

УДК 65.0+621.165

Л. М. Лукач***С. Ю. Резников*****А. Л. Шубенко**** , член-кор. НАН Украины**Н. Ю. Бабак**** , канд. техн. наук**М. И. Роговой**** , канд. техн. наук

* ЗАО «Донецксталь-Металлургический завод»,
(г. Донецк, E-mail: schukina@donetsksteel.com)

** Институт проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины
(г. Харьков, E-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua)

РЕКОНСТРУКЦИЯ БАЗОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ШАХТЫ В МИНИ-ТЭЦ В УСЛОВИЯХ ИНТЕГРАЦИИ С ГАЗОПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

Представлены результаты технико-экономической оценки решений по реконструкции в мини-ТЭЦ котельной шахты, где установлены котлы КЕ-25-14ТС, в которых сжигается шахтный метан и промпродукт из донецкого угля марки Г. При реконструкции мини-ТЭЦ интегрируется с мощной шахтной электростанцией на базе газопоршневых двигателей. Показано, что на мини-ТЭЦ целесообразно установить паровую конденсационную турбину Т-12-1,2/0,2 с регулируемым теплофикационным отбором с давлением пара 0,2 МПа мощностью 12 МВт.

Наведено результати техніко-економічної оцінки рішень з реконструкції в міні-ТЕЦ шахтної котельні, де встановлено котли КЕ-25-14ТС, в яких спалюється шахтний метан та промпродукт з донецького вугілля марки Г. При реконструкції міні-ТЕЦ інтегрується з потужною шахтною електростанцією на базі газопоршневих двигунів. Показано, що на міні-ТЕЦ доцільно встановити парову конденсаційну турбину Т-12-1,2/0,2 з регульованим теплофікаційним відбором пари з тиском 0,2 МПа потужністю 12 МВт.

Введение

Одним из приоритетных направлений энергосбережения в Украине является внедрение установок комбинированного использования тепловой и электрической энергии, в частности, реконструкция котельных в мини-ТЭЦ путем установки современных паровых турбин малой мощности [1]. При установке на теплоисточнике электрогенерирующих мощностей (последние обычно работают параллельно с электрической сетью) повышаются технико-экономические показатели (ТЭП) энергоузла, надежность энергообеспечения, предприятие становится энергонезависимым, что также весьма важно.

Одной из отраслей промышленности Украины, где именно с внедрением когенерации, углубленной переработки и использовании угля, шахтного метана связывают дальнейший путь развития, является угольная промышленность [2].

Постановка задачи исследований

Учитывая сказанное, поиск решений по обеспечению электроэнергией собственной выработки для такого предприятия, как ОАО «Угольная компания «Шахта «Красноармейская Западная № 1» (г. Красноармейск, Донецкая обл.), является весьма актуальной задачей. Решение последней предполагается реализовывать по двум направлениям: перевод шахтных котельных (имеются три котельные: на главной промышленной площадке (ГПП) и на воздухоподающих стволах № 2 и 3) в разряд мини-ТЭЦ путем установки паровых турбин малой

мощности, строительство электростанции на базе газопоршневых двигателей (ГПД) для утилизации капируемого шахтного метана.

Реализация проекта по строительству электростанции электрической мощностью 25×3 МВт на базе ГПД модулей JMS 620 производства GE Jenbacher (Австрия) на шахте «Красноармейская-Западная № 1» начата в 2008 г. [3] (первая очередь 12×3 МВт ГПД модулей). Газопоршневая электростанция (ГПЭС), на которой будет утилизироваться шахтный метан (концентрация метана от 25% и выше), будет работать в режиме когенерации. Генпроектировщик ГПЭС, официальный представитель в Украине GE Jenbacher – ЧНПП «Синапс» (г. Киев). Эта фирма – автор проекта по утилизации шахтного метана, реализованного на шахте им. А. Ф. Засядько [4].

