

УДК 65.0+621.165

ШУБЕНКО О. Л., член-корреспондент НАН Украины, доктор технических наук, профессор
 БАБАК М. Ю., кандидат технических наук, старший научный сотрудник
 СЕНЕЦЬКИЙ О. В., кандидат технических наук
 РОГОВИЙ С. В., аспирант
 Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины, г. Харьков, Украина
 E-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua).

ПЕРЕВОД МАЛОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ НА СЖИГАНИЕ МЕСТНОГО ТОПЛИВА В ОБЪЕМАХ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ЕЕ РАБОТУ В ЛЕТНЕЕ ВРЕМЯ

Дана характеристика местного топлива. Представлены результаты технико-экономической оценки проекта перевода одного котлоагрегата малой ТЭЦ с природного газа на местное твердое топливо, которое предлагается сжигать в топке с «кипящим слоем». Показано, что простой срок окупаемости такой реконструкции котла производительностью 50 т/ч пара с параметрами 3,4 МПа, 440 °С для основных групп местного топлива окупится менее чем за два года. Предложено для повышения в летнее время экономических показателей ТЭЦ с паровыми турбинами, работающими с ухудшенным вакуумом, устанавливать дополнительный контур на базе малой турбины с низкокипящим рабочим телом.

Ключевые слова: теплоэлектроцентраль, сжигание местного топлива, «кипящий слой», срок окупаемости, малая турбина

Надано характеристику місцевого палива. Представлені результати техніко-економічної оцінки проекту переведення одного з котлоагрегатів малої ТЕЦ з природничого газу на місцеве тверде паливо, яке запропоновано спалювати у топці «з киплячим шаром». Показано, що простий термін окупності такої реконструкції котла продуктивністю 50 т/ч пари з параметрами: 3,4 МПа, 440 °С для основних груп місцевого палива окупиться швидше ніж за два роки. Запропоновано для підвищення у літній період економічних показників ТЕЦ з паровими турбінами, що працюють з погіршеним вакуумом, встановити додатковий контур на базі малої турбіни з низько киплячим робочим тілом.

Ключові слова: теплоелектроцентраль, спалювання місцевого палива, «киплячий шар», строк окупності, мала турбіна.

Введение

Высокая цена на импортный природный газ ~370-450 USD/тыс. м³ заметное уменьшение тепловой нагрузки в летний период ряда малых ТЭЦ (например, Ахтырская ТЭЦ [1], Кировоградская ТЭЦ) после перехода Украины на новые экономические отношения вынуждают станции искать пути улучшения своих технико-экономических показателей (ТЭП). Учитывая сложности инвестирования в Украине, интерес вызывают сравнительно малозатратные технические решения, которые базируются на модернизации существующего оборудования ТЭЦ.

Очевидным путем, приводящим к улучшению ТЭП малых газовых ТЭЦ, является переход на другое, более дешевое, топливо. Это топлива, приготовленные из отходов промышленности, а также местное топливо (торф, дрова, сельскохозяйственные отходы, «энергетические» растения и др.), обычно определяемое как биомасса. Вопросами использования биомассы с целью обеспечения наиболее благоприятных условий ведения бизнеса, ускоренного и устойчивого развития биоэнергетики как отрасли занимается Биоэнергетическая ассоциация Украины [2]. На сайте этой организации имеется достаточное количество публикаций членов ассоциации, посвященных переработке биомассы. В частности, это работы главы правления ассоциации канд. техн. наук Г.Г. Гелетухи, например, [3].

Кроме цены топлива существенную роль играет стоимость технологии его использования на ТЭЦ. На наш взгляд, перспективными для анализа являются технологии

переработки топлива (промышленных отходов): сжигание в псевдосжиженном (кипящем) слое [4] и факельное сжигание водоугольного топлива [5, 6] или твердого после газификации [7].

Поскольку рынок промышленных отходов в Украине недостаточно развит, рассмотрим экономические аспекты частичного внедрения на малых ТЭЦ технологии «кипящего слоя» (КС) для сжигания твердого местного топлива (МТ), более освоенной на данный момент. Частичное внедрение реализуется с целью сокращения инвестиций – на технологию КС переводится только один котлоагрегат из нескольких, имеющих на ТЭЦ. В этом случае для обеспечения эффективной работы малой ТЭЦ в летний период на горячем водоснабжении (ГВС) часто достаточно установки дополнительного малого турбогенератора. Существует ряд разновидностей технологии КС: классическая, низкотемпературный циркулирующий КС, высокотемпературный КС и др. Каждая из этих технологий имеет свои достоинства и недостатки, анализ которых выходит за рамки настоящей публикации.

Экономические аспекты перевода газового котла на топку с «кипящим слоем»

По пути перевода малой ТЭЦ на МТ и технологию сжигания в КС пошли, например, в г. Смела, Черкасской обл., где ООО «Экоэнергохарьков» совместно с ООО «Укркотлопром» в 2010 г. реализован проект переоборудования котла ТС-20 Таганрогского котельного завода топкой ТКС-20 [4]. Переоборудованный котел ТС-20 при испытаниях обеспечил производство 26 т/ч пара с параметрами: 3,0 МПа, 440 °С. Он может работать на щепе, торфе, соломе, гранулах древесных и из соломы и др., вырабатывает пар для паровой турбины Р-2,5-3,4/0,5 (в 2012 г. заменена на турбину мощностью 6 МВт), генерирующую «зеленую» электроэнергию¹.

