

DOI: 10.34031/article_5da452a45dbf30.07663447

***Буланин В.А.**

ООО «Инновационные технологии – Энергетика»

Россия, 308007, г. Белгород, ул. Мичурина, 56

E-mail: v_bulanin@mail.ru

АЛГОРИТМ АНАЛИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Аннотация. Основным энергозатратным элементом системы централизованного теплоснабжения городов и поселений является источник тепловой энергии – тепловая электростанция и котельная. В связи с необходимостью минимизации затрат топлива и электроэнергии на теплоснабжение в статье приведен анализ энергетического баланса паротурбинной установки, на основании которого разработаны новые аналитические выражения, всесторонне характеризующие экономичность работы энергоустановки. В 2000 году введен в действие РД 153-34.1-09.163-00 «Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России». Рассмотрены некоторые аспекты анализа энергетического баланса паротурбинной установки с использованием относительного прироста расхода теплоты на конденсационную выработку энергии. Произведена аналитическая оценка влияния затрат энергии на собственные нужды котлоагрегата на энергетический баланс тепловой электростанции – источника теплоснабжения.

Ключевые слова: теплоснабжение, теплофикация, тепловая электростанция, топливно-энергетический комплекс, энергетический баланс, комбинированное производство, когенерация.

Введение. Когенерация (комбинированная выработка тепловой и электрической энергии) является одним из энергоэффективных методов работы источников централизованного теплоснабжения, в связи с чем этой теме посвящено множество публикаций, например [1, 2, 3].

В разработанной Минэнерго СССР в 1988 году научно-технической концепции развития теплоснабжения и теплофикации на период до 2005 года в качестве основных способов покрытия тепловых нагрузок городов и промышленных районов были приняты теплофикация (комбинированная выработка тепловой и электрической энергии) и централизованное теплоснабжение [4].

Указанная концепция получила подтверждение в Федеральном законе РФ от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", согласно которому (статья 3) к общим принципам организации отношений в сфере теплоснабжения, в частности, отнесены: обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии; обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения; развитие систем централизованного теплоснабжения.

Согласно "Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации", утвержденной Указом Президента РФ от 13.05.2019 № 216:

"5. <...> Топливо-энергетический комплекс Российской Федерации включает в себя <...> электроэнергетику и теплоснабжение, играет

ключевую роль в формировании доходов бюджетной системы Российской Федерации" <...>.

27. Задачами по совершенствованию территориально-производственной структуры топливно-энергетического комплекса <...> являются: г) обеспечение экономически эффективного сочетания использования систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределенной генерации электрической энергии <...>".

В решении поставленных задач одной из них является оценка энергоэффективности источников тепловой энергии для теплоснабжения [5], проявляемая себя в экономии топлива, в первую очередь, за счет организации комбинированного производства тепловой и электрической энергии на тепловых конденсационных (КЭС), теплофикационных (ТЭЦ) электростанциях и районных котельных (РК). При этом на тепловых электростанциях в качестве основного оборудования используются паротурбинные, газотурбинные, дизельные и газопоршневые установки.

Задачей этой статьи является разработка метода анализа энергетического потенциала источников тепловой энергии для теплоснабжения городов и поселений.

Методика. При проведении исследования использовался метод анализа энергетического баланса тепловой электростанции [6].

Основная часть статьи состоит из разделов, специфических для анализа энергоэффективности источника теплоснабжения.

На практике с 2000 года для оценки эффективности использования топлива и энергии при

проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследования, локальных экспресс-обследований на тепловых электростанциях и районных котельных применя-

ются показатели удельных потерь энергоэффективности при отпуске электроэнергии ($\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}}$ г/(кВт·ч)) и тепла ($\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}}$ кг/Гкал) в соответствии с РД 153-34.1-09.163-00 [7]:

$$\begin{aligned} \text{для ТЭС} - \Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}} &= \frac{\left[\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{ЭЭ}} + (\Delta B_{\text{Втф}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) K_{\text{э}} \right] 10^3}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}; \\ \Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}} &= \frac{\left[\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{ТЭ}} + (\Delta B_{\text{Втф}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) (1 - K_{\text{э}}) \right] 10^3}{Q_{\text{отп}}}; \\ \text{для РК} - \Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}} &= \frac{(\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{ТЭ}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) 10^3}{Q_{\text{отп}}}; \end{aligned}$$

где $\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{ТЭ}}$, $\Delta B_{\text{опт}}$, $\Delta B_{\text{тепл.сх}}$, $\Delta B_{\text{рек}}$, $\Delta B_{\text{учет}}$ – величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе, т; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$, $Q_{\text{отп}}$ – отпуск электроэнергии и отпуск тепла, тыс. кВт·ч и Гкал; $K_{\text{э}}$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии.

Величины $\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}}$, $\Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}}$ характеризуют выявленный при обследовании топливный эквивалент потенциала энергосбережения $\Delta B_{\text{ЭЭ.сб}}^{\text{пот}}$ в пересчете на условное топливо, т:

$$\begin{aligned} \text{для ТЭС} - \Delta B_{\text{ЭЭ.сб}}^{\text{пот}} &= (\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}} \mathcal{E}_{\text{отп}} + \Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}} Q_{\text{отп}}) 10^{-3}; \\ \text{для РК} - \Delta B_{\text{ЭЭ.сб}}^{\text{пот}} &= \Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}} Q_{\text{отп}} 10^{-3}; \end{aligned}$$

В данной статье приводится ряд дополнений, не учтенных в упомянутом РД [7].

