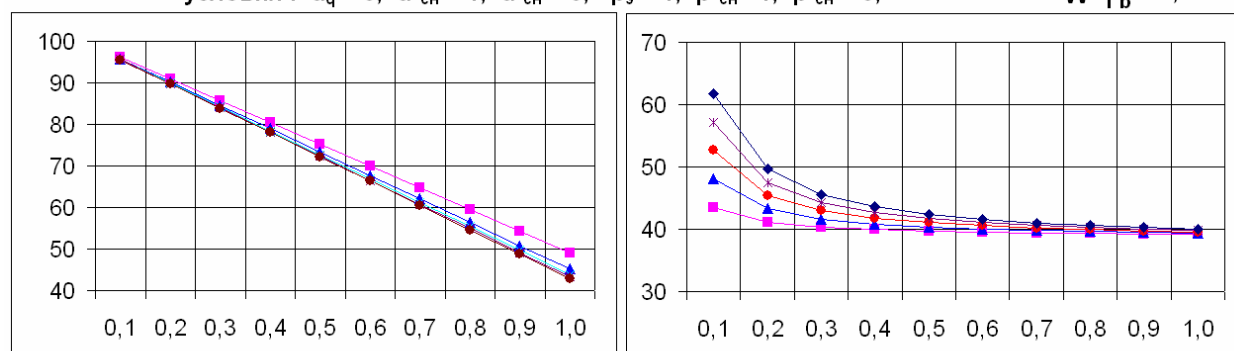
Расходы тепло- и электроэнергии в предлагаемом методе анализа ТЭП объединены в целом по энергоисточнику. Коэффициенты разделения топливных затрат на производство тепло- и электроэнергии определяются тем или иным принципом, положенным заранее в основу оценки удельных расходов топлива. В результате ряд основных показателей ($b_{Э}$, $b_{ТЭ}$, W , $Q_{СН}^{Э,Т}$, $\mathcal{E}_{СН}^{Э,Т}$ и др.) энергоисточника оказывается несколько «деформированным» по своим качественным и количественным значениям в сравнении с традиционными. Общими и незыблемыми во всех случаях остаются объемы производства \mathcal{E}_0 , Q_0 , показатели q , Ψ , $\eta_{бр}$, $\eta_{ТП}$, $b_{ТЭЦ}$ и суммарные затраты топлива

В в энергоисточнике. Таким образом, абсолютного равенства между упомянутыми показателями, определяемыми данной методикой с их аналогичными значениями, установленными традиционным методом, быть не может.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

Действующий сегодня автоматизированный контроль ТЭП ТЭС по формам 3 – ТЭК Союзтехэнерго даёт большую информацию о состоянии ТЭП энергоисточника. Дальнейшее целенаправленное использование даже незначительного объёма этой информации представляется по нашему мнению первым шагом к осуществлению нетрадиционного метода анализа ТЭП в таком направлении, как это показано выше. В частности, разработаны аналитические зависимости, позволяющие производить анализ основных показателей ТЭП энергоисточника, не вникая вглубь теплофизических процессов.

Удельные расходы топлива: $f(\psi, W)$. Физический метод предусматривает условия: $\alpha_q = 0$; $\alpha_{сн}^3 = 1$; $\alpha_{сн}^T = 0$; $\beta_3 = 1$; $\beta_{сн}^3 = 1$; $\beta_{сн}^T = 0$; $W\Phi_{ГД} = 0,0127$



Обозн.	Разм.	W / Ψ	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
b^{Φ_3}	кг/ГДж	0,1	96,2	90,9	85,7	80,5	75,2	70,0	64,7	59,5	54,3	49,0
	кг/ГДж	0,2	95,8	90,2	84,6	78,9	73,3	67,7	62,1	56,4	50,8	45,2
	кг/ГДж	0,3	95,7	89,9	84,2	78,4	72,7	66,9	61,2	55,4	49,7	43,9
	кг/ГДж	0,4	95,6	89,8	84,0	78,2	72,4	66,5	60,7	54,9	49,1	43,3
	кг/ГДж	0,5	95,6	89,7	83,9	78,0	72,2	66,3	60,5	54,6	48,8	42,9
$b^{\Phi_{ТЭ}}$	кг/ГДж	0,1	43,5	41,1	40,3	39,9	39,7	39,5	39,4	39,3	39,3	39,2
	кг/ГДж	0,2	48,1	43,3	41,6	40,8	40,4	40,0	39,8	39,6	39,5	39,4
	кг/ГДж	0,3	52,6	45,4	43,0	41,8	41,0	40,6	40,2	40,0	39,8	39,6
	кг/ГДж	0,4	57,2	47,5	44,3	42,7	41,7	41,1	40,6	40,3	40,0	39,8
	кг/ГДж	0,5	61,7	49,6	45,6	43,6	42,4	41,6	41,0	40,6	40,3	40,0

Рис. 2.3. (Р1Ех). Изменение удельных расходов топлива в диапазоне $\Psi = 0,1 - 1,0$ при $W = 0,1$; $W = 0,2$; $W = 0,3$; $W = 0,4$; $W = 0,5$.

На основании анализа уравнений топливно-энергетического баланса, составленного в общей форме, показано, что распределение затрат топлива на две составляющие по отпуску тепло- и электроэнергии может быть сколь угодно различным. Согласно законам сохранения однозначность соотношения между расходами топлива на отпуск тепло- и электроэнергии при её комбинированном производстве исключается.

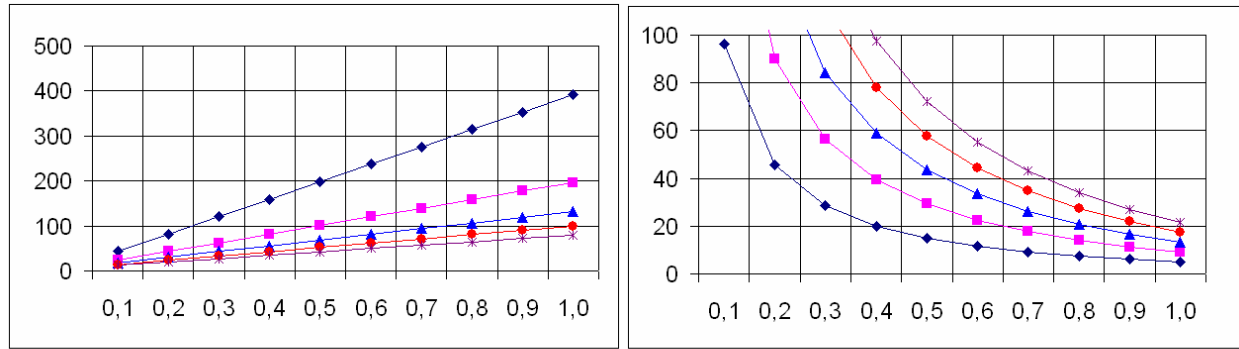
1. Закономерности (включая и традиционные принципы), положенные в основу определения соотношений между расходами топлива на отпуск тепло- и электроэнергии при её комбинированном производстве, являются сугубо условными. Число вариантов их реализации в принципе не ограничено.

1. Разработаны нетрадиционные рабочие формулы по определению

абсолютных и удельных расходов топлива и КПД энергоисточника при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии применительно к любому принципу разделения суммарных топливных затрат на две составляющие.

3. Нетрадиционный метод анализа учитывает КПД энергоисточника независимо от способа производимой им тепло- и электроэнергии. В связи с

Удельные расходы топлива: $f(\psi, W)$. Любой метод распределения топлива: $W_{ГД}^* = 13,641$
 $0 \leq \alpha_q \leq 1$; $0 \leq \alpha_{сн}^3 \leq 1$; $0 \leq \alpha_{сн}^T \leq 1$; $0 \leq \beta_3 \leq 1$; $0 \leq \beta_{сн}^3 \leq 1$; $0 \leq \beta_{сн}^T \leq 1$. В данном примере:
 $\alpha_q = 1$ $\alpha_{сн}^T = 0$ $\alpha_{сн}^3 = 1$ $\beta_3 = 0$ $\beta_{сн}^T = 0$ $\beta_{сн}^3 = 1$



Обозн.	Разм.	W / Ψ	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$b_{эx}$	кг/ГДж	0,1	43,5	82,3	121,0	159,7	198,4	237,1	275,8	314,5	353,3	392,0
	кг/ГДж	0,2	24,0	43,3	62,5	81,7	100,9	120,1	139,3	158,5	177,8	197,0
	кг/ГДж	0,3	17,5	30,3	43,0	55,7	68,4	81,1	93,8	106,5	119,3	132,0
	кг/ГДж	0,4	14,3	23,8	33,2	42,7	52,1	61,6	71,1	80,5	90,0	99,5
	кг/ГДж	0,5	12,3	19,9	27,4	34,9	42,4	49,9	57,4	64,9	72,5	80,0
$b_{тэx}$	кг/ГДж	0,1	96,2	45,5	28,6	20,1	15,0	11,7	9,2	7,4	6,0	4,9
	кг/ГДж	0,2	191,6	90,2	56,4	39,5	29,3	22,6	17,7	14,1	11,3	9,0
	кг/ГДж	0,3	287,0	134,9	84,2	58,8	43,6	33,5	26,2	20,8	16,6	13,2
	кг/ГДж	0,4	382,4	179,6	112,0	78,2	57,9	44,4	34,7	27,5	21,8	17,3
	кг/ГДж	0,5	477,8	224,3	139,8	97,5	72,2	55,3	43,2	34,1	27,1	21,5

Рис. 2.4. (Р1Ех).Изменение удельных расходов топлива в диапазоне $\Psi = 0,1 - 1,0$ при $W = 0,1$; $W = 0,2$; $W = 0,3$; $W = 0,4$; $W = 0,5$.

этим он может быть рекомендован при выполнении анализа ТЭП как отдельных так и группы энергоисточников. Причём, последние могут включать в себя устройства с разными способами производства электроэнергии и теплоты, а именно: ТЭЦ, КГУ, КЭС, ГЭС, котельные, АЭС и прочие нетрадиционные источники тепло- и электроэнергии.

2.4. Нормирование и факторный анализ ТЭП энергоисточников.

В настоящее время существует множество Положений, Методик и Инструкций [23 – 32], затрагивающих вопросы энергосбережения, а точнее – эффективности ряда энерготехнологических процессов и их экономических показателей. В основе анализа энергоэффективности лежит принцип прямого или косвенного сопоставления одних показателей с другими. Одни – это, как правило, фактические показатели, которые (даже с учётом погрешностей измерения) в подавляющем большинстве не вызывают сомнений. Другие – это регламентированные показатели, установленные разными способами в соответствии с рекомендациями и формулировками в упомянутых документах и именуемые так: «исходно-нормативные», «номинальные» (ранее они называ-

лись «расчётными»), «нормативные», «плановые нормы» и т. д. Последнее время (по мере усовершенствования формы отчётности 11СН) взамен удельного показателя – «нормативного» появился ещё один – «соответствующий действующим нормам». Каждому из этих терминов (кстати, не регламентированных стандартами) даётся своё определение в соответствии с целями и задачами, которые возложены на соответствующий документ. Анализ формулировок и обобщения этого обильного «разночинства» терминов в упомянутых документах [23 – 32] позволяет утверждать, что это своеобразные «меры» по обеспечению достоверности расчётов экономии топлива на основании единственной формулы:

$$\Delta B_{\text{эк}} = \Pi_{\text{ф}}(b_{\text{ф}} - b_{\text{нр}}), \quad (2.87)$$

где $\Pi_{\text{ф}}$ – фактический объём продукции (например, тепло- или электроэнергии), $b_{\text{ф}}$, $b_{\text{нр}}$ – фактический и нормативный удельные расходы топлива.

Определение фактического показателя $b_{\text{ф}}$ не представляет больших трудностей. Что касается нормативного показателя $b_{\text{нр}}$, то это именно та «притча во языцах», которая и по сей день является источником зарождения упомянутого «разночинства». Для энергоисточников, в которых заведомо известен потенциальный резерв тепловой экономичности оборудования, нормативный показатель $b_{\text{нр}}$ рекомендуется вычислять по формуле [30, 31, 33]:

$$b_{\text{нр}} = b_{\text{н}} [1 + R(1 - \mu)], \quad (2.88)$$

где $b_{\text{н}}$ – номинальный удельный расход топлива, определяемый на основании нормативных характеристик оборудования, $R = (b_{\text{ф}} / b_{\text{н}} - 1)$ – коэффициент резерва его тепловой экономичности μ – степень его использования ($\mu = 0 - 1$) в течение запланированного промежутка времени. Тогда формула (2.88) имеет вид:

$$b_{\text{нр}} = b_{\text{н}} + (b_{\text{ф}} - b_{\text{н}})(1 - \mu). \quad (2.89)$$

По своей целенаправленности метод расчёта экономии топлива на основании формул (2.87) – (2.89) вполне логичен и не вызывает сомнений. Тем не менее, он имеет существенные недостатки, связанные с его реализацией на действующих энергоисточниках. Проанализируем путь, который проходит показатель $b_{\text{н}}$ прежде чем стать «достойным» к реализации его в формулах (2.88), (2.89).

Согласно инструкциям Союзтехэнерго [30, 31] энергетические характеристики оборудования предусматривают технически обоснованный оптимум потребления топлива при фиксированных (наиболее вероятных) значениях так называемых «внешних факторов» $i_{\text{н}}$, перечень которых (порядка $j = 15 - 17$) приведен на странице 15 инструкции [30]. Эти характеристики, как правило, составляются для наиболее вероятных составов работающего оборудования и в определённых диапазонах отпуска тепло- и электроэнергии. На базе своих первоначальных данных они позволяют вычислять так называемые

«исходно-нормативные» $b_{и,н}$ удельные расходы топлива. Введение к последним соответствующих поправок на реальные отклонения «внешних факторов» ($i_{ф}$) от тех ($i_{н}$), которые были положены в основу разработки характеристик как «фиксированные», позволяет преобразовать их в номинальные, т. е. ввиду того, что $\Delta i = i_{ф} - i_{н}$, показатель $b_{н} = f(b_{и,н}, i_{ф,н})$.

