

УДК 621.311.22

М. Е. Орлов

О применении пиковых сетевых подогревателей на ТЭЦ

Пиковые сетевые подогреватели начали применяться на ТЭЦ низкого и среднего давления для нагрева сетевой воды сверх температуры, получаемой в основных подогревателях, еще до выпуска пиковых водогрейных котлов. С ростом начальных параметров пара ТЭЦ применение пиковых сетевых подогревателей, подключенных к паропроводам котлов через редуционно-охладительные установки, стало неэкономичным ввиду непроизводительного редуцирования и охлаждения острого пара перед пиковыми сетевыми подогревателями. Для уменьшения малоэффективного расхода пара высоких давлений и снижения капиталовложений на ТЭЦ пиковые подогреватели стали заменять водогрейными котлами, которые дешевле энергетических котлоагрегатов.

Однако многолетняя практика эксплуатации показала, что пиковые водогрейные котлы оказались менее надежными и экономичными, чем паровые котлы с пиковыми сетевыми подогревателями. Поэтому на некоторых электростанциях стали возвращаться к использованию пиковых сетевых подогревателей. Например, на Ново-Свердловской ТЭЦ смонтирована пиковая бойлерная установка производительностью 300 Гкал/ч с использованием имеющихся на станции резервов пара [1]. На Серовской ГРЭС также предполагается установка пиковых сетевых подогревателей типа ПСВ-500-14-23, питаемых редуцированным паром [2].

Возврат к старым схемам включения на ТЭЦ пиковых сетевых подогревателей через РОУ представляется неперспективным, поскольку при этом снижается эффективность использования возможностей теплофикации. Гораздо выгоднее использование на ТЭЦ для понижения параметров пара вместо редуционно-охладительных установок противодавленческих паровых турбин [3].

Использование вместо РОУ противодавленческой турбины позволяет не терять, а полезно использовать потенциал парового потока для получения электроэнергии на тепловом потреблении. После турбины пар противодавле-

ния подается на пиковые сетевые подогреватели, где используется для подогрева сетевой воды.

Тепловая схема ТЭЦ с противодавленческой турбиной показана на рис. 1. Согласно данной схеме поступающую от потребителей сетевую воду нагревают паром отопительных отборов в основных сетевых подогревателях теплофикационных турбин, а в пиковых режимах тепловой нагрузки дополнительный нагрев сетевой воды осуществляют в пиковых сетевых подогревателях паром противодавления противодавленческих паровых турбин.