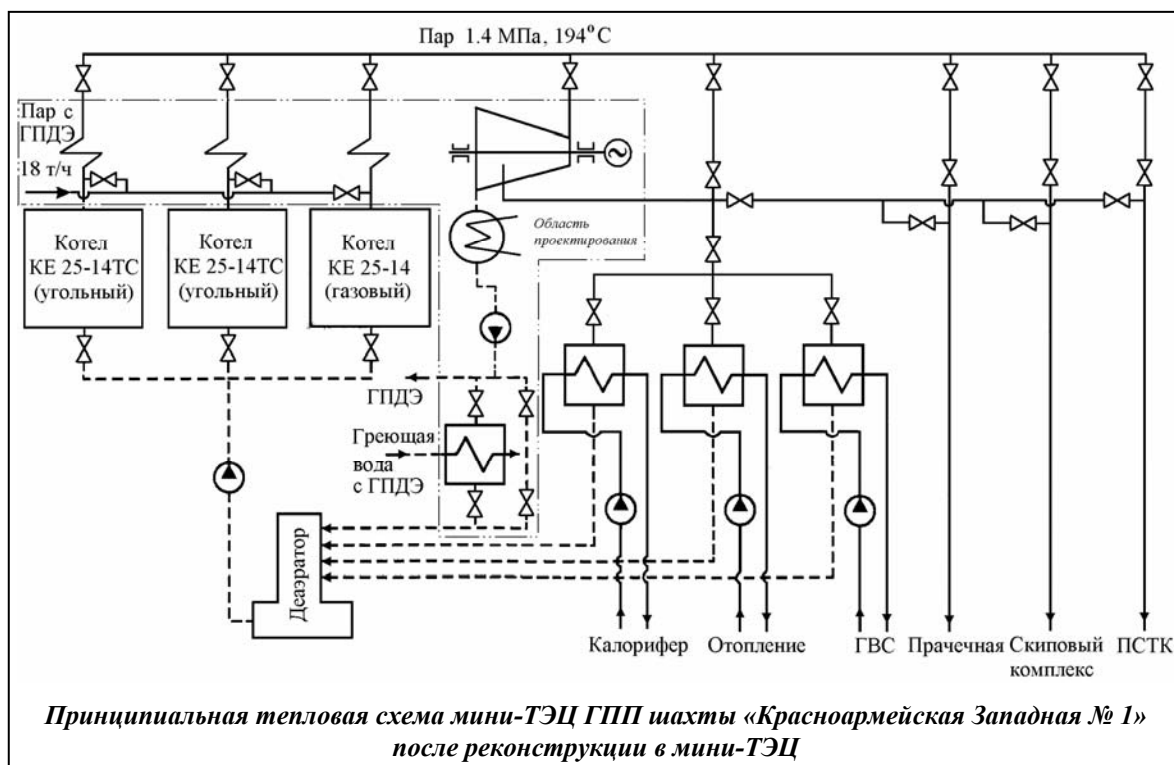
Отбираемую с ГПД теплоту на шахте планируется использовать следующим образом. Высокопотенциальную теплоту (выхлопные газы ГПД с температурой ~425 °С) – для выработки с применением паровых котлов-утилизаторов (КУП) насыщенного пара с давлением 1,4 МПа ~17,3 т/ч. Этот пар подавать далее на турбину мини-ТЭЦ (один КУП на два ГПД модуля). Низкопотенциальную теплоту (от систем охлаждения рубашки и маслосистемы двигателя с температурой ~88,6 °С, см. [4]) использовать на бытовые и отопительные нужды ~16,3 Гкал/ч.

Предметом настоящего исследования является выбор рационального, интегрированного с ГПДЭ технического решения для реконструкции базовой котельной шахты в мини-ТЭЦ, оценка основных ТЭП работы такой теплоцентрали.

Состав оборудования и основные особенности работы исследуемого энергоузла

На энергоузле ГПП шахты «Красноармейская-Западная № 1» для выработки пара и обеспечения потребителей горячей водой в 80-х годах прошлого века установлены три котлоагрегата КЕ-25-14ТС номинальной теплопроизводительностью 13,75 Гкал/ч: один из них (№ 1) реконструирован и работает на шахтном метане (среднее содержание метана в метано-воздушной смеси (МВС) 35,38%), два котла работают на донецком угле марки Г, см. тепловую схему на рисунке.

В настоящее время котлы базового энергоузла шахты работают с давлением пара 0,2–0,5 МПа. Котел № 1 несет нагрузку в течение всего года. В отопительный сезон один



угольный котел KE-25-14ТС работает в пиковом режиме, второй – в резерве.

Из котлов пар направляется в парораспределительный коллектор. Ряд потребителей теплоты (скиповой комплекс, погрузочно-стволовой комплекс ПСТК, прачечная для сушки белья) обогреваются паром (см. рисунок). Для получения горячей воды в котельной установлено три группы теплообменников: для отопления теплиц, для калориферной клетьевого ствола шахты, для потребителей отопления и др. Теплота потребителям отпускается по температурному графику 95/70.

Максимальное количество теплоты, которое отпускается на исследуемом источнике в самый холодный месяц январь, составляет 14,95 Гкал/ч (средняя температура месяца – 6,6 °С, 2007 г.); минимальное количество теплоты 0,76 Гкал/ч отпускается в летнее время на горячее водоснабжение и бытовые нужды. Количество теплоты, которое необходимо отпускать на энергоузле ГПП шахты «Красноармейская Западная № 1» для покрытия тепловых нагрузок при низких температурах наружного воздуха: 0; –5; –10; –15; –20; –25 °С составляет соответственно: 9,43; 13,68; 17,82; 22,14; 26,38; 29,69 Гкал/ч.

