

УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЙ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОТЫ ПО СРЕДНЕЙ СТОИМОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

Предложен усовершенствованный метод расчета средней стоимости электрической энергии за жизненный цикл, применимый к технологиям комбинированного производства электрической энергии и теплоты, основанный на термодинамическом подходе к разделению расходов на их получение.

К л ю ч е в ы е с л о в а: средняя стоимость электрической энергии за жизненный цикл, LCOE, ТЭЦ, термодинамический метод разделения расходов.

Современные методы прогнозирования и стратегического планирования развития энергетики основаны на системных сравнениях прогрессивных технологий преобразования энергии, могущих находиться на различных этапах создания – от научно подтвержденной идеи до промышленного образца и действующей электрической станции. Значительная капиталоемкость и длительные сроки существования объектов энергетики – от 15–20 до 30–50 лет и более, многообразие существующих и перспективных технологий преобразования энергии, как и источников ее поступления, формируют такие естественные требования к методам их предварительных экономических сравнений, как универсальность, простота алгоритма оценивания, прозрачность задания исходных данных.

Большинству этих требований удовлетворяет метод средней стоимости электрической энергии за жизненный цикл – LCOE (Levelised Cost of Energy) [1].

© ДУБОВСКОЙ С.В., ТВЕРДОХЛИБ А.С., 2014

Метод LCOE универсален и удобен при сравнительном анализе разнотипных технологий производства электрической энергии. Он применяется многими авторитетными организациями и, в частности, Международным энергетическим агентством (МЭА) [1]. Основная расчетная формула данного метода имеет вид [1]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(I_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

где $LCOE$ – средняя стоимость электрической и тепловой энергии за жизненный цикл, соответственно; t – текущий возраст системы с начала сооружения (индекс составляющих затрат); N – срок существования проекта, I_t – ежегодные инвестиции; M_t – условно посто-

янные затраты на обслуживание и ремонт, F_t – условно переменные (топливные) затраты; E_t – годовое производство электрической энергии, r – дисконтная ставка (дисконт), отображающая скорость удешевления инвестиционного капитала с годами.

Определенная сложность использования метода возникает при анализе технологий комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Она обусловлена необходимостью предварительного выделения затрат, связанных с производством электрической энергии из общих затрат жизненного цикла технологии.

В текущей практике оценочных расчетов для этого используется простой подход, позволяющий определить диапазон вероятных значений стоимости производства электрической энергии совместно с тепловой.

Верхняя граница данного диапазона соответствует максимально возможной себестоимости производства электроэнергии. Ее рассчитывают по формуле (1) в предположении о нулевой стоимости произведенной теплоты. Нижняя граница данного диапазона соответствует минимальной себестоимости электроэнергии. Она определяется как разница между полными затратами на сооружение и функционирование технологии комбинированного производства и ориентировочной стоимостью произведенной теплоты по формуле [1]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t - H_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (2)$$

где $H_t = c_t \cdot Q_t$ – оценочная стоимость тепловой энергии, c_t – рыночная цена тепловой энергии, Q_t – отпуск тепловой энергии анализируемой установкой.

Диапазон возможной стоимости электрической энергии указывают обычно при сопоставлении технологий комбинированного производства друг с другом и с целевыми (однопродуктовыми) технологиями. Однако зона неопределенности средней цены иногда оказывается чрезмерной, препятствуя обоснованному сравнению. Пример подобной ситуации иллюстрируется на рис.1, где (в несколько измененном виде) представлен частный результат сравнения по критерию LCOE девяти целевых и двух комбинированных технологий производства электрической энергии, полученный МЭА с учетом и без учета стоимости произведенной теплоты [1, с.71].

Из рисунка видно, что при учете стоимости произведенной теплоты (расчет по формуле (2)) обе технологии комбинированного производства следует считать наименее затратными. Но, если стоимость теплоты не учитывается (расчет по формуле (1)), то они оказываются, напротив, наиболее затратными среди сравниваемых тех-