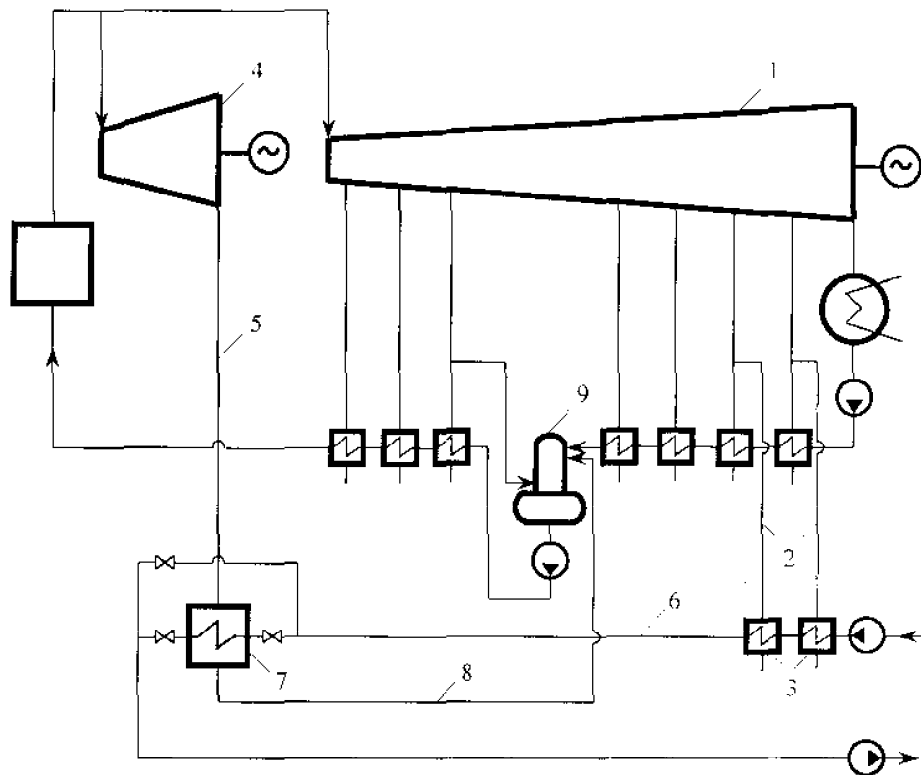


Рис. 1. Схема ТЭЦ с противодавленческой паровой турбиной и пиковым сетевым подогревателем: 1 - теплофикационная турбина с отопительными отборами; 2 - отопительные отборы; 3 - основные сетевые подогреватели; 4 - противодавленческая паровая турбина; 5 - паропроводы противодавления; 6 - сетевой трубопровод; 7 - пиковый сетевой подогреватель; 8 - конденсатопровод; 9 - деаэрагор повышенного давления

Пароводяные подогреватели менее подвержены температурным разверкам по сравнению с водогрейными котлами. Максимальная температурная разверка между некоторыми трубами в водогрейном котле достигает 40-50 °С, чтобы предотвратить пережог труб, необходимо обеспечить достаточно высокое качество противонакипной обработки

подпиточной воды теплосети, которое достигается в установках ионообменного умягчения. Во всем поверхностном пароводяном теплообменнике разверки температур не превышают 5 °С, поэтому противонакипная обработка подпиточной воды может производиться по упрощенной технологии с помощью ультразвуковых установок или дозирования в тракт подпиточной воды хорошо зарекомендовавших себя антинакипинов, таких как ОЭДФ, ИОМС-1 и некоторых других.

Осуществление дополнительного нагрева сетевой воды в пиковых сетевых подогревателях паром противодавления противодавленческих паровых турбин позволяет исключить из схемы ненадежно работающие пиковые водогрейные котлы, а также повысить надежность и экономичность работы тепловой электрической станции за счет снижения повреждаемости пиковых источников тепловой мощности, повышения выработки электроэнергии на тепловом потреблении, снижения затрат на противонакипную обработку подпиточной воды теплосети. Применение паровых турбин с противодавлением для покрытия пиковой тепловой мощности позволяет при капитальных затратах, сопоставимых с затратами на водогрейные котлы, повысить коэффициент теплофикации до 1 и маневренность покрытия электрической и тепловой нагрузки.

Капитальные вложения в противодавленческую турбину Р-100-130/15 с тремя пиковыми сетевыми подогревателями ПСВ-500-14-23 составляют около 87,35 млн. рублей (в ценах 2000 г.). Срок окупаемости этих капиталовложений в установку пиковых сетевых подогревателей с противодавленческой турбиной $T_{ок}$, лет, можно рассчитать по формуле

$$T_{ок} = K_{инв} / П_ч, \quad (1)$$

где $K_{инв}$ – инвестиции, вложенные в проект пикового теплоисточника, руб.; $П_ч$ – чистая прибыль, руб./год.

Чистая прибыль складывается из средств, получаемых за вырабатываемую противодавленческой турбиной электроэнергию, и экономии средств на топливо, получаемой за счет выработки электроэнергии на тепловом потреблении, за вычетом эксплуатационных издержек

$$П_ч = N_{мф} \cdot n \cdot [u_э - u_m (b_э - \Delta b_э)], \quad (2)$$

где $N_{мф}$ – электрическая мощность противодавленческой турбины, кВт; n – число часов работы противодавленческой турбины и пиковых сетевых подогревателей; $u_э$ – стоимость электроэнергии, руб./(кВт·ч); u_m – цена

условного топлива, руб/т; b_1 – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, т/(кВт·ч); Δb_1 – разность удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, т/(кВт·ч).

При одинаковом составе оборудования и цене условного топлива экономия средств и срок окупаемости будут зависеть от количества часов работы противодавленческой турбины и пиковых сетевых подогревателей.

Для рассматриваемого примера с турбиной Р-100-130/15 с тремя подогревателями ПСВ-500-14-23 зависимость срока окупаемости капиталовложений от числа часов работы в год при цене условного топлива 2000 руб./т представлена на рис. 2.

Из графика видно, что наибольший экономический эффект можно получить при сроке окупаемости около года, т.е. при количестве часов работы в год от 1600 и более. При работе противодавленческой турбины и пикового сетевого подогревателя менее 300 часов в год их установка экономически не выгодна, т.к. коэффициент эффективности капиталовложений очень низок и неприемлем для инвесторов. В этом случае выгоднее использовать либо пиковый подогреватель, работающий от РОУ или другого источника пара, либо пиковый водогрейный котел.