Анализ ТЭП работы шахты «Красноармейская-Западная № 1» в 2007 г. показал следующее. Максимальная средняя часовая тепловая нагрузка на котельной ГПП шахты 14,95 Гкал/ч (январь) может полностью покрываться теплотой, планируемой к отпуску с ГПЭС (16,3 Гкал/ч). Средняя потребляемая шахтой электрическая мощность составляет ~27 МВт, пиковая ~30,2 МВт; ожидаемое потребление в 2010 г. составит ~32–33 МВт. Электроэнергия поставлялась из сети по цене 0,40–42 грн/кВт·ч, в том числе НДС (март 2008 г.).

Выбор технических решений для реконструкции котельной в мини-ТЭЦ

Сопоставляя максимальную суммарную теплопроизводительность котлов 41,25 Гкал/ч, максимальные и средние потребности ГПП шахты в теплоте 29,69 и 11 Гкал/ч в отопительный сезон, планируемое производство до 17,3 т/ч насыщенного пара и ~16,3 Гкал/ч теплоты от ГПЭС, несложно определить наличие на энергоузле потенциальных избытков пара, которые могут быть использованы в паровой конденсационной турбине для выработки электрической энергии.

Рассмотрение вопроса установки паровой расширительной машины другого типа, например турбины с противодавлением, имеет мало практического смысла, поскольку летние потребности ГПП шахты в теплоте составляют всего 0,76 Гкал/ч (бытовые услуги).

Предварительные расчеты позволили определить перспективные для исследования варианты интегрированных с ГПЭС технических решений по установке паровых конденсационных турбин для реконструкции котельной ГПП шахты «Красноармейская Западная № 1» в мини-ТЭЦ. Это установка конденсационных турбин Т-9-1,2/0,2 (Т-9) и Т-12-1,2/0,2 (Т-12) с регулируемым теплофикационным отбором с давлением пара 0,2 МПа, мощность турбин 9 и 12 МВт соответственно. Номинальные параметры пара на входе в турбину 1,2 МПа, 250 °С. При установке турбины Т-9 включены два котла, выработка пара 47 т/ч (третий котел находится в резерве). При установке Т-12 включены все три котла, выработка пара 71 т/ч.

Получить удовлетворительные ТЭП проекта реконструкции котельной в мини-ТЭЦ (простой срок окупаемости до 4 лет) при слоевом сжигании топлива в котлах KE-25-14ТС с КПД 73–75% (режимные карты котлов) не представляется возможным. Необходимо выполнить реконструкцию топki угольных котлов с переводом на сжигание по технологии, например, высокотемпературного циркулирующего кипящего слоя (ВЦКС), позволяющей повысить КПД котла $\eta_{кп}$ до 85–86% [5]. В этом случае будет рационально перейти на сжигание промпродукта из донецкого угля марки Г* (общая влага рабочего состояния $W^r_i = 22\%$, зольность сухого состояния топлива $A^d = 40\%$, низшая теплота сгорания рабочего состояния $Q^p_{нп} = 15741$ кДж/кг, цена 96 грн/т, в том числе НДС).

* Далее просто промпродукт

Тепловой расчет мини-ТЭЦ

При тепловом расчете турбин Т-9 и Т-12 приняты следующие допущения: потери при отпуске теплоты составляют ~10%; в жаркое летнее время (два месяца) из-за высокой температуры охлаждающей воды на ~15% уменьшается мощность турбины (падает вакуум в конденсаторе) и ряд других допущений. Для тепловых расчетов использовался комплекс программ SCAT2000, разработанный в ИПМаш НАН Украины [6, 7]. Основные результаты расчета тепловых схем мини-ТЭЦ для сравниваемых вариантов установки турбин представлены в таблице.

Планируемые основные ТЭП реконструкции котельной ГПП шахты «Красноармейская-Западная № 1» в мини-ТЭЦ (первая очередь ГПЭС, по паропроводу направляется 17,3 т/ч насыщенного пара давлением 1,3 МПа)