Рассмотрим процесс перехода исходно-нормативных характеристик в нормативные на конкретном примере. Положим, что при составлении энергетических характеристик некоторой ТЭЦ расчёт исходно-нормативных значений удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии (b^{\ominus}) и теплоты ($b^{T\ominus}$) выполняется на основании следующих формул [21]:

$$b^{\ominus} = m^{-1} \{ (1 + \varepsilon_{сн}^{\ominus}) [q_{к} (1 - \Psi) + \Psi q_{т}] + \Psi W^{-1} q_{сн}^{\ominus} \}, \quad (2.90)$$

$$b^{T\ominus} = m^{-1} \{ 1 + q_{сн}^T + \Psi^{-1} W \varepsilon_{сн}^T [q_{к} (1 - \Psi) + \Psi q_{т}] \}, \quad (2.91)$$

где: $m = \eta_{бр} \eta_{тп} Q_y$; $q_{т} = (\eta_{м} \eta_{г})^{-1}$; $q_{к} = q_{т} (\eta_{т} \eta_{oi})^{-1}$; $\varepsilon_{сн}^{\ominus, T} = \varepsilon_{сн}^{\ominus, T} \varepsilon^{-1}$;

$q_{сн}^{\ominus, T} = Q_{сн}^{\ominus, T} Q^{-1}$; $\Psi = \varepsilon_{тф} \varepsilon^{-1}$; $W = \varepsilon_{тф} Q^{-1}$; соответственно $\Psi W^{-1} = Q \varepsilon^{-1}$.

Для дальнейшего анализа уравнения (2.90), (2.91) представим в виде:

$$b^{\ominus} = f(\Psi, W, \varepsilon_{сн}^{\ominus}, q_{сн}^{\ominus}, \eta_{бр}, \eta_{тп}, \eta_{м}, \eta_{г}, \eta_{т} \cdot \eta_{oi}), \quad (2.92)$$

$$b^{T\ominus} = f(\Psi, W, \varepsilon_{сн}^T, q_{сн}^T, \eta_{бр}, \eta_{тп}, \eta_{м}, \eta_{г}, \eta_{т} \cdot \eta_{oi}), \quad (2.93)$$

где из учёта того, что $\Psi W^{-1} = Q \varepsilon^{-1}$, показатели Ψ, W – это аргументы, определяющие тепловые и электрические нагрузки энергоисточника; $\varepsilon_{сн}^{\ominus}, q_{сн}^{\ominus}, \eta_{бр}, \eta_{тп}, \eta_{м}, \eta_{г}, \eta_{т} \cdot \eta_{oi}$ – аргументы (A_i), определяющие технический уровень состояния оборудования энергоисточника при фиксированных ($i_{н}$) или отличных от них, т. е. фактических ($i_{ф}$) значениях «внешних факторов».

Как видно, по формулам (2.90) – (2.93) можно вычислять не только исходно-нормативные, номинальные, но и фактические значения удельных расходов топлива. В общем случае они представляют собой функции от аргументов Ψ, W и A_i , т. е. $b^{\ominus, T\ominus} = f(\Psi, W, A_i)$, а их полные приращения за некоторый промежуток времени τ при переходе от режима 1 работы оборудования к режиму 2, выразим так :

$$\Delta b^{\ominus, T\ominus} = b_2^{\ominus, T\ominus} - b_1^{\ominus, T\ominus} = \partial_{\Psi} b^{\ominus, T\ominus} \Delta \Psi + \partial_W b^{\ominus, T\ominus} \Delta W + \partial_{A_i} b^{\ominus, T\ominus} \Delta A_i, \quad (2.94)$$

где соответственно $\Delta \Psi = \Psi_2 - \Psi_1$, $\Delta W = W_2 - W_1$, $\Sigma \Delta A_i = \Sigma (A_{2i} - A_{1i})$.

При расчёте экономии топлива на основании формул (2.87) – (2.89) первые два слагаемые в уравнении (2.94) согласно п. 1.1.3 инструкции [31] равны нулю, а поправки на отклонения «внешних факторов» в формулах

(2.90) – (2.94) вводятся только к аргументам A_i , т. е. к аргументам $\vartheta_{сн}^{\vartheta}$, $q_{сн}^{\vartheta}$, $\eta_{бр}$, $\eta_{тп}$, $\eta_{м}$, $\eta_{г}$, $\eta_{тоi} = \eta_t \cdot \eta_{oi}$.

В данном примере расчёты b_{ϕ} и $b_{н}$ выполняются на основании тождественных формул (2.90), (2.91). В действительности это не всегда так. В большинстве случаев фактические показатели b_{ϕ} вычисляются по формулам прямого баланса, а нормативные показатели $b_{н}$ – по формулам обратного баланса, что усугубляет негативное влияние погрешностей расчёта.

Как видно, уравнение (2.94) позволяет вычислять не только отклонения удельных расходов топлива Δb^{ϑ} и $\Delta b^{т\vartheta}$ по мере изменения режимов работы энергоисточника, но и определять степени влияния $\delta(\Delta_{\psi, w, A_i} b^{\vartheta, т\vartheta})$ на эти отклонения каждого из установленных факторов, т. е. выполнять так называемый факторный анализ изменения удельных расходов топлива:

$$\delta(\Delta_{\psi, w, A_i} b^{\vartheta, т\vartheta}) = \frac{100 \Delta_{\psi, w, A_i} b^{\vartheta, т\vartheta}}{|\Delta_{\psi} b^{\vartheta, т\vartheta}| + |\Delta_w b^{\vartheta, т\vartheta}| + |\Delta_{A_i} b^{\vartheta, т\vartheta}|}, \% \quad (2.95)$$

В формуле (2.95), как уже отмечалось, каждая из независимых переменных A_i определяется соответствующей функцией $A_i = f(i_{\phi})$. Это означает, что при расчёте фактических значений удельных расходов топлива и их отклонений по мере перехода от режима 1 к режиму 2 согласно формулам (2.90) – (2.95) следует использовать функции $b_{\phi 1,2}^{\vartheta, т\vartheta} = f_{1,2}(\Psi_{1,2}, W_{1,2}, \Sigma i_{\phi 1,2})$.

При расчёте номинальных значений удельных расходов топлива и его экономии имеется в виду, что показатели Ψ и W остаются фактическими (равными в обоих случаях), т. е. $b_{\phi}^{\vartheta, т\vartheta} = f(\Psi, W, \Sigma i_{\phi})$ и $b_{н}^{\vartheta, т\vartheta} = f(\Psi, W, \Sigma i_{н})$ при $i = 1 - j$, но имеется различие: $\Sigma i_{н} \neq \Sigma i_{\phi}$.

Принимая во внимание имеющийся опыт, обработка дискретной фактической информации о работе оборудования не представляет особых сложностей [8]. Среди тех аргументов, которые приведены в формулах (2.92), (2.93), наиболее сложной задачей является исследование показателей η_i , η_{oi} , т. е. КПД термического цикла и политропного процесса расширения пара в турбине. В качестве одного из вариантов вычисления комплекса $\eta_{тоi} = \eta_t \eta_{oi}$ можно рекомендовать расчётную формулу, которая определяется на основании среднего удельного расхода топлива $b_{тэц}$ следующим образом [21]:

– по прямому балансу

$$b_{тэц} = B_{тэц} (\vartheta + Q)^{-1}, \quad (2.96)$$

– по обратному балансу

$$b_{\text{ТЭЦ}} = m^{-1}(1 + \Psi W^{-1})^{-1} \{ [q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T] C_4 + \Psi W^{-1} C_3 \}, \quad (2.97)$$

где

$$C_4 = 1 + \varepsilon_{\text{сн}}^{\varepsilon} + \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{T}}; C_3 = 1 + q_{\text{сн}}^{\varepsilon} + q_{\text{сн}}^{\text{T}}; q_T = (\eta_M \eta_{\Gamma})^{-1} = q_K (\eta_t \eta_{oi}) = q_K \eta_{toi}.$$

Тогда на основании (2.97) определяем:

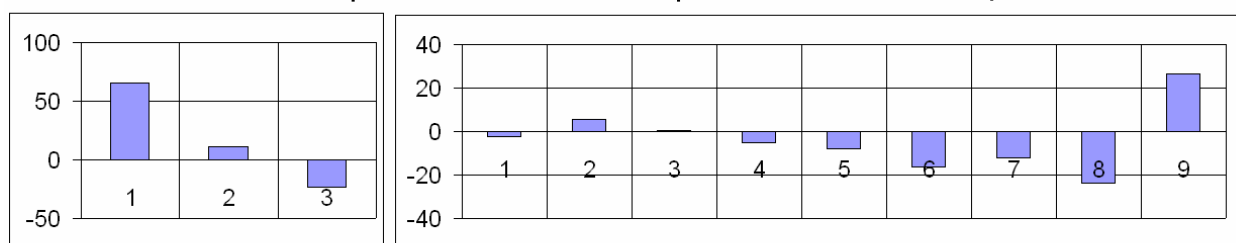
$$\eta_{toi} = (1 - \Psi) \{ q_T^{-1} C_4^{-1} [b_{\text{ТЭЦ}} m(1 + \Psi W^{-1}) - \Psi W^{-1} C_3] - \Psi \}^{-1}. \quad (2.98)$$

Таблица 2.2. (Р1Ех).

1. Основные показатели ТЭП ТЭЦ в режимах 1, 2.

Обозн.	$B_{\text{ТЭЦ}}$	$\Delta B_{\text{ТЭЦ}}$	q_K	q_T	Ψ	b_{ε}	$\Omega_{\varepsilon}^{\text{ТЭЦ}}$	$b_{\text{ТЭ}}$	$\Omega_q^{\text{ТЭЦ}}$	$b_{\text{ТЭЦ}}$	$\Omega_{\varepsilon q}^{\text{ТЭЦ}}$	$\eta_{\text{ТЭЦ}}$
Разм.	кг	кг	-	-	-	кг / ГДж	-	кг / ГДж	-	кг/ГДж	-	-
Реж. 1	428639	45204	2,445	1,041	0,325	75,9	0,191	40,9	0,095	61,4	0,286	0,556
Реж. 2	473843		2,441	1,025	0,475	66,9	0,198	40,3	0,116	55,4	0,314	0,616

2. Факторный анализ изменения расхода топлива на ТЭЦ.



$\delta(\Delta_{\text{ДВ}})$	92,50%			7,50%								
	65,79	11,16	-23,04	-2,38	5,54	0,26	-5,28	-7,76	-16,42	-11,98	-23,85	26,53
№ пок.	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обозн.	Реж. показатели.			Технические показатели								
	ε	Q	W	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\varepsilon}$	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{T}}$	$q_{\text{сн}}^{\varepsilon}$	$q_{\text{сн}}^{\text{T}}$	$\eta_{\text{бр}}$	$\eta_{\text{ТП}}$	η_M	η_{Γ}	η_{toi}
Разм.	ГДж	ГДж	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реж. 1	4096	2884	0,4617	0,0215	0,0127	0,0009	0,0590	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259
Реж. 2	4848	3712	0,6208	0,0204	0,0151	0,0012	0,0525	0,9395	0,9800	0,9850	0,9900	0,4202

В условиях эксплуатации, особенно при организации оперативного контроля за показателями ТЭП, практический интерес представляют результаты факторного анализа. В таблице 2.2 даны примерные значения некоторых технико-экономических показателей ТЭЦ, работающей в режимах 1, 2 и представлены результаты факторного анализа изменения расхода топлива $\Delta B_{\text{ТЭЦ}} = \Delta B_{\text{ТЭЦ}2} - \Delta B_{\text{ТЭЦ}1} = 45204$ кг, вызванного отклонениями соответствующих аргументов. Расчёты выполнены с помощью программного файла «ТЭЦ4аВ» по формулам (2.90), (2.91), (2.96) – (2.98), созданным на основании нетрадиционного метода анализа ТЭП [21] при заданных значениях аргументов (ε , Q , $\varepsilon_{\text{сн}}^{\varepsilon}$, $\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{T}}$, $q_{\text{сн}}^{\varepsilon}$, $q_{\text{сн}}^{\text{T}}$, $\eta_{\text{бр}}$, $\eta_{\text{ТП}}$, η_M , η_{Γ} , η_t , η_{oi} , $\eta_{toi} = \eta_t \eta_{oi}$, $\Psi W^{-1} = Q\varepsilon^{-1}$), приведенных в таблице 2.4:

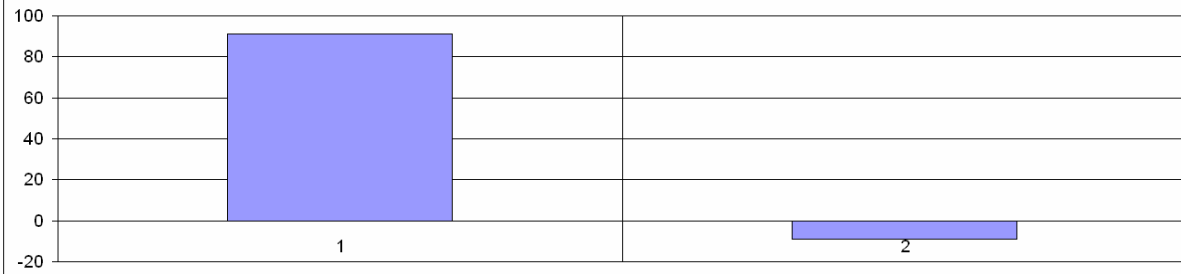
Результаты факторного анализа, показателя $\Delta B_{\text{ТЭЦ}} = \Delta B_{\text{ТЭЦ}2} - \Delta B_{\text{ТЭЦ}1} = 45204$ кг, приведенного в таблице 2.2, определены отклонениями 9-и аргу-

Таблица 2.3. (ТЭЦ4аВ).