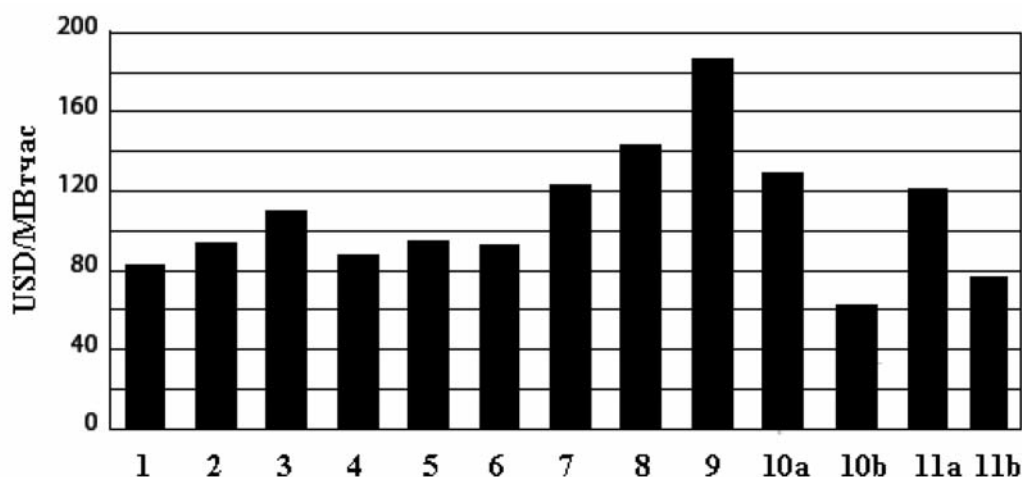


Рис.1. Пример сравнения различных технологий производства электрической энергии по критерию средней цены жизненного цикла (по данным [1], стр.71): 1 – АЭС с ВВЭР, 2 – пылеугольная КЭС на каменном угле, 3 – тоже с улавливанием и захоронением CO_2 , 4 – пылеугольная КЭС на буром угле, 5 – тоже с улавливанием и захоронением CO_2 , 6 – ПГУ на природном газе, 7 – ГТУ на природном газе, 8 – береговая ВЭС, 9 – оффшорная ВЭС, 10a – пылеугольная ТЭС на каменном угле без учета стоимости тепловой энергии, 10b – тоже, с учетом стоимости тепловой энергии, 11a – ТЭС на природном газе без учета стоимости тепловой энергии, 11b – тоже, с учетом стоимости тепловой энергии

нологий производства электроэнергии на базе органического и ядерного топлива.

Важно отметить также, что оценки нижней границы LCOE по формуле (2) весьма условны из-за существенных территориальных и технологических разбросов цен на тепловую энергию внутри стран и регионов. Например, в Украине тарифы на тепловую энергию от систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) изменяются более чем на порядок – от 30–40 грн/Гкал (в городах-спутниках АЭС) до 600 грн/Гкал и выше в зависимости от региона страны и категории потребителей.

Кроме того, сам принцип исчисления LCOE, исходя из рыночной цены тепловой энергии, несколько противоречив. Данный критерий предназначен, по определению, для объективной оценки себестоимости производства электрической энергии, т.е. необходимых затрат, связанных с получением электрической энергии по данной технологии. Они не могут зависеть от того, как функционируют конкурирующие производства и соответственно, от предлагаемых ими цен на тепловую и электрическую энергию. Скорее наоборот, реализация масштабных в местных мерках проектов комбинированного производства может диктовать цены на тепловую и электрическую энергии и даже определять их, когда такие производства планируются как основной источник энергии для местных систем тепло- и электроснабжения.

Основная цель настоящей работы состояла в уменьшении неопределенности оценок технологий комбинированного производства по критерию LCOE путем предварительного разделения затрат между видами производимой продукции на основе анализа технико-экономических параметров, относящихся исключительно к рассматриваемой технологии с применением общих физических законов, определяющих специфику преобразования энергии в данном производстве.

Общие соотношения

Задача разделения затрат на получение электрической энергии и теплоты при их комбинированном производстве состоит в определении взаимодополняющих составляющих полной стоимости производства:

$$C = C_e + C_q, \quad (3)$$

где C – фактические (полные) производствен-

ные затраты ТЭЦ, C_e , C_q – искомые затраты на получение электрической энергии и теплоты на данном производстве.

Уравнение полной стоимости может быть записано также в виде:

$$c_e E + c_q Q = C, \quad (4)$$

где E , Q – коммерческий отпуск электрической и тепловой энергии, соответственно, C – производственные затраты ТЭЦ, c_e , c_q – удельные затраты на получение электрической энергии и теплоты на данном производстве.

Будем считать, что затраты производства одинаковых энергетических единиц электрической энергии и теплоты различны, учитывая это соответствующим коэффициентом относительной стоимости (ценности) производства теплоты по сравнению с электрической энергией:

$$\omega = \frac{c_q}{c_e}, \quad (5)$$

где c_e , c_q – удельные затраты на получение электрической энергии и теплоты.