| Наименование показателя | Первый вариант | | Второй вариант | |
|--|---|-------------|---|-------------|
| | Два котла в работе (1 на МВС и 1 на промпродукте) | | Три котла в работе (1 на МВС и 2 на промпродукте) | |
| Установлена паровая конденсационная турбина | Т-9-1,2-0,2, режимы | | Т-12-1,2-0,2, режимы | |
| | отопительный | летний | отопительный | летний |
| Расход перегретого пара с ГПЭС, т/ч | 16,26 | | | |
| Стоимость пара с ГПЭС, тыс. грн/год | 6,622 | | | |
| Параметры перегретого пара на входе в турбину: | температура, град С | | 1,2 | |
| | давление пара, МПа | | 250 | |
| Расход пара на входе в турбину, т/ч | 63,26 | | 87,26 | |
| Расход пара в отбор на отопление (0,2 МПа), т/ч | до 23,2 | 0 | до 31,6 | 0 |
| Расход пара в конденсатор, т/ч | до 33,1 | 55,0 | до 54,4 | 71,1 |
| Удельный расход условного топлива, г.у.т./кВт·ч | до 546 | 668–683 | до 614 | 669–683 |
| Электрическая мощность, МВт | до 7,08 | 7,84–9,41 | 10,6–12,9 | 10,8–12,9 |
| Отпуск электрической энергии, тыс. кВт·ч/год | 36 828 | 34 114 | 47 972 | 44 831 |
| Отпуск теплоты с ГПЭС, Гкал/ч | 16,3 | 0 | 16,3 | 0 |
| Отпуск теплоты с мини-ТЭЦ, Гкал/ч | до 12,36 | 0 | до 12,36 | 0 |
| Условно-постоянные затраты, млн. грн/год | 3,36 | | 4,08 | |
| Сбор за вредные выбросы, млн. грн/год | 1,51 | | 2,95 | |
| Суммарные затраты, млн. грн/год | 20,61 | | 25,92 | |
| Доля стоимости топлива в затратах, % | 56,5 | 54,3 | 69,8 | 68 |
| Себестоимость электроэнергии, грн/кВт·ч (0,35 грн/кВт·ч в сети) | 0,197–0,252 | 0,252–0,269 | 0,202–0,229 | 0,229–0,237 |
| Себестоимость отпускаемой теплоты, грн/Гкал | 69,2-72 | – | 58,0-60 | – |
| Объем прибыли (МВС 50 грн/тыс. м ³ , электроэнергия 0,42 грн/кВт·ч, промпродукт 96 грн/т), тыс. грн/год | 3 815 | 3 035 | 5 193 | 4 298 |
| | 6900 | | 9496 | |
| Доплата за электроэнергию до выработки в объеме сравниваемого варианта, тыс. грн | –3900 | –3751 | – | – |
| Инвестиции без НДС, тыс. грн | 30250 | | 35667 | |
| Простой срок окупаемости, лет | 4,4 | | 3,8 | |

Для турбины Т-12 значения удельного расхода топлива на мини-ТЭЦ выше, чем для турбины Т-9 (см. таблицу), поскольку работают не один, а два угольных котла с более низким КПД; они меняются от 546 г.у.т./кВт·ч для режима с отопительной нагрузкой 12,36 Гкал/ч (потребности ГПП шахты в теплоте от мини-ТЭЦ при температуре наружного воздуха -25°C) до 683 г.у.т./кВт·ч при конденсационном режиме. Такие высокие значения удельного расхода топлива говорят о достаточно низкой эффективности реализуемых на мини-ТЭЦ тепловых процессов.

На клеммах генератора турбины Т-9 в самый холодный период будем иметь $\sim 7,0$ МВт электрической мощности, в остальное время $\sim 9,4$ МВт (за исключением двух самых жарких месяцев, когда из-за высокой температуры охлаждающей воды мощность снижается на 15–17%).

На клеммах генератора турбины Т-12 в январе будем иметь $\sim 10,59$ МВт электрической мощности, в остальное время $\sim 12,98$ МВт (за исключением двух жарких месяцев).

Результаты расчетов, представленные в таблице, свидетельствуют, что при работе обеих турбин отборным паром обеспечивается покрытие отопительных нагрузок вплоть до температуры наружного воздуха -30°C . При снижении температуры наружного воздуха ниже -8°C необходимо турбину мини-ТЭЦ переводить с конденсационного на теплофикационный режим, отпуская пар в регулируемый теплофикационный отбор на подогрев сетевой воды.

Максимальное количество пара, которое попадает в конденсатор турбины (конденсационный режим, см. таблицу), и кратность охлаждения 60, обычно принимаемая для оборотной системы охлаждения конденсатора [8], позволяют вычислить расход охлаждаемой воды. Турбина Т-9 потребует расход охлаждающей воды ~ 3500 м³/ч, турбина Т-12 ~ 4800 м³/ч (в обоих случаях 200 м³/ч добавлено на охлаждение маслосистемы).

Анализ предложений поставщиков паровых турбин. Оценка инвестиций

В качестве потенциальных поставщиков, необходимых для реализации рассматриваемого проекта турбин Т-9 и Т-12, были определены: ОАО «Калужский турбинный завод» («КТЗ», ОАО «Силовые машины», РФ); ООО «Ютрон» (г. Смоленск, РФ); ООО «EKOL», spol. s r.o., (г. Брно, Чешская Республика). От перечисленных производителей были получены коммерческие предложения на поставку соответствующих турбин. Предпочтительным вариантом оказалось предложение ООО «Ютрон» на поставку турбин: Т-9 стоимостью $\sim 11\,500$ тыс. грн и Т-12 стоимостью $\sim 15\,000$ тыс. грн (обе цены с НДС).

