

Влияние структурных изменений тепловой схемы источника теплоснабжения на его экономичность

Рецензия эксперта на статью получена
11.09.2019 [Expert review on the article
received on September 11, 2019].

Введение

Повышение экономичности энергоустановки при отпуске тепловой энергии потребителям из отбора турбины вместо отпуска его из котельной является очевидным фактом, не вызывающим сомнений. На экономичность источника теплоснабжения влияют несколько структурных факторов его технологической схемы: наличие промперегрева пара на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), включение в схему энергоблока испарителей, сушка топлива паром, предварительный подогрев воздуха паром из отборов турбины [2, 3, 5, 7, 8]. Повышение экономичности энергоустановки при отпуске тепловой энергии потребителям из отбора турбины вместо отпуска его из котельной является очевидным фактом, не вызывающим сомнений. Однако получаемая экономия оценивается с разной степенью точности.

В этой связи произведена оценка эффективности изменений в тепловой схеме паротурбинной установки источника теплоснабжения.

Аналитическая оценка эффективности промперегрева пара на ТЭЦ

Промежуточный перегрев пара приводит к снижению расхода теплоты на турбину. Одновременно снижается относительная эффективность теплоты отборов турбины, расположенных ниже промперегрева. Противоположное действие указанных факторов всегда затрудняло оценку эффективности промежуточного перегрева пара на ТЭЦ и выработку достаточно точных критериев для выбора теплофикационных турбин.

При изменении параметров отпускаемого пара или переходе с одного типа энергоустановки (индекс — 1) к другим (индекс — 2) при неизменном отпуске теплоты $Q_{\text{тп}}$ экономия топлива Δb можно вычислить по формуле:

$$\Delta b = \frac{\Delta B}{Q_{\text{тп}}} = 34,1 \left[\frac{3,6 \left(\frac{\Delta q_2}{\eta_{\text{к2}}} - \frac{\Delta q_1}{\eta_{\text{к1}}} \right) + \frac{1 - K_{\text{о.эф2}}}{\eta_{\text{к2}}} - \frac{1 - K_{\text{о.эф1}}}{\eta_{\text{к1}}}}{1} \right], \quad (1)$$

где ΔB — экономия условного топлива, тонн; $Q_{\text{тп}}$ — количество отпущенной из отбора теплоты, ГДж; Δq — безразмерный относительный прирост расхода теплоты

Повышение экономичности энергоустановки при отпуске тепловой энергии потребителям из отбора турбины вместо отпуска его из котельной является очевидным фактом, не вызывающим сомнений. Однако получаемая экономия оценивается с разной степенью точности

на конденсационную выработку электроэнергии; $\eta_{\text{к}}$ — КПД нетто котлоагрегата в долях единицы; $K_{\text{о.эф}}$ — коэффициент относительной эффективности теплоты отборов турбины при включении в её схему промежуточного перегрева пара.

По оценке [2, 7], экономия теплоты при введении промежуточного перегрева пара на ТЭЦ при отопительной нагрузке составляет 3–4%, на конденсационной электростанции (КЭС) — 4–7%.

УДК 658.26. Научная специальность: 05.23.03.

Влияние структурных изменений тепловой схемы источника теплоснабжения на его экономичность

Владимир А. Буланин, к.т.н., генеральный директор ООО «Инновационные технологии — Энергетика» («ИТ-Энергетика», г. Белгород)

Известны различные критерии оценки изменений в тепловой схеме теплового источника на его экономичность, по которым с разной степенью точности может оцениваться эффективность теплофикации: коэффициент недовыработки, коэффициент ценности теплоты, коэффициент изменения мощности, КПД дополнительного отбора и др., в том числе изложенных в действующих до настоящего времени РД 34.08.552–95 (с изменением от 15.05.1998) «Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования». Разнообразие критериев свидетельствует о серьёзности предмета исследования, с одной стороны, и наличии тех или иных недостатков в каждом из разработанных методов, с другой. Настоящая статья посвящена вопросу оценки тепловой схемы источника, в том числе влияние промперегревателя, на эффективность использования топлива. Недостатками, например, наиболее известного метода оценки влияния, основанного на использовании коэффициента ценности теплоты, является относительная его сложность, недостаточная точность, вызванная принятыми в основе метода допущениями, и методическая ошибка вычисления коэффициента для отборов турбины, расположенных выше промперегрева.

Ключевые слова: коэффициент ценности, расход топлива, теплота сгорания, теплоснабжение, энергетический баланс, источник теплоснабжения.

UDC 658.26. The number of scientific specialty: 05.23.03.

