

УДК 621.311

Исследования угольных ПГУ ТЭЦ с комбинированным производством электро-, теплоэнергии, синтез-газа и водорода

В.Е. Накоряков, Г.В. Ноздренко, А.Г. Кузьмин

Новосибирский государственный технический университет

E-mail: kuzmin_anton1@mail.ru

Рассмотрена методика определения показателей технико-экономической эффективности угольных парогазовых установок ТЭЦ с низконапорным парогенератором и с поточным газификатором при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода. Приведены результаты исследования и показано, что такие ПГУ ТЭЦ имеют более высокую технико-экономическую эффективность, чем пылеугольные ТЭЦ, реконструированные путем газотурбинной надстройки.

Ключевые слова: парогазовые установки, газификаторы угля, синтез-газ, водород.

Одним из перспективных направлений широкого вовлечения в топливно-энергетический баланс России угольного топлива является применение парогазовых установок (ПГУ) ТЭЦ с низконапорными парогенераторами с газификацией угля при комбинированном производстве электро- и теплоэнергии, синтез-газа и водорода (рис. 1).

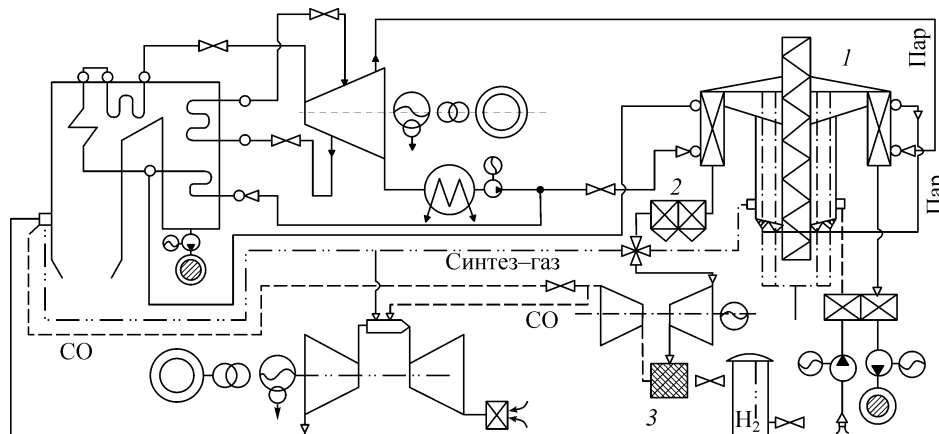


Рис. 1. Схема ПГУ с низконапорным парогенератором и трубчатым газификатором. Газификатор (1), система очистки от твердых частиц (2), мембранная установка выделения водорода (3).

В тепловой схеме ПГУ производится утилизация тепла, выделившегося при газификации, тепла уходящих газов, синтез-газа, окиси углерода (для схем с производством водорода). На собственные нужды технологии газификации используется пар из отбора турбины, кислород от кислородной установки, синтез-газ (для сжигания и подвода тепла в реакторную зону). Синтез-газ и уходящие газы охлаждаются в газоводяных и газопаровых теплообменниках газификатора. При этом вытесняется система регенерации тепла в паротурбинной ступени ПГУ.

Уголь подается в газификатор угля I , где в процессе газификации производится синтез-газ — смесь окиси углерода и водорода. После предварительной очистки и охлаждения в системе очистки 2 синтез-газ разделяется на четыре потока. Часть синтез-газа совместно с отделенным оксидом углерода в мембранном модуле 3 подается в камеру сгорания газовой турбины 5. Вторая часть синтез-газа направляется для сжигания и подвода тепла в реакторную зону газификатора I . Третья часть синтез-газа используется в мембранном палладиевом модуле 3, в котором производится водород с высокой степенью чистоты (99,9999 %) [1]. Монооксид углерода направляется на сжигание в камеру газовой турбины. В энергетическом паровом котле четвертая часть синтез-газа сжигается в среде уходящих от газовой турбины газов, генерируется пар высокого давления, который далее расширяется в паровой турбине. Мощность газовой турбины определяется объемом уходящих газов, необходимым для сжигания угля в энергетическом паровом котле (в среде уходящих от газовой турбины газов).