**Графическое отображение результатов
факторного анализа топливоиспользования на ТЭЦ**

3.1. ВЕРСИЯ 3. Анализ изм. топливных ($\Delta B_{ТЭЦ} = B_{ТЭЦ2} - B_{ТЭЦ1}$) затрат на ТЭЦ по мере перехода от реж. 1 к реж. 2 за счёт сумм. влияния двух составляющих: реж. мероприятий (РЕЖ) с одной стороны и техн. мероприятий (ТЕХ) с другой в % по отношению к их модулю:

$B_{ТЭЦ1} = 450594,0$ кг(кг/ч) $\delta B_{ТЭЦ} = 5,16$ % $B_{ТЭЦ2} = 473842,5$ кг(кг/ч)



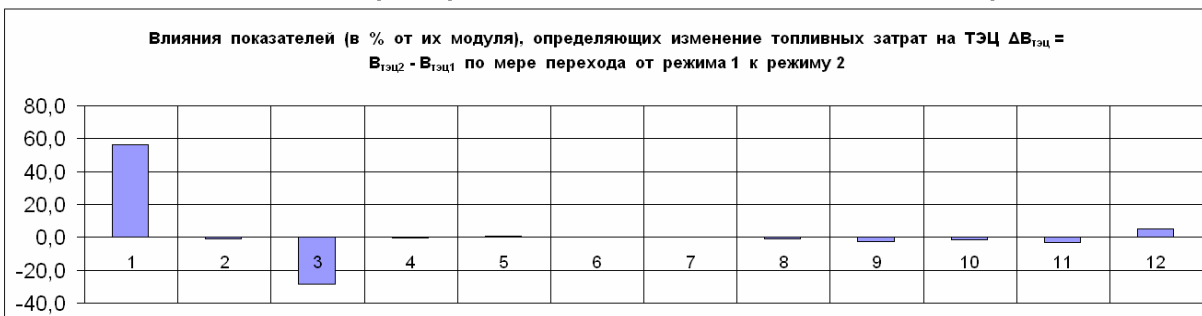
Обозн.	1 - за счёт реж. мер.			2 - за счёт влияния технических мероприятий								
$\delta(\Delta_A B)_{\text{реж. тех}}$	91,0			-9,0								
Аргум.	Q	Q	W	'Э' ^э _{СН}	'Э' ^т _{СН}	'Q' ^э _{СН}	'Q' ^т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}
Разм.	ГДж	ГДж	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ, Реж. 1	4272,0	3763,0	0,5	0,021	0,013	0,001	0,052	0,937	0,975	0,980	0,980	0,429
ТЭЦ, Реж. 2	4848,0	3712,0	0,6	0,020	0,015	0,001	0,053	0,940	0,980	0,985	0,990	0,420
№ показ.	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9

3.2. ВЕРСИЯ 3. Анализ изм. топливных ($\Delta B_{ТЭЦ} = B_{ТЭЦ2} - B_{ТЭЦ1}$) затрат на ТЭЦ по мере перехода от реж. 1 к реж. 2 за счёт сумм. влияния отд. факторов: определяющих режимные показатели с одной стороны и техн. меропр. (ТЕХ) с другой в % по отношению к их модулю:



Обозн.	За счёт реж. меропр.			За счёт влияния технич. меропр.									$\Sigma \Delta_A B / =$
$\delta(\Delta_A B)_{\text{с.т}}$	65,80	-0,8	-33,4	-2,18	3,73	0,46	0,52	-7,76	-16,42	-10,97	-21,83	36,13	
Аргум.	Э	Q	W	'Э' ^э _{СН}	'Э' ^т _{СН}	'Q' ^э _{СН}	'Q' ^т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	
ТЭЦ, Реж. 1	4272,0	3763,0	0,485	0,0215	0,0134	0,0007	0,0520	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4294	
ТЭЦ, Реж. 2	4848,0	3712,0	0,621	0,0204	0,0151	0,0012	0,0525	0,9395	0,9800	0,9850	0,9900	0,4202	
№ показ.	1	2	3,000	1	2	3	4	5	6	7	8	9	

3.3. ВЕРСИЯ 3. Полный факторный анализ изменения топливных затрат на ТЭЦ.



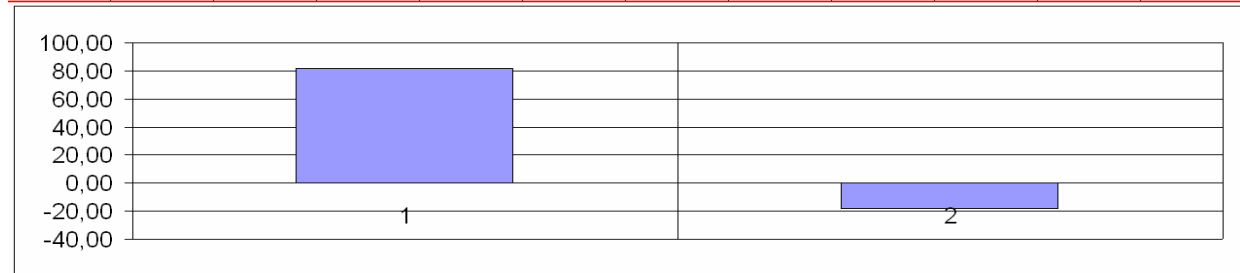
Обозн.	56,2	-0,7	-28,5	-0,32	0,54	0,07	0,08	-1,13	-2,39	-1,60	-3,18	5,3
Аргум.	Э	Q	W	'Э' ^э _{СН}	'Э' ^т _{СН}	'Q' ^э _{СН}	'Q' ^т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}
ТЭЦ, Реж. 1	4272,0	3763,0	0,5	0,021	0,013	0,001	0,052	0,937	0,975	0,980	0,980	0,429
ТЭЦ, Реж. 2	4848,0	3712,0	0,6	0,020	0,015	0,001	0,053	0,940	0,980	0,985	0,990	0,420
$\Delta_A B$	53958	-683	-27361	-305	523	64	72	-1086	-2299	-1536	-3057	5060
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сумм. топл. затраты на ТЭЦ, кг (кг / ч)	$B_{ТЭЦ1} = 450594,0$			$B_{ТЭЦ2} = 473842,5$								

Таблица 2.4. (ТЭЦ4аВ).

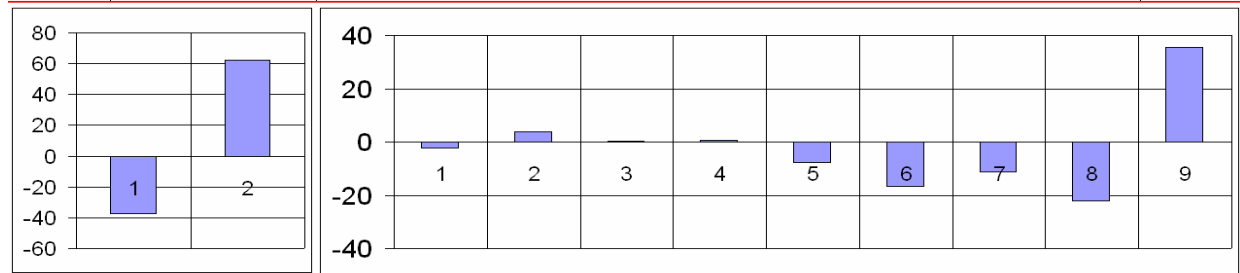
Графические отображения результатов факторного анализа изменения удельных расходов топлива $b_{тэц}$ (кг/ГДж) на ТЭЦ по мере перехода от реж. 1 к реж. 2 за счёт суммарного влияния двух составляющих: режимных показателей с одной стороны и технических с другой в % по отношению к их модулям $\Sigma/\Delta_A b_{тэц} /$:

3. Анализ удельных расходов топлива $b_{тэц}$ по ТЭЦ в целом

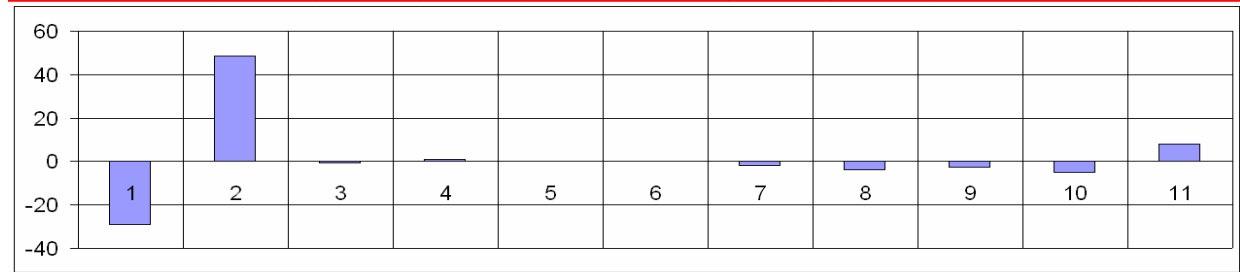
ВЕРСИЯ 3, ТЭЦ		Объёмы отпуска тепло- и электроэн. устанавливаются независимо.									
Обозн.	Q	Э	Э _{тф}	В _{тэц}	ΔВ _{тэц}	b _{тэц}	Δb _{тэц}	b _э	Δb _э	b _{тэ}	η _{тэц}
Разм.	ГДж	ГДж	ГДж	кг(кг/ч)		кг/ГДж		г/(кВт*ч)		кг / Гкал	-
ТЭЦ,р1	3763	4272	1824,2	451479	22364	56,2	-0,8	252,6	-11,9	168,8	0,6072
ТЭЦ,р2	3712	4848	2304,4	473843		55,4		240,8		168,7	0,6163



Обозн.	Реж. показ.		Технические показатели								Σ/Δ _A b _{тэц} / =
δ(Δ _A b)	81,70		-18,30								7,78
Аргум.	Ψ	W	'Э' ^э _{сн}	'Э' ^т _{сн}	'Q' ^э _{сн}	'Q' ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ,р1	0,427	0,485	0,0215	0,0134	0,0007	0,0520	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4294
ТЭЦ,р2	0,475	0,621	0,0204	0,0151	0,0012	0,0525	0,9395	0,9800	0,9850	0,9900	0,4202
Δ _A b _{тэц}	-2,26	3,78	-0,04	0,07	0,01	0,01	-0,14	-0,29	-0,19	-0,38	0,62
№ пок.	1		2								11



Обозн.	Реж. показ.		Технические показатели								Σ/Δ _A b _{тэц} / =
δ(Δ _A b)	-37,45 62,55		-18,30								1,74
Аргум.	Ψ	W	'Э' ^э _{сн}	'Э' ^т _{сн}	'Q' ^э _{сн}	'Q' ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ,р1	0,427	0,485	0,0215	0,0134	0,0007	0,0520	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4294
ТЭЦ,р2	0,475	0,621	0,0204	0,0151	0,0012	0,0525	0,9395	0,9800	0,9850	0,9900	0,4202
Δ _A b _{тэц}	-2,26	3,78	-0,04	0,07	0,01	0,01	-0,14	-0,29	-0,19	-0,38	0,62
№ пок.	1	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9



Обозн.	Реж. показ.		Технические показатели								Σ/Δ _A b _{тэц} / =
δ(Δ _A b)	-29,09 48,58		-18,30								7,78
Аргум.	Ψ	W	'Э' ^э _{сн}	'Э' ^т _{сн}	'Q' ^э _{сн}	'Q' ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭЦ,р1	0,427	0,485	0,0215	0,0134	0,0007	0,0520	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4294
ТЭЦ,р2	0,475	0,621	0,0204	0,0151	0,0012	0,0525	0,9395	0,9800	0,9850	0,9900	0,4202
Δ _A b _{тэц}	-2,26	3,78	-0,04	0,07	0,01	0,01	-0,14	-0,29	-0,19	-0,38	0,62
№ пок.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 2.5. (ТКП9).

Значения аргументов (факторов), определяющих работу энергосистемы в режимах 1 и 2.

Формулы расчёта денежных и топливных затрат:

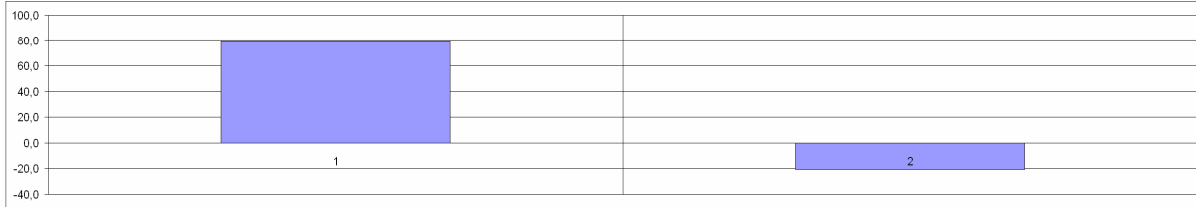
$$L = f(\Delta, Q, \Delta_{\text{тзц}}, \Delta_{\text{лок}}, \Psi_{\text{мах}}, W, \Delta^{\circ}_{\text{сн}}, \Delta^{\text{т}}_{\text{сн}}, Q^{\circ}_{\text{сн}}, Q^{\text{т}}_{\text{сн}}, \eta_{\text{бр}}, \eta_{\text{топ}}, \eta_{\text{п}}, \eta_{\text{м}}, \eta_{\text{г}}, \zeta_{\text{т}}, T_{\text{п}})$$

$$B = f(\Delta, Q, \Delta_{\text{тзц}}, \Delta_{\text{лок}}, \Psi_{\text{мах}}, W, \Delta^{\circ}_{\text{сн}}, \Delta^{\text{т}}_{\text{сн}}, Q^{\circ}_{\text{сн}}, Q^{\text{т}}_{\text{сн}}, \eta_{\text{бр}}, \eta_{\text{топ}}, \eta_{\text{п}}, \eta_{\text{м}}, \eta_{\text{г}})$$

Обозн.	Структурные показ. работы энергос.								Технич. показатели работы энергосистемы										
	Э	Q	Э _{тзц}	Ψ _{мах}	W	Э _{лок}	T _п	Ц _т	'Э ^о _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^о _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{топ}	η _п	η _м	η _г	η _{топ}	
Разм.	ГДж	ГДж	ГДж	-	-	ГДж	р/ГДж	р/кГ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реж. 1.	3000,0	3500,0	1200,0	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,980	0,426	
Реж. 2.	2800,0	3300,0	800,0	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,985	0,421	
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17	