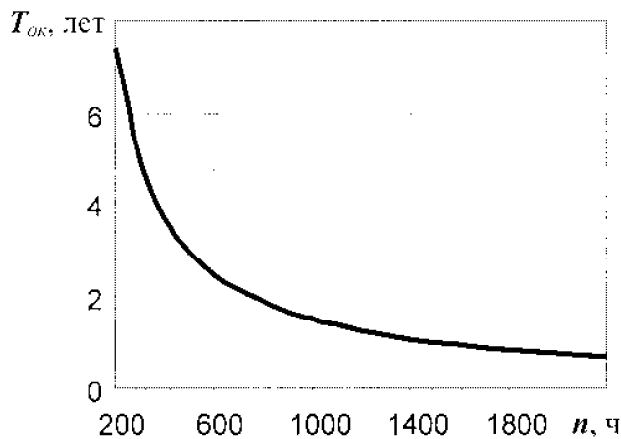


Рис. 2. Зависимость срока окупаемости турбины Р-100-130/15 с пиковыми сетевыми подогревателями ПСВ-500-14-23 от числа часов работы за год

Таким образом, применение пикового сетевого подогревателя с противодавленческой паровой турбиной при количестве часов их работы свыше 1600 является экономически выгодным техническим решением, обеспечивающим быструю окупаемость капиталовложений, повышающим эффективность теплофикации и надежность обеспечения пиковой тепловой мощности.

сезона. При наложении площади 1-2-3 на график коммунально-бытовой нагрузки (вверху) видно, что часть неиспользованного тепла может быть использована для целей теплофикации. На рис. 3 (вверху) доля используемой теплоты технологического пара на теплофикационные нужды при $\alpha_{тэц} = 0,5$ соответствует площади 1-4-5 с двойной штриховкой.

Используя графики технологической и коммунально-бытовой нагрузок по продолжительности, аналогичные рис. 3, но построенные в масштабе для реальных условий работы Ульяновской ТЭЦ-1, определяем графо-аналитическим методом долю тепла из производственных отборов для целей теплофикации при различных значениях коэффициента $\alpha_{тэц}$. В результате расчетов получена зависимость $\gamma = f(\alpha_{тэц})$. Относительная тепловая нагрузка пикового сетевого подогревателя γ представляет собой отношение действительной нагрузки пиковых сетевых подогревателей $Q_{пб}$ к количеству теплоты $Q_{год}$, отпущенному на коммунально-бытовые нужды за весь год $\gamma = Q_{пб}/Q_{год}$. Для Ульяновской ТЭЦ-1 $Q_{год} = 839,1 \cdot 10^4$ ГДж.

Полученная зависимость $\gamma = f(\alpha_{тэц})$ аппроксимирована с коэффициентом достоверности 0,99 полиномом

$$\gamma = -3,939\alpha_{ТЭЦ}^4 + 8,859\alpha_{ТЭЦ}^3 - 7,132\alpha_{ТЭЦ}^2 + 2,317\alpha_{ТЭЦ} - 0,214. \quad (3)$$

По формуле (3) определяем, что на ТЭЦ-1 при коэффициенте теплофикации $\alpha_{тэц} = 0,538$ доля технологического пара в покрытии теплофикационной нагрузки $\gamma = 0,0178$, при этом тепловая нагрузка, передаваемая с пиковых водогрейных котлов на энергетические котлы и пиковый сетевой подогреватель, составит $Q_{пб} = 149360$ ГДж. Передавая нагрузку с пиковых водогрейных котлов на пиковый сетевой подогреватель, мы тем самым увеличиваем комбинированную выработку электроэнергии на тепловом потреблении и уменьшаем выработку конденсационным способом, что и обеспечивает экономию топлива. Величину экономии топлива можно оценить по формуле

$$\Delta B = 10^{-6} \Delta D (i_0 - i_{отб}) K_r \eta_{эм} h \Delta b_3, \quad (4)$$

где ΔD – расход пара в отборе, кг/с; $i_0, i_{отб}$ – энтальпии свежего пара и пара в отборе, кДж/кг; $K_r = 1,10-1,20$ – коэффициент, учитывающий увеличение мощности за счет регенеративного подогрева конденсата; $\eta_{эм} = 0,98$ – электромеханический КПД турбогенератора; h – число часов использования отбора; Δb_3 – разность удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, г/кВт·ч.