The influence of structural changes of the thermal scheme of heat supply source for its economy

Vladimir A. Bulanin, PhD, CEO of "Innovative technologies — Energy", LLC (Belgorod city)

There are various criteria for evaluating changes in the thermal circuit of a heat source for its efficiency, according to which the efficiency of heating can be estimated with varying degrees of accuracy: under-production coefficient, heat value coefficient, power change coefficient, additional selection efficiency, etc., including those set forth in of the present time RD [Operating Documentation] 34.08.552–95 (as amended on May 15, 1998) "Methodical instructions on drawing up the report of power plant and joint stock company of power and electrification about thermal efficiency of the equipment". A variety of criteria indicates the seriousness of the subject of study, on the one hand, and the presence of certain shortcomings in each of the developed methods, on the other. This article is devoted to the issue of evaluating the heat source circuit, including the effect of a superheater on fuel efficiency. The disadvantages of, for example, the most well-known method of assessing the impact, based on the use of the coefficient of heat value, are its relative complexity, insufficient accuracy caused by the assumptions made in the basis of the method, and the methodological error in calculating the coefficient for turbine take-offs located above industrial overheating.

Key words: value factor, fuel consumption, combustion heat, heat supply, energy balance, source of heat supply.

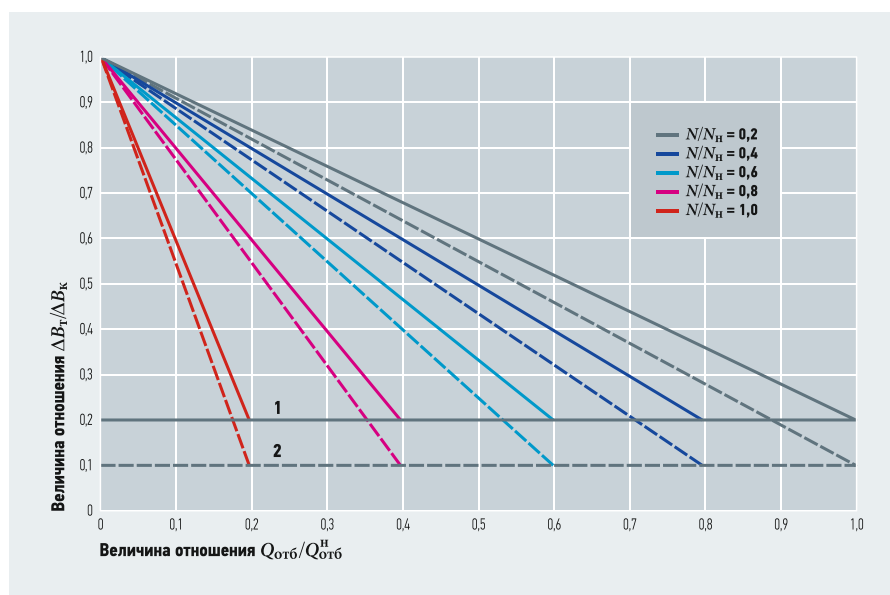


Рис. 1. Показатель эффективности использования промежуточного перегрева пара на ТЭЦ

Решим эту задачу, используя данное уравнение (1):

$$\Delta B_T = \Delta b Q_{отп} = \frac{34,1}{\eta_k} (3,6 \mathcal{E} \delta \Delta q - Q_{отп} \delta K_{о.эф}). \quad (2)$$

где ΔB_T — экономия условного топлива, кг; $\delta \Delta q$ — разность относительных приростов теплоты на выработку электроэнергии в конденсационном режиме без промежуточного перегрева пара и с перегревом; $\delta K_{о.эф}$ — изменение (разность) коэффициента относительной эффективности теплоты отборов турбины при включении в её схему промежуточного перегрева пара; $Q_{отп}$ — отпуск теплоты, ГДж; $\mathcal{E}$ — выработка электроэнергии, МВт·ч.

Для конденсационного режима (в котором $Q_{отп} = 0$) получим:

$$\Delta B_T = \frac{34,1}{\eta_k} 3,6 \mathcal{E} \delta \Delta q. \quad (3)$$

Поделив выражение (2) на (3), получим формулу для оценки эффективности промежуточного перегрева пара на ТЭЦ:

$$\frac{\Delta B_T}{\Delta B_K} = 1 - \frac{Q_{отп} \delta K_{о.эф}}{3,6 \mathcal{E} \delta \Delta q}. \quad (4)$$

Для отборов турбин с параметрами 12,7 и 23,5 МПа, расположенных ниже промперегрева, отношение

$$\delta K_{о.эф} / \delta \Delta q = 0,50 - 0,55,$$

причём меньшее значение соответствует отопительным отборам. Отношение

$$Q_{отп} / (3,6 \mathcal{E}) = 0 - 1,6,$$

причём максимальное значение соответствует режиму работы турбины по тепловому графику, с минимально возможным пропуском пара в конденсатор. Таким образом, значения отношения $\Delta B_T / \Delta b_k$ могут колебаться от 0,1–0,2 до 1,0 в зависи-

мости от графика тепловых и электрических нагрузок турбины. Эту зависимость удобно представить графически, что показано на рис. 1.