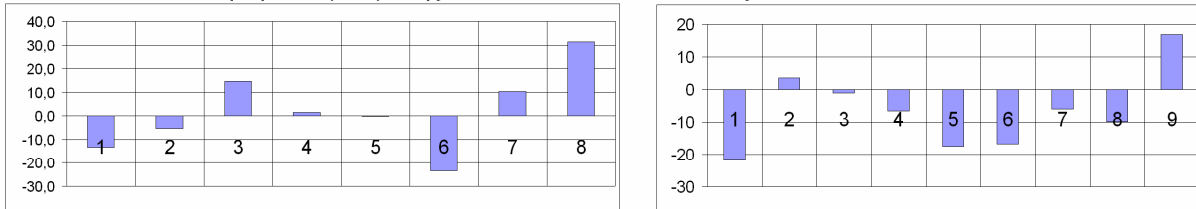
1. Анализ измен. **денежных** ($\Delta L = L_2 - L_1$) затрат энергосист. по мере перехода от реж. 1 к реж. 2 за счёт суммарного влияния двух составляющих: структур. показат. (СТР) с одной стороны и технич. показат. (ТЕХ) с другой в % по отношению к их модулю:

$$L_1 \cdot 10^{-3} = 88352,9 \text{ тыс. руб.} \quad L_2 \cdot 10^{-3} = 89589,0 \text{ тыс. руб.}$$



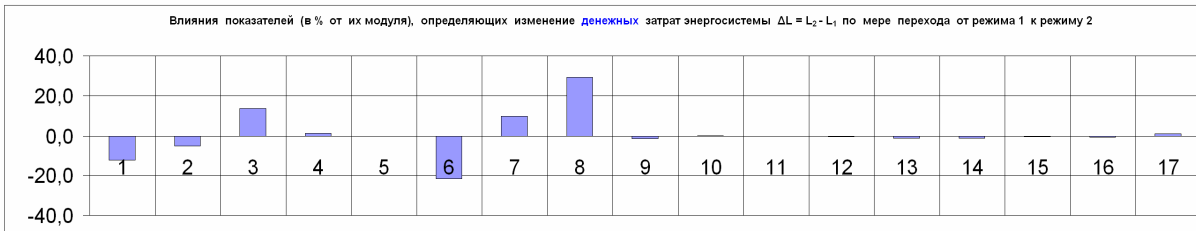
Обозн.	За счёт влияния структур. показателей								За счёт влияния технических показателей									
	Э	Q	Э _{тзц}	Ψ _{мах}	W	Э _{лок}	T _п	Ц _т	'Э ^о _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^о _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{топ}	η _п	η _м	η _г	η _{топ}
Δ(L _A L) _{СТ}	79,2								-20,8									
Реж. 1.	3000,0	3500,0	1200,0	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,980	0,426
Реж. 2.	2800,0	3300,0	800,0	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,985	0,421
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9

2. Анализ изменения **денежных** ($\Delta L = L_2 - L_1$) затрат энергосистемы по мере перехода от режима 1 к режиму 2 за счёт влияния отдельных факторов: определяющих структурные показатели (СТР) с одной стороны и технические мероприятия (ТЕХ) с другой в % по отношению к их модулям:



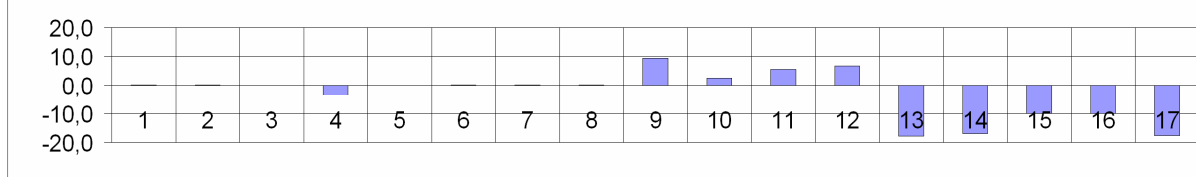
Обозн.	За счёт влияния структур. показателей								За счёт влияния технических показателей									
	Э	Q	Э _{тзц}	Ψ _{мах}	W	Э _{лок}	T _п	Ц _т	'Э ^о _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^о _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{топ}	η _п	η _м	η _г	η _{топ}
Δ(L _A L) _{СТ}	-13,4	-5,3	14,7	1,4	-0,1	-23,3	10,4	31,3	-22	4	-1	-7	-18	-17	-6	-10	17	17
Реж. 1.	3000,0	3500,0	1200,0	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,980	0,426
Реж. 2.	2800,0	3300,0	800,0	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,985	0,421
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9

3. Полный факторный анализ изменения **денежных** затрат энергосистемы.



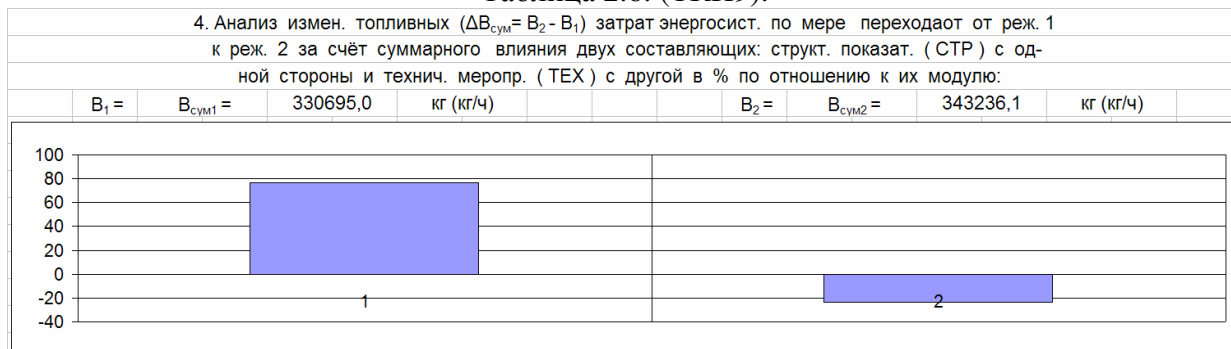
Обозн.	За счёт влияния структур. показателей								За счёт влияния технических показателей																	
	Э	Q	Э _{тзц}	Ψ _{мах}	W	Э _{лок}	T _п	Ц _т	'Э ^о _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^о _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{топ}	η _п	η _м	η _г	η _{топ}								
Δ(L _A L)	-12,5	-5,0	13,8	1,3	-0,1	-21,8	9,7	29,3	-1,4	0,2	-0,1	-0,4	-1,1	-1,1	-0,4	-0,6	1,1	1,1								
Реж. 1.	3000,0	3500,0	1200,0	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,980	0,426								
Реж. 2.	2800,0	3300,0	800,0	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,985	0,421								
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17								
Сумм. денеж. затраты энергос. в тыс. руб.:									в реж. 1 L ₁ ·10 ⁻³ = 88352,9									в реж. 2 L ₂ ·10 ⁻³ = 89589,0								

Структурная характеристика скоростей изменения **денежных** затрат L (руб) в энергосистеме по определяющим их факторам



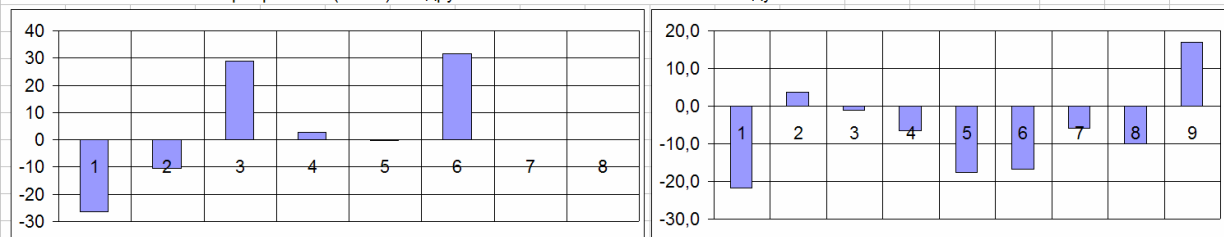
Δ(L/A)	Э	Q	Э _{тзц}	Ψ _{мах}	W	Э _{лок}	T _п	Ц _т	'Э ^о _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^о _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{топ}	η _п	η _м	η _г	η _{топ}
0,00	0,00	0,00	-3,41	-0,04	0,01	0,00	0,08	9,36	2,43	5,56	6,62	-17,77	-16,99	-10,08	-10,06	-17,60	-17,60	-17,60
Режим 1.	3000,0	3500,0	1200,0	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,980	0,426
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17

Таблица 2.6. (ТКП9).



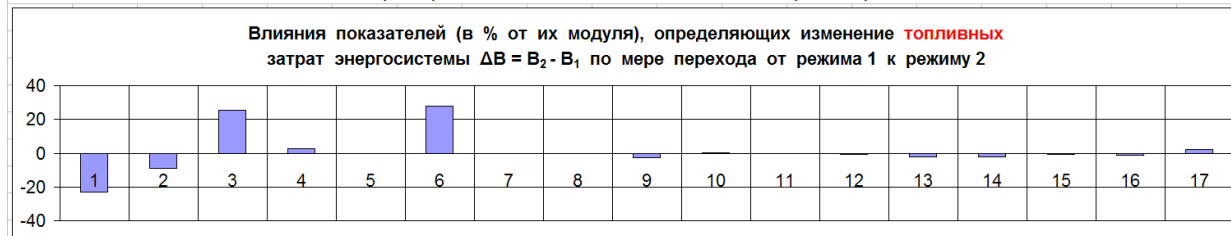
Обозн.	За счёт влияния структ. показателей								За счёт влияния технических показателей								
$\delta(\Delta_{\Delta B})_{с.т}$	76,5								-23,5								
Аргум.	Э	Q	Э _{тэц}	Ψ _{мак}	W	Э _{пок}	Т _п	Ц _т	'Э ³ _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{то}
Реж. 1.	3000	3500	1200	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,426
Реж. 2.	2800	3300	800	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,421
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9

5. Анализ изменения топливных ($\Delta B_{сум} = B_2 - B_1$) затрат энергосистемы по мере перехода от режима 1 к режиму 2 за счёт влияния отдельных факторов: определяющих структурные показатели (СТР) с одной стороны и технические мероприятия (ТЕХ) с другой в % по отношению к их модулям:



Обозн.	За счёт влияния структ. показателей								За счёт влияния технических показателей								
$\delta(\Delta_{\Delta B})_{с.т}$	-26,3								3,6								
Аргум.	Э	Q	Э _{тэц}	Ψ _{мак}	W	Э _{пок}	Т _п	Ц _т	'Э ³ _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{то}
Реж. 1.	3000	3500	1200	0,980	0,400	300,0	52000	220	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,426
Реж. 2.	2800	3300	800	0,950	0,516	60,0	63000	250	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,421
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	9

6. Полный факторный анализ изменения топливных затрат энергосистемы.



$\delta(\Delta_{\Delta B})$	-23,13	-9,14	25,36	2,43	-0,12	27,75	0,00	0,00	-2,63	0,44	-0,13	-0,79	-2,11	-2,02	-0,72	-1,20	2,04
Аргум.	Э	Q	Э _{тэц}	Ψ _{мак}	W	Э _{пок}	Т _п	Ц _т	'Э ³ _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{то}
Реж. 1.	3000	3500	1200	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,426
Реж. 2.	2800	3300	800	0,950	0,516	60,0	63000	250,0	0,040	0,033	0,003	0,011	0,937	0,980	0,983	0,985	0,421
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Сумм. топл. затраты энергост. в кг (кг / ч): реж. 1: $B_{сум1} = 330695,0$ реж. 2: $B_{сум2} = 343236,1$



$\delta(\partial B / \partial A)$	0,00	0,00	0,00	-3,41	-0,04	0,00	0,00	0,00	9,37	2,43	5,56	6,62	-17,78	-17,00	-10,08	-10,06	-17,62
Аргум.	Э	Q	Э _{тэц}	Ψ _{мак}	W	Э _{пок}	Т _п	Ц _т	'Э ³ _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{то}
Режим 1.	3000	3500	1200	0,980	0,400	300,0	52000	220,0	0,052	0,026	0,004	0,016	0,932	0,975	0,980	0,980	0,426
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 2.7. (ТКП9).