Для условий Ульяновской ТЭЦ-1 передача 149360 ГДж тепловой нагрузки с пиковых водогрейных котлов на пиковые сетевые подогреватели позволяет сэкономить до 2790 т условного топлива в год за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

При передаче тепловой нагрузки с пиковых водогрейных котлов на пиковые сетевые подогреватели, с одной стороны, уменьшается расход топлива на водогрейные котлы, с другой стороны, для обеспечения этой нагрузки расходуется топливо в энергетических котлах. Определим экономию условного топлива ΔB_k , т, и подсчитаем экономический эффект от изменения структуры покрытия тепловых нагрузок

$$\Delta B_k = \frac{100 Q_{п\acute{o}}}{Q_{y.m.}^p} \left(\frac{1}{\eta_{пвк}} - \frac{1}{\eta_{пк}} \right), \quad (5)$$

где $Q_{п\acute{o}}$ – тепловая нагрузка, переданная с пиковых водогрейных котлов на энергетические котлы, ГДж; $Q_{y.m.}^p = 29,31$ МДж/кг располагаемая теплота сгорания условного топлива; $\eta_{пвк} = 84,17$, $\eta_{пк} = 92,60$ % – КПД брутто пиковых водогрейных и паровых энергетических котлов ТЭЦ-1.

Расчеты по формуле (5) показывают, что в результате передачи определенной части тепловой мощности с пиковых водогрейных котлов на энергетические котлы расход условного топлива на ТЭЦ уменьшится на величину $\Delta B_k = 550$ т. Общая экономия условного топлива составит 3340 т в год, при стоимости условного топлива 2000 руб./т экономия денежных средств на ТЭЦ составит 6680 тыс. рублей в год.

С целью более эффективного использования избытков пара производственных отборов турбин разработана усовершенствованная технология работы ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями [5, 6] (рис. 4).

Сущность этой технологии заключается в том, что пиковая тепловая нагрузка полностью обеспечивается в пиковых сетевых подогревателях и дополнительном водо-водяном теплообменнике. Конденсатом, образующимся в пиковом сетевом подогревателе, подключенном к производственному отбору пара, нагревают сетевую воду после основных сетевых подогревателей и перед пиковым подогревателем в дополнительном водо-водяном теплообменнике, после чего конденсат направляют в трубопровод основного конденсата между вторым и третьим по ходу основного конденсата турбин подогревателями низкого давления.

Воспользуемся эксергетическим методом анализа термодинамической эффективности [7] для сравнения теплоприготовительных установок

традиционной ТЭЦ с последовательным включением основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов и ТЭЦ, изображенной на рис. 4.

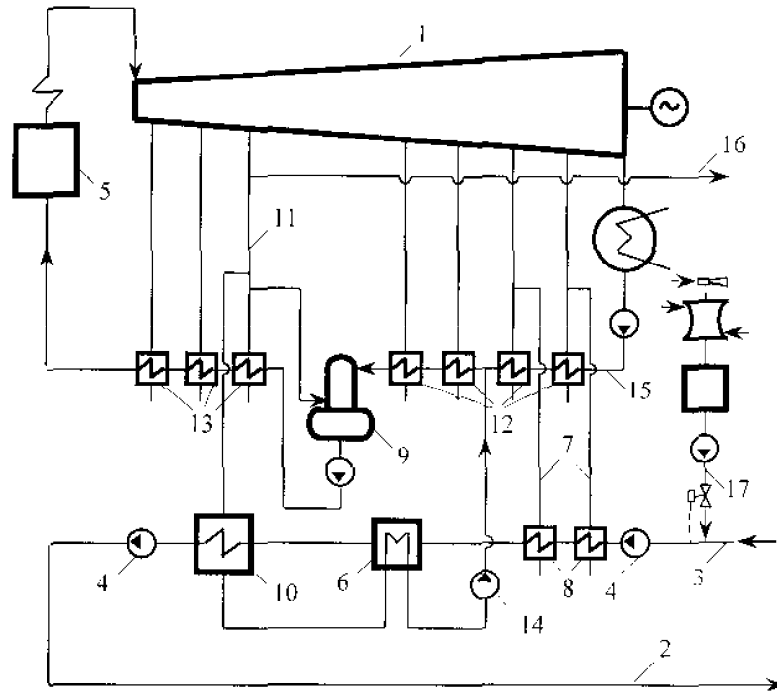


Рис. 4. Схема ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями, подключенными к производственному отбору турбины, и дополнительным водо-водяным теплообменником: 1 – теплофикационная турбина; 2, 3 – подающий и обратный трубопроводы теплосети; 4 – сетевой насос; 5 – энергетический котел; 6 – дополнительный водо-водяной подогреватель; 7 – отопительные отборы пара; 8 – сетевые подогреватели; 9 – деаэратор повышенного давления; 10 – пиковый сетевой подогреватель; 11 – производственный отбор пара; 12 – ре-генеративные подогреватели низкого давления; 13 – регенеративные подогреватели высокого давления; 14 – конденсатный насос; 15 – трубопровод основного конденсата; 16 – паропровод технологического пара; 17 – трубопровод подпиточной воды