Анализ энергетического баланса паротурбинной установки. Вычислительная техника (ЭВМ, компьютер), несомненно, заменяет малопродуктивные вычисления, производимые вручную, однако они становятся эффективными только при условии многократного увеличения числа выполняемых расчетов при незначительном увеличении исходной информации. В связи с этим целесообразна разработка новых аналитических выражений, всесторонне характеризующих экономичность работы энергоустановки.

С целью решения поставленной задачи рассмотрим некоторые аспекты анализа энергетического баланса паротурбинной установки с использованием относительного прироста расхода теплоты на конденсационную выработку энергии Δq [6].

Соотношение между полезно выработанной энергией (при отсутствии отпуска теплоты) и энергией, поступившей в конденсатор, то есть потерянной в окружающую среду, можно представить как отношение $1/(\Delta q - 1)$. Тогда на каж-

дый килограмм пара, поступивший в конденсатор, приходится полезная суммарная выработка энергии

$$\mathcal{E} = \frac{N}{D_{\text{к}}} = \frac{i_o - \bar{i}_{\text{к}}}{\Delta q - 1}, \quad (1)$$

в том числе выработка потоком пара, поступившим в конденсатор,

$$\mathcal{E}_{\text{к}} = i_o - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{mn}} \quad (2)$$

и дополнительная выработка потоком пара, поступившим в схему регенерации для подогрева 1 кг конденсата,

$$\mathcal{E}_{\text{р}} = \mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{к}} = \frac{i_o - \bar{i}_{\text{к}}}{\Delta q - 1} - (i_o - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{mn}}). \quad (3)$$

Здесь N – мощность генератора, кВт; $D_{\text{к}}$ – расход пара в конденсатор, кг/с; i_o , $i_{\text{к}}$ – энтальпия пара соответственно перед турбиной и перед конденсатором, кДж/кг; $\bar{i}_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата в конденсаторе, кДж/кг; Δq – относительный прирост расхода теплоты на турбину в относительных единицах; Δi_{mn} – приращение энтальпии пара в промперегревателе, кДж/кг. Если промперегрев пара отсутствует, то здесь и далее $\Delta i_{\text{mn}} = 0$.

Относительная выработка на базе регенеративного подогрева питательной воды на основании выражений (2) и (3) составит:

$$\mathcal{E}_{\text{р}}^{\text{отн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{р}}}{\mathcal{E}_{\text{о}}} = \frac{i_o - \bar{i}_{\text{к}}}{(\Delta q - 1)(i_o - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{mn}})}. \quad (4)$$

Подставив выражение (1) в (4), получим:

$$\mathcal{E}_{\text{р}}^{\text{отн}} = \frac{N}{D_{\text{к}}(i_o - i_{\text{к}} + \Delta i_{\text{mn}})} - 1.$$

Из уравнения (1) можем также найти следующие соотношения, которыми можно пользоваться для проверки достоверности результатов балансовых испытаний паротурбинных установок и соответствующих расчетов:

$$\Delta q = \frac{i_o - \bar{t}_k}{\varepsilon} + 1; \quad i_o - \bar{t}_k = \varepsilon(\Delta q - 1);$$

$$i_o = \varepsilon(\Delta q - 1) + \bar{t}_k, \quad (5)$$

где ε – отношение выработки энергии к расходу пара в конденсатор (для теплофикационной турбины – приращение выработки энергии при увеличении расхода пара в конденсатор и постоянном отборе теплоты), кДж/кг.

При отпуске теплоты из отбора турбины паром с энтальпией i_{omb} на тепловом потреблении вырабатывается на каждый килограмм отпускаемого пара энергия $\mathcal{E}_T = \mathcal{E}_\Pi + \mathcal{E}_p$, представляющая сумму выработки основным потоком пара, направленным потребителю, и дополнительным потоком пара, поступившим в схему регенерации для подогрева возвращаемого от потребителя 1 кг конденсата согласно выражению (3).

$$\mathcal{E}_o = i_o - i_{omb} + \Delta i''_{\Pi\Pi} \quad (6)$$

Суммируя выражения (3) и (6), получаем:

$$\mathcal{E}_T = \frac{i_o - \bar{t}_k}{\Delta q - 1} - (i_{omb} - i_k + \Delta i'_{\Pi\Pi}), \quad (7)$$

а с учетом выражения (1):

$$\Delta q_1 = \frac{i_o - \bar{t}_{нс}}{i_o - \bar{t}_{нс} - \alpha_k (i_{k1} - \bar{t}_k)} = \frac{3480 - 965}{3480 - 965 - 0,7(2260 - 105)} = 2,50;$$

$$\Delta q_2 = \frac{i_o - \bar{t}_{нс}}{i_o - \bar{t}_{нс} - \alpha_k (i_{k2} - \bar{t}_k)} = \frac{3480 - 965}{3480 - 965 - 0,7(2470 - 105)} = 2,94.$$

Подставляя в формулу (7) значение Δq и других параметров, получим:

$$\mathcal{E}_{T1} = \frac{2260 - 105}{2,50 - 1} - (2600 - 2260) = 1095 \text{ кДж/кг};$$

$$\mathcal{E}_{T2} = \frac{2470 - 105}{2,94 - 1} - (2600 - 2470) = 1090 \text{ кДж/кг}.$$

Значения \mathcal{E}_{T1} и \mathcal{E}_{T2} практически совпали.