По данным ООО «Экоэнергохарьков» перевод газового котла на сжигание твердого топлива в КС (производительность котла в зависимости от вида топлива падает на 20-25 %) предполагает [2]:

- обследование объекта, составление акта о возможности переоборудования;
- проведение проектных работ;
- согласование проекта перевода парового котла в государственных органах;
- демонтажные работы и подготовка места установки топки кипящего слоя, оборудования топливоподачи, оборудования золоудаления и прочее;
- изготовление оборудования топливоприемки, топливоподготовки, топливоподачи, склада «живое дно» (его емкость обычно гарантирует двухсуточную работу котла), АСУ ТП, и др.;
- монтажные работы по установке оборудования топливоприемки, топливоподготовки, топливоподачи, накопительных бункеров, склада «живое дно», питателей котла, оборудования золоудаления, очистки дымовых газов, АСУ ТП топливоподачи и котла;
- пусконаладочные работы смонтированного оборудования.

Суммарные инвестиции на реализацию проекта перевода газового котла производительностью 50 т/ч пара с параметрами: 3,4 МПа, 440 °С на технологию КС ООО «Экоэнергохарьков» оценивает в 15–20 млн грн [4] (сумма зависит от состава топлива и степени очистки дымовых газов).

Переход на сжигание МТ для коммунальной ТЭЦ, обычно расположенной в черте населенного пункта, задача не простая в связи с необходимостью обеспечения поставок топлива и его хранения. Однако имеется ряд примеров по переводу малых ТЭЦ предприятий и объектов коммунального теплоснабжения Украины на сжигание МТ, например, [8].

Проанализируем, как переход на сжигание разных видов твердого МТ отразится на изменении ТЭП малой ТЭЦ. Основными факторами, влияющими на ТЭП малой ТЭЦ при замене топлива, являются: $c^{y.t.}$ – цена эквивалентного условного топлива, I – инвестиции и степень загрузки станции (для промышленной станции, которая использует пар не только с отопительной целью, как правило, загрузка составляет 70–90 %, для малой коммунальной ТЭЦ летняя нагрузка в 5–6 раз меньше, т. е. 12–16 %).

¹ Работа малой ТЭЦ по «зеленому тарифу» не рассматривается. Очевидно, что этот тариф всегда работает в сторону улучшения ТЭП станции.

В состав I на реализацию рассматриваемого проекта кроме прямых инвестиций $I_{\text{п}}$ формально необходимо включать и I_{20} – инвестиции, компенсирующие снижение производительности котла при переходе на технологию КС, т. е. $I = I_{\text{п}} + I_{20}$. Последние можно определить следующим образом

$$I_{20} = k_{-G} G_{\text{кГ}} c_{\text{уК}},$$

где $G_{\text{кГ}}$ – расход пара, вырабатываемого котлом при работе на природном газе, $c_{\text{уК}} = 300-700$ тыс. грн/т.п. (т.п. – на тонну пара) – удельная стоимость котлоагрегата (меньшее значение взято из [1]), $k_{-G} = 0,2$ коэффициент, учитывающий снижение производительности котла при переходе на технологию КС. Отметим, что при переводе котла на технологию КС, тепловая и электрическая нагрузки малой ТЭЦ не изменяются.

Простой срок окупаемости $\tau_{\text{ок}}$ проекта перевода одного котлоагрегата ТЭЦ на технологию КС можно оценить с помощью соотношения:

$$\tau_{\text{ок}} = I/\Delta Z, \tag{1}$$

где ΔZ – изменение (уменьшение) годовых затрат на ТЭЦ при переводе котла на сжигание в КС или годовая прибыль, которую приближенно (не учитывая перераспределение нагрузки между котлами) можно определить следующим образом:

$$\Delta Z \approx \sum_{i=1}^{12} [B_{\text{Г}i} c_{\text{Г}} - B_{\text{МТ}i} c_{\text{МТ}} - k_{-G} B_{\text{Г}i} c_{\text{Г}} - \Delta C \bar{b}_i - \Delta Z_{\text{о.МТ}i}], \tag{2}$$

где, $B_{\text{Г}i}$ и $B_{\text{МТ}i}$ – расходы природного газа до и МТ после реконструкции котла в i -ом месяце, $c_{\text{Г}}$, $c_{\text{МТ}}$ – цены природного газа и МТ, $\Delta C \bar{b}_i$ – изменение суммы сборов за вредные выбросы в i -ом месяце, $\Delta Z_{\text{о.МТ}i}$ – изменение остальных затрат (зарплата персонала с начислениями, стоимость технической воды подпитки, химических реагентов для получения котловой воды, отчисления на ремонты и т. д.) в i -ом месяце. Третье вычитаемое учитывает дополнительные затраты на топливо, которое сжигается в другом газовом котле (ах) для сохранения количества теплоты и электроэнергии, отпускаемых на ТЭЦ.

Объем вредных выбросов зависит от технологии сжигания топлива и от его состава. Переход с факельного сжигания природного газа в котле на сжигание в КС МТ несомненно увеличит вредные выбросы продуктов сгорания в окружающую среду ($\Delta C \bar{b}_i > 0$). Основными составляющими вредных выбросов в атмосферу для ТЭЦ, сжигающих твердое топливо, являются: зола-унос, окись углерода, оксиды азота и серы.