Затраты эксергии газообразного топлива на подогрев 1 м^3 сетевой воды определяются по приближенной формуле

$$E_1^{ПВК} = 0,95 Q_p^o \Delta b Q^{ПВК} , \quad (7)$$

где Q_p^o – высшая теплота сгорания топлива, кДж/м^3 ; Δb – удельный расход газа, $\text{м}^3/\text{кДж}$; $Q^{ПВК}$ – тепловая мощность пикового водогрейного котла, затраченная на подогрев 1 м^3 сетевой воды, кДж/м^3 .

При сжигании газа Уренгойского месторождения для подогрева 1 м^3 сетевой воды в пиковом водогрейном котле со 110 до 150°C затраты эксергии $E_1^{ПВК} = 183403 \text{ кДж/м}^3$.

Эксергия, отданная греющим паром на подогрев 1 м^3 сетевой воды в основных сетевых подогревателях теплофикационных турбин, рассчитывается по формуле

$$E_1^{ОСП} = D[h_n - h_k - T_o(s_n - s_k)] , \quad (8)$$

где D – количество пара из отборов турбин, используемого для подогрева 1 м^3 сетевой воды, кг/т; h_n, h_k – энтальпии пара и конденсата, кДж/кг; s_n, s_k – энтропии пара и конденсата, кДж/(кг·К); T_o – абсолютная температура окружающей среды, К.

В качестве температуры окружающей среды T_o принимаем температуру исходной воды в зимний период 278 К , при этом условии в основных сетевых подогревателях на подогрев 1 м^3 сетевой воды расходуется эксергия в количестве $E_1^{ОСП} = 50646,5 \text{ кДж/м}^3$.

Затраты эксергии на транспорт 1 м^3 теплоносителя оцениваются по формуле

$$E_1^Э = p_{сн} V_{сн} / \eta_{сн} , \quad (9)$$

где $p_{сн}$ – напор сетевого насоса, кПа; $V_{сн}$ – объем сетевой воды, проходящей через насос, м^3 ; $\eta_{сн}$ – КПД сетевого насоса.

При транспорте 1 м^3 сетевой воды насосом с напором 2400 кПа затраты эксергии $E_1^Э = 3428,6 \text{ кДж/м}^3$.

Для общего случая эксергия потока воды рассчитывается по формуле

$$E^B = G[h_e - h_o - T_o(s_e - s_o)] , \quad (10)$$

где G – масса воды, кг/м³; h_e, h_o – энтальпии воды и окружающей среды, Дж/кг; s_e, s_o – энтропии воды и окружающей среды, кДж/(кг·К).

Значения эксергий потоков сетевой воды на входе и на выходе из теплоприготовительной установки ТЭЦ при подогреве 1 м^3 воды с 70 до 150°C составляют $E_{вх}^{CB} = 27595,7$ и $E_{вых}^{CB} = 118535,6 \text{ кДж/м}^3$.

Для общего случая эксергия потока пара рассчитывается по формуле

$$E^П = D[h_n - h_o - T_o(s_n - s_o)] , \quad (11)$$

где D – масса пара, кг/м³; h_n, h_o – энтальпии пара и окружающей среды, кДж/кг; s_n, s_o – энтропии пара и окружающей среды, кДж/(кг·К).

Общие затраты эксергии, рассчитанные по формуле (6), составят $E_1 = 144867 \text{ кДж/м}^3$.

Эксергетическая диаграмма для ТЭЦ с последовательным включением основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов показана на рис. 5 а.

Удельные затраты эксергии E_2 , кДж/м^3 , на ТЭЦ (рис. 4) на подготовку 1 м^3 сетевой воды, отпускаемой потребителям, определяются в виде суммы

$$E_2 = E_2^{\text{ПСП}} + E_2^{\text{ДП}} + E_2^{\text{ОСП}} + E_2^{\text{Д}} + E_{\text{вх}2}^{\text{СВ}} - E_{\text{вых}2}^{\text{СВ}}, \quad (12)$$

где $E_2^{\text{ПСП}}$ – затраты эксергии в виде теплоты на подогрев сетевой воды в пиковых сетевых подогревателях теплофикационных турбин, кДж/м^3 ; $E_2^{\text{ДП}}$ – затраты эксергии в виде теплоты на подогрев сетевой воды в дополнительном водо-водяном теплообменнике, кДж/м^3 .