Из выражений (3) и (6) можем найти и относительную комбинированную выработку электроэнергии на базе регенеративного подогрева воды (на внутреннем теплоснабжении):

$$\mathcal{E}_p^{омт} = \frac{\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_o} = \frac{\frac{i_k - \bar{t}_k}{\Delta q - 1} - (i_o - i_k + \Delta i_{nn})}{i_o - i_{omb} + \Delta i''_{nn}}.$$

$$\mathcal{E}_T = \frac{N}{D_k} - (i_{omb} - i_k + \Delta i'_{\Pi\Pi}).$$

Приращение энтальпии пара $\Delta i'_{\Pi\Pi}$ и $\Delta i''_{\Pi\Pi}$ учитывается в формулах только в тех случаях, когда отпуск теплоты производится из отбора соответственно до и после промперегрева.

При переходе от конденсационного к теплофикационному режиму работы турбоустановки существенное изменение претерпевает энтальпия поступающего в конденсатор пара, которое, казалось бы, должно заметно повлиять на значение \mathcal{E}_T , полученное по формуле (7). Фактически же оно остается практически неизменным, так как одновременно с изменением энтальпии i_k происходит изменение и относительного прироста расхода теплоты Δq , компенсирующие друг друга. Покажем это на примере.

Даны: энтальпия, в кДж/кг: $i_o = 3480$, $\bar{t}_{нс} = 965$, $i_{omb} = 2600$, $\bar{t}_k = 105$, $\Delta i'_{\Pi\Pi} = 0$ и доля поступившего в конденсатор пара $\alpha_k = 0,7$. Известны также энтальпии пара на входе в конденсатор в конденсационном режиме ($i_{k1} = 2260$ кДж/кг) и в теплофикационном режиме ($i_{k2} = 2470$ кДж/кг).

Сначала найдем относительный прирост расхода теплоты на конденсационную выработку для первого и второго случаев:

$$\text{Здесь возможна подстановка } \frac{i_k - \bar{t}_k}{\Delta q - 1} = \frac{N}{D_k} -$$

отношение выработки энергии к потерям теплоты в конденсатор, кДж/кг.

Наличие отпуска теплоты от отдельных энергоблоков затрудняет оценку их экономичности в сопоставлении с другими энергоблоками. Сопоставление целесообразно производить при расчетном (конденсационном) режиме работы энергоблоков, когда отпуск теплоты потребителям отсутствует, поэтому возникает необходимость **приведения удельных показателей работы энергоустановок к расчетному режиму.**

Для решения поставленной задачи достаточно определить дополнительную электрическую мощность, которую энергоустановка могла бы иметь при данном расходе топлива, но при закрытом отборе пара на сторону [7]:

$$\Delta N = \frac{D_{отб}}{3600} \left[(i_{отб} - i_k) + \Delta i_{ин} \frac{\Delta q - 1}{\Delta q} \right],$$

где ΔN – изменение мощности при отборе пара при постоянном расходе теплоты на турбину, МВт; $D_{отб}$ – отбор пара на сторону, т/ч; $i_{отб}$ и i_k – энтальпия пара в рассматриваемом отборе и в конденсаторе турбины, кДж/кг; $\Delta i_{ин}$ – приращение энтальпии пара при промежуточном его перегреве, кДж/кг; Δq – относительный прирост расхода теплоты на конденсационную выработку электроэнергии, без отпуска теплоты потребителям.

Слагаемое $\Delta i_{ин} (\Delta q - 1) / \Delta q$ учитывается только в случае, когда пар на сторону отбирается до промперегрева, в том числе из котла, в остальных случаях оно отбрасывается.

Если расход пара $D_{отб}$ заменить на расход пара, подаваемого в турбоагрегат от постороннего источника в точку соответствующего отбора, $D_{ист}$, тогда величина ΔN примет отрицательное значение и в расчетах ее нужно использовать со знаком "минус".

Формулы расчета показателей работы энергоблока после приведения к конденсационному режиму примут следующий вид:

– удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, в г/кВт·ч:

$$b_{э(кр)}^{отп} = \frac{B}{N - N_{эбл}^{сн} + \sum \Delta N};$$

– удельный расход теплоты на турбоагрегат, в кДж/кВт·ч:

$$q_{т(кр)} = \frac{Q_t \cdot 10^3}{N - N_t^{сн} + \sum \Delta N};$$

– электрическая нагрузка энергоблока, в МВт:

$$N_{кр} = N + \Delta N,$$

где B – расход условного топлива на энергоблок, кг/ч; N – фактическая электрическая нагрузка блока, МВт; $N_{эбл}^{сн}$ – мощность, потребляемая на собственные нужды энергоблока, МВт; $N_t^{сн}$ – мощность, потребляемая на собственные нужды турбоагрегата, МВт; Q_t – расход теплоты на турбоагрегат, ГДж/ч.