Абсолютную экономию топлива за счёт введения промперегрева на ТЭЦ можно определить по выражению:

$$\Delta B_T = \Delta B_K \frac{\Delta B_T}{\Delta B_K} = \Delta B_K \left(1 - \frac{Q_{отп} \delta K_{о.эф}}{3,6 \mathcal{E} \delta \Delta q} \right),$$

в котором значение ΔB_K находят по формуле (3), а $\Delta B_T / \Delta B_K$ — по рис. 1.

Руководствуясь предложенной простой и достаточно точной зависимостью (4) и рис. 1, можно сделать вывод о том, что эффективность промежуточного перегрева пара на ТЭЦ при постоянной электрической нагрузке снижается одновременно с увеличением тепловой нагрузки и достигает при работе по тепловому гра-

Эффективность промежуточного перегрева пара на ТЭЦ при постоянной электрической нагрузке снижается одновременно с увеличением тепловой нагрузки и достигает при работе по тепловому графику минимального значения при отопительной нагрузке 0,2 и при отпуске пара на производство 0,1, приняв эффективность промперегрева на КЭС равной 1,0

фику минимального значения при отопительной нагрузке 0,2 и при отпуске пара на производство 0,1, приняв эффективность промперегрева на КЭС равной 1,0. Иначе говоря, промежуточный перегрев пара на ТЭЦ, усложняя и без того достаточно громоздкую тепловую схему и конструкцию оборудования, может обеспечить весьма малую, практически неощутимую, экономию топлива, как правило, не более 0,15–1,5 %.

С точки зрения экономии топлива может быть целесообразной организация промежуточного перегрева пара после промышленного отбора. Эффективность теплоты отбора при этом не уменьшится, а, наоборот, несколько увеличится за счёт снижения относительного прироста расхода теплоты на выработку электроэнергии или, в крайнем случае, останется неизменной, то есть $\delta K_{о.эф} = 0$.

Тогда, согласно выражению (3), экономия топлива за счёт введения промежуточного перегрева пара на ТЭЦ и на КЭС будет одинаковой:

$$\Delta B_T = \Delta B_K = \frac{34,1}{\eta_k} 3,6 \mathcal{E} \delta \Delta q.$$



Анализ изменения экономичности энергоблока при включении испарителей

Для восполнения потерь пара и конденсата дистиллятом на ТЭС используют испарители, представляющие собой теплообменники поверхностного типа. Давление вторичного пара испарителей всегда меньше давления греющего пара. Поэтому пар, отбираемый на испарители из отбора турбины, частично или полностью не участвует в выработке энергии в следующих по ходу пара ступенях турбины.

Чтобы поддержать выработку электроэнергии на заданном уровне, необходимо дополнительно израсходовать топливо в количестве:

$$\Delta B_{\text{доп}} = \frac{34,1}{\eta_k} (K''_{\text{о.эф}} - K'_{\text{о.эф}}) Q_{\text{отп}}, \quad (5)$$

где $K'_{\text{о.эф}}$ и $K''_{\text{о.эф}}$ — коэффициенты относительной эффективности соответственно отбора турбины, из которого отбирают греющий пар для испарителей, и отбора, в который возвращается вторичный пар, температуре насыщения которого соответствует температура дистиллята испарителя (рис. 2); $Q_{\text{отп}}$ — расход отпущенной теплоты, ГДж/ч.

Расход отпущенной теплоты вычисляют по формуле:

$$Q_{\text{отп}} = D_{\text{отб}} (i_{\text{отб}} - t'_k) 10^{-3},$$

где $D_{\text{отб}}$ — расход греющего пара, т/ч; $i_{\text{отб}}$ и t'_k — энтальпия пара в отборе и конденсата в конденсаторе, кДж/кг.