При одинаковых температурах прямой и обратной сетевой воды величины $E_{\text{вх}2}^{\text{СВ}} = E_{\text{вх}1}^{\text{СВ}}$, $E_{\text{вых}2}^{\text{СВ}} = E_{\text{вых}1}^{\text{СВ}}$. Затраты эксергии в виде теплоты $E_2^{\text{ПСП}}$ и $E_2^{\text{ОСП}}$, кДж/м^3 , для подогрева 1 м^3 сетевой воды в пиковых и основных сетевых подогревателях теплофикационных турбин рассчитываются по формуле (8) при подстановке в него значений количества и параметров пара соответствующих отборов турбин ТЭЦ на рис. 4. Для рассматриваемого примера $E_2^{\text{ПСП}} = 75826,3$ и $E_2^{\text{ОСП}} = 45577,0 \text{ кДж/м}^3$.

Суммарное гидравлическое сопротивление пикового сетевого подогревателя и дополнительного теплообменника меньше, чем гидравлическое сопротивление пикового водогрейного котла, поэтому необходимый напор сетевого насоса будет меньше. При величине напора 1230 кПа затраты эксергии на транспорт 1 м^3 теплоносителя, рассчитанные по формуле (9), составляют $E_2^{\text{Д}} = 1757,1 \text{ кДж/м}^3$.

Затраты эксергии в виде теплоты на подогрев сетевой воды в дополнительном водо-водяном теплообменнике определяются по формуле

$$E_2^{\text{ДП}} = G[h' - h'' - T_o(s' - s'')] \quad (13)$$

где G – количество конденсата, используемого для подогрева 1 м^3 сетевой воды в дополнительном водо-водяном теплообменнике, кг/т ; h' , h'' – энтальпии конденсата на входе и на выходе из подогревателя, кДж/кг ; s' , s'' – энтропии конденсата на входе и на выходе из подогревателя, $\text{кДж/(кг}\cdot\text{К)}$.

В дополнительном водо-водяном теплообменнике затраты эксергии $E_2^{III} = 5375,9 \text{ кДж/м}^3$. Общие затраты эксергии, рассчитанные по формуле (12) для ТЭЦ, изображенной на рис. 4, составят $E_2 = 16925 \text{ кДж/м}^3$.

Эксергетическая диаграмма для ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями и дополнительным водо-водяным теплообменником показана на рис. 5 б).