Предполагаемый суммарный объем базовых инвестиций на реализацию проекта установки турбины Т-12 составляет 44,8 млн. грн, в том числе НДС, турбины Т-9 на 6,5 млн. грн меньше. Оценка затрат основывается на данных реализации проекта строительства комплекса турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1 на ОАО «Ясиновский КХЗ», г. Макеевка [9] с учетом инфляции.

Основные статьи затрат установки турбины Т-12 следующие (включая НДС), грн: проект установки турбины (изыскания, экспертиза, проект, авторский надзор) 900 тыс., генподряд 500 тыс., поставка турбины с генератором с шефмонтажем 15 000 тыс., заливка фундамента турбины 300 тыс., строительно-монтажные работы по расширению здания котельной 1 700 тыс., поставка металла (присоединение турбины к выхлопу, трубы и запорная арматура, лестницы и площадки обслуживания турбины и др.) 1 100 тыс., поставка и прокладка силовых кабелей 900 тыс., строительство здания ГРУ-6,3 с покупкой электрооборудования и монтажом 1 500 тыс., монтаж освещения и электрической части 500 тыс., монтажные работы по турбине, генератору и вспомогательному оборудованию 1 400 тыс., пусконаладка 100 тыс., система оборотного охлаждения на базе испарительной градирни «под ключ» 5 600 тыс., модернизация трех котлов КЕ-25-14ТС (проект, пароперегреватель на 250°C , замена слоевой топки на ВЦКС) 7 500 тыс., водовод технической воды 500 тыс., паропровод 300 тыс., дополнительные средства для замены на ГПЭС водяных котлов-утилизаторов на КУП 3 000 тыс., непредвиденные расходы 4 000 тыс.

Расчет ТЭП мини-ТЭЦ при установке паровой конденсационной турбины

Основные условия и допущения, принятые при расчете ТЭП конденсационных паровых турбин Т-9 и Т-12, следующие: оценка эффективности инвестиций выполнялась по простым срокам окупаемости (без учета дисконтирования), коэффициент использования установленной мощности k_y при расчете Т-12 принят 0,85 против 0,9 для турбины Т-6, амортизация не учитывалась и др. Себестоимость пара, поступающего с ГПЭС ~46,6 грн/т, принят «физический» метод разделения затрат на электроэнергию и теплоту. Выходная электрическая мощность ГПД модуля JMS 620 составляет 3025 кВт, тепловой КПД 41,3 %, расход топливного газа с концентрацией МВС 25% ~2,6 тыс.м³/ч, выходная тепловая мощность модуля 2920 кВт, мощность теплоты выхлопных газов 1560 кВт [4], себестоимость МВС 50 грн/тыс. м³, накладные расходы ~5 ЕВРО/кВт.

Для оценки условно-постоянной части суммарных затрат мини-ТЭЦ использовались данные шахты за 10 месяцев 2007 г. Суммарная величина затрат котельной (без стоимости топлива) за этот период составила 2113,8 тыс. грн, в том числе, в грн: материалы 1089,8 тыс. (51,6%), зарплата с начислениями 796,2 тыс. (37,7%), износ основных фондов (амортизация) 227,8 тыс. (10,7%). После реконструкции котельной в мини-ТЭЦ количество персонала должно увеличиться на 10–12 человек [9], месячный фонд зарплаты с начислениями в этом случае составит ~40 тыс. грн. Нагрузка на котлы при постоянной работе двух из них (Т-9) увеличится в полтора раза, затраты на материалы были приняты 160 тыс. грн/мес. (при работе трех котлов (Т-12) 250 тыс. грн/мес.). Таким образом, условно-постоянная часть месячных затрат после реконструкции котельной в мини-ТЭЦ (без амортизации) составит: турбина Т-9 ~ 280 тыс. грн/мес., Т-12 ~340 тыс. грн/мес.

При расчетах учитывалась величина сбора за вредные выбросы в атмосферу [10], предполагалось также, что после реконструкции величина вредных выбросов на котлах с высокотемпературным циркулирующим кипящим слоем (ВЦКС) уменьшится на 50% [5].

Результаты расчета себестоимости электроэнергии и отпущенной теплоты, суммарных затрат на приобретение электроэнергии за год и другие планируемые ТЭП реконструкции для двух сравниваемых вариантов установки турбин: Т-9 и Т-12 с использованием пара, поступающего с ГПЭС, представлены в таблице. Исходными данными являлись: цена промпродукта (80 грн/т без учета НДС), себестоимость шахтного метана (50 грн/тыс. м³) цена электроэнергии в сети (0,42 грн/кВт·ч, в том числе НДС).