Эту же задачу можно решить значительно проще, воспользовавшись формулами на основе

коэффициента относительной эффективности использования теплоты отборов турбины $K_{о.эф}$ (см. главу вторую):

$$\Delta B = \frac{34,1}{\eta_t} \Delta Q_t \quad \text{и} \quad \Delta Q_t = (1 - K_{о.эф}) Q_{отб},$$

где ΔB и ΔQ_t – соответственно приращение расхода условного топлива на энергоблок, кг/ч, и расхода теплоты на турбоагрегат, ГДж/ч, при отпуске теплоты на сторону, ГДж/ч.

В этом случае удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию вычислим по формуле:

$$b_{э(кр)}^{отп} = \frac{B - \sum \Delta B}{N - N_{эбл}^{сн}},$$

а удельный расход теплоты на турбоагрегат по формуле:

$$q_t = \frac{(Q_t - \sum \Delta Q_t) \cdot 10^3}{N - N_t^{сн}}.$$

Предложенные формулы позволяют приводить показатели работы энергоблоков и турбоагрегатов к конденсационному режиму с целью анализа их работы, сопоставления этих показателей с нормативными их значениями и однотипных энергоблоков между собой в одинаковых условиях.

Оценка влияния затрат энергии на собственные нужды на энергетический баланс ТЭС. Для обеспечения нормальной работы тепловой электростанции она имеет совокупность вспомогательных устройств, называемых механизмами собственных нужд, для привода которых потребляется часть произведенной на ТЭС энергии. Потребленная энергия затрачивается на сжатие и транспорт рабочих тел в цикле ТЭС и в основном возвращается в цикл в виде приращения энтальпии энергоносителей (соответствующих рабочих тел). Эту энергию следует учитывать в энергобалансе соответствующего агрегата как возвращенную энергию, аналогично учету теплоты, возвращенной в котлоагрегат с питательной водой:

$$Q_{воз} = 3,6 \mathcal{E}_{сн},$$

где $Q_{воз}$ – возвращенная механизмами собственных нужд теплота, ГДж; 3,6 – физический эквивалент, ГДж/(МВт·ч); $\mathcal{E}_{сн}$ – энергия, потребляемая механизмами собственных нужд, МВт·ч.

Однако выработка энергоблоком потребляемой механизмами собственных нужд энергии, также, как и отпущенной энергии, сопровожда-

ется согласно второму закону термодинамики соответствующими потерями энергии в цикле (преимущественно через конденсатор турбины в окружающую среду). На собственные нужды тепловой электростанции расходуется до 6 % вырабатываемой энергии, в связи с чем в окружающую среду теряется до 4 % располагаемой теплоты сгорания используемого топлива. Столь значительный непроизводительный расход топлива должен строго учитываться и анализироваться с целью разработки мероприятий по его снижению.

Одной из задач при составлении энергетического баланса ТЭС является достоверный учет и обоснованное распределение затрат энергии на собственные нужды между отдельными ее энергоустановками. Сокращение расхода энергии на привод механизмов собственных нужд является важной задачей повышения к.п.д. ТЭС и дополнительного отпуска электроэнергии народному хозяйству с шин электростанций без увеличения ее установленной мощности.

При учете и анализе расхода энергии на собственные нужды необходимо учитывать *два следующие аспекта* этого вопроса:

– при составлении энергетического баланса и вычислении показателей работы **брутто** каждого из агрегатов вносимая в них механизмами собственных нужд энергия *должна учитываться в полном соответствии с первым законом термодинамики* (законом сохранения энергии);

– при вычислении показателей **нетто** в них *должны учитываться потери, сопровождающие выработку энергии для механизмов собственных нужд*, а распределение этих потерь между агрегатами следует производить в соответствии с тем, каким технологическим процессом они вызваны.

Определенные затруднения в методическом плане вызывает учет в структуре энергобаланса ТЭС энергии, потребляемой дымососом. Считают [8], что нагрев уходящих газов в дымососе происходит за пределами котлоагрегата, поэтому его не учитывают как возвращенную теплоту. Однако это не так. Теплотой сгорания топлива считают количество теплоты, образующейся при сжигании топлива при постоянном давлении, поэтому и показатели работы котлоагрегата должны учитываться при постоянном, как правило, атмосферном давлении. Если считать, что котлоагрегат кончается перед дымососом, то это условие не будет соблюдено.

Дымосос, преодолевая гидравлическое сопротивление на участке "топочная камера котла – конвективная шахта – воздухоподогрева-

тель", расходует энергию на приведение уходящих газов к первоначальному давлению, при котором находится холодный воздух, используемый для сжигания топлива. В котлоагрегатах с наддувом работу дымососа выполняет дутьевой вентилятор. Все это говорит за то, чтобы энергия, потребляемая дымососом, учитывалась как возвращенная в котлоагрегат наравне с энергией, потребляемой дутьевым вентилятором.