Сбор за вредные выбросы котлами шахтной котельной при факельном сжигании шахтного метана и слоевом донецкого угля марки Г исследовался авторами в [9]. Удельная плата (на произведенную теплоту) за вредные выбросы составила ~ 20 грн/Гкал. Главный вклад ($\sim 85\%$) в сумму платы за выбросы дал сбор за SO_2 (содержание серы в угле $\sim 3\%$). Поскольку содержание серы в МТ обычно незначительное, допустимо полагать, что рост удельной платы за вредные выбросы в случае перевода котла на технологию КС не превысит $\Delta c_{\text{у.сб}} = 4$ грн/Гкал.

Анализ изменения нагрузок энергоузла в течение года как промышленного предприятия [9], так и коммунальной ТЭЦ [1] свидетельствует о том, что допустимо рассматривать только два режима работы: летний и зимний, усреднив соответствующие нагрузки. Причем степень падения нагрузки энергоузла промышленного предприятия в летний период, как правило, меньше чем коммунальной ТЭЦ (зависит от соотношения производственной и отопительной нагрузки).

Введем сезонный коэффициент $k_{\text{с}}$ загрузки реконструируемого котла

$$k_{\text{с}} = \frac{B_{\text{Гл}}^{\text{ср.}}}{B_{\text{Гз}}^{\text{ср.}}} \approx \frac{b_{\text{Гл}}^{\text{ср.}}}{b_{\text{Гз}}^{\text{ср.}}}, \tag{3}$$

где $B_{\text{Гл}}^{\text{ср.}}$, $B_{\text{Гз}}^{\text{ср.}}$ – средние месячные и $b_{\text{Гл}}^{\text{ср.}}$, $b_{\text{Гз}}^{\text{ср.}}$ – средние часовые расходы газа в летний и зимний периоды соответственно. Поскольку при переводе котла на технологию КС его

паропроизводительность уменьшится, имеем

$$(1 - k_{-G}) k_3 Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}} 1000 4,1868 = (1 - k_{-G}) b_{\Gamma} Q_{\text{нГ}}^p \eta_{\Gamma} = b_{\text{МТ}} Q_{\text{нМТ}}^p \eta_{\text{КС}}, \quad (4)$$

где $Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}}$ – номинальная теплопроизводительность газового котла в Гкал/ч, k_3 – коэффициент, определяющий какую долю от $Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}}$ составляет средняя зимняя нагрузка котла². $Q_{\text{нГ}}^p$, $Q_{\text{нМТ}}^p$ – низшие рабочие теплотворные способности природного газа и МТ соответственно (МДж/кг); $\eta_{\Gamma} = 0,915$, $\eta_{\text{КС}} \approx 0,9$ [4] – КПД сжигания топлив в котле до и после перевода на технологию КС. Откуда получаем

$$Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}} = b_{\Gamma} Q_{\text{нГ}}^p \eta_{\Gamma} : (4186,8 k_3); \quad b_{\text{МТ}} = 4186,8 (1 - k_{-G}) k_3 Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}} : (Q_{\text{нМТ}}^p \eta_{\text{КС}}). \quad (5)$$

Для малых газовых ТЭЦ остальные (не топливные) месячные затраты составляют $Z_{\text{о.г.}} \approx 0,15-0,2 B_{\Gamma} c_{\Gamma}$ [1] и складываются из условно-постоянных затрат (зарплата с начислениями, отчисления на ремонты и др.) $Z'_{\text{о.г}}$ и переменных затрат (стоимость реактивов на приготовление котловой воды, стоимость технической воды подпитки и др.) $Z''_{\text{о.г}}$. Изменение условно-постоянной части остальных месячных затрат (зарплата дополнительного персонала с начислениями, содержание склада топлива, и др.) можно в первом приближении оценить как $\Delta Z'_{\text{о.г}} \approx 150$ тыс. грн, а дополнительную за год сумму переменной части остальных месячных затрат (подготовка топлива и др.)

$$\Delta Z''_{\text{о.г}} = A_3 b_{\Gamma}^{\text{сп.}} (\tau'_3 + k_c \tau'_l) c_{\Gamma} k_3, \quad (6)$$

где τ'_3 , τ'_l – продолжительности работы котла в зимний и летний периоды, $A_3 = 0,01-0,02$ – коэффициент, определяющий долю увеличения затрат после перехода на МТ.

С использованием (6) имеем следующее выражение для определения суммы увеличения годовых сборов за вредные выбросы при сжигании МТ по технологии КС

$$\Delta C \delta^{\text{год}} = \Delta c_{\text{y.об}} (1 - k_{-G}) k_3 Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}} (\tau'_3 + k_c \tau'_l). \quad (7)$$

После усреднения с учетом того, что $\frac{c_{\text{МТ}}^{\text{y.м.}}}{c_{\text{г.}}^{\text{y.м.}}} = \frac{c_{\text{МТ}}}{c_{\text{г.}}} \frac{Q_{\text{нМТ}}^p}{Q_{\text{нг.}}^p}$, из уравнений (2) - (7), получим

$$\Delta Z = c_{\Gamma} b_{\Gamma}^{\text{сп.}} (\tau'_3 + k_c \tau'_l) (1 - k_{-G}) \left(1 - \left[\frac{c_{\text{МТ}}^{\text{y.м.}}}{c_{\text{г.}}^{\text{y.м.}}} \right] \frac{\eta_{\text{МТ}}}{\eta_{\text{г.}}}\right) - \Delta C \delta^{\text{год}} - \Delta Z'_{\text{о.г}} - \Delta Z''_{\text{о.г}}, \quad (8)$$

где $c_{\text{МТ}}^{\text{y.м.}}$, $c_{\text{г.}}^{\text{y.м.}}$ – стоимости МТ и природного газа, приведенные к стоимости условного топлива. Оценим значения комплекса $\left[\frac{c_{\text{МТ}}^{\text{y.м.}}}{c_{\text{г.}}^{\text{y.м.}}} \right]$ для различных видов МТ.