При расчетах предполагалось, что котел № 1 мини-ТЭЦ шахты работает на шахтном метане, остальные котлы – на промпродукте. После ввода в эксплуатацию на ГПП шахты ГПЭС существует большая вероятность нехватки шахтного метана, и котел № 1 потребуется перевести на сжигание промпродукта. В таком случае ТЭП проекта реконструкции котельной шахты в мини-ТЭЦ ухудшатся, в частности, срок окупаемости проекта установки Т-12 увеличится на ~0,7 года.

Отметим, что в случае, когда при работе турбины Т-12 один паровой котел находится в ремонте, режимы работы турбин Т-9 и Т-12 отличаются незначительно (турбина Т-12 будет работать на частичном режиме с мощностью 7,7–9,3 МВт).

Сравнение вариантов (см. таблицу) показывает, что вариант установки Т-12 является предпочтительным, поскольку срок окупаемости инвестиций у этого варианта составляет 3,8 года. Это на полгода меньше, чем у сравниваемого варианта. Инвестиции на реализацию второго варианта больше на ~6,5 млн. грн (первый вариант 35,3 млн. грн, второй вариант 41,8 млн. грн, оба с НДС), однако выработка дополнительной электроэнергии (~21,8 млн. кВт·ч/год) будет приносить значительную годовую прибыль 7,65 млн. грн/год (стоимость электроэнергии в сети $C_e = 0,35$ грн/кВт·ч без НДС).

Результаты исследований

С целью уточнения тепловой схемы планируемой мини-ТЭЦ при установке выбранной турбины Т-12 был проведен ряд исследований.

1. Оценка целесообразности установки пароперегревателей (ПП) в котлы

По результатам теплового расчета при перегреве пара на входе в турбину Т-12 до 250 °С (расход пара 87,26 т/ч) ее электрическая мощность в конденсационном режиме 12,98 МВт, при работе на насыщенном паре 11,78 МВт.

Годовой убыток от недовыработки электроэнергии при отказе от установки ПП на котлах ТЭЦ составит $\Delta C_{\text{пп год}} = 3127$ тыс. грн/год; количество теплоты, затрачиваемое на перегрев пара (со 188 до 250 °С) 4282 кВт; часовое количество топлива (промпродукт), которое необходимо сжечь для этого 1141 кг/ч; стоимость топлива, затрачиваемого в течение года на перегрев пара, $\Delta C_{\text{п}} = 680$ тыс. грн. Суммарный годовой убыток от подачи насыщенного пара на вход в турбину Т-12 определяется следующим образом: $C_{\text{пп год}} - \Delta C_{\text{п}} = 2447$ тыс. грн/год.

Стоимость «под ключ» установки ПП на котел КЕ-25-14ТС (по данным АОЗТ «НТП Котлоэнергопром», г. Харьков) составляет 400 – 500 тыс. грн. Таким образом, установка ПП в котлы КЕ-25-14ТС должна окупиться менее чем за ~6 месяцев.

2. Производство в КУП ГПЭС насыщенного пара с перегревом его после транспортировки в котлах мини-ТЭЦ

В рассматриваемом случае появляются дополнительные затраты топлива на перегрев пара на мини-ТЭЦ, но увеличивается электрическая мощность турбины за счет поступления 17,3 т/ч насыщенного пара вместо 16,26 т/ч перегретого (потери приняты 5 %). Количество и стоимость утилизируемой в КУП теплоты, затрачиваемой на нагрев пара, как до 188 °С, так и до 250 °С, одинаковы.

Стоимость промпродукта, затрачиваемого на перегрев 16,26 т/ч пара, составит $\Delta C_{\text{п ГПД п}} = 132,4$ тыс. грн/год; прирост электрической мощности паровой турбины Т-12 в случае поступления с ГПЭС 17,3 т/ч пара 128 кВт, годовая стоимость этой дополнительной электроэнергии $\Delta C_{\text{п ГПД э}} = 333,6$ тыс. грн/год.

Изменение годового дохода при производстве в КУП на ГПЭС насыщенного пара вместо перегретого пара составит $\Delta C_{\text{п ГПД э}} - \Delta C_{\text{п ГПД п}} = -201,2$ тыс. грн/год, что свидетельствует о нецелесообразности установки ПП на КУП ГПЭС.

3. Оценка экономии от подогрева питательной воды котлов низкотемпературной теплотой, утилизированной на ГПЭС

Вместо отборного пара для подогрева питательной воды котлов мини-ТЭЦ можно использовать специальный подогреватель, работающий на теплоте сетевой воды, утилизируемой на ГПЭС. Количество теплоты, отданное при подогреве воды в таком подогревателе 2,47 Гкал/ч (недогрев 5 °С). Для подогрева 59,8 т/ч конденсата на мини-ТЭЦ удастся использовать только 2,47 из 16,3 Гкал/ч теплоты, утилизируемой на ГПЭС. За счет подогрева воды экономится 773 кг/ч промпродукта. Экономия за счет подогрева питательной воды теплотой, утилизированной от ГПД за час летнего сезона, составит $\Delta C_{\text{пн20 п}} = 61,9$ грн/ч.