7. Анализ влияния установленных аргументов (факторов) на изменения денежных и топливных затрат энергосистемы по мере перехода от режима 1 к режиму 2:
 Модифицированные формулы расчёта денежных и топливных затрат:

$$L = \zeta_T [b_{ТЭЦ} (\Delta_{ТЭЦ} + Q_{ТЭЦ}) + b_{КЭС} \Delta_{КЭС} + b_{КОТ} \Delta_{КОТ}] + T_{П} \Delta_{ПЛОК}$$

$$V_{СУМ} = (L - T_{П} \Delta_{ПЛОК}) \zeta_{Т}^{-1} = b_{ТЭЦ} (\Delta_{ТЭЦ} + Q_{ТЭЦ}) + b_{КЭС} \Delta_{КЭС} + b_{КОТ} \Delta_{КОТ}$$

по денежным затратам										по топливным затратам													
$\delta(\Delta_{AB})$	-5,6	14,9	-19,9	-20,4	16,9	0,2	-0,9	-0,1	15,8	5,3	-9,4	25,2	-34,6	28,7	0,4	-1,6	-0,2						
Аргум.	$\Delta_{ТЭЦ}$	$\Delta_{КЭС}$	$\Delta_{ПЛОК}$	$Q_{ТЭЦ}$	$Q_{КОТ}$	$b_{ТЭЦ}$	$b_{КЭС}$	$b_{КОТ}$	ζ_T	$T_{П}$	$\Delta_{ТЭЦ}$	$\Delta_{КЭС}$	$Q_{ТЭЦ}$	$Q_{КОТ}$	$b_{ТЭЦ}$	$b_{КЭС}$	$b_{КОТ}$						
Разм.	ГДж	ГДж	ГДж	ГДж	ГДж	кг/ГДж	кг/ГДж	кг/ГДж	р/кг	р/ГДж	ГДж	ГДж	ГДж	ГДж	кг/ГДж	кг/ГДж	кг/ГДж						
Реж. 1.	1200	1500	300	2940	560	39,7	96,6	38,1	220,0	52000	1200	1500	2940	560	39,7	96,6	38,1						
Реж. 2.	800	1940	60	1473	1827	39,9	94,8	37,6	250,0	63000	800	1940	1473	1827	39,9	94,8	37,6						
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7						
Сумм. денеж. затраты энергост. в тыс. руб.:										в реж. 1 $L_1 = 88352,9$							в реж. 2 $L_2 = 89589,0$						
Сумм. Топливные .затраты энергост. в кг:										в реж.1 $V_{СУМ1} = 330695,0$							в реж. 2 $V_{СУМ2} = 343236,1$						
$\delta(\partial LB / \partial A)$	8742	21242	52000	8742	8392	910800	330000	123200	330695	300	40	97	40	38	4140	1500	560						
Аргум.	$\Delta_{ТЭЦ}$	$\Delta_{КЭС}$	$\Delta_{ПЛОК}$	$Q_{ТЭЦ}$	$Q_{КОТ}$	$b_{ТЭЦ}$	$b_{КЭС}$	$b_{КОТ}$	ζ_T	$T_{П}$	$\Delta_{ТЭЦ}$	$\Delta_{КЭС}$	$Q_{ТЭЦ}$	$Q_{КОТ}$	$b_{ТЭЦ}$	$b_{КЭС}$	$b_{КОТ}$						
Режим 1.	1200	1500	300	2940	560	39,7	96,6	38,1	220,0	52000	1200	1500	2940	560	39,7	96,6	38,1						
№ показ.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7						

ментов, на основании которых построены две гистограммы. Слева – степень влияния $\delta(\Delta_{AB}_T) = \delta(\Delta_{\Delta_{Э,Q,W}V_{ТЭЦ}}) = 92,5 \%$ режимных показателей $\Delta_{Э, Q, W}$ на отклонение величины $\Delta_{V_{ТЭЦ}}$. Справа – $\delta(\Delta_{AB}_T) = \delta(\sum \Delta_{A_i} V_{ТЭЦ} |) = 100 - 92,5 = 7,5 \%$ – степень влияния технических показателей. Это означает, что возрастание расхода топлива в режиме 2 на величину $\Delta_{V_{ТЭЦ}} = 45204$ кг вызвано влиянием режимных показателей в размере 92,5%: $\Delta_{V_{ТЭЦ}}^{реж} = 0,01 | \delta(\Delta_{\Delta_{Э,Q,W}V_{ТЭЦ}}) | \Delta_{V_{ТЭЦ}} = 0,01 \cdot 92,5 \cdot 45204 = 41813,7$ кг, и на 7,5 % влиянием ухудшения технических показателей: $\Delta_{V_{ТЭЦ}}^{тех} = 0,01 | \delta(\sum \Delta_{A_i} V_{ТЭЦ} |) \Delta_{V_{ТЭЦ}} = 45204 - 41813,7 = 3390,3$ кг. Здесь же на обеих гистограммах в строке ниже приведены аналогичные сведения о влияниях отдельных составляющих на суммарные отклонения режимных и технических показателей в отдельности. Факторы, у которых показатели $\delta(\Delta_{AB}_T) = \delta(\Delta_{A_i} V_{ТЭЦ} |) > 0$, способствуют тенденции к снижению экономичности работы энергоисточника и наоборот. В частности, в области режимных показателей увеличение объёмов производства $\Delta_{Э}$ и Q повлекло за собой возрастание расхода топлива на величину $\Delta_{V_{\Delta_{Э,Q}}}^{реж} = 0,01 \cdot (65,79 + 11,16) \cdot 41813,5 = 32177,8$ кг, т. к. здесь относительные

значения частных дифференциалов по факторам $\delta(\Delta_{\Psi} V_{\text{ТЭЦ}}) > 0$ и $\delta(\Delta_Q V_{\text{ТЭЦ}}) > 0$. В этой же области увеличение показателя W способствует уменьшению расхода топлива на величину $\Delta V_W^{\text{реж}} = 0,01 \cdot 23,04 \cdot 41813,5 = 41813,5 - 32177,8 = 9635,7$, т. к. в этом случае $\delta(\Delta_W V_{\text{ТЭЦ}}) < 0$. В области технических показателей увеличению расхода топлива $\Delta V_{\text{ТЭЦ}}$ способствуют показатели $\varepsilon_{\text{сн}}^T$, $q_{\text{сн}}^{\varepsilon}$ и $\eta_{\text{тои}}$, т. к. для каждого из них $\delta(\Delta_{A_i} V_{\text{ТЭЦ}}) > 0$.

В таблицах 2.3, 2.4 приведены результаты аналогичного факторного анализа изменения абсолютного ($V_{\text{ТЭЦ}}$) и удельного ($b_{\text{ТЭЦ}}$) расходов топлива на энергоисточнике в таком виде, как это рекомендуется выполнять и представлять на дисплее в условиях эксплуатации.

В таблицах 2.5, 2.6 представлены аналогичные результаты анализа денежных и топливных затрат по энергосистеме в целом, выполненные с помощью программного файла «ТКП9».

Метод факторного анализа можно применять не только при исследовании влияния режимно-технических показателей энергоисточника. В таблице 2.7 даны результаты аналогичного анализа изменения денежных затрат L энергосистемы, в которой большую роль играют показатели ТЭЦ ($\varepsilon_{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{ТЭЦ}}$, $b_{\text{ТЭЦ}}$), КЭС ($\varepsilon_{\text{КЭС}}$, $b_{\text{КЭС}}$), котельных ($Q_{\text{КОТ}}$, $b_{\text{КОТ}}$), перетоки и стоимости покупной электроэнергии ($\varepsilon_{\text{ПОК}}$, $T_{\text{П}}$) и топлива (C_{T}).

Удельные расходы топлива в энергетических характеристиках оборудования, т. е. в конечном итоге функции $b^{\varepsilon, T^{\varepsilon}} = f(\Psi, W, A_i)$, представляются, в виде аппроксимационных формул или аналитических зависимостей, как это сделано с помощью формул (2.90), (2.91). Наличие последних [21], как было продемонстрировано на примерах в таблицах 2.2 – 2.7, позволяет выйти [34] за рамки установленных инструкций [30, 31], не нарушая их требований. Значительная часть функций $A_i = f(i_{\phi})$, необходимых для разработки энергетических характеристик оборудования может быть установлена не только путём целенаправленных испытаний, но и путём систематической обработки фактических показателей режимов работы энергоисточника в условиях эксплуатации. Для этого, например, в случае использования формул (2.90) – (2.94), необходимо всё внимание уделить изучению поведения конкретных аргументов $A_i = f(i_{\phi})$, определяющих функции (2.90) – (2.93) в разных режимах работы оборудования. При этом следует исходить из того, что каждый отчётный период представляет собой не запланированный, а скорее наоборот – «плановый» эксперимент. Должна быть разработана специальная программа, позволяющая на основании показаний штатных приборов систематически исследовать и корректировать зависимости $A_i = f(i_{\phi})$ в формулах (2.90) – (2.93) по мере фактических изменений упомянутых выше «внешних факторов». В сущности это аналог известного метода оперативного контроля, разработанного в БелТЭИ и широко используемого на многих энергоисточни-

ках. В конечном итоге такой метод систематической обработки первичной информации позволит определять также и нормативные значения ряда аргументов A_i , а следовательно и нормативные характеристики оборудования энергоисточника в целом.

Следует заметить, что действующий сегодня автоматизированный контроль ТЭП ТЭС по формам 3 – ТЭК Союзтехэнерго даёт большую информацию о состоянии ТЭП энергоисточника. Дальнейшее целенаправленное использование даже незначительного объёма этой информации представляется по нашему мнению первым шагом к осуществлению рекомендуемого факторного анализа ТЭП относительно любых установленных аргументов, что представляет собой практический интерес.

На основании изложенного следует, что дальнейшее развитие и внедрение на энергоисточниках факторного анализа [35, 37] представляет собой серьёзную альтернативу (конкуренцию) глубоко утвердившемуся методу анализа и расчёта экономии топлива на базе нормативных характеристик оборудования.

Положим, что утвердившийся метод расчёта экономии топлива $\Delta B_{\text{ЭК}}$ по формуле (2.87) необходим в целях выявления «стимулирующего фактора» [33] для эксплуатационного персонала. Тогда данные примерного анализа, изложенные в таблицах 2.2 – 2.7 и рассматриваемые в порядке альтернативы, говорят о том, что решить эту задачу [23] можно более корректно [9] путём разделения этой экономии на две составляющие: $\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta B^{\text{реж}} + \Delta B^{\text{тех}} \Delta B_{\text{ЭК}}$. Кроме того, имея в виду, что показатель μ , используемый в формулах (2.88), (2.89) изменяется во времени, т. е. $\mu = f(\tau)$, тенденция ступенчатого снижения нормативного показателя $\partial b_{\text{нр}} / \partial \mu < 0$ в известной мере может контролироваться изменениями соответствующих аргументов, отображаемых, например, в технической области гистограммы, как это показано в таблице 2.2. На основании таких рассуждений следует вывод, что в плане стимулирующего показателя расчётная формула (2.87) теряет свой «престиж», а сопутствующий ей «тернистый путь» создания нормативных характеристик энергетического оборудования оправдывается только необходимостью разработок плановых заданий на их основе. К тому же плановые задания, могут быть выполнены также на основании результатов факторного анализа.

Сомнения в непогрешимости (а в ряде случаев и целесообразности использования) формулы (2.87) для оценки эффективности топливоиспользования и экономического стимулирования в условиях эксплуатации на фоне факторного анализа – это последствия тех же сомнений [23, 35, 36] о представительности таких показателей, как удельные расходы топлива. Согласно инструкциям [25, 26] прежде, чем сравнивать их номинальные ($b_{\text{н}}$) и нормативные ($b_{\text{нр}}$) значения с фактическими ($b_{\text{ф}}$), необходимо выполнить (весьма не простую) работу по достижению возможностей их сопоставимости..., но в соответствии с инструкциями Союзтехэнерго [30, 31]. Только после этого,

так сказать, на «равноправной» основе для сопоставления они могут быть использованы в формулах (2.87) – (2.89).

Пристрастие к вычислению экономии топлива это лишь дань времени и моде. Можно ли этот атрибут заменить аналогом в экономике? Можно, и название ему – энергоэффективность. Процесс оценки эффективности производства не предусматривает настоятельную необходимость вычисления экономии топлива. Она является виртуальным итогом сопоставления между собой определённых критериев. Именно они «уполномочены» (теорией подобия) определять так называемые «сопоставимые условия», о которых так расплывчато и инфантильно упоминается в инструкциях [25, 26]. Этих критериев может быть несколько и даже много, но все они должны быть воплощены в едином критерии-комплексе, который следует установить. В результате все «сопоставимые условия» сами собой исчезнут или просто «растворятся» в критериях подобия (между фактическим режимом и нормативной базой), как это наблюдается при организации факторного анализа. Не исключено, что в дальнейшем с помощью этих критериев появится возможность вычислять (так полюбившуюся экономистам) абсолютную величину экономии топлива при тех или иных граничных условиях.

На основании формул (2.90), (2.91) следует, что удельные расходы топлива зависят от состояния структурных и технических показателей энергоисточника. В отличие от них критерии тепло- электро- и энергоэффективности [8] относятся только к «внешней оболочке» энергоисточника, т. е. характеризуют лишь ту потенциальную энергию в виде топлива ($B = B_{\text{тэц}}, Q_y$), которая в него «входит», и ту, которая из него «выходит» в виде готового продукта ($\Theta + Q$):

$$\Omega_{\Theta} = \Theta^2 [BQ_y(\Theta + Q)]^{-1} = \eta_{\text{тэц}} (1 + \Psi W^{-1})^{-2}, \quad (2.99)$$

$$\Omega_q = Q^2 [BQ_y(\Theta + Q)]^{-1} = \eta_{\text{тэц}} (1 + \Psi^{-1} W)^{-2}, \quad (2.100)$$

$$\Omega_{\Theta q} = \Omega_{\Theta} + \Omega_q = (\Theta^2 + Q^2) [BQ_y(\Theta + Q)]^{-1} = \left. \begin{aligned} &= \eta_{\text{тэц}} (1 + \Psi^2 W^2)(1 + \Psi W^{-1})^{-2}. \end{aligned} \right\} \quad (2.101)$$

В настоящее время нет достаточных оснований (потребностей) к тому, чтобы критерии Ω_{Θ} , Ω_q , $\Omega_{\Theta q}$ стали достойными преемниками традиционных и весьма архаических показателей – удельных расходов топлива. Но уже имеются некоторые результаты исследования, которые свидетельствуют о преимуществах безразмерных комплексов (критериев) в сравнении с удельными расходами топлива. Прежде всего это тот факт, что они не зависят от методов распределения топливных затрат: физического, экономического и пр. Кроме того, характер их изменения не всегда адекватен изменениям удельных расходов топлива: например, при $\partial b^{\Theta} / \partial \tau > 0$ $\partial \Omega_{\Theta} / \partial \tau \leq \geq 0$; так-

же при $\partial b^3 / \partial \tau < 0$ $\partial \Omega_3 / \partial \tau \leq \geq 0$. Такая неадекватность объясняется доминирующим влиянием показателя Ψ при расчёте b^3 по формуле (2.90), т. к. при физическом методе распределения топлива [21, 23]

$$b^y / b^{\delta y} \approx q = q_e (1 - \Psi) + q_\delta \Psi.$$

В сравнении с традиционными методами основные достоинства факторного анализа ТЭП заключаются в том, что он основан на организации систематического эксперимента в условиях эксплуатации и позволяет обойти стороной, как уже отмечалось «тернистый путь» заблаговременных наладочных испытаний и обработку сомнительных показателей прошлого периода.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

Согласно установленному порядку каждая ТЭС и энергосистема в целом выполняют ежемесячный анализ ТЭП по программам, разработанным Союзтехэнерго. В качестве дополнения к материалам упомянутого анализа рекомендуется организовать контроль за влиянием того или иного фактора на величину удельных расходов топлива в целом. Такая работа может быть выполнена путём дальнейшей целенаправленной обработки первичной информации, изложенной в выходных табуляграммах по формам 3 – ТЭК. Это можно выполнить путём использования изложенных выше функциональных зависимостей изменения удельных расходов топлива от определяющих независимых переменных, а именно:

- расхода электроэнергии на собственные нужды в процентах от её выработки;
- расхода электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты;
- расхода теплоты на собственные нужды по отпуску электроэнергии;
- расхода теплоты на собственные нужды по отпуску теплоты;
- теплофикационной выработки электроэнергии;
- удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении;
- КПД брутто котлов;
- КПД турбоустановки.