Стоимостная характеристика местного топлива

В таблице представлены диапазоны изменения ряда характеристик МТ. Данные носят оценочный характер, поскольку свойства МТ зависят от конкретных условий (влажность сырья, технология предварительной обработки, тип растения и т.п.), а также от объема партии поставки, расстояния перевозки и др. Подробная информация по свойствам местного топлива и особенностям его сжигания имеется на сайте [2].

Данные таблицы подтверждают, что перевод малой ТЭЦ с природного газа на сжигание в КС МТ существенным образом не скажется на экологических показателях. МТ имеет невысокую теплотворную способность, следовательно, низкую температуру сгорания, что является одним из условий обеспечения допустимых норм по выбросам NO_x .

Определим влияние цены топлива на изменение затрат при переводе котла ТЭЦ на МТ.

² Как правило, на ТЭЦ имеется газовый котел, который в течение отопительного сезона работает с нагрузкой близкой к номинальной (особенно в холодные месяцы). Этот котел и предлагается переводить на технологию КС. Поскольку минимальная производительность котла обычно ~30 % номинальной, то, естественно, что при выполнении расчетов учитывалось ограничение $k_3 k_c > 0,3$.

Таблица

Основные свойства и цена твердых МТ и природного газа. Курс 1 USD = 8 грн

Физические свойства и ценовые факторы	Возобновляемые топливные ресурсы					Ископаемое топливо Природный газ
	Отходы с/х переработки, солома	«Энергетические» культуры (мискантус [10], и его гранулы)	Древесина и отходы ее переработки (кора, щепа, опилки)*	Торф фрезерный (измельченный) полубрикет (кусовой торф)	Торф-брикеты по ДСТУ 2042-92	
Свойства: – влажность, %	15 - 20	15 - 20	8 - 30	40- 60	До 23	-
– зольность, %	0,5 - 20	4,8	0,7 – 10	до 15 - 25	18-20	-
– сера, %	0,2 – 0,7	0,12	0,3 – 3,4	0,2 – 0,9	0,15	-
– плотность, кг/м ³	80 -120	1200	150 – 400	200	1200	0,7
c _т , грн/т, в том числе НДС	400-800	500	400 - 800	400-900	600-1100	(3450)** (грн/тыс. м ³)
Q _p ^н , МДж/кг (ккал/кг)	17 (4060)	16,9-19 (4000-4200)	12,6 – 15,9 (3000-3800)	11,0-13,8 (2620-3400)	14,9 (3300-3400)	33,0-34,0 (~8000)
c _{мт} ^{у.м.} , в том числе НДС, USD/т.у.т.	86 - 130	109-125	117-184	134-232	159-283	≈430**
[c _{мт} ^{у.м.} / c _г ^{у.м.}] _{ср}	0,251	0,260	0,350	0,426	0,514	1

* Для хвойных пород.

**Цена природного газа уменьшена с учетом цены газа для населения 1309 грн/тыс. м³.

Годовая прибыль и простой срок окупаемости проекта

Для оценки срока окупаемости τ_{ок} рассматриваемого технического решения воспользуемся данными Ахтырской ТЭЦ [1]. Часовой расход природного газа b_{а.г}^{н.о} для выработки пара с параметрами 3,4 МПа, 435 °С вычислим следующим образом

$$b_{г.з}^{cp} = k_3 (i_{3,4 435} - i_{п.в.}) G_{кг} : (\eta_{г} Q_{н.г}^p), \quad (9)$$

где i_{п.в.} = 698,96 кДж/кг, i_{3,4 435} = 3304,41 кДж/кг – теплосодержание питательной воды на входе в котел и пара на выходе из него, G_{кг} = 50 т/ч – номинальный расход пара в котле. В нашем случае расход природного газа при k₃ = 1 составит b_{г.з}^{cp} = 3,01 т/ч (4,3 тыс. м³/ч).

Используя выражения (1) – (9), рассчитаем простой срок окупаемости реконструкции малой ТЭЦ по переводу газового котла производительностью 50 т/ч пара на сжигание МТ в КС, инвестиции ~ 20 млн грн (в [4] 18 млн грн).

Теоретическую продолжительность отопительного τ_з = 4680 ч и летнего τ_л = 4086 ч сезонов выбираем, например, для г. Сумы по таблицам климатологических данных для расчета отопительно-вентиляционных нагрузок и годового потребления теплоты. Приняв k_{п.з} и k_{п.л} – коэффициенты простоя котла в зимний период 0,02, а в летний 0,15 (летом проводятся ремонты), определим «реальную» продолжительность: τ'_з = (1 - k_{п.з})τ_з = 4586 ч, а τ'_л = (1 - k_{п.л})τ_л = 3596 ч.

Зависимость простого срока окупаемости τ_{ок} проекта перевода газового котла ТЭЦ производительностью 50 т/ч пара с параметрами: 3,4 МПа, 435 °С на сжигание МТ по технологии КС от относительной стоимости этого топлива при c_г^{у.м.} = 430 USD/т.у.т., различных значениях k_с и базовых инвестициях 20 млн грн представлена на рис. 1 (k₃ = 0,8; k_{-г} = 0,25; c_{у.к} = 400 тыс. грн/т.п.; A₃ = 0,01).