Оценим, например, влияние шести ступенчатой испарительной установки на расход топлива. Примем следующие условия: параметры пара перед турбиной 8,8 МПа и 535 °С, давление греющего и вторичного пара за шестой ступенью — 1,3 и 0,2 МПа (температура насыщения 191 и 120 °С), соответственно, расход греющего пара — 100 т/ч, энтальпия греющего пара — 3120 и конденсата в конденсаторе 120 кДж/кг, КПД котлоагрегата — 87%, расход условного топлива на выработку электроэнергии — 100 т/ч.

По рис. 2 находим значения $K_{\text{о.эф}}$ при соответствующих параметрах отборов $K''_{\text{о.эф}}$ и $K'_{\text{о.эф}}$. Подставляя исходные данные в формулу (5), вычислим дополнительный расход топлива, требующийся при включении испарительной установки:

$$\Delta B_{\text{доп}} = \frac{34,1}{0,87} \times (0,59 - 0,36) \times (3120 - 120) \times 100 \times 10^{-3} = 2700 \text{ кг/ч},$$

что составляет 2,7% принятого суммарного расхода топлива.

Если считать, что при подаче в испаритель 100 т греющего пара можно получить 400 т дистиллята, то в данном при-

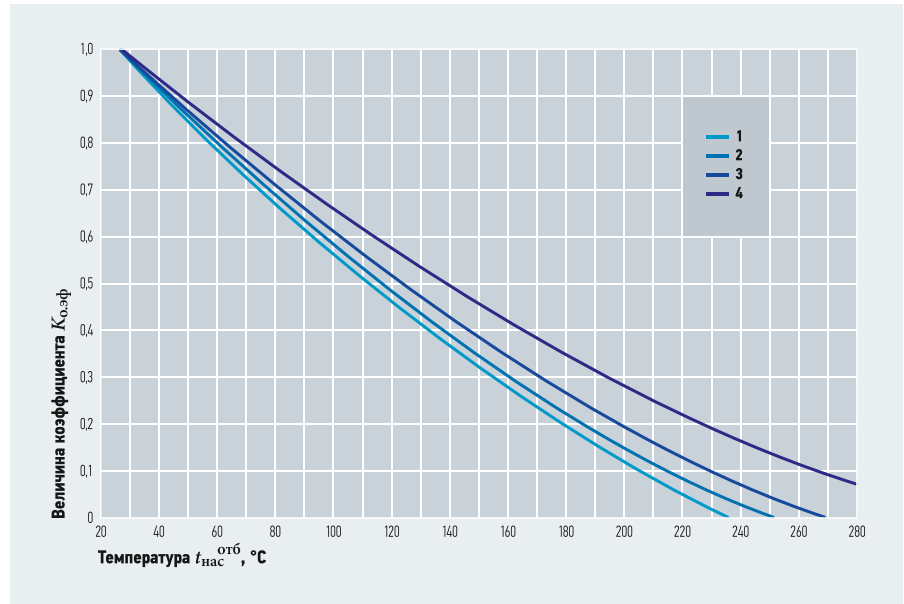


Рис. 2. Зависимость коэффициента относительной эффективности теплоты отборов от параметров пара турбин [1 — 12,7 МПа, 540/540 °С; 2 — 8,8 МПа, 535 °С; 3 — 12,7 МПа, 535 °С и 23,5 МПа, 540/540 °С; 4 — 23,5 МПа, 540 °С (турбина без промпрегрева)]

мере удельный расход топлива на подготовку дистиллята составит:

$$b_{\text{доп}} = 2700/400 = 6,75 \text{ кг/т}.$$

При снижении параметров греющего пара испарителей расход топлива на приготовление дистиллята будет менее 6,75 кг/т. При включении в тепловую схему энергоблока испарителей удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию возрастёт на величину 5–10 г/(кВт·ч).

В принципе, испарительные установки заменяют другие установки, обычно используемые для приготовления химически обессоленной воды, и в них основным исходным материалом является топливо, но отсутствуют традиционные фильтрующие материалы и химические реагенты. Исходя из такой точки зрения, следовало бы расход топлива, связанный с подготовкой дистиллята, исключить из статьи «Расход топлива на производство» и перевести в статью «Вспомогательные материалы».

В принципе, испарительные установки заменяют другие установки, обычно используемые для приготовления химически обессоленной воды, и в них основным исходным материалом является топливо

Заслуживает внимания и другая сторона этого вопроса. Правильно ли поступают, относя расход топлива для приготовления дистиллята только на один вид выпускаемой продукции — на электрическую электроэнергию?

Очевидно, нет. Ведь добавка дистиллята чаще всего необходима для восполнения невозвращаемого тепловыми потребителями конденсата. Поэтому соответствующую долю упомянутого перерасхода топлива следует относить к затратам на производство тепловой энергии.