Следует заметить, что такие аргументы, как КПД брутто котла и КПД турбоустановки также могут рассматриваться в виде последующих сложных функций от остальных переменных. В частности, КПД турбоустановки – это внутренний «относительный» КПД турбины и КПД термического цикла, который в свою очередь зависит от эффективности работы конденсатора. КПД брутто котла – это балансовые составляющие теплотерь с уходящими газами и от избытка воздуха, с хим – и мехнедожогом, а также и теплотерь в окружающую среду.

1. Анализ показывает, что процесс нормирования основных показателей ТЭП в своём структурном исполнении значительно больше подвержен негативному влиянию погрешностей измерения и расчётов в сравнении с организационной структурой факторного анализа.

2. Организация систематического факторного анализа с помощью программных средств, созданных на основе теоретических и полуэмпирических взаимосвязей, определяющих процессы производства тепло- и электроэнер-

гии, позволит в значительной мере повысить контроль за уровнем эксплуатации энергоисточников в оперативном порядке.

3. Факторный анализ открывает широкие возможности дальнейшего развития и обобщения исследуемых процессов производства тепло- и электроэнергии на базе критериев подобия.

4. Разработаны критерии оценок тепло-, электро-, энергоспособностей и энергоэффективностей энергоисточников с комбинированной выработкой одноимённой продукции. Использование этих критериев на практике требует дальнейших исследований в этой области знаний.

2.5. Нетрадиционный анализ отчётных показателей ТЭЦ на фоне традиционного физического метода.

Основной отличительной особенностью нетрадиционного метода анализа является определение и расчёт расходов тепло- и электроэнергии на собственные нужды. Перерасчёт значений этих показателей на их аналогичные значения, используемые в традиционных формах 3-ТЭК (3-тех), осуществляется из учёта их физического смысла.

а) В традиционном (физическом) методе анализа расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску электроэнергии ($\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}$) представляется в процентах от её выработки, т. е. при $Q \geq 0$ и $\mathcal{E} > 0$

$$''_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}} = \frac{100\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}} . \quad (2.102)$$

Соответственно в нетрадиционном методе – по отношению к отпуску электроэнергии, т. е.

$$'_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_0} . \quad (2.103)$$

На основании (2.102) и (2.103) определяем взаимосвязь:

$$'_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}} = \frac{''_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}}}{100 - ''_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}}} . \quad (2.104)$$

При $\mathcal{E}_0 = 0$, $'_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{E}}} = 0$.

б) Расход электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты ($\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{T}}$) в традиционной системе отчётности вычисляется в размерных единицах, в частности кВт·ч/Гкал:

$$''_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{T}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{T}}}{Q_0} . \quad (2.105)$$

Соответственно в нетрадиционном методе – по отношению к отпуску электроэнергии, т. е.

$$'_{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{T}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\mathcal{T}}}{\mathcal{E}_0} . \quad (2.106)$$

На основании (2.105) и (2.106) определяем взаимосвязь:

$$'Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = \frac{Q_0 K_{\text{э}}}{10^3 \text{Э}_0 K_{\text{q}}}, \quad (2.107)$$

где $K_{\text{э}}$ и K_{q} – коэффициенты размерностей: в случае измерения Q_0 в Гкал и Э_0 в МВт·ч – $K_{\text{э}} = 3,6$ ГДж/(МВт·ч), $K_{\text{q}} = 4,1868$ ГДж/Гкал. При $Q_0 = 0$ и $\text{Э}_0 = 0$ $'Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = 0$.

В системе СИ показатели Q_0 и Э_0 измеряются в ГДж. В этом случае при расчёте по формуле (2.107) следует принимать $K_{\text{э}} = K_{\text{q}} = 1$.

в) Расход теплоты на собственные нужды по отпуску электроэнергии ($Q_{\text{Т}}^{\text{сн}}$) в традиционной системе отчётности вычисляется в процентах по отношению к количеству теплоты $Q_{\text{э}}$, затраченной на производство электроэнергии, т. е.:

$$q_{\text{Т}}^{\text{сн}} = 100 \frac{Q_{\text{Т}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{э}}}. \quad (2.108)$$

Соответственно в нетрадиционном методе этот показатель $Q_{\text{сн}}^{\text{э}} = Q_{\text{Т}}^{\text{сн}}$ определяется, как отношение

$$'Q_{\text{сн}}^{\text{э}} = \frac{Q_{\text{сн}}^{\text{э}}}{Q_0}, \quad (2.109)$$

г) Аналогичный расход теплоты на собственные нужды котлов ($Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$) в традиционной системе отчётности вычисляется в процентах по отношению к количеству воспроизводимой ими теплоты $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$:

$$q_{\text{к}}^{\text{сн}} = 100 \frac{Q_{\text{к}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}}. \quad (2.110)$$

Соответственно в нетрадиционном методе этот показатель $Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$ определяется, как отношение

$$'Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{сн}}^{\text{Т}}}{Q_0}. \quad (2.111)$$

На основании (2.108), (2.109) и (2.110), (2.111) определяем:

$$'Q_{\text{сн}}^{\text{э}} = 0,01 q_{\text{Т}}^{\text{сн}} Q_{\text{э}} Q_0^{-1}, \quad (2.112)$$

$$'Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = 0,01 q_{\text{к}}^{\text{сн}} Q_{\text{к}}^{\text{бр}} Q_0^{-1}, \quad (2.113)$$

В случае нетрадиционного метода, изложенного выше, в уравнениях (2.112) и (2.113):

$$Q_{\text{э}} = Bm - Q_0 - Q_{\text{сн}}^{\text{э}} - Q_{\text{сн}}^{\text{Т}}, \quad (2.114)$$

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = BQ_y \eta_{\text{бр}}, \quad (2.115)$$

где V – суммарный расход условного топлива с теплотворной способностью Q_y на энергоисточнике; комплекс $m = Q_y \eta_{бр} \eta_{тп}$; $\eta_{бр}$ и $\eta_{тп}$ – обобщённые значения КПД брутто и КПД теплового потока энергоисточника.

ПРИМЕЧАНИЕ: Ниже в порядке примера приведены таблицы исходных данных, позволяющих выполнять факторный анализ ТЭП применительно к случаю Тюменской ТЭЦ на основании исходных данных, приведенных в этом файле на листе 7. Таблицы заполняются вручную. Механизм анализа сводится к следующим операциям:

1. Путём нажатия кнопок "**РАСЧЁТ**" необходимая информация вводится в программу, которая подготавливает необходимые данные для выполнения факторного анализа на листе 5 этого файла.
2. Путём нажатия кнопки "**Факт. анализ**" на листе 5 данного файла программа выполняет соответствующий расчёт, результаты которого автоматически отображаются в виде таблиц и гистограмм на листе 6.
3. Путём нажатия кнопки "**Анализ гистограмм**" формируется сводная таблица на листе 8, отображающая характер изменения причин отклонений топливных затрат $\Delta V_{тэц}$ (в структурном - "Реж" или техническом "Тех" направлениях) - от месяца к месяцу в течение года.
4. Путём нажатия кнопок "**График Фа1, Фа2**" на листе 7 выполняется графическое отображение результатов анализа, сведенных в буферную таблицу на листе 9. С помощью кнопок "**Уд. свод.**" и "**Уд. буфф.**" информация из таблиц на листах 8 и 9 удаляется.

ВВОД Фа1	Анализ гистограмм				График Фа1		Уд. накоп.		Уд. буф. 1			
ВВОД Фа2					График Фа2				Уд. буф. 2			
Ввод исходных данных для расчёта применительно к случаю анализа ТЭП Тюм. ТЭЦ;												
РАСЧЁТ 1	1. Изменение показателей ТЭП в январе (1) по сравнению со средними за год (СГ).											
Обозн.	'Э ³ _{сн}	'Э ^Т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^Т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0518	0,0256	0,0034	0,0134	0,9395	0,9750	0,9800	0,9800	0,4202	121186	92816	57675
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0485	0,0332	0,0024	0,0102	0,9306	0,9750	0,9800	0,9800	0,4323	118886	125751	72847
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0455	0,0322	0,0024	0,0099	0,9381	0,9750	0,9800	0,9800	0,4304	121831	128402	82911
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0581	0,0000	0,0000	0,0000	0,9455	0,9750	0,9800	0,9800	0,4115	82284	0	1131
РАСЧЁТ 2	2. Изменение показателей ТЭП в феврале (2) по сравнению со средними за год (СГ).											
Обозн.	'Э ³ _{сн}	'Э ^Т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^Т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0525	0,0276	0,0036	0,0153	0,9391	0,9750	0,9800	0,9800	0,4134	103245	84784	53334
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0489	0,0354	0,0027	0,0117	0,9338	0,9750	0,9800	0,9800	0,4352	104458	116964	67855
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0470	0,0306	0,0031	0,0126	0,9406	0,9750	0,9800	0,9800	0,4344	110029	107721	71204
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0554	0,0000	0,0000	0,0000	0,9445	0,9750	0,9800	0,9800	0,4133	80689	0	999
РАСЧЁТ 3	3. Изменение показателей ТЭП в марте (3) по сравнению со средними за год (СГ).											
Обозн.	'Э ³ _{сн}	'Э ^Т _{сн}	'Q ³ _{сн}	'Q ^Т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0498	0,0219	0,0016	0,0126	0,9394	0,9750	0,9800	0,9800	0,4197	126362	74318	50339
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0477	0,0259	0,0013	0,0102	0,9339	0,9750	0,9800	0,9800	0,4390	111205	8,07E+04	54819
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0439	0,0267	0,0012	0,0094	0,9367	0,9750	0,9800	0,9800	0,4633	128506	97034	68089
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0521	0,0000	0,0000	0,0000	0,9439	0,9750	0,9800	0,9800	0,4256	27575	0	225

рис. 2.5а. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии согласно не-традиционному методу анализа энергоисточника имеет вид:

$$q = \frac{Vm - Q_0(1 + 'Q_{сн}^3 + 'Q_{сн}^T)}{\mathcal{E}_0(1 + '\mathcal{E}_{сн}^3 + '\mathcal{E}_{сн}^T)} = q_K(1 - \Psi) + \Psi q_T. \quad (2.116)$$

РАСЧЁТ 4 4. Изменение показателей ТЭП в апреле (4) по сравнению со средними за год (СГ).												
Обозн.	'Э ³ _{СН}	'Э ^Т _{СН}	'Q ³ _{СН}	'Q ^Т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0510	0,0397	0,0001	0,0050	0,9397	0,9750	0,9800	0,9800	0,4004	85438	83616	59425
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0477	0,0259	0,0013	0,0102	0,9339	0,9750	0,9800	0,9800	0,4390	111205	80747	54819
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0480	0,0462	0,0001	0,0041	0,9381	0,9750	0,9800	0,9800	0,4762	94304	109401	74818
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0538	0,0000	0,0000	0,0000	0,9444	0,9750	0,9800	0,9800	0,4246	88873	0	1743
РАСЧЁТ 5 5. Изменение показателей ТЭП в мае (5) по сравнению со средними за год (СГ).												
Обозн.	'Э ³ _{СН}	'Э ^Т _{СН}	'Q ³ _{СН}	'Q ^Т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0608	0,0188	0,0005	0,0028	94,0700	0,9750	0,9800	0,9800	0,4022	90531	44341	32169
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320
Оч.2.p2	0,1055	0,0000	0,0000	0,0000	0,8920	0,9750	0,9800	0,9800	0,4321	3944	0	0
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0585	0,0141	0,0007	0,0036	0,9406	0,9750	0,9800	0,9800	0,4293	106868	38627	27282
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0577	0,0000	0,0000	0,0000	0,9467	0,9750	0,9800	0,9800	0,4141	22154	0	448
РАСЧЁТ 6 6. Изменение показателей ТЭП в июне (6) по сравнению со средними за год.												
Обозн.	'Э ³ _{СН}	'Э ^Т _{СН}	'Q ³ _{СН}	'Q ^Т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0622	0,0257	0,0000	0,0030	0,9313	0,9750	0,9800	0,9800	0,4179	27119	13790	9800
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0573	0,0223	0,0000	0,0033	0,9329	0,9750	0,9800	0,9800	0,4372	100757	4,55E+04	32177
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0565	0,0248	0,0000	0,0030	0,9388	0,9750	0,9800	0,9800	0,4329	77429	38145	26695
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0565	0,0000	0,0000	0,0000	0,9428	0,9750	0,9800	0,9800	0,4176	39836	0	609
РАСЧЁТ 7 7. Изменение показателей ТЭП в июле (7) по сравнению со средними за год (СГ).												
Обозн.	'Э ³ _{СН}	'Э ^Т _{СН}	'Q ³ _{СН}	'Q ^Т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0649	0,0108	0,0000	0,0302	0,9399	0,9750	0,9800	0,9800	0,4191	98502	20612	15563
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0640	0,0119	0,0000	0,0270	0,9398	0,9750	0,9800	0,9800	0,4165	97985	23115	17088
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0565	0,0248	0,0000	0,0030	0,9388	0,9750	0,9800	0,9800	0,4329	77429	38145	26695
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0747	0,0000	0,0000	0,0000	0,8968	0,9750	0,9800	0,9800	0,3805	2289	0	22
РАСЧЁТ 8 8. Изменение показателей ТЭП в августе (8) по сравнению со средними за год (СГ).												
Обозн.	'Э ³ _{СН}	'Э ^Т _{СН}	'Q ³ _{СН}	'Q ^Т _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0722	0,0000	0,0000	0,0000	0,9389	0,9750	0,9800	0,9800	0,4234	56735	0	275
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0648	0,0193	0,0000	0,0041	0,9346	0,9750	0,9800	0,9800	0,4324	32699	18205	13467
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320
Оч.3.p2	0,0703	0,0046	0,0000	0,0176	0,9365	0,9750	0,9800	0,9800	0,4916	39308	4322	3378
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0062	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,9750	0,9800	0,9800	0,4299	959859	0	1048