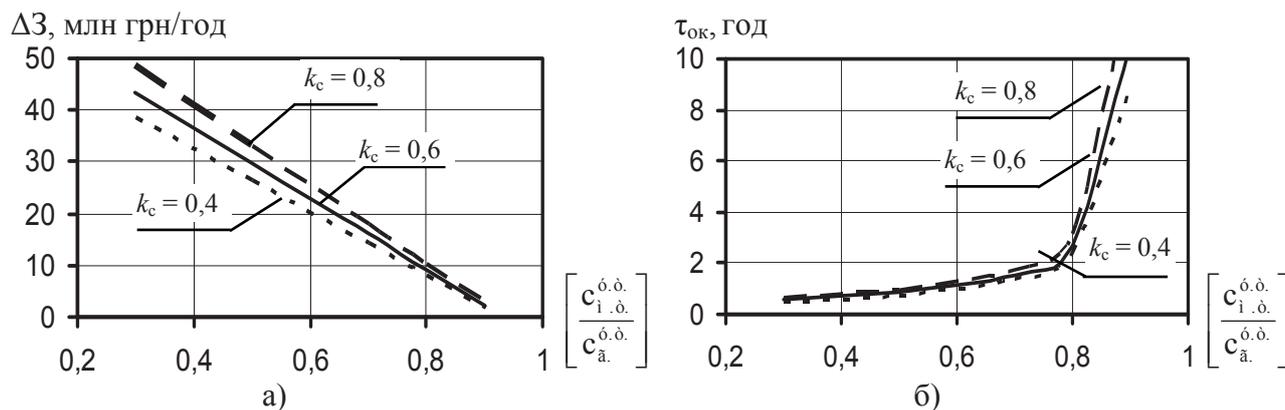


Рис. 1. Изменение ΔZ и простого срока окупаемости $\tau_{ок}$ проекта перевода газового котла на технологию КС в зависимости от относительной цены $[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}]$ МТ и величины загрузки котла k_c :
 а) – годовая прибыль; б) простой срок окупаемости

Как видно при анализе графиков на рис. 1, а и б при цене природного газа, приведенной к условному топливу 430 USD/т.у.т. для значений $[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}] = 0,3; 0,5$ и $0,7$, имеем расчетные простые сроки окупаемости проекта перевода газового котла на технологию КС: для промышленной ТЭЦ ($k_c = 0,8$) $\tau_{ок} = 0,5; 0,8$ и $1,4$ года, для коммунальной ТЭЦ ($k_c = 0,4$) $\tau_{ок} = 0,7; 1,0$ и $1,8$ года. Сроки окупаемости достаточно оптимистичные ($\tau_{ок} < 2$) для реализации проекта. Основные группы МТ обеспечивают необходимое для внедрения технологии КС соотношение $[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}]$ (см. таблицу).

Исследована чувствительность срока окупаемости $\tau_{ок}$ от $c_{yк}$, $\Delta Z'_{ог}$ и A_3 – величин, задаваемых при построении зависимости (8) ($[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}] = 0,5; k_c = 0,8; k_G = 0,25; k_3 = 0,4; c_2^{y.m.} = 430$ USD/т.у.т.) при внедрении на ТЭЦ технологии КС. Так увеличение $c_{yк}$ на 30 % приводит к росту $\tau_{ок}$ на ≈ 6 %; прирост $\Delta Z'_{ог}$ на 25 % приводит к увеличению $\tau_{ок}$ на ≈ 1 %; а при увеличении A_3 на 20 % $\tau_{ок}$ растет на 0,5-1 %. Представленные данные дают основание утверждать, что ошибки при экспертной оценке этих величин существенным образом не сказываются на результатах исследований. Изменение $c_{yк}$, $\Delta Z'_{ог}$, A_3 оказывает заметное влияние ($\Delta \tau_{ок} > 3-4$ мес.) на срок окупаемости проекта только при $[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}] > 0,7$. Это связано с тем, что выражение для определения $\tau_{ок}$ является функцией типа $1/F(x)$, темп изменения которой существенно увеличивается только в случае, когда знаменатель < 1 .

Поскольку ΔZ от цены МТ зависит практически линейно (см. (8) и рис. 1), а следовательно $\tau_{ок}$ – обратно пропорционально, прогнозировать изменение этих характеристик при изменении цены природного газа не вызывает сложностей.

Использование дополнительных турбин малой мощности для улучшения экономических показателей станции

Переход на сжигание МТ по технологии КС приводит к снижению цены пара на ТЭЦ и дает возможность работать станции не только на тепловой нагрузке, но и потенциально генерировать дополнительную электроэнергию по средней цене более дешевой, чем в сети. Последнее особенно важно в летний период, когда малая нагрузка на ГВС в ряде случаев не дает технической возможности работать станции (котел и турбина не могут функционировать на такой малой нагрузке). Выходом из положения может служить, например, опыт установки на Ахтырской ТЭЦ дополнительных малого парового котла и турбины для работы на природном газе в летний период [1]. Переход на сжигание МТ по технологии КС этом случае дополнительно улучшит показатели станции.