Однако более сложным оказался вопрос учета затрат энергии на привод питательного насоса. Согласно [9] "Распределение отдельных расходов теплоты и электроэнергии между агрегатами и ступенями производства должно быть вполне определенным, выполненным в соответствии с тем, каким технологическим процессом вызван расход. Принадлежность расходов энергии на собственные нужды очевидна, за исключением расходов энергии на питательные насосы. Они условно отнесены к котельной...". Принятая условность относительно затрат энергии на питательные насосы придает условный характер и показателям экономичности котло- и турбоагрегатов, а также распределению использованного топлива между произведенными теплотой и электроэнергией. Проанализируем этот вопрос.

Изоэнтропная работа питательного насоса при данной температуре воды на входе пропорциональна повышению давления в нем [10]. В идеальном случае, когда гидравлическое сопротивление пароводяного тракта котла равно нулю, достаточно, чтобы питательный насос развивал на напоре давление, равное давлению пара перед турбиной. При этом потери энергоустановки, связанные с выработкой энергии для привода питательного насоса, должны относиться на турбоагрегат и отражаться только в показателях его работы.

Реальный пароводяной тракт котла имеет сопротивление, для преодоления которого насос должен развивать дополнительный напор. Необходимая при этом дополнительная энергия на привод насоса, вырабатываемая энергоблоком, сопровождается дополнительными термодинамическими потерями цикла, которые должны относиться на котлоагрегат и отражаться на его к.п.д., так как они полностью зависят только от конструктивных характеристик пароводяного тракта котлоагрегата.

Как правило, развиваемое питательным насосом давление больше, чем требуется иметь перед котлоагрегатом. Это – результат несовершенства применяемых способов регулирования давления воды на выходе из насоса, то есть несовершенства самого насоса, который в принципе должен выполнять эту функцию. Поскольку потери энергии, связанные с работой питательного

насоса, должны распределяться между котло- и турбоагрегатом, то и дополнительно возникающие из-за его несовершенства потери следует распределять пропорционально долям относимых на них основных потерь, либо учитывать их в коэффициенте теплового потока нетто [11].

Доли потерь энергоустановки, связанные с работой питательного насоса, относимые на турбо- и котлоагрегат, обозначим соответственно $\alpha_{\text{тур}}^T$ и $\alpha_{\text{тур}}^K$. Их значения зависят как от режима работы энергоустановки (скользящее или номинальное давление), так и от сопротивления пароводяного тракта. Если значения этих долей не известны, то они могут быть с достаточной для практических расчетов точностью приняты следующими: $\alpha_{\text{тур}}^T = 0,8$ и $\alpha_{\text{тур}}^K = 0,2$.

Немаловажное значение имеет и правильная оценка потерь энергии, связанных с транспортом рабочих тел. Обычно эти потери учитывают коэффициентом теплового потока. Согласно [12] "... величина потерь теплового потока на электростанции складывается из потерь теплоты с излучением от поверхностей оборудования и паро- и водопроводов, а также с парениями и пропусками арматуры и эксплуатационными сбросами пара и воды". Очевидно, такая формулировка – нечеткая и ее следовало бы заменить следующей: потери теплового потока есть потери теплоты от трубопроводов, соединяющих котло- и турбоагрегаты и не входящих в комплект их поставки заводами-изготовителями, то есть не учтенными к.п.д. этих агрегатов. А потери теплоты котло- и турбоагрегатами учитываются коэффициентами полезного действия этих энергоустановок.

Коэффициент теплового потока "брутто" $\eta_{mn}^{\text{бр}} = 1 - \sum \Delta Q_i / Q$ не учитывает потери, сопровождающие процесс выработки энергии, расходуемой питательными насосами на транспорт энергоносителя (рабочего тела). Поэтому представляется целесообразным ввести понятие **коэффициента теплового потока "нетто"**:

$$\eta_{mn}^{\text{н}} = 1 - \frac{\sum \Delta Q_i + (\Delta q - 1) A \sum m_i \Delta P_i}{Q},$$

где Q – тепловой поток от котло- к турбоагрегату; ΔQ_i – потери теплоты между котло- и турбоагрегатом от трубопроводов перегретого пара

$$\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{к}} - 3,6 \mathcal{E}_{\text{тдм}}}{29,31 B} \cdot \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{н}}}{100 - \alpha_{\text{пн}}^T \mathcal{E}_{\text{пн}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{м}}} = \frac{Q_{\text{к}}}{29,31 B} \cdot \left(1 - \frac{3,6 \mathcal{E}_{\text{тдм}}}{Q_{\text{к}}} \right) \cdot \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{н}}}{100 - \alpha_{\text{пн}}^T \mathcal{E}_{\text{пн}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}},$$

где $Q_{\text{к}}$ – теплота, выработанная в пароводяном тракте котлоагрегата, ГДж; $\mathcal{E}_{\text{тдм}}$ – расход электроэнергии на тягодутьевые механизмы котло-

и питательной воды; m_i – масса рабочего тела; ΔP_i – потеря напора в трубопроводах пара и воды; $\sum m_i \Delta P_i$ – потеря работы насоса между котло- и турбоагрегатом; A – тепловой эквивалент работы;

Δq – безразмерный относительный прирост расхода теплоты на выработку энергии по конденсационному циклу (без отпуска теплоты потребителям).