Рис. 2.56. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

РАСЧЁТ 9 9. Изменение показателей ТЭП в сентябре (9) по сравнению со средними за год (СГ) .												
Обозн.	'Э ^э _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^э _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0635	0,0129	0,0007	0,0189	0,9371	0,9750	0,9800	0,9800	0,4313	84881	28099	21253
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0763	0,0000	0,0000	0,0000	0,9376	0,9750	0,9800	0,9800	0,4238	6418	0	76
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0589	0,0179	0,0005	0,0124	0,9406	0,9750	0,9800	0,9800	0,4322	90296	46060	33773
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0637	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,9750	0,9800	0,9800	0,4240	93214	0	1582
РАСЧЁТ 10 10. Изменение показателей ТЭП в октябре (10) по сравнению со средними за год (СГ) .												
Обозн.	'Э ^э _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^э _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0559	0,0288	0,0003	0,0110	0,9396	0,9750	0,9800	0,9800	0,4092	101586	71394	50031
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0554	0,0290	0,0003	0,0107	0,9353	0,9750	0,9800	0,9800	0,4094	91524	66313	45945
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0549	0,0288	0,0003	0,0105	0,9342	0,9750	0,9800	0,9800	0,4464	102176	72090	51718
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0584	0,0000	0,0000	0,0000	0,9399	0,9750	0,9800	0,9800	0,4220	15238	0	220
РАСЧЁТ 11 11. Изменение показателей ТЭП в ноябре (11) по сравнению со средними за год (СГ) .												
Обозн.	'Э ^э _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^э _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,6	33320,4
Оч.1.p2	0,0519	0,0283	0,0010	0,0026	0,9404	0,9750	0,9800	0,9800	0,4032	107669	77115	53316
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,6	33320,4
Оч.2.p2	0,0486	0,0351	0,0008	0,0020	0,9348	0,9750	0,9800	0,9800	0,4064	106697	100471	68348
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,4
Оч.3.p2	0,0484	0,0296	0,0010	0,0024	0,9389	0,9750	0,9800	0,9800	0,4300	105631	79909	56237
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,6	33320,4
Оч.4.p2	0,0525	0,0000	0,0000	0,0000	0,9455	0,9750	0,9800	0,9800	0,4240	110519	0	1461
РАСЧЁТ 12 12. Изменение показателей ТЭП в декабре (12) по сравнению со средними за год (СГ) .												
Обозн.	'Э ^э _{сн}	'Э ^т _{сн}	'Q ^э _{сн}	'Q ^т _{сн}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{тоi}	Э	Q	Э _{тф}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	МВт*ч	Гкал	МВт*ч
Оч.1.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.1.p2	0,0497	0,0316	0,0022	0,0128	0,9384	0,9750	0,9800	0,9800	0,4111	118159	109556	68010
Оч.2.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.2.p2	0,0453	0,0391	0,0016	0,0098	0,9359	0,9750	0,9800	0,9800	0,4505	117819	143428	90586
Оч.3.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72105	33320,422
Оч.3.p2	0,0497	0,0312	0,0022	0,0130	0,9373	0,9750	0,9800	0,9800	0,4358	103341	92646	57939
Оч.4.p1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	102396	72104,645	33320,422
Оч.4.p2	0,0548	0,0000	0,0000	0,0000	0,9464	0,9750	0,9800	0,9800	0,4164	94145	0	1489

Рис. 2.5в. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

На основании (2.112) – (2.116) определяем взаимосвязи:

$$'Q_{сн}^э = 0,01q_{т}^{сн} q \frac{\mathcal{E}_0}{Q_0} (1 + 'э_{сн}^э + 'э_{сн}^т), \quad (2.117)$$

где $\mathcal{E}_0 Q_0^{-1} = W \Psi^{-1}$;

$$'Q_{сн}^т = \frac{q_{к}^{сн} [0,01(1 + 'Q_{сн}^э) + 'Q_{сн}^э (q_{т}^{сн})^{-1}]}{\eta_{тп} - 0,01q_{к}^{сн}}, \quad (2.118)$$

На рис.2.5–2.10 даны фрагменты из программного файла «ТюТЭЦфа», позволяющего производить систематический анализ ТЭП нетрадиционным методом (включая факторный анализ) одной из действующих ТЭЦ. В качестве исходных данных принимаются показатели расходов электро- и теплоэнергии на собственные нужды с учётом взаимосвязей (2.104), (2.107), (2.117), (2.118) и объёмы производства \mathcal{E}_0 и Q_0 с указанием теплофикаци-

онной выработки $\mathcal{E}_{Тф}$ и предельно возможных по условиям эксплуатации данного энергоисточника показателей Ψ_{\max} . Кроме того, на основании обоб-

Сводная таблица исходных данных и эффективности топливоиспользования на ТЭЦ в целом											Результаты расчёта			
Объёмы отпуска тепло- и электроэнергии устанавливаются в качестве исходных данных.														
Обозн.	' $\mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}}$	' $\mathcal{E}_{сн}^T$	' $Q_{сн}^{\mathcal{E}}$	' $Q_{сн}^T$	$\eta_{бр}$	$\eta_{тп}$	$\eta_{м}$	$\eta_{г}$	η_{toi}	W	$\eta_{toi} = \eta_t \cdot \eta_{oi}$			
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кВт ^ч /Гк	-	Показатели		
Реж. 1	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	462,1	0,397	эффективностей ТЭЦ		
Реж. 2	0,0503	0,0247	0,0027	0,0110	0,9377	0,9750	0,9800	0,9800	0,4249	618,4	0,532	электро-	тепло-	энерго-
Обозн.	\mathcal{E}	Q	Ψ	$\mathcal{E}_{Тф}$	$K_{э, q}$	$B_{Тэц}$	$b_{Тэц}$	q_k	q_T	m	Q_y	$\Omega_{э}$	Ω_q	$\Omega_{эq}$
Разм.	МВт ^ч	Гкал	-	МВт ^ч	-	кг(кг/ч)	кг/ГДж	-	-	ГДж/кг	ГДж/кг	-	-	-
Реж. 1	409582,5	288418,6	0,325	133281,7	3,6	164019859,4	61,2	2,445	1,041	0,02678	0,02931	0,1715	0,1150	0,2865
Реж. 2	444187,0	346969,0	0,483	214564,0	4,1868	168503734	55,2	2,451	1,041	0,02680	0,02931	0,1866	0,1311	0,3177

Рис. 2.6. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

щения результатов предыдущего анализа в качестве исходных данных используются осреднённые по группам оборудования (блокам) показатели $\eta_{м} \approx 0,98$, $\eta_{г} \approx 0,98$, $q_T = \eta_{м}^{-1} \eta_{г}^{-1} \approx 1,042$. Теплотворная способность условного топлива в системе СИ равна: $Q_y = 0,02931$ ГДж/кг. Перерасчёт МВт^ч и Гкал в ГДж выполняется с помощью размерных коэффициентов (эквивалентов) $K_{э} = 3,6$ ГДж/(МВт^ч) и $K_q = 4,1868$ ГДж/Гкал. В конечном итоге в основе программы лежат следующие расчётные формулы из нетрадиционного метода анализа:

– доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении

$$\Psi = \frac{\mathcal{E}_{Тф}}{\mathcal{E}_o + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}} + \mathcal{E}_{сн}^T}; \quad (2.119)$$

– удельная выработки электроэнергии на тепловом потреблении

$$W = \frac{\Psi \mathcal{E}_o K_{э}}{Q_o K_q}; \quad (2.120)$$

– удельные расходы топлива по блокам ТЭЦ и их КПД

$$b_{бл} = B_{бл} 10^3 / (\mathcal{E}_o K_{э} + Q_o K_q), \quad (2.121)$$

$$b_{э} = m^{-1} [(1 + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}}) q K_q / K_{э} 10^{-3} + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}} Q_o K_q / \mathcal{E}_o / K_{э}], \quad (2.122)$$

$$b_{Тэ} = (B_{бл} 10^3 - b_{э} \mathcal{E}_o K_{э}) / Q_o / K_q, \quad (2.123)$$

$$q_k = (q K_q / K_{э} 10^{-3} - \Psi q_T) / (1 - \Psi), \quad (2.124)$$

$$b_k = m^{-1} q_k (1 + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}}), \quad (2.125)$$

$$b_T = m^{-1} [q_T (1 + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}}) + \mathcal{E}_{сн}^{\mathcal{E}} W^{-1}], \quad (2.126)$$

$$\eta_{toi} = \eta_t \eta_{oi} = q_T / q_k. \quad (2.127)$$

Программный файл «ТюТЭЦфа» представляет собой примерный вариант организации планового эксперимента с последующим оперативным контролем ТЭП в разных вариантах. В частности, в данном случае он позволит сопоставлять показатели ТЭЦ по месяцам и в сравнении с их среднегодовы-

бинированном производстве тепло- и электроэнергии на ТЭЦ и по очередям 1, 2, 3, 4.

Объёмы отпуска тепло- и электргии устанавливаются независимо.

$$\eta_{toi} = \eta_i \cdot \eta_{oi}$$

Обозн.	'Э° _{СН}	'Э° _{СН}	'Q° _{СН}	'Q° _{СН}	η _{бр}	η _{тп}	η _м	η _г	η _{toi}	Ψ _{max}	W _{гр1}
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кВт*ч/Гк
Оч.1,р1	0,0215	0,0148	0,0010	0,0529	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	0,9500	0,816
Оч.1,р2	0,0204	0,0225	0,0007	0,0370	0,9397	0,9750	0,9800	0,9800	0,4004	0,9400	0,508
Оч.2,р1	0,0225	0,0169	0,0013	0,0527	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	0,9600	1,063
Оч.2,р2	0,0209	0,0182	0,0012	0,0486	0,9339	0,9750	0,9800	0,9800	0,4390	0,9500	1,012
Оч.3,р1	0,0226	0,0173	0,0012	0,0562	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	0,9600	0,982
Оч.3,р2	0,0233	0,0267	0,0006	0,0320	0,9381	0,9750	0,9800	0,9800	0,4762	0,9400	0,553
Оч.4,р1	0,0230	0,0170	0,0013	0,0548	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	0,9400	1,084
Оч.4,р2	0,0215	0,0000	0,0000	0,0000	0,9444	0,9750	0,9800	0,9800	0,4246	0,9500	0,000
ТЭЦ,р1	0,0224	0,0165	0,0012	0,0541	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	0,9525	0,986
ТЭЦ,р2	0,0215	0,0170	0,0008	0,0384	0,9386	0,9750	0,9800	0,9800	0,4363	0,9451	0,663

Варианты А, Б: нагрузка ТЭЦ ограничена показателями Ψ_{max}.

Точки расчёта	300000	288888,9	277777,8	266666,7	255555,6	244444,4	233333,3	222222,2	211111,1	200000,0
от А,Б=	300000,0	А →	Сохранить	ГРАФИК	Удал. из нак.	Удал. из буф.	← А			
до А,Б=	200000,0	Б →	Сохранить	ГРАФИК	Удал. из нак.	Удал. из буф.	← Б			
Аргументы. Установить пределы: "от" и "до".										
Обозн.	ТЕХ	СИ	К _{э,г}	Разм. К _{э,г}						
А →	Э ₁	Оч1,р1	Q ₁	Оч1,р1	Э _{тф1}	Э	МВт*ч	ГДж	3,6	ГДж / МВт*ч
Б →	Э ₁	Оч1,р1	Q ₁	Оч1,р1	Э _{тф1}	Q	Гкал	ГДж	4,1868	ГДж / Гкал

Результаты расчёта. Условия: если Q = 0 - режим КЭС; если Q = Э = 0 - ТЭЦ отключена.

Обозн.	Э	Q	Ψ ≤ Ψ _{max}	Э _{тф}	W	W _{гр1}	q _к	q _т
Разм.	МВт*ч	Гкал	-	МВт*ч	-	кВт*ч/Гк	-	кк/(кВт*ч)
Оч.1,р1	102395,6	72104,6	0,325	33320,4	0,397	462,1	0,001	2102,1
Оч.1,р2	85438,0	83616,0	0,696	59425,0	0,611	710,7	0,000	2236,1
Оч.2,р1	102395,6	72104,6	0,325	33320,4	0,397	462,1	0,001	2102,1
Оч.2,р2	111205,0	80747,0	0,493	54819,0	0,584	678,9	0,001	2039,4
Оч.3,р1	102395,6	72104,6	0,325	33320,4	0,397	462,1	0,001	2102,1
Оч.3,р2	94304,0	109401,0	0,793	74818,0	0,588	683,9	0,000	1880,1
Оч.4,р1	102395,6	72104,6	0,325	33320,4	0,397	462,1	0,001	2102,1
Оч.4,р2	88873,0	0,0	0,000	1743,0	0,000	0,0	0,000	2108,6
ТЭЦ,р1	409582,5	288418,6	0,325	133281,7	0,397	462,1	0,001	2102,1
ТЭЦ,р2	379820,0	273764,0	0,502	190805,0	0,599	697,0	0,001	2051,8

Удельные расходы топлива.