На многих малых ТЭЦ для повышения КПД паровые турбины работают с пониженным вакуумом со встроенным пучком в конденсаторе («с горячим» конденсатором). После перевода котла на МТ при той же нагрузке теплоснабжения, увеличив пропуск пара через турбину, излишки пара (используя, например, регулируемый отбор) целесообразно направить в дополнительно устанавливаемую малую паровую конденсационную турбину либо ORC (organic Rankine cycle) турбинный контур, в котором в качестве рабочего тела используется фреон (см. тепловую схему на рис. 3, ORC контур выделен линией с двумя точками). Подобное решение может иметь место и для турбин с противодавлением [11].

Преобразование тепловой энергии в ORC контуре в механическую и далее в электрическую происходит с использованием органического рабочего тела в замкнутом контуре, который включает (см. рис. 2): турбину 1 с электрогенератором, конденсатор 2, ресивер 3, конденсатный насос 4, парогенератор на низкокипящем рабочем теле (НРТ) 5, включающий две секции. Информация об основных особенностях (достоинствах) турбин на фреонах имеется, например, в [11–12]. Экономические аспекты применения таких турбин для утилизации тепла малого потенциала рассмотрены в [12].

При переводе газового котла паропроизводительностью 50 т/ч на технологию КС, отправив на паровую турбину АП-6 [1] (современная маркировка П-6-3,4/0,5) 39 т/ч пара с параметрами 3,4 МПа, 435 °С, можно сгенерировать ~6 МВт электрической мощности, снять «с горячего» конденсатора ~14 МВт теплоты (95 °С), а отпущенные в регулируемый промышленный отбор 16 т/ч пара с параметрами 0,45 МПа, 230 °С использовать в ORC контуре для выработки электроэнергии.

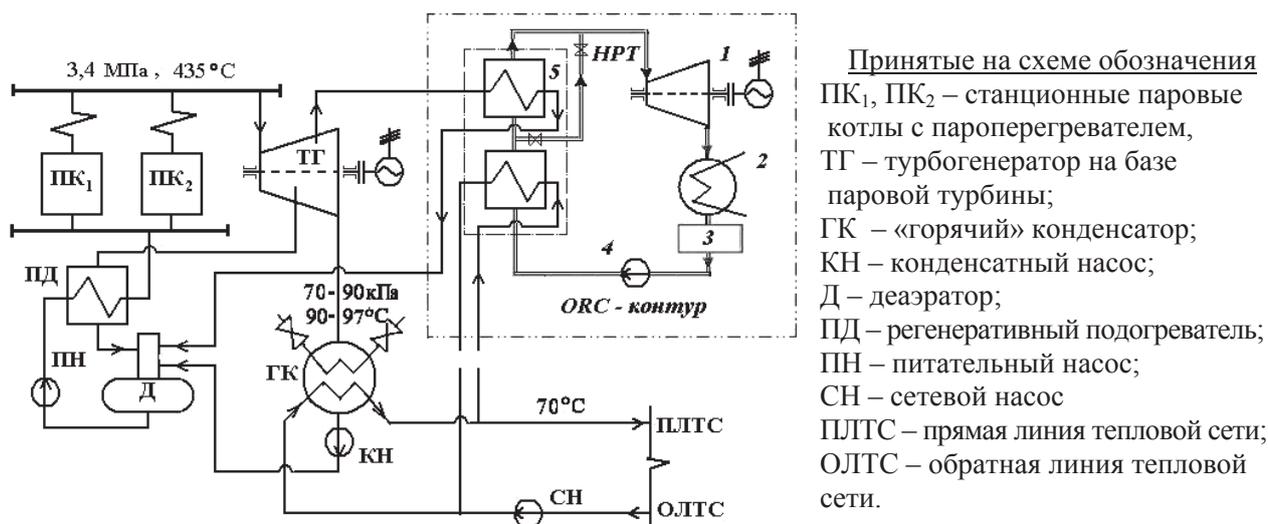


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема малой ТЭЦ с подключением в летний период ORC контура, подогреваемого паром из теплофикационного отбора стационарной турбины и «из горячего» конденсатора

Заключение

При цене природного газа ~370-450 USD/тыс. м³ внедрение технологии «кипящего слоя» для сжигания твердого местного топлива на одном из котлов малой ТЭЦ при несении этим котлом базовой нагрузки окупается за 0,5-2,5 года в зависимости от стоимости используемого топлива, позволяет далее получать годовую прибыль более 10 млн грн в год в расчете на газовый котел производительностью 50 т/ч с параметрами пара: 3,4 МПа, 440 °С.

Степень загрузки реконструируемого на технологию КС котла в летний период заметно сказывается на ТЭП станции и росте продолжительности простоя срока окупаемости проекта при относительной цене условного топлива $[c_{mm}^{y.m.} / c_2^{y.m.}] > 0,7$.

Перевод одного газового котла (50 т/ч) малой ТЭЦ с природного газа на сжигание в КС твердого МТ, существенным образом не скажется на экологических показателях, тем не

менее, рост годового сбора за вредные выбросы по оценкам составит ~768 тыс. грн/год. При реализации аналогичного проекта перевода котла другой производительности при параметрах пара отличных от 3,4 МПа, 440 °С разница в сроке окупаемости по оценкам не превысит 0,5 года при цене МТ с $[c_{mm}^{y.m.}/c_2^{y.m.}] < 0,7$, что дает основания считать соответствующий проект перспективным для внедрения.