Коэффициент теплового потока "нетто" учитывает сумму затрат энергии в цикле на транспорт теплового потока между котло- и турбоагрегатом. Существенными, если не основными, при транспортировании являются потери за счет дросселирования потока рабочего тела в регулирующих клапанах на линии питания котла.

Таким образом, **коэффициент теплового потока "нетто" является характеристикой транспортных средств теплового потока: насоса (с точки зрения качества регулирования напора) и трубопроводов, соединяющих котлоагрегат с турбоагрегатом.** Разность значений коэффициентов теплового потока брутто и нетто $\Delta \eta_{mn}$, как правило, составляет 0,001...0,005:

$$\Delta \eta_{mn} = \eta_{mn}^{\text{бр}} - \eta_{mn}^{\text{н}} = \frac{(\Delta q - 1) A \sum m_i \Delta P_i}{Q}.$$

Последнее выражение может быть использовано для оценки влияния на экономичность энергоблока гидравлического сопротивления любого другого участка тепловой схемы, в том числе регулирующих клапанов турбины. При нормальных параметрах и 50 %-ной нагрузке турбины, например, около 40 % потерь энергии, связанных с работой питательного насоса, вызваны дросселированием рабочего тела (преодолением гидравлического сопротивления) в регулирующих клапанах турбины.

С учетом изложенного, приняв во внимание энергию, вносимую в цикл механизмами собственных нужд, выведем формулы показателей экономичности работы котло- и турбоагрегата и энергоустановки в целом [13].

Коэффициент полезного действия котлоагрегата "нетто", в долях единицы:

агрегата, МВт.ч; 29,31 – теплота сгорания условного топлива, ГДж/т; B – количество израсходованного условного топлива, т; $\mathcal{E}_{\text{пн}}$ – расход электроэнергии на питательный насос, %;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{бл}}$ – расходы электроэнергии на собственные нужды соответственно турбоагрегата (без учета питательного насоса, который здесь рассматривается отдельно) и энергоустановки, %.

На основании формулы (1) введем понятия **коэффициента возврата теплоты** в котлоагрегат механизмами собственных нужд $K_{\text{вт}}^{\text{к}} = 1 - 3,6\mathcal{E}_{\text{тдм}}^{\text{т}}/Q_{\text{к}}$ и **коэффициента расхода электроэнергии** на собственные нужды котлоагрегатов энергоблоков:

- с питательным электронасосом:

$$K_{\text{сн}}^{\text{к}} = \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{бл}}}{100 - \alpha_{\text{пэн}}^{\text{т}} \mathcal{E}_{\text{пэн}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}};$$

- с питательным турбонасосом:

$$K_{\text{сн}}^{\text{к}} = \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{бл}}}{100 - \alpha_{\text{пэн}}^{\text{к}} \mathcal{E}_{\text{пэн}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{пэн}}$ – приведенный расход электроэнергии на питательный турбонасос, %.

В целях упрощения записи других формул технико-экономических показателей, объединим эти коэффициенты в одном множителе, который назовем **фактором собственных нужд** котлоагрегата:

$$f_{\text{сн}}^{\text{к}} = (K_{\text{вт}}^{\text{к}} \cdot K_{\text{эсн}}^{\text{к}})^{-1}.$$

Подставив выражение (2) в (1), получим удобную для практических целей формулу коэффициента полезного действия котлоагрегата в долях единицы:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{к}}}{29,31B} \cdot \frac{1}{f_{\text{сн}}^{\text{к}}}.$$

Затем определим расход условного топлива на производство тепловой энергии, отпускаемой из турбоагрегата. Принимая во внимание, что потери турбоагрегата не относятся на тепловую энергию, так как они в соответствии с принятой в СНГ методикой [1] полностью связаны с преобразованием тепловой энергии в механическую и электрическую энергию, запишем:

Значения фактора собственных нужд котлоагрегата и их составляющих

Способ вычисления	$K_{\text{вт}}^{\text{к}}$	$K_{\text{эсн}}^{\text{к}}$	$f_{\text{сн}}^{\text{к}}$
Предложенный метод ($\alpha_{\text{пэн}}^{\text{т}} = 0,8$)	0,995	0,985	1,020
Существующая практика ($\alpha_{\text{пэн}}^{\text{т}} = 0,0$)	0,995	0,960	1,045

При учете влияния питательного насоса предложенным методом действительный КПД котлоагрегата и удельный расход теплоты на турбоагрегат оказываются на 2...3 % больше, чем по действующему в настоящее время методу учета этих показателей. Независимо от способа учета

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{омн}}}{29,31\eta_{\text{мн}}\eta_{\text{к}}^{\text{н}}},$$

где $B_{\text{т}}$ – расход условного топлива на производство отпускаемой потребителю теплоты, т; $\eta_{\text{мн}} = Q_{\text{м}}/Q_{\text{к}}$ – коэффициент теплового потока; $Q_{\text{омн}}$ – теплота, отпущенная потребителям из отборов турбины, ГДж; $Q_{\text{м}}$ – теплота, поступившая из котло- в турбоагрегат по пароводяному тракту, ГДж.