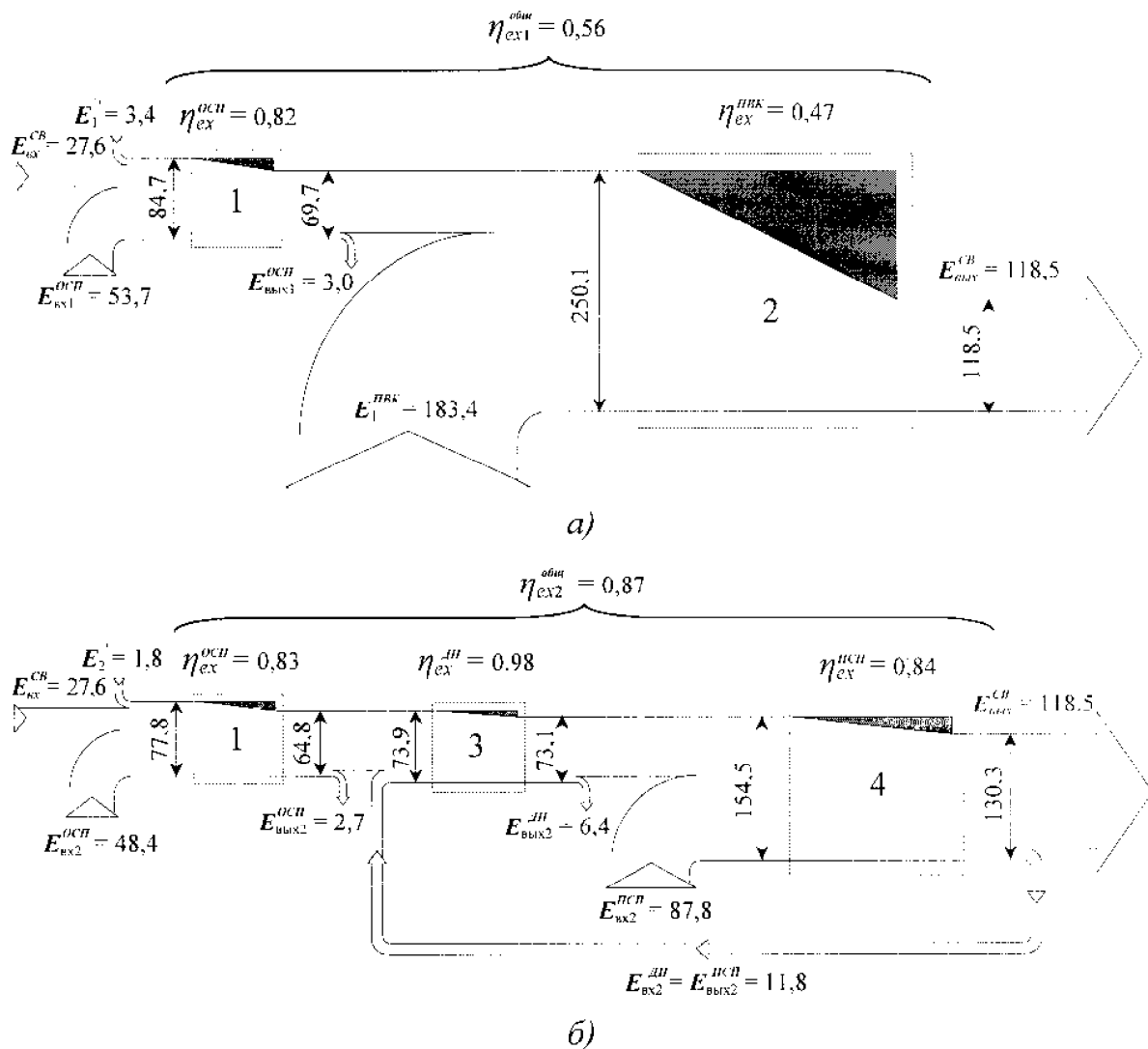


Рис. 5. Эксергетические диаграммы теплоприготовительных установок сетевой воды на ТЭЦ с последовательным включением основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов (а) и на ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями и дополнительным водо-водяным теплообменником (б): 1 – основные сетевые подогреватели; 2 – пиковый водогрейный котел; 3 – дополнительный водо-водяной подогреватель; 4 – пиковый сетевой подогреватель (значения потоков эксергии на диаграмме указаны в МДж/м³)

Разность между удельными затратами эксергии в теплоприготовительных установках рассматриваемых ТЭЦ составляет $E_1 - E_2 = 104061 \text{ кДж/м}^3$.

При оценке эффективности различных процессов и установок с помощью эксергетического метода термодинамического анализа основным показателем степени термодинамического совершенства является эксергетический коэффициент полезного действия η_{ex} .

$$\eta_{ex} = \frac{\sum E''}{\sum E'} = 1 - \frac{\sum E_{nom}}{\sum E'}, \quad (14)$$

где $\sum E'$ – сумма всех потоков эксергии, поступающих в систему, кДж/м^3 ; $\sum E''$ – сумма всех потоков эксергии, выходящих из системы, кДж/м^3 ; $\sum E_{nom}$ – сумма потерь эксергии в системе, кДж/м^3 .

Рассчитанные по формуле (14) величины общих эксергетических КПД для теплоприготовительных установок составляют: для ТЭЦ с традиционным последовательным включением основных сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов (рис. 5 а) $\eta_{ex1}^{общ} = 0,56$; для ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями и дополнительным водо-водяным теплообменником (рис. 5 б) $\eta_{ex2}^{общ} = 0,87$, т.е. на 31 % больше, чем для ТЭЦ с традиционной технологией обеспечения пиковой тепловой мощности.

Такая существенная разница между удельными затратами эксергии и эксергетическими КПД связана, главным образом, с большими потерями эксергии топлива в пиковом водогрейном котле (рис. 5 а) из-за большой разности температур между греющим и нагреваемым теплоносителями. Во второй схеме большая часть эксергии топлива расходуется на получение пара в энергетических котлах и выработку электроэнергии в турбине, на подогрев сетевой воды затрачивается лишь эксергия потока отработавшего пара, поэтому разность температур в пиковом подогревателе значительно меньше, причем эксергия потока конденсата из пикового сетевого подогревателя полезно используется в дополнительном водо-водяном теплообменнике (рис. 4 б).