Внедрение технологии КС для сжигания твердого МТ приводит к уменьшению себестоимости пара, способствует реализации и других технических решений, повышающих ТЭП малой ТЭЦ, особенно в проблемный летний период, таких как установка дополнительной турбины малой мощности. Последние могут работать на паре отбора станционных турбин, если турбины конденсационные или на паре выхлопа турбин с противодавлением, или на том и другом паре, если турбина с «горячим» конденсатором, увеличивая их загрузку в летний период. Рабочим телом малых турбин может служить водяной пар или фреоны (турбины ORC цикла).

Рост курса USD и цены природного газа (цены природного газа для населения), как правило, опережает рост цены на МТ и стоимости работ; будет способствовать сокращению срока окупаемости рассматриваемого проекта.

Экономические аспекты установки на малой ТЭЦ дополнительной турбины на НРТ после перевода одного из ее котлов со сжигания природного газа на МТ и технологию КС будут предметом рассмотрения отдельной публикации.

Список использованной литературы

1. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора [Текст] / А. М. Пивень, В. В. Васильев, И. В. Гаркавенко [и др.] // Энергосбережение · Энергетика · Энергоаудит – 2008. – № 10. – С. 22–30.
2. Биоэнергетическая ассоциация Украины. Мы делаем энергию зеленой! [Электронный ресурс] / Сайт организации – К.: [2013]. Режим доступа: <http://www.uabio.org/ru/>. – Последнее обращение: 29.11.2013. – Загл. с экрана.
3. Гелетуха Г. Г. Комплексний аналіз технологій виробництва енергії з твердої біомаси в Україні. Частина 1. Солома [Текст] / Г. Г. Гелетуха, Т. А. Железна, О. І. Дроздова // Пром. теплотехніка. – 2013. – 35, № 3. – С. 57-63. ISSN 0204-3602.
4. Строяковский В. М. Почему газификация? О развитии локальной генерации на базе местных топливных ресурсов [Электронный ресурс] / В. М. Строяковский // ЗАО «Карбоника-Ф», М.: [2011]. 260 КБ – Режим доступа: http://dvforum.khabkrai.ru/doklads/s3_Stroyakovskiy.pdf – Последнее обращение: 27.11.2013. – Загл. с экрана.
5. Долинский А. А. Водоугольное топливо: перспективы использования в теплоэнергетике и жилищно-коммунальном секторе [Текст] / А. А. Долинский, А. А. Халатов // Пром. теплотехника. – 2007. – 29, № 5. – С. 70-79. ISSN 0204-3602.
6. Жидкий уголь - перспективы применения водоугольного топлива в Украине и мире [Электронный ресурс] // ДОНТОПЭНЕРГО. Новости и информация об угле и угольной отрасли. К.: [2013]. - Режим доступа: http://dte.at.ua/index/zhidkij_ugol_perspektivy_primenenija_vodougolnogo_topliva_v_ukraine_i_mire/0-43 – Последнее обращение: 28.11.2013. – Загл. с экрана.
7. Перевод газовых котлов на уголь, торф, щепу, гранулу, солому [Электронный ресурс] / Сайт ООО «Экоэнергохарьков». – Харьков: [2013]. Режим доступа: <http://ekoenergoharkov.uaprom.net/p1169917-perevod-gazovyh-kotlov.html> – Последнее обращение: 28.01.2014. – Загл. с экрана.
8. Туча О. На Рівненщині 75 котлів працюють на альтернативному паливі [Електронний ресурс] / О. Туча // Сайт Інформагентства «Україна комунальна» – К.: [2010-2012]. – Режим доступа: <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/na-rvnenshhin-75-kotlv-pracujut-na-alternativnomu-paliv>. – Последнее обращение: 17.03.2014. – Загл. с экрана.

9. Учет денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЭЦ [Текст] / Л. М. Лукач, С. Ю. Резников, А. Л. Шубенко [и др.] // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2009. – № 6. – С. 54–62.

10. Зинченко В. Энергия мискантуса. Дешевой нефти не будет! [Текст] / В. Зинченко, М. Яшин // ЛесПром информ. – 2011. – № 6. – С. 134–140.

11. Гринман М.И. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкотемпературными рабочими телами [Текст] / М. И. Гринман, В. А. Фомин // Энергомашиностроение. – 2006. – № 1. – С. 63–69.

12. Экономическая эффективность утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов посредством установки турбины на низкотемпературном рабочем теле [Текст] / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий // Энергосбережение · Энергетика · Энергоаудит. – 2010. – № 6. – С. 18–26.

TRANSFER OF A SMALL COMBINED HEAT AND POWER PLANT TO COMBUSTION OF LOCAL FUEL TO THE EXTENT SUFFICIENT TO ENSURE ITS OPERATION DURING SUMMER TIME

SHUBENKO A. L., Cor. Memb. NAS of Ukraine, Dr. Tech. Sc., Prof.,

BABAK N. YU., Cand. Tech. Sc., Senior Research Scientist,

SINECKIY A. V., Cand. Tech. Sc.,

ROGOVOY S. V., postgraduate student

A. N. Podgorny Institute for Mechanical Engineering Problems NAS of Ukraine,
Kharkov, Ukraine, e-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua.

The paper gives characteristics of local fuel. It presents the results of the technical and economic assessment of the project of transfer of one boiler unit of the small CHPP from natural gas to local solid fuel, which is proposed to be burned in the furnace with "fluidized bed". It shows that the simple payback time of such a reconstruction of the boiler with a capacity of 50 t/h of steam with the parameters of 3.4 MPa, 440 °C for the main groups of local fuel will pay off in less than two years. In order to increase economic indicators of the CHPP with steam turbines working with poor vacuum during summer time it is proposed to install an additional circuit based a small turbine with a low-boiling working fluid.