Расчёт экономии топлива при его сушке паром

При сжигании влажного топлива имеют место потери теплоты на испарение влаги и на её нагрев до температуры уходящих газов, равные:

$$q_2^{\text{H}_2\text{O}} = [1,92(\vartheta_{\text{yx}} - t_{\text{окр}}) + 2360] 10^{-4} W,$$

где $q_2^{\text{H}_2\text{O}}$ — дополнительные потери теплоты с уходящими газами при сжигании влажного топлива, %; ϑ_{yx} — температура уходящих газов, °С; $t_{\text{окр}}$ — температура окружающей среды, °С; $W_{\text{пр}}$ — приведенная влажность топлива, кг/МДж; 1,92 — теплоёмкость водяных паров при парциальном давлении в уходящих газах 20 кПа, кДж/(кг·К); 2360 — теплота парообразования воды при давлении 20 кПа, кДж/кг.

Сопоставление результатов расчёта

табл. 1

Вариант	Расход топлива [%] на испарение содержащейся в нём влаги по методике:	
	автора	[6]
Сушка производится в котлоагрегате	5,8	2,41
Сушка производится в сушилках паром из отбора 0,6 МПа	3,4	–2,02
Разность	2,4	4,43

Если, например, сжигается мазут с приведённой влажностью 1,2 кг/МДж ($W_p = 5\%$), то при разности температур $\vartheta_{yx} - t_{окр} = 100^\circ\text{C}$ получим следующее.

При сушке топлива потери теплоты уменьшаются на величину:

$$\Delta q_{2\text{H}_2\text{O}} = [1,92(\vartheta_{yx} - t_{окр}) + 2360] 10^{-4} \Delta W,$$

где $\Delta q_{2\text{H}_2\text{O}}$ — величина снижения потерь теплоты с уходящими газами за счёт предварительной сушки топлива, %; $\Delta W_{пр}$ — уменьшение приведённой влажности за счёт сушки топлива, кг/МДж. Для сушки топлива паром расходуется топливо в количестве:

$$\Delta b_{суш}^{\text{топл}} = \frac{1 - K_{о.эф}}{\eta_k} [1,92(\vartheta'_{пар} - t_{окр}) + 2360] 10^{-4} \Delta W^{\text{пр}},$$

где $\Delta b_{суш, \text{топл}}$ — доля топлива, расходуемого для снижения его влажности на $\Delta W_{пр}$ сушкой паром, в процентах от всего сжигаемого топлива; η'_k — КПД котлоагрегата нетто в долях единицы; $K_{о.эф}$ — коэффициент относительной эффективности теплоты отбора турбины, из которого получают пар на сушку топлива; $\vartheta'_{пар}$ — температура водяных паров, удаляемых из топлива, $^\circ\text{C}$.

Экономию топлива при его сушке паром из отборов турбины можно определить:

$$\Delta b_{суш}^{\text{эк}} = \Delta q_{2\text{H}_2\text{O}} - b_{суш}^{\text{топл}}.$$

Приняв $\Delta \vartheta'_{пар} = \Delta \vartheta_{yx}$ и $\Delta \vartheta_{yx} - t_{окр} = 100^\circ\text{C}$, получим в окончательном виде формулу для подсчёта экономии топлива при паровой сушке в процентах расхода топлива:

$$\Delta b_{суш}^{\text{топл}} = 0,256 \Delta W^{\text{пр}} \left(1 - \frac{1 - K_{о.эф}}{\eta_k} \right).$$

Простота этой формулы не означает её недостаточной точности, скорее наоборот, её использование (для принятых условий) позволяет быстро дать правильную оценку влияния сушки топлива паром, при этом исключая возможность появления методической погрешности, которая имеет место, например, в [6]. Допущенные в этой работе методические неточности носят принципиальный характер, поэтому о них следует упомянуть.

Очевидно, что использование (для одних и тех же целей) теплоты отборов всегда эффективней, чем использование теплоты сгорания топлива в котлоагрегате. В работе [6] методика оценки эффективности паровой сушки топлива иллюстрируется (табл. 1) на примере бурого угля со следующими исходными данными: $Q_p = 3120$ ккал/кг; $W_p = 39\%$; $W_{пр} = 12,5$, а $\Delta W_{пр}$ составляет 9,32 кг на 100 тыс. ккал.