Обозн.	b _{тэц}	b _э	b _{тэ}	B _{тэц}	m
Разм.	кг/ГДж	г/(кВт*ч)	кг / Гкал	кг / ГДж	г/(кВт*ч)
Оч.1,р1	60,001	216,004	251,213	75,848	273,051
Оч.1,р2	48,105	173,180	201,408	57,635	207,486
Оч.2,р1	60,131	216,473	251,758	75,934	273,364
Оч.2,р2	54,229	195,226	227,048	65,677	236,437
Оч.3,р1	60,207	216,745	252,075	75,939	273,381
Оч.3,р2	43,427	156,336	181,819	48,808	175,709
Оч.4,р1	60,191	216,689	252,009	75,974	273,507
Оч.4,р2	92,816	334,139	388,603	92,816	334,139
ТЭЦ,р1	60,133	216,478	251,764	75,924	273,326
ТЭЦ,р2	54,111	194,800	226,552	66,030	237,708

Таблицы перевода показателей СН из систмы единиц ТЕХ в СИ.

Технич. показатели

ВЕРСИЯ 3				К _{сн} = 1	К _{сн} ^q = 1	Обозн.	Q _у	η _{тэц}	
Обозн.	ТЕХ				Установить связь		СИ	Разм.	ГДж/кг
	'Э° _{СН}	'Э° _{СН}	q° _{СН}	q° _{СН}	'Э° _{СН}	'Э° _{СН}	'Q° _{СН}	'Q° _{СН}	Оч.1,р1
Разм.	%	кВтч/Гк	%	%	-	-	-	-	Оч.1,р2
Оч.1,р1	2,100	21,000	0,040	1,500	0,0215	0,0148	0,0010	0,0529	Оч.2,р1
Оч.1,р2	2,000	23,000	0,050	1,550	0,0204	0,0225	0,0007	0,0370	Оч.2,р2
Оч.2,р1	2,200	24,000	0,052	1,490	0,0225	0,0169	0,0013	0,0527	Оч.3,р1
Оч.2,р2	2,050	25,000	0,056	1,560	0,0209	0,0182	0,0012	0,0486	Оч.3,р2
Оч.3,р1	2,210	24,500	0,048	1,590	0,0226	0,0173	0,0012	0,0562	Оч.4,р1
Оч.3,р2	2,280	23,000	0,056	1,610	0,0233	0,0267	0,0006	0,0320	Оч.4,р2
Оч.4,р1	2,250	24,100	0,053	1,550	0,0230	0,0170	0,0013	0,0548	ТЭЦ,р1
Оч.4,р2	2,100	24,300	0,049	1,620	0,0215	0,0000	0,0000	0,0000	ТЭЦ,р2

Рис. 2.7. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

ФАКТОРНЫЙ анализ топливоиспользования при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии на ТЭЦ
Объёмы отпуска тепло- и электроэнергии устанавливаются в качестве исходных данных.

Обозн.	$\Omega_{\text{э}}$	$\Omega_{\text{д}}$	$\Omega_{\text{э+д}}$	Ψ	$\eta_{\text{тэц}}$	$V_{\text{тэц}}$	$\Delta V_{\text{тэц}}$	$b_{\text{тэц}}$	$\Delta b_{\text{тэц}}$	A,Реж.1	0,4	B,Реж.1	$\sum/\partial B/\partial A/$
ТЭЦ,р1	0,169	0,113	0,282	0,325	0,5579	164019859	4483875	61,2	-6,3	A,Реж.2	0,4	$B+\Delta_{\text{АВ}}$	715222554
ТЭЦ,р2	0,184	0,129	0,313	0,502	0,6215	168503734		54,9		$\partial B/\partial A$	0	164019859	$\sum/\Delta_{\text{АВ}}/$
Разм.	-	-	-	-	-	кг (кг / ч)		кг / ГДж		$\Delta_{\text{АВ}}$	0	164019859	39344812
Обозн.	Режимные показатели			Факт. анализ		Технические показатели						$\eta_{\text{toi}} = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{oi}}$	
	\mathcal{E}	Q	$\mathcal{E}_{\text{тф}}$	$'\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}}$	$'\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}$	$'Q_{\text{сн}}^{\text{э}}$	$'Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$	$\eta_{\text{бр}}$	$\eta_{\text{тп}}$	$\eta_{\text{м}}$	$\eta_{\text{г}}$	η_{toi}	W
Разм.	МВт*ч	Гкал	МВт*ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кВт*ч/Гк
Реж. 1	409583	288419	133282	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	462,1
Реж. 2	379820	273764	190805	0,0499	0,0280	0,0004	0,0062	0,9386	0,9750	0,9800	0,9800	0,4362	697,0
ТЭЦ,р1	409583	288419	133282	0,0560	0,0261	0,0011	0,0102	0,9372	0,9750	0,9800	0,9800	0,4259	462,1
ТЭЦ,р2	444187	346969	214564	0,0503	0,0247	0,0027	0,0110	0,9377	0,9750	0,9800	0,9800	0,4249	618,4
$\partial B/\partial A$	356	158	-204	109444014	109444014	45085472	45085472	-174923741	0	0	0	-231239124	-
$\Delta_{\text{АВ}}$	12304133	9255579	-16591743	-614206	-151618	71562	35674	-75246	0	0	0	245051	-
$\delta(\partial B/\partial A)$	0,00	0,00	0,00	15,30	15,30	6,30	6,30	-24,46	0,00	0,00	0,00	-32,33	-
$\delta(\Delta_{\text{АВ}})$	31,27	23,52	-42,17	-1,56	-0,39	0,18	0,09	-0,19	0,00	0,00	0,00	0,62	-

ПРИМЕЧАНИЕ: после нажатия кнопки "Факт. анализ" результаты факторного анализа см. на листе 6.

Рис. 2.8. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

ми значениями, выполнять факторный анализ с целью выявления радикальных причин изменения экономичности работы энергоисточника за определённый промежуток времени. Метод такого анализа ТЭП может быть использован при планировании режимов работы ТЭЦ, соответствующих аудиторских проверках и в качестве консультационно-справочного средства.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Программное средство «ТюТЭЦфа» является шагом по пути дальнейшего расширения задач оперативного контроля в условиях эксплуатации, планирования и оптимизации распределения объёмов производства тепло- и электроэнергии между энергоисточниками. Путём организации планового эксперимента совместное использование программ «ТЭЦ4pt», «ТЭЦ4р» и др. позволяет уточнить характер изменения показателя $\eta_{\text{toi}} = \eta_{\text{т}} \eta_{\text{oi}}$, определяющего эффективность технологического процесса работы пара в турбине. Это необходимо для решения задач факторного анализа по блокам и ТЭЦ в целом.

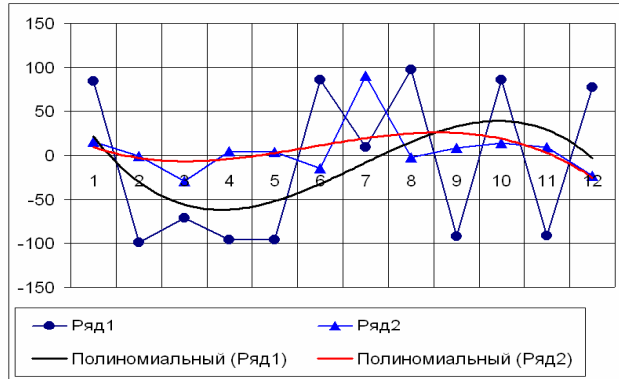
2. При расчёте удельных расходов топлива на ТЭЦ $b_{\text{э}}$ и $b_{\text{тэ}}$ предусматривается традиционная, так называемая физическая модель распределения топлива на объёмы производства. Формулы расчёта представляют собой функциональные зависимости объёмов производства $\mathcal{E}_{\text{о}}$ и $Q_{\text{о}}$ от ряда аргументов, устанавливаемых в процессе статистической обработки расчётных данных. В основном это расходы тепло- и электроэнергии на собственные нужды: $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{э}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}$, $Q_{\text{сн}}^{\text{э}}$, $Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$; КПД брутто котлов и теплового потока на энергоисточниках в целом: $\eta_{\text{бр}}$ и $\eta_{\text{тп}}$; механический КПД турбоустановки и КПД генератора: $\eta_{\text{м}}$ и $\eta_{\text{г}}$.

3. Организация факторного анализа с разделением режимных и технических факторов позволяет производить систематическую оценку работы технического персонала в плане его участия по выявлению оптимизации режимов работы оборудования.

Графическое отображение результатов анализа

Изменение топливных затрат $\Delta V_{ТЭЦ} = V_{ТЭЦ2} - V_{ТЭЦ1}$ в анализируемом месяце по сравнению с предыдущим.

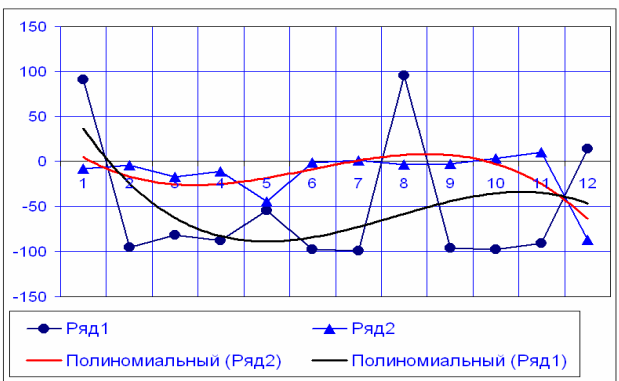
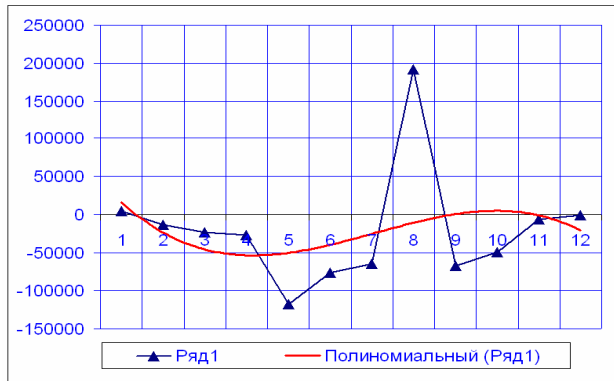
Влияние режимных (Реж) и техничес. (Тех) показат. на формиров. показателя $\Delta V_{ТЭЦ}$ в % от месяца к месяцу



Сравниваем. мес. года			1 - 12	2 - 1	3 - 2	4 - 3	5 - 4	6 - 5	7 - 6	8 - 7	9 - 8	10 - 9	11 - 10	12 - 11
Обозн.	Разм.	График	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\Delta V_{ТЭЦ}$	т	Ряд 1	5589	-17941	-9650	-5320	-56205	6596	1726	256112	-259215	17908	-6337	5232
Обозн.	Разм.	График	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Реж.	%	Ряд 1	84,2	-99,3	-70,9	-95,7	-96,0	85,5	9,4	97,5	-91,8	86,0	-90,9	77,1
Техн.	%	Ряд 2	15,8	-0,7	-29,1	4,3	4,0	-14,5	90,6	-2,5	8,2	14,0	9,1	-22,9

Изменение топливных затрат $\Delta V_{ТЭЦ} = V_{ТЭЦ2} - V_{ТЭЦ1}$ в анализируемом месяце по сравнению со средними за год.

Влияние режимных (Реж) и техничес. (Тех) показат. на измен. $\Delta V_{ТЭЦ}$ в % по сравнению со средними за год.



Сравниваем. мес. года			1 - СГ	2 - СГ	3 - СГ	4 - СГ	5 - СГ	6 - СГ	7 - СГ	8 - СГ	9 - СГ	10 - СГ	11 - СГ	12 - СГ
Обозн.	Разм.	График	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\Delta V_{ТЭЦ}$	т	Ряд 1	4484	-13457	-23107	-26999	-117313	-76609	-64730	191382	-67834	-49926	-6337	-1105
Обозн.	Разм.	График	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Реж.	%	Ряд 1	91,0	-95,3	-82,1	-88,4	-54,7	-97,7	-99,4	95,6	-96,7	-97,7	-90,9	13,1
Техн.	%	Ряд 2	-9,0	-4,7	-17,9	-11,6	-45,3	-2,3	0,6	-4,4	-3,3	2,3	9,1	-86,9

Рис. 2.9. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

Буферная таблица результатов анализа гистограмм по месяцам года

Обозн.	Разм.	Сравниваемые месяцы года по типу "месяц с месяцем"											
		1 - 12	2 - 1	3 - 2	4 - 3	5 - 4	6 - 5	7 - 6	8 - 7	9 - 8	10 - 9	11 - 10	12 - 11
$\Delta V_{ТЭЦ}$	т	5589	-17941	-9650	-5320	-56205	6596	1726	256112	-259215	17908	-6337	5232
Реж.	%	84,2	-99,3	-70,9	-95,7	-96,0	85,5	9,4	97,5	-91,8	86,0	-90,9	77,1
Техн.	%	15,8	-0,7	-29,1	4,3	4,0	-14,5	90,6	-2,5	8,2	14,0	9,1	-22,9

Буферная таблица результатов анализа гистограмм по месяцам года

Обозн.	Разм.	Сравниваемые месяцы года по типу "месяц со средними за год"											
		1 - СГ	2 - СГ	3 - СГ	4 - СГ	5 - СГ	6 - СГ	7 - СГ	8 - СГ	9 - СГ	10 - СГ	11 - СГ	12 - СГ
$\Delta V_{ТЭЦ}$	т	4484	-13457	-23107	-26999	-117313	-76609	-64730	191382	-67834	-49926	-6337	-1105
Реж.	%	91,0	-95,3	-82,1	-88,4	-54,7	-97,7	-99,4	95,6	-96,7	-97,7	-90,9	13,1
Техн.	%	-9,0	-4,7	-17,9	-11,6	-45,3	-2,3	0,6	-4,4	-3,3	2,3	9,1	-86,9

Рис. 2.10. Фрагмент из файла «ТюТЭЦфа».

4. В целях повышения эффективности оперативного контроля за режимами работы ТЭЦ и энергосистемы в целом применительно к каждому случаю целесообразно разработать и использовать в процессе эксплуатации (дополнительно и в порядке альтернативы к имеющимся средствам анализа ТЭП) программные файлы типа «ТюТЭЦфа».