Key words: combined heat and power plant, combustion of local fuel, "fluidized bed", payback period, small turbine

1. Piven', A. M., Vasilyev, V. V., Garkavenko I. V., Shubenko, A. L., Babak, N. Yu., Rogovoy, M. I., Senetskiy, A. V. (2008) "Increase of technical and economic indexes mini thermal power station by means of setting of small condensation turbine on the pair of productive selection" ["Povyshenie tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley mini-TETS posredstvom ustanovki maloy kondensatsionnoy tyrbiny na pare proizvodstvenngo otbora"], *Energy saving. Energy. Energy audit*, No. 10, P. 22–30.

2. "Biopower association of Ukraine. We do energy green!" (2012), ["Bioenergeticheskaya assotsiatsiya Ukrainy"], available at: www.uabio.org/ru/

3. Heletukha, G. G., Zheliezna, T. A., Drozdova, O. I. (2013) "A complex analysis of technologies of production of energy is from hard biological mass in Ukraine. Part 1. Straw" ["Kompleksnyy analiz tekhnologii vyrobnytstva energii z tverdoi biomassy v Ukraini. Chastyna 1. Soloma"], *Industrial thermal engineering*, **35**, No 3. pp. 57-63. ISSN 0204-3602.

4. Stroyakovskiy, V.M. (2011) "Why gasification? About development of local generation on the base of local fuel resources the" ["Pochemy gazifikatsiy? O Razvitiy lokal'noy generatsii na baze mestnykh toplivnykh resursov"], available at: <http://dvforum.khabkrai.ru/doklads/s3 Stroyakovskiy.pdf>

5. Dolinskiy, A. A., Khalatov, A. A. (2007) "Water-coal fuel: prospects of the use in thermal energy and housing communal sector" ["Vodougolnoe toplivo: perspektivy ispolzovaniya v

teploenergetike i zhilishchno-kommunal'nom sektore"]], *Industrial thermal engineering*. 29, No 5., P. 70–79. ISSN 0204-3602.

6. "Liquid coal is prospects of application of water-coal fuel in Ukraine and world. The resource of DONTOPENERGO. News and information about coal and coal industry". (2013), ["Zhidkiy ugol' – perspektivy primeneniya vodougol'nogo topliva v Ykraine. Resurs DONTOPENERGO. Novosti i informatsiya ob ugle i ugolnoy otrasli"], it available at: http://dte.at.ua/index/zhidkiy_ugol_perspektivy_primeneniya_vodougolnogo_topliva_v_ukraine_i_mire/0-43.

7. "Translation of gas caldrons on coal, peat, wood chips, granule, straw. Web-site LTD "Ekoenergokharkov" (2013) ["Perevod gazovikh kotlov na ugol', torf, shchepu, granulu, solomu. Veb sayt LTD "Ekoenergokharkov"], it available at: <http://ekoenergokharkov.uaprom.net/p1169917-perevod-gazovyh-kotlov.html>.

8. Tucha, O. (2012) "On the Rivne region 75 boilers work on an alternative fuel" ["Na Pivnenshchini 75 kotliv pratsyut na alternativnomu palevi"], it available at: <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/na-rvnenshchin-75-kotlv-pracjujut-na-alternativnomu-paliv>.

9. Lukach, L. M., Reznikov, S. Yu., Shubenko, A. L., Babak, N. Yu., Rogovoy, M. I., (2009), "Account of fee for harmful extrass at the reconstruction of mine boiler room in mini thermal power station" ["Uchet denezhnogo sbora za vrednye vybrosy pri rekonstruktsii shakhtnoy kotelnoy v mini-TETS"], *Energy savings. Energy. Energy audit*, No 6., P. 54–62.

10. Zinchenko V. (2011), "Energy of miscánthus. Cheap oil will not be!" ["Energiya miskantusa. Deshevoy nefi ne budet"], *LesPromInform*, No 6., P. 134–140.

11. Grinman, M. I., Fomin, V. A. (2006) "Prospects of application of power plants of small-yield with low-boiling workers by the bodies" ["Perspektivy primeneniya energeticheskikh ustanovok maloy moshchnosti s nizkokipyashchimi rabochimi telami"], *Energyengineer*, No 1., P. 63–69.

12. Shubenko, A. L., Babak, N. Yu., Rogovoy, M. I., Senetskiy, A. V. (2010) "Economic efficiency of utilization of secondary power resources of subzero potential by means of setting of turbine on a low-boiling working environment ["Ekonomicheskya effektivnoct' unilizatsii nizkopotentsial'nykh vtorichnykh energeticheskikh resupsov posredstvom ustanovki turbiny na nizkokipyashchem rabochem tele"], *Energy savings. Energy. Energy audit*, – No 6, P. 18–26.

Поступила в редакцию 02.08.2014 г.



Уважаемые читатели!
Приглашаем Вас стать подписчиками журнала
«Энергосбережение·Энергетика·Энергоаудит!
Журнал издается с 1997 года и
внесен в список специализированных изданий
ВАК Украины по технике и экономике.
С 2014 года материалы, публикуемые в журнале,
будут размещаться в международной
научнометрической базе данных!
Об условиях подписки Вы можете узнать на
нашем сайте
<http://eee.khpi.edu.ua>
или по телефону +38 (057) 7-149-451
Подписка с любого месяца!