Сопоставим результаты расчёта, представленные в табл. 1. В работе [6] были допущены следующие неточности: потери теплоты в котлоагрегате, связанные с испарением влаги, вычислены по формуле потерь теплоты с уходящими газами, которая учитывает только нагрев водяных паров, но не учитывает теплоту парообразования влаги топлива; ошибочно принято, что использование пара из отбора турбины на собственные нужды энергоблока (сушка топлива) при прочих равных условиях создаёт экономию топлива (на самом деле при отборе пара из турбины снижается мощность на выводах генератора, и для её восстановления необходимо увеличить расход топлива на энергоблок, но не уменьшить).

Экономия топлива при сушке его паром возникает как совокупность неоднозначного действия двух упомянутых факторов.

Влияние предварительного подогрева воздуха паром из отборов турбины на экономичность энергоблока

Предварительный подогрев воздуха в калориферах котла повысит экономичность энергоблока, если дополнительно внесённой с горячим воздухом в топку котла (полезно использованной) теплоты будет больше, чем необходимо подать дополнительно в турбину в связи с отпуском теплоты из её отборов на калориферы.

Поэтому условием равноэкономичности схем (по затратам топлива) с подогревом и без подогрева воздуха в калориферах можно считать следующее равенство:

$$1 - K_{0,эф} = K_{ц}, \quad (6)$$

где $K_{ц}$ — коэффициент ценности (использования) теплоты [4, 8], поданной в котлоагрегат; $1 - K_{0,эф}$ — дополнительный расход теплоты на турбину, в долях расхода теплоты, отпускаемой из отбора турбины на калориферы.

Согласно [4] коэффициент использования теплоты, подводимой к воздухоподогревателю, не превышает значения 0,2. Такой же результат получается на основании экспериментальных данных [22] при неизменном состоянии поверхностей нагрева воздухоподогревателя в период эксперимента.

Коэффициент ценности теплоты $K_{ц}$ можно достаточно точно вычислить по формуле:

$$K_{ц} = \frac{\Delta t_{гв} k_{\Delta C}}{\beta \Delta t_{хв}}, \quad (7)$$

где $\Delta t_{гв}$ — приращение температуры горячего воздуха при предварительном подогреве холодного воздуха на величину $\Delta t_{хв}$; β — отношение расхода воздуха, поданного в воздухоподогреватель, к расходу воздуха, вышедшего из него

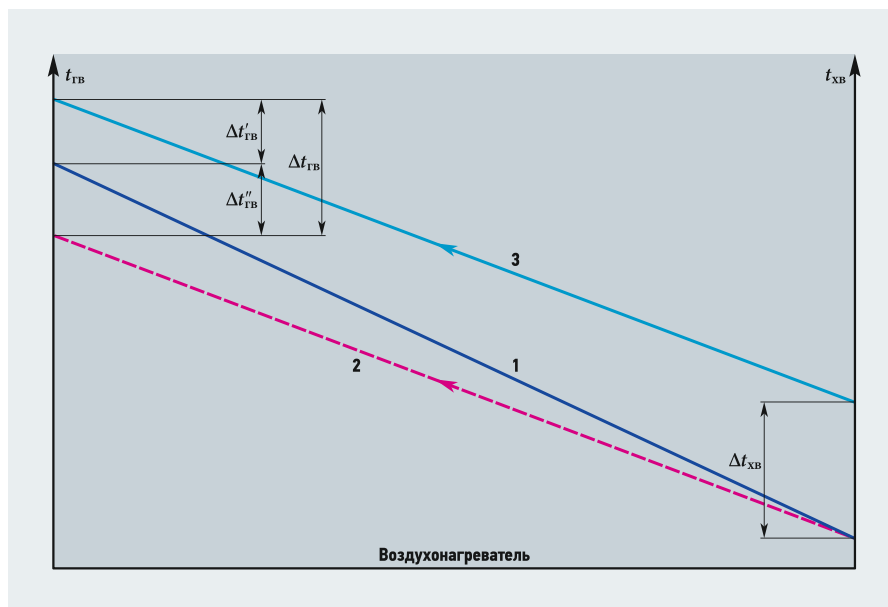


Рис. 3. Зависимость приращения температуры горячего воздуха от температуры холодного воздуха перед воздухоподогревателем

(учитывает утечки воздуха и его переток в уходящие газы); $k_{\Delta C}$ — отношение теплоёмкостей горячего и холодного воздуха (для типовых котлоагрегатов отношение $k_{\Delta C}/\beta = 1,03$).

Значения β находятся в пределах $\alpha_{yx} \geq \beta \geq 1,0$. Наиболее вероятные значения β составляют 1,1–1,2.