Подставив выражение (3) в (4), получим искомого выражение расхода условного топлива на производство теплоты:

$$B_{\text{т}} = B f_{\text{сн}}^{\text{к}} Q_{\text{отп}}/Q_{\text{к}}.$$

Количество условного топлива в тоннах на выработку электроэнергии найдем по разности:

$$B_{\text{э}} = B - B_{\text{т}} = B(1 - f_{\text{сн}}^{\text{к}} Q_{\text{отп}}/Q_{\text{к}}),$$

тогда формула удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию примет следующий вид:

$$b_{\text{э}} = B(1 - f_{\text{сн}}^{\text{к}} Q_{\text{отп}}/Q_{\text{к}})/\mathcal{E}_{\text{отп}} \cdot 10^3,$$

где $b_{\text{э}}$ – удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч); $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – количество отпущенной электроэнергии, МВт.ч.

С учетом вышеизложенного, воспользовавшись формулой удельного расхода топлива [12]

$$b_{\text{э}} = q_{\text{т}}^{\text{н}}/29,31\eta_{\text{тп}}\eta_{\text{к}}^{\text{н}},$$

составим формулу удельного расхода теплоты "нетто" на отпуск электроэнергии турбоагрегатом (в килоджоулях на киловатт-час):

$$q_{\text{т}}^{\text{н}} = 29,31b_{\text{э}}\eta_{\text{тп}}\eta_{\text{к}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{м}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}} \cdot 10^3} \left(\frac{1}{f_{\text{сн}}^{\text{к}}} - \frac{Q_{\text{омн}}}{Q_{\text{к}}} \right),$$

Согласно расчетам, выполненным для энергоблока 160 МВт, получены следующие значения фактора собственных нужд котлоагрегата и их составляющих:

Таблица 1

влияния питательного насоса, полученные формулы значительно проще и точнее отражают действительные технико-экономические показатели ТЭС.

Выводы. Разработан алгоритм анализа энергетического баланса паротурбинной

установки, на основании которого разработаны новые аналитические выражения, всесторонне характеризующие экономичность работы энергоустановки, работающей в составе источника теплоснабжения. Рассмотрены некоторые аспекты анализа энергетического баланса паротурбинной установки с использованием относительного прироста расхода теплоты на конденсационную выработку энергии. Произведена аналитическая оценка влияния затрат энергии на собственные нужды на энергетический баланс ТЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Райс Дж.Г. Термодинамическая оценка циклов совместной выработки тепла и электроэнергии в газотурбинных установках. Часть 1 – Расчет по методу теплового баланса // Тр. амер. общ. инженеров-механиков. Энергетические машины и установки. 1987. №1. С. 1–10.
2. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984. 240 с.
3. Андрищенко А.И. Комбинированные системы энергоснабжения // Теплоэнергетика. 1997. № 5. С. 2–6.
4. Андрищенко А.И. Возможности повышения эффективности централизованного теплоснабжения городов // Промышленная энергетика. 2002. № 6. С. 15–18.
5. Буланин В.А. Некоторые вопросы анализа энергобаланса ТЭС // В кн.: Проблемы общей энергетики и топливно-энергетического комплекса. Труды Энергосетьпроекта, Выпуск 12. М., 1979. С. 10–20.
6. Буланин В.А., Родимкин Е.Д. Метод анализа энергобаланса паротурбинной установки // Электрические станции. 1978. № 11. С. 27–31.
7. РД 153-34.1-09.163-00. Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России.
8. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. М.: Энергия, 1976. 264 с.
9. Буланин В.А. Приведение удельных показателей работы энергоустановок к расчетному режиму // Научно-технические проблемы развития и совершенствования автоматизации управления в Белорусской энергосистеме. Тезисы докладов н.-т. совещания. Минск, 1977.
10. Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин // В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. Свердловск, Ср.-Уральск. кн. изд-во, 1969. С. 97–102.
11. Саламов А.А. Перспективы развития электростанций на органическом топливе // Электрические станции. 1993. № 8. С. 60–64.
12. Белинский С.Я., Липов Ю.М. Энергетические установки электростанций. Учебник для вузов. М.: Энергия, 1974. 304 с.
13. 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.

Информация об авторах

Буланин Владимир Анатольевич, кандидат технических наук. Генеральный директор ООО "Инновационные технологии – Энергетика". E-mail: v_bulanin@mail.ru. Россия, 308007, г. Белгород, ул. Мичурина, 56.

Поступила в июне 2019 г.

© Буланин В.А., 2019

***Bulanin V.A.**

LLC «Innovative technologies – Energy»
Russia, 308007, Belgorod, ul. Michurina, 56.
*E-mail: v_bulanin@mail.ru

THE ALGORITHM OF ANALYSIS OF ENERGY EFFICIENCY OF HEAT SUPPLY SOURCE

Abstract. The main energy-consuming element of the heat supply system of cities and settlements is a source of heat energy. In connection with the need to minimize the cost of fuel and electricity for heat supply, the article presents an analysis of the energy balance of the steam turbine installation, on the basis of which new analytical expressions are developed that comprehensively characterize the efficiency of the power plant. In 2000 by RD 153-34.1-09.163-00 "Model program of energy audits of thermal power plants and district boiler houses of joint-stock companies of power and electrification of Russia" was enacted. Some aspects of

the analysis of the energy balance of the steam turbine installation using the relative increase in heat consumption for condensation power generation are considered. An analytical assessment of the impact of energy costs on the boiler unit's own needs on the energy balance of the thermal power plant is made.