Кроме экономии затрат на топливо, подогрев питательной воды приводит к увеличению выработки электроэнергии, в рассматриваемом случае электрическая мощность увеличится до 13,24 МВт (расход электрической мощности на собственные нужды увеличится на 60 кВт).

Шахта может получить прибыль от использования 2,47 Гкал/ч теплоты на подогрев питательной воды в размере $\Delta C_{\text{пн20 п}} + \Delta C_{\text{пн20 е}} = 61,9 + 59,5 = 121,4$ грн/ч.

Продолжительность периода времени $\tau_{\text{пн20}}$, в течение которого возможно использовать низкопотенциальную теплоту ГПЭС на подогрев питательной воды, несложно оценить, используя данные таблицы и статистические климатологические данные о продолжительности стояния температур наружного воздуха. Отопительная нагрузка на ГПП шахты будет меньше 13,83 Гкал/ч для температур наружного воздуха выше -2 °С. Среднестатистическая продолжительность этого периода времени для г. Донецка $\tau_{\text{пн20}} \approx 6642$ ч.

Стоимость дополнительно вырабатываемой электроэнергии за период времени $\tau_{\text{пн20}}$ при пропуске через турбину пара, отбираемого ранее на регенерацию, составит $\Delta C_{\text{пн20 е}} \approx 395$ тыс. грн.

Экономия на стоимости промпродукта при использовании для подогрева питательной воды теплоты, утилизируемой на ГПЭС, $\Delta C_{\text{пн20 п}} \approx 349$ тыс. грн./год.

Суммарная годовая прибыль на шахте при внедрении рассматриваемого технического решения составит $\Delta C_{\text{пнH}_2\text{O e}} + \Delta C_{\text{пнH}_2\text{O П}} = 395 + 349 = 744$ тыс. грн/год.

Если прибыль делить пополам между мини-ТЭЦ и ГПЭС, годовой доход ТЭЦ от теплоты с ГПЭС, используемой для подогрева питательной воды котлов, составит ~372 тыс. грн/год. Срок окупаемости рассматриваемого технического решения не превысит 1,5 года.

Выводы

Общие. Реконструкция базовой шахтной котельной в мини-ТЭЦ экономически целесообразна (срок окупаемости проекта не превышает 4 лет) только при действии следующих факторов: *использование дешевого топлива*, такого, например как шахтный метан (для используемой шахты стоимость эквивалентного условного топлива ~116 грн/т.у.т), промпродукт (~149 грн/т у.т., соответственно); *при постоянном отпуске значительного количества теплоты потребителям, при интеграции с другими источниками теплоты*, например газопоршневой электростанцией.

Для шахты «Красноармейская-Западная № 1» эффективным энергосберегающим решением является реконструкция котельной ГПП шахты в мини-ТЭЦ посредством установки паровой турбины Т-12-1,2/0,2 мощностью 12 МВт с регулируемым теплофикационным отбором. Мини-ТЭЦ при этом интегрируется с ГПЭС (первая очередь строительства имеет суммарную электрическую мощность ~37 МВт), откуда получает 17,3 т/ч насыщенного пара. Суммарная электрическая мощность энергоузла шахты в этом случае достигнет ~49 МВт. Шахта будет с запасом обеспечена электроэнергией собственной выработки.

Инвестиции на реализацию проекта составят ~44,8 млн. грн при работе всех котлов на промпродукте и 42,8 млн. грн, если котел № 1 будет работать на МВС (обе суммы с НДС). При себестоимости шахтного метана ~50 грн/тыс. м³ (среднее содержание метана в МВС 35,38%) и ценах: на электроэнергию в сети 0,7078 грн/кВт·ч, промпродукт 96 грн/т (обе цены с НДС, 2009 г.) простой срок окупаемости проекта реконструкции котельной в мини-ТЭЦ ~3,5 года (три котла на промпродукте) и 3,0 года при работе котла № 1 на МВС.

Приемлемые сроки окупаемости проекта будут достигнуты за счет реализации следующих технических решений:

1. *Реконструкции котлов KE-25-14TC* с заменой слоевого сжигания промпродукта на ВЦКС и установкой пароперегревателя на 250 °С. Дополнительные затраты на реконструкцию котлов, оцениваемые в 7500 тыс. грн, должны увеличивать доход шахты более чем на 6 млн. грн/год. В результате реконструкции обеспечивается повышение эффективности работы котлов (рост КПД на 10%), турбины и уменьшение вредных выбросов в атмосферу (денежный сбор за выбросы уменьшается в ~1,5 раза).