В настоящей работе рассматриваются ПГУ с тремя типами поточных газификаторов угля: трубчатый аллотермический газификатор, газификатор водоугольного топлива (типа Тексако), газификатор кипящего слоя (типа Винклера). Для трубчатого газификатора и газификатора Тексако принята кольцевая конструкция, для Винклера — цилиндрическая. Такие ПГУ ТЭЦ являются многоцелевыми энергоблоками сложной многокомпонентной структуры, что обуславливает целесообразность энергетических и технико-экономических оценок эффективности на базе эксергетической методологии [2].

Производство электрической, тепловой и химической энергий (синтез-газа, водорода) в ПГУ ТЭЦ создает связи между его энергетической и технологической функционирующими частями (подсистемами) и взаимовлиянием их параметров.

Эксергетические производительности каждой функционирующей части

$$E_i^y, i \in I_2$$

$$E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y. \quad (1)$$

Для каждого канала связи записывается уравнение

$$-E_{ij}^y + E_{ij}^x(E_j^y, \eta_j) = 0, i \in I; (i, j) \in J, \quad (2)$$

где термодинамическая эффективность функционирующей части

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x}, i \in I_2. \quad (3)$$

Здесь $I_2 \subset I$ — множество подсистем — функционирующих частей энергоблока (парогазогенерирующая с топливоподачей и топливоподготовкой, газификатором, энергетическим котлом, золошлакоудалением, системой отвода и очистки дымовых газов, компрессором, камерами сгорания газотурбинной установки (ГТУ) и системой

отпуска синтез-газа и водорода, часть высокого давления паровой турбины с газовой турбиной, часть среднего и низкого давления паровой турбины, электроэнергетическая, технического водоснабжения и регенеративного подогрева питательной воды, отпуска теплоэнергии потребителю), множество I включает кроме этого множество источников топлива I_1 и энергопотребителей I_3 .

Используя функцию Лагранжа

$$L = 3,6C_T \frac{E_0^y}{Q_i^r} + \sum_i \left[Z_i (E_i^y)_{\eta_i} - \lambda_i E_i^y + \lambda_i \sum_{i \in V(j)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right], \quad (4)$$

из системы уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial E_0^y} = 0,123 \cdot 10^{-3} C_T - \lambda_0 + \frac{\partial Z_0}{\partial E_0^y} = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial E_i^y} = \frac{\partial \left[\lambda_i \sum_{i \in V(i)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right]}{\partial E_i^y} - \lambda_i + \frac{\partial Z_i}{\partial E_i^y} = 0, \quad i \in I_2 \end{cases} \quad (5)$$

находятся множители Лагранжа, являющиеся удельными затратами на производство эксергии каждой функционирующей части,

$$\lambda_0 = 0,123 \cdot 10^{-3} C_T + \frac{\partial Z_0}{\partial E_0^y}, \quad (6)$$

$$\lambda_i = \frac{\partial \left[\lambda_i \sum_{i \in V(i)} E_{ij}^x (E_j^y)_{\eta_i} \right]}{\partial E_i^y} + \frac{\partial Z_i}{\partial E_i^y}, \quad i \in I_2$$

и эксергетические КПД $\eta_{iZ} = \lambda_0 / \lambda_i$, по отпуску эксергии с синтез-газом и водородом

$$\eta_{iS} = \eta_i \varepsilon_S, \quad (7)$$

по отпуску электроэнергии

$$\eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N, \quad (8)$$

по отпуску теплоэнергии

$$\eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N. \quad (9)$$

В этих выражениях $3,6C_T E_0^y / Q_i^r$ — топливная составляющая, Q_i^r — теплота сгорания условного топлива, E_0^y — годовой расход эксергии условного топлива, подводимого к энергоблоку, $Z_i (E_i^y)_{\eta_i}$ — затраты в функционирующую часть, ε_S — структурный коэффициент эксергетических связей, ε_N — эксергетический коэффициент внутрциклового возврата теплоты в турбоагрегате.