Согласно [5] при изменении температуры воздуха перед воздухоподогревателем на 60°C температура горячего воз-

духа изменяется примерно на 6°C, что соответствует значению коэффициента ценности теплоты:

$$K_{ц} = \frac{6 \times 1,03}{1,15 \times 60} = 0,09.$$

которое в два раза меньше вышеупомянутых более достоверных данных. Кроме того, в работе [5] на основании относительно сложных расчётов сделан вывод, что «равная экономичность ТЭС с калориферами или без них, может быть достигнута лишь при снижении коэффициента ценности теплоты ξ примерно до 0,2».

В работе [3] указывается, что «условию равной экономичности соответствует значение коэффициента ценности теплоты $\xi = 0,25–0,3$ ».

Приведённые литературные данные свидетельствуют об отсутствии единого мнения и научно обоснованной методики оценки эффективности подогрева воздуха в калориферах котлоагрегата.

В основу такого метода можно положить формулу (7), которая в неявном виде представляет собой отношение полезно используемой ко всей подведённой к калориферу теплоте, а также формулу (6), учитывающую изменение экономичности турбоагрегата при отпуске теплоты из его отборов, в частности, на подогрев воздуха в калориферах.

При включении калориферов в работу температура горячего воздуха увеличивается на величину $\Delta t_{гв}$ по двум причинам (рис. 3):

- во-первых, вследствие повышения температуры холодного воздуха $\Delta t'_{гв}$;
- во-вторых, вследствие улучшения эксплуатационного состояния поверхностей нагрева воздухоподогревателя, приводящего к возрастанию теплопередачи от уходящих газов к воздуху $\Delta t''_{гв}$.





Фото: Дмитрий Булавин.

Эффект от дополнительного нагрева воздуха $\Delta t''_{\text{гв}}$ с полным основанием можно считать зависимым от подвода теплоты к калориферу, в связи с чем его следует учитывать при определении коэффициента ценности (использования) теплоты $K_{\text{ц}}$. Поэтому можно считать достижимыми значения $K_{\text{ц}} > 0,3$.

Для подогрева холодного воздуха до $65-70^\circ\text{C}$ необходимо иметь температуру пара порядка 100°C [1] из отборов турбины, для которых $1 - K_{0,\text{эф}} = 0,3-0,35$. По условию равноэкономичности (6) необходимо обеспечить достижение значения коэффициента ценности теплоты в воздухоподогревателе $K_{\text{ц}} = 0,3-0,35$.

По формуле (7) вычислим, насколько же должна повыситься температура горячего воздуха при подогреве холодного

воздуха на 60°C , чтобы соблюсти указанное выше условие равноэкономичности:

$$\Delta t_{\text{го}} = \frac{\beta}{k_{\text{AC}}} \Delta t_{\text{гв}} K_{\text{ц}} = \frac{1,15}{1,03} \times 60 \times 0,35 = 23,4^\circ\text{C}.$$

Заметим, что отношение $\Delta t'_{\text{гв}} / \Delta t''_{\text{гв}} = 0,39$.

Выводы

Использование пара последних двух отборов турбин для подогрева воздуха, очевидно, нецелесообразно из-за недостаточного температурного напора между греющей и нагреваемой средами. Исходя из вышеизложенного равноэкономичными условиями можно считать достижение значения коэффициента использования внесённой в калорифер теплоты, равного $0,30-0,35$ с учётом улучшения эксплуатационного состояния воздухо-

подогревателя. Коэффициент использования подведённой теплоты достаточно точно может быть определён по изменению температуры горячего воздуха, подаваемого в котёл, то есть без обычно принятого, сравнительно трудоёмкого определения изменения потерь теплоты с уходящими газами при подогреве холодного воздуха. Критерием эффективности (по экономии топлива) подогрева холодного воздуха в калориферах котла паром из отборов турбин можно считать соблюдение неравенства $\Delta t_{\text{гв}1} > 0,35 \Delta t_{\text{гв}2}$. С точки зрения экономии топлива может быть целесообразной организация промежуточного перегрева пара после промышленного отбора. Эффективность теплоты отбора при этом не уменьшится, а наоборот несколько увеличится за счёт снижения относительного прироста расхода теплоты на выработку электроэнергии или, в крайнем случае, останется неизменной, то есть $\delta K_{0,\text{эф}} = 0$. Тогда, согласно выражению (3), экономия топлива за счёт введения промежуточного перегрева пара на ТЭЦ и на КЭС будет одинаковой. Разработанный коэффициент относительной эффективности использования теплоты пара любого отбора турбины (означающий экономию подведённой к турбине энергии в долях отпускаемой потребителю теплоты) является только функцией тепловых потерь в соответствующих отсеках турбины и не зависит от КПД турбины в отличие от известных более сложных и менее точных методов оценки ценности теплоты. На его основе разработаны методы расчёта экономии топлива, получаемой при переходе от раздельного к комбинированному способу производства энергии и рационализации тепловых схем электростанций. ●



Фото: Дмитрий Булавин.