Keywords: *heat supply, heating, thermal power plant, fuel and energy complex, energy balance, combined production, cogeneration.*

REFERENCES

1. Rice J.G. Thermodynamic evaluation of the cycles of joint heat and power generation in gas turbine plants. Part 1 - Calculation by the method of heat balance [Termodinamicheskaya ocenka ciklov sovmestnoj vy`rabotki tepla i e`lektroe`nergii v gazoturbinn`x ustanovkax. Chast` 1 - Raschet po metodu teplovogo balansa] Tr. Amer. Ls. of mechanical engineers. Power machines and installations. 1987. No. 1. Pp. 1–10. (rus)

2. Gorshkov A.S. Technical and economic indicators of thermal power plants [Tekhniko-ekonomicheskie pokazateli teplovyh elektrostancij]. M.: Energoatomizdat. 1984. 240 p. (rus)

3. Andryushchenko A.I. Combined systems of power supply [Kombinirovanny`e sistemy` e`nergosnabzheniya]. Power engineering. 1997. No. 5. Pp. 2–6. (rus)

4. Andryushchenko A.I. Possibility of improving the efficiency of district heating of cities [Vozmozhnosti pov`sheniya e`ffektivnosti centralizovannogo teplosnabzheniya gorodov]. Industrial energy. 2002. No. 6. Pp. 15–18. (rus)

5. Bulanin V.A. Some problems of the analysis of the energy balance of thermal power plant [Nekotory`e voprosy` analiza e`nergobalansa TE`S]. In book problems of General energy and fuel and energy complex. Proceedings of the power grid Project, Issue 12. M., 1979. Pp. 10–20. (rus)

6. Bulanin V.A., Rodimkin E.D. Method of analysis of steam turbine unit energy balance [Metod analiza e`nergobalansa paroturbinnoy ustanovki]. Power plants. 1978. No. 11. Pp. 27–31. (rus)

7. RD 153-34.1-09.163-00. A typical program of energy surveys of thermal power plants and district boiler joint-stock companies of energy and electrification of Russia [Tipovaya programma

provedeniya e`nergeticheskix obsledovaniy teplovy`x e`lektricheskix stancij i rajonny`x kotel`ny`x akcionerny`x obshhestv e`nergetiki i e`lektrifikacii Rossii] (rus)

8. Benenson E.I., Ioffe L.S. Heat steam turbines [Teplofikacionnye parovye turbiny]. M.: Energy, 1976. 264 p. (rus)

9. Bulanin V.A. Reduction of specific performance indicators of power plants to the design mode [Privedenie udel`ny`x pokazatelej raboty` e`nergoustanovok k raschetnomu rezhimu]. Scientific and technical problems of development and improvement of control automation in the Belarusian power system. Abstracts of the meeting. Minsk, 1977. (rus)

10. Barinberg G.D., Benenson E.I. The effect of fresh steam parameters, intermediate overheating and single power on the efficiency of thermal turbines [Vliyaniye parametrov svezhego para, promezhutochnogo peregreva i edinichnoj moshchnosti na ekonomichnost' teplofikacionnyh turbin]. In Sat.: Experience creating a tour of bins and diesels. Sverdlovsk. Sr.-Uralsk. Kn. Ed-Vo, 1969. Pp. 97–102. (rus)

11. Salamov A. A. Prospects of development of power plants on organic fuel [Perspektivy` razvitiya e`lektrostancij na organicheskom toplive]. Power plants. 1993. No. 8. Pp. 60–64. (rus)

12. Belinsky S.Y., Lipov Y.M. Power plants. A textbook for universities [Energeticheskie ustanovki elektrostancij. Uchebnik dlya vuzov]. M.: Energy, 1974. 304 p. (rus)

13. Apatovsky L.E., Krylova L.D., Smirnova G.B. Choosing rational schemes to include calorific-making plants in the thermal scheme of the block [Vybor racional'nyh skhem vklucheniya kalorifernykh ustanovok v teplovuyu skhemu bloka]. Energy engineering. 1975. No. 6. Pp. 12–15. (rus)

Information about the authors

Bulanin, Vladimir A. PhD, General Director LLC «Innovative technologies – Energy». E-mail: v_bulanin@mail.ru. Russia, 308007, city Belgorod, street Michurina, 56.

Received in June 2019

Для цитирования:

Буланин В.А. Алгоритм анализа энергоэффективности источника теплоснабжения // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. 2019. № 9. С. 54–62. DOI: 10.34031/article_5da452a45dbf30.07663447

For citation:

Bulanin V.A. The algorithm of analysis of energy efficiency of heat supply source. Bulletin of BSTU named after V.G. Shukhov. 2019. No. 9. Pp. 54–62. DOI: 10.34031/article_5da452a45dbf30.07663447