2. *Интегрированная работа мини-ТЭЦ и ГПЭС.* Для использования высокопотенциальной теплоты (выхлоп двигателей) на ГПЭС должны быть установлены КУП, с использованием которых будет вырабатываться ~17,3 т/ч насыщенного пара с давлением 1,3 МПа. Этот пар по паропроводу длиной ~260 м будет направляться на мини-ТЭЦ, где будет перегреваться до 250 °С и далее следовать на турбину. Излишки низкотемпературной теплоты с ГПЭС (2,47 Гкал/ч, часть расхода сетевой воды) в теплый период будут использоваться для подогрева конденсата турбины в устанавливаемом теплообменном аппарате.

Дополнительные затраты (КУП, паропровод длиной 260 м, подогреватель конденсата, трубопроводы греющей и обратной воды) на реализацию этих энергосберегающих мероприятий, оцениваемые в 3 300 тыс. грн, должны увеличивать доход шахты более чем на 4 млн. грн/год.

В предлагаемой публикации рассмотрена только часть возможностей энергосбережения на ГПП шахты «Красноармейская-Западная № 1» за счет рациональной организации тепловых процессов. Предметом дальнейших исследований могут стать работы, связанные с оценкой целесообразности применения абсорбционных тепловых машин для кондиционирования помещений с установленными мощными электродвигателями, например подъемной машиной (5 МВт), возможностей утилизации теплоты с использованием турбин на органи-

ческих рабочих телах, выбор рационального режима работы оборудования мини-ТЭЦ в этом случае [2].

Благодарность Авторы признательны заместителю генерального директора ЧНПП «Синапс» (г. Киев) В. М. Лозе за полезные консультации по характеристикам газопоршневых электростанций.

Литература

1. *Постанова* Кабінету Міністрів України Про визначення пріоритетних напрямів енергозбереження від 04.07.2006 № 631 [Электронный ресурс]: Сайт Международной ассоциации термоэнергетических компаний (МАТЕК). – Электрон. дан. (1 txt файл, 3,73 кб) – Киев: Об-во орг. МАТЕК [2007]. – Режим доступа: <http://www.matek.org.ua/ru/txt/legislation/51.txt>. – Последнее обращение: 6.02.2009. – Загл. с экрана.
2. Булат А.Ф. Когенерационные энергокомплексы для утилизации метана на угольных шахтах / А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис // Компрессор. и энерг. машиностроение. – 2008. № 4. – 2009. № 1 – С. 6–8.
3. *Трегуб Е.* Опыт проектирования, строительства и эксплуатации газопоршневых ТЭЦ / Энергоэффективная модернизация промышленности и коммунальной энергетики стран СНГ. Материалы междунар. форума, п. Мисхор, АР Крым, 16-20 июня 2008 [Электронный ресурс]: Сайт Мисхорская конференция Энергосбережение и бизнес. – Систем. требования: Win Rag. Электрон. дан. (1 zip файл, 9,59 Мб) // Запорожье: ЗАО ЭСКО «Экологические Системы». – [2008]. – Режим доступа: <http://www.mishor.esco.co.ua/2008/index.htm> – Последнее обращение: 24.06.2009. – Загл. с экрана.
4. Федоров С.Д. Проблема утилизации шахтного метана в когенерационных установках и пути ее решения на примере шахты им. А. Ф. Засядько / С. Д. Федоров, С. В. Облакевич, О. П. Радюк // Промэлектрo. – 2006. – № 5. – С. 41–45.
5. *Энергосберегающие технологии.* Технология сжигания твердого топлива в высокотемпературном циркулирующем кипящем слое (ВЦКС) [Электронный ресурс]: Официальный сайт представителя компании «Петрокотел», г. С. Петербург РФ. – Днепропетровск: ООО «Энергополис». – [200–]. – Режим доступа: http://www.energopolis.dp.ua/default3.asp?active_page_id=273. – Последнее обращение: 24.06.2009. – Загл. с экрана.
6. *Лыхвар Н. В.* Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки / Н. В. Лыхвар, Ю. Ф. Косяк // Теплоэнергетика. – 1986. – № 2. – С. 69–72.
7. *Лыхвар Н. В.* Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики / Н. В. Лыхвар, Ю. Н. Говорушенко, В. А. Яковлев // Пробл. машиностроения. – 6. – 2003. – № 1. – С. 30–41.
8. *Рыжкин В. Я.* Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
9. *Бабак Н. Ю.* Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла Ясиновский коксохимический завод / Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцева и др. // Пробл. машиностроения. – 2007. – 10, № 1. – С. 4–12.
10. *Лукач Л. М.* Учет денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЭЦ / Л. М. Лукач, С. Ю. Резников, А. Л. Шубенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2009. № 6. – С. 4–12.

Поступила в редакцию
25.09.09