Из зависимостей (7), (8), (9) следует, что эффективность отпуска энергоносителей в энергоблоке, имеющем структурную схему с обратными связями, определяется не только эффективностью собственно технологических линий, образованных последовательно связанными подсистемами (функционирующими частями), но и зависит от взаимосвязей между всеми функционирующими частями энергоблока, характеризуемых структурным коэффициентом ε_S .

При таком методическом подходе показатель технико-экономической эффективности может быть представлен как

$$\eta_Z = \frac{\sum_{\tau} (C_N N + C_E E_T + C_{CG} E_{CG} + C_{H_2} E_{H_2})}{\sum_{\tau} Z}, \quad (10)$$

где $C_N, C_E, C_{CG}, C_{H_2}$ — получаемая плата за электроэнергию, теплоэксергию, синтез-газ и водород в данном τ -ом году, Z — среднегодовые затраты.

Разработанная математическая модель функционирования ПГУ с угольными поточными газификаторами включает уравнения энергодбаланса

$$BQ_i^r + \sum_{k \in V(i)} (\eta G^x h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta G^y h)_{ij} = 0, \quad (11)$$

расходного баланса

$$B + \sum_{k \in V(i)} G_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} G_{ij}^y = 0, \quad (12)$$

где B — расход топлива, M, h — расход и энтальпия энергоносителя, η — коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии, $V(i), W(i)$ — множество входов и выходов i -го агрегата.

Расход топлива на ПГУ с поточным газификатором определяется по формуле

$$B_{\Sigma} = (B_K + B_{ГТУ})(1 + \xi_{CG}\gamma) \left(1 + \frac{\Delta Q_R}{29300} \right), \quad (13)$$

где $B_K, B_{ГТУ}$ — расходы угля для производства синтез-газа, сжигаемого в энергетическом котле, и ГТУ, ξ_{CG} — коэффициент, учитывающий отбор синтез-газа на производство водорода, γ — коэффициент, учитывающий возврат окиси углерода от мембранного модуля, $\Delta Q_R/29300$ — подвод теплоты для газификации (за счет сжигания части синтез-газа).

Для каждого j -го энергоносителя (в зависимости от конструктивно-компонентных X^K и расходно-термодинамических параметров X^P) используются уравнения вида

$$\Delta y_{ij} = \Delta y_{ij}(X^K, X^P) \forall i \in I, \forall j \in J, \quad (14)$$

где Δy_{ij} — изменение i -го параметра (давления, энтальпии, температуры, средней и осевой скорости потока, коэффициента, учитывающего потери энергии).

Для каждого q -го элемента, выполненного из m -го конструкционного материала, сформированы зависимости

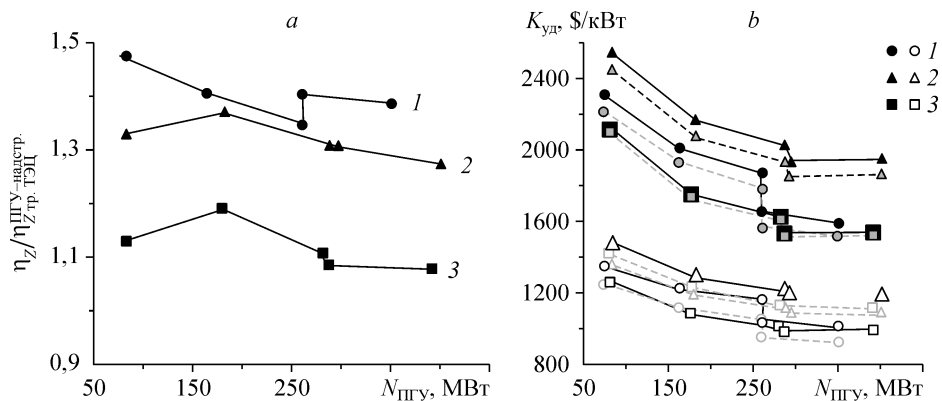


Рис. 2. Техничко-экономический критерий эффективности η_z (по отношению к η_z для пылеугольных ТЭЦ с газотурбинной надстройкой) и удельные капитальные вложения ($K_{уд}$) на установленные электрическую / эксергетическую ($K_{уд.экс}$) мощности.