1. Апатовский Л.Е., Крылова Л.Д., Смирнова Г.Б. Выбор рациональных схем включения калориферных установок в тепловую схему блока // Энергомашиностроение, 1975. №6. С. 12-15.
2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. — М.: Энергия, 1976. 264 с.
3. Горностаев Л.С. Изменение тепловой экономичности энергоустановок при применении подогрева воздуха в калориферах котлов // Теплоэнергетика, 1973. №11. С. 40-41.
4. Орлик В.К. Коэффициенты использования дополнительных внешних тепловых потоков в котельных агрегатах // Электрические станции, 1973. №8. С. 28-30.
5. Пеккер Я.Л. Предварительный подогрев воздуха и тепловая экономичность паросиловой установки // Электрические станции, 1974. №7. С. 25-28.
6. Пеккер Я.Л. Теплотехнические расчёты по приведённым характеристикам топлива (обобщённые методы). — М.: Энергия, 1977. 256 с.
7. Рыжков В.Я. Тепловые электрические станции: учебн. для вузов / Под ред. В.Я. Пиршфельда. Изд. 3-е, перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. 328 с.
8. РД 34.08.552-95 (с изм. от 15.05.1998). Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. — М., 113 с.

References — see page 94.

The influence of structural changes of the thermal scheme of heat supply source for its economy. Pp. 52–58.

Vladimir A. Bulanin, PhD, general director of “Innovative technologies — Energy”, LLC (Belgorod city)

1. Apatovskij L.E., Krylova L.D., Smirnova G.B. *Vybor racional'nyh shem vkljuchenija kalorifernyh ustanovok v teplovuju shemu bloka* [The choice of rational schemes for the inclusion of air heaters in the thermal block circuit]. *Jenergomashinostroenie* [“Power engineering” Magazine]. 1975. No. 6. Pp. 12–15. [In Russian]
2. Benenson E.I., Ioffe L.S. *Teplofikacionnye parovye turbiny* [Heating steam turbines]. Moscow. *Jenergija* [“Energy” Publishers]. 1976. 264 p. [In Russian]
3. Gornostaev L.S. *Izmenenie teplovoj jekonomichnosti jenergoustanovok pri primenenii podogreva vozduha v kalorifernih kotlov* [Changes in the thermal efficiency of power plants when using air heating in boiler air heaters]. *Teplojenergetika* [“Heat power engineering” Magazine]. 1973. No. 11. Pp. 40–41. [In Russian]
4. Orlik V.K. *Koefficienty ispol'zovanija dopolnitel'nyh vneshnih teplovych potokov v kotel'nyh agregatah* [The coefficients of the use of additional external heat fluxes in boiler units]. *Jelektricheskie stancii* [“Electric power plants” Magazine]. 1973. No. 8. Pp. 28–30. [In Russian]
5. Pekker Ja.L. *Predvaritel'nyj podogrev vozduha i teplovaja jekonomichnost' parosilovoj ustanovki* [Preheating of the air and thermal efficiency of the steam power plant]. *Jelektricheskie stancii* [“Electric power plants” Magazine]. 1974. No. 7. Pp. 25–28. [In Russian]
6. Pekker Ja.L. *Teplotekhnicheskie raschety po privedennym harakteristikam topliva (obobshchennye metody)* [Thermotechnical calculations according to the given fuel characteristics (generalized methods)]. Moscow. *Jenergija* [“Energy” Publishers]. 1977. 256 p. [In Russian]
7. Ryzhkin V.Ja. *Teplovye jelektricheskie stancii: uchebn. dlja vuzov* [Thermal power plants: A textbook for universities]. Edited by V.Ja. Girshfel'd. 3th edition, rev. and exp. Moscow. *Jenergoatomizdat* [Publishing House of Energy and Nuclear Industry of the USSR (“Energoatomizdat” Publishers)]. 1987. 328 p. [In Russian]
8. RD [Operating Documentation] 34.08.552–95 (*s izm. ot 15.05.1998*) [as amended on May 15, 1998]. *Metodicheskie ukazanija po sostavleniju otcheta jelektrostancii i akcionernogo obshhestva jenergetiki i jelektrifikacii o teplovoj jekonomichnosti oborudovanija* [Guidelines for compiling a report of a power plant and a joint-stock company of energy and electrification on the thermal efficiency of equipment]. Moscow. 113 p. [In Russian]