Таким образом, использование вместо водогрейного котла пикового сетевого подогревателя позволяет повысить экономичность и надежность ТЭЦ за счет полного покрытия пиковой тепловой мощности от сетевых подогревателей, исключения повреждений источников пиковой тепловой мощности, использования для подготовки подпиточной воды недорогих технологий водоподготовки и увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении при увеличении использования пара производствен-

ного отбора, являющегося греющей средой в пиковом сетевом подогревателе. Эксергетический КПД теплоприготовительной установки сетевой воды по предлагаемой технологии на 31 % больше, чем для традиционной технологии подогрева сетевой воды, что говорит о значительном снижении эксергетических затрат на подогрев сетевой воды и высокой степени термодинамического совершенства установки. Подогрев конденсатом пикового подогревателя сетевой воды и последующий отвод конденсата в предусмотренном технологией порядке также повышают выработку электроэнергии на тепловом потреблении и экономичность ТЭЦ.

Выводы

1. Использование на ТЭЦ пиковых сетевых подогревателей, подключенных к паропроводам противодавления противодавленческих паровых турбин (вместо РОУ), позволяет исключить непроизводительное редуцирование острого пара, повысить надежность пикового теплоисточника, увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении, повысить коэффициент теплофикации до 1 и маневренность покрытия электрической и тепловой нагрузки.
2. Получена зависимость срока окупаемости противодавленческой турбины Р-100-130/15 с пиковыми сетевыми подогревателями от числа часов работы в году. При работе пиковой установки свыше 1600 часов срок ее окупаемости составляет меньше года.
3. С помощью графоаналитического метода анализа графиков коммунально-бытовой и производственной нагрузок промышленно-отопительных ТЭЦ доказана целесообразность использования избытков технологического пара в пиковых сетевых подогревателях для обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения.
4. Для условий Ульяновской ТЭЦ-1 применение пиковых сетевых подогревателей, использующих избытки пара производственных отборов турбин, для обеспечения 149360 ГДж пиковой тепловой нагрузки позволяет сэкономить около 3340 т условного топлива в год за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении и перераспределения тепловых нагрузок.
5. Разработана технология работы ТЭЦ, повышающая эффективность использования избытков пара производственных отборов турбин за счет дополнительного подогрева потока сетевой воды конденсатом пиковых сетевых подогревателей.

6. С помощью эксергетического метода анализа термодинамической эффективности процессов произведено сравнение теплоприготовительных установок ТЭЦ с последовательным включением основных сетевых подогревателей и пикового водогрейного котла и ТЭЦ с пиковым сетевым подогревателем и дополнительным водо-водяным теплообменником, питаемым конденсатом пикового подогревателя. Установлено, что затраты эксергии в первом случае значительно больше, а эксергетический КПД установки на 31 % меньше, чем во втором. Следовательно, предложенная схема ТЭЦ с пиковым подогревателем и дополнительным теплообменником более экономична, чем традиционная.

Список литературы

1. *Дыскин В.А.* Теплофикация в Свердловской энергосистеме// Электрические станции. 1999. № 10. С. 27-29.
2. *Филатов А.Г.* Комплекс дальнего теплоснабжения г. Серова от ГРЭС// Электрические станции. 1999. № 10. С. 30-31.
3. *Орлов М.Е., Шарапов В.И.* Способы повышения эффективности обеспечения пиковых тепловых нагрузок на тепловых электростанциях// Энергосбережение в городском хозяйстве: Материалы Второй Российской научно-технической конференции. Ульяновск: УлГТУ, 2000. С. 78-80.
4. *Орлов М.Е., Шарапов В.И.* Использование избытков пара производственных отборов турбин ТЭЦ// Научно-технический калейдоскоп. 2001. № 4. С. 103-110.
5. Патент 2164606 (RU). МКИ⁷ F 01 K 17/02. Тепловая электрическая станция/ В.И. Шарапов, П.В. Ротов, М.Е. Орлов/ Бюллетень изобретений. 2001. № 9.
6. Патент 2166645 (RU). МКИ⁷ F 01 K 17/02. Способ работы тепловой электрической станции/ В.И. Шарапов, П.В. Ротов, М.Е. Орлов// Бюллетень изобретений. 2001. № 13.
7. *Эксергетические расчеты технических систем: Справочное пособие/ В.М. Бродянский, Г.П. Верхивкер, Я.Я. Карчев и др. Под ред. А.А. Долинского, В.М. Бродянского. Киев: Наукова думка. 1991. 360 с.*