Схемы с газификаторами: трубчатый (1), типа Тексако (2), типа Винклер (3) (а); для схем с газификаторами: Куд/Куд.экс. трубчатый (1), типа Тексако (2), типа Винклер (3) (b). Схемы с отпуском водорода изображены черным цветом, синтез-газа — серым.

$$\xi_{zqm} = \xi_{zqm}(X^K, X^P) \forall q \in Q, \forall m \in M, \forall z \in Z, \quad (15)$$

где ξ_z — z -й параметр (наибольшая температура поверхности, толщина стенки, возникающие суммарные напряжения и напряжения изгиба, расход металла).

На параметры наложены ограничения, отражающие технологичность, эксплуатационную надежность и условия протекания физико-технических процессов:

$$\begin{aligned} X^{K*} &\leq X^K \leq X^{K**}, \\ X^{P*} &\leq X^P \leq X^{P**}, \\ \Delta y_{ij}^* &\leq \Delta y_{ij} \leq \Delta y_{ij}^{**}, \\ \xi_{zqm}^* &\leq \xi_{zqm} \leq \xi_{zqm}^{**}, \end{aligned} \quad (16)$$

где индексы *, ** относятся к допустимым минимальным и максимальным значениям.

Физическая модель газификации в реакторной зоне измельченного угля представляется как струйное течение (в режиме, близком к режиму идеального вытеснения) реагирующей газозвеси внутри квазитрубки с высокотемпературной

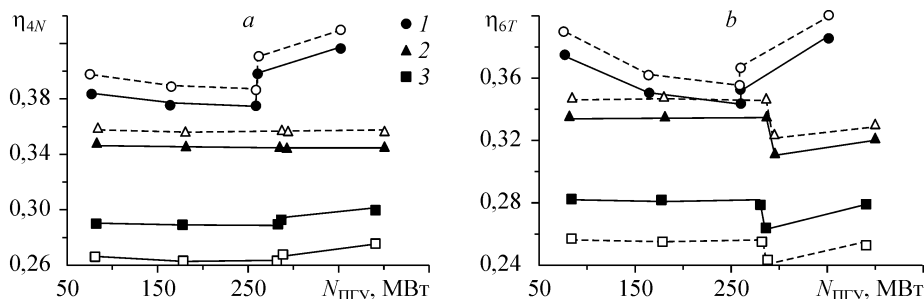


Рис. 3. Эксергетический КПД по выработке электро- (а) и теплоэнергии (b).

Схемы с газификаторами: трубчатый (1), типа Тексако (2), типа Винклер (3). Схемы с отпуском водорода изображены черным цветом, с отпуском синтез-газа — серым.

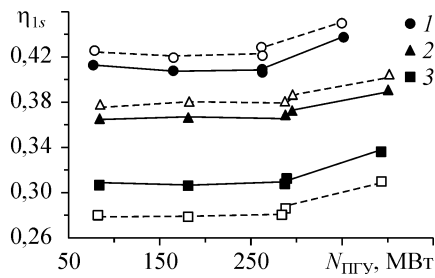


Рис. 4. Эксергетический КПД по отпуску водорода и синтез-газа.

Схемы с газификаторами: трубчатым (1), типа Тексако (2), типа Винклер (3). Схемы с отпуском водорода изображены черным цветом, с отпуском синтез-газа — серым.

стенкой, образованной: для трубчатого газификатора (при аллотермическом процессе) — жаропрочным конструкционным материалом; для газификатора кипящего слоя (с процессом Винклера) — инертным материалом (песком, золой) с эквивалентным диаметром, сформированным условиями кислородной подачи через перфорированную решетку; для кольцевого газификатора (с процессом Тексако) — горящим инициирующим топливом с эквивалентным диаметром, сформированным условиями форсуночной подачи кавитационного жидкого топлива.

Инвестиционная привлекательность проекта строительства оценивалась по четырем показателям [3, 4]: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), простой/дисконтированный срок окупаемости. Ставка дисконтирования принята на уровне 12 %, что соответствует банковскому проценту при стабильной экономике.

Для многоцелевых ПГУ целесообразно определять удельные капиталовложения (рис. 2) как отношение капиталовложений в ПГУ к ее установленной эксергетической производительности (учитывающей весь спектр энергопродукции: электро-, теплоэксергию, эксергию синтез-газа и водорода).

На рис. 3, 4 приведены эксергетические КПД по выработке электро-, теплоэксергии, синтез-газа и водорода. Мощность газотурбинной части (рис. 5) определяется объемом уходящих газов от газотурбинной установки, необходимым для сжигания угля в энергетическом котле (в среде уходящих газов от ГТУ). На рис. 6 представлены чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутренняя норма доходности и срок окупаемости ($T_{ок}$) для различных вариантов

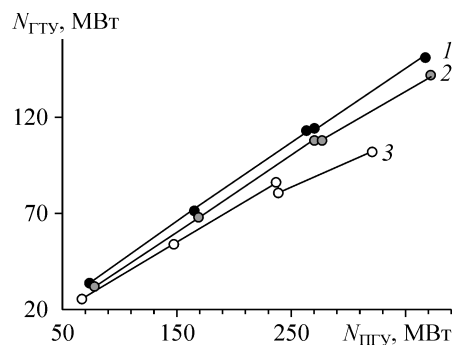


Рис. 5. Мощность газотурбинной установки ($N_{ГТУ}$) в составе ПГУ мощностью $N_{ПГУ}$. $N_{ГТУ}$ с газификаторами: Тексако (1), Винклера (2), трубчатым (3).

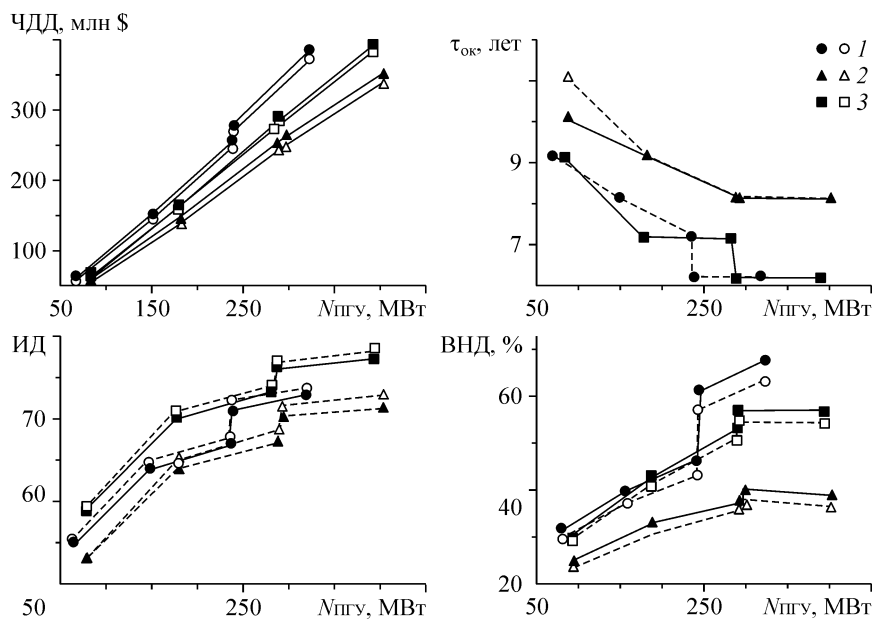


Рис. 6. Чистый дисконтированный доход, срок окупаемости ($T_{ок}$), индекс доходности и внутренняя норма доходности.

Схемы с газификаторами: трубчатый (1), типа Тексако (2), типа Винклер (3). Схемы с отпуском водорода — черные точки, с отпуском синтез-газа — белые точки.

парогазовых установок с поточными газификаторами и отпуском водорода и синтез-газа. Срок окупаемости для всех вариантов находится в диапазоне 6–11 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разина И.С. Палладий // Химия и жизнь, 1971, № 1. С. 47–52.
2. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Томилов В.Г. и др. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. 528 с.
3. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами) // Приказ ОАО «ЕЭС России» № 54. М., 1999. 325 с.
4. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы. Справочник / Под. общ. ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. Перераб. М.: Изд-во МЭИ, 1999. 528 с.

Статья поступила в редакцию 18 мая 2009 г.