Подставляя (5) в (4), получаем

$$c_e = \frac{C}{E + Q\omega}, \quad (6)$$

$$c_q = \frac{C\omega}{E + Q\omega}. \quad (7)$$

При этом искомые абсолютные затраты на производство каждого вида коммерческой продукции могут быть рассчитаны по формулам

$$C_e = C \frac{E}{E + Q\omega}, \quad (8)$$

$$C_q = C \frac{Q\omega}{E + Q\omega}. \quad (9)$$

Таким образом, расчет искомых затрат сводится к поиску фактических значений коэффициента ценности теплоты ω .

Коэффициент термодинамической ценности теплоты

Оценки соотношения затрат на получение теплоты и электрической энергии при их комбинированном производстве производятся на основании двух принципиально различных подходов.

Один из них, характеризуемый в литературе терминами «экономический» либо «произвольный» [2], отрицает саму возможность объе-

ктивного определения данного показателя научными методами, что позволяет использовать любые его значения, не противоречащие уравнению полной стоимости (4).

Второй подход, напротив, исходит из возможности точного разделения затрат между продуктами ТЭЦ в рамках физики.

Применение экономического подхода предполагает, что менеджмент ТЭЦ может свободно назначать коммерческие цены на отпуск электрической энергии и теплоты, обеспечивая тем самым наиболее благоприятные финансово-экономические условия ее работы.

Безубыточность комбинированного производства при известных ценах c_e^* , c_q^* , c_f^* на электрическую энергию, тепловую энергию и топливо, потребляемое ТЭЦ, соответственно, обеспечивается при соблюдении очевидного условия:

$$(c_e^* - c_e)E + (c_q^* - c_q)Q \leq 0, \quad (10)$$

где c_e , c_q – себестоимость производства электрической и тепловой энергии.

Себестоимость и цена реализации товарной продукции могут быть связаны между собой через коэффициенты прибыльности p_e , p_q соответствующих видов деятельности:

$$c_e \cdot (1 + p_e) = c_e^*, \quad (11)$$

$$c_q \cdot (1 + p_q) = c_q^*. \quad (12)$$

Разделив левые и правые части этих соотношений, можно получить уравнение связи между искомым коэффициентом ценности и коэффициентом внешней ценности тепловой энергии в виде

$$\omega = \omega^* \cdot \frac{1 + p_q}{1 + p_e}, \quad (13)$$

где $\omega^* = \frac{c_e^*}{c_q^*}$ – коэффициент внешней ценности тепловой энергии.

Если считать, что производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ одинаково прибыльны ($p_e = p_q$), коэффициент ценности теплоты, как это вытекает из (13), следует принять равным коэффициенту внешней ценности тепловой энергии:

$$\omega = \omega^*. \quad (14)$$

Данное условие применено при расчетах LCOE ТЭЦ в работе [3], посвященной анализу

перспектив развития электроэнергетики Российской Федерации со ссылкой на хорошо известный в странах СНГ метод разделения затрат на ТЭЦ, предложенный Л.Л. Гинтером (*Леонтий Леонтьевич Гинтер (1876–1932 гг.) – главный инженер первой в СССР ТЭЦ, названной его именем*), именуемый в литературе как «треугольник Гинтера» [4].

Подобный подход к расчету средней стоимости жизненного цикла конкретизирует сравнительный анализ, однако вряд ли делает его более достоверным. Объясняется это тем, что метод разделения Л.Л. Гинтера ограничивается рамками самой анализируемой ТЭЦ. При этом автор метода предполагал, что «внешняя» цена электрической энергии c_e^* представляет собой фактическую себестоимость производства электрической энергии на ТЭЦ в конденсационном режиме работы ее турбин, а «внешняя» цена тепловой энергии c_q^* – фактическую себестоимость получения теплоты с редуцированным паром ее же энергетических котлов. Хотя метод не подкреплен достаточными научными аргументами, он определяет прозрачную причинно-следственную связь между фактическими показателями работы ТЭЦ и расчетными значениями себестоимости производства электрической и тепловой энергии. При вынесении метода Л.Л. Гинтера за рамки анализируемой ТЭЦ данная связь, очевидно, теряется. И при определенных сочетаниях рыночных цен себестоимость продукции ТЭЦ может выйти за рамки физической реальности, вызывая обоснованные протесты потребителей и конкурентов.

Второй подход к анализу ТЭЦ предполагает поиск научно обоснованного решения задачи разделение затрат на получение видов ее продукции, опираясь на твердо установленные физические принципы и законы. В рамках данного подхода предлагались различные методы.

К наиболее известным из них относят энергетический и эксергетический методы. Энергетический метод предполагает разделение производственных затрат ТЭЦ пропорционально тепловым эквивалентам продуктов, а эксергетический – пропорционально их эксергии. Оба метода используют объективные исходные данные, относящиеся к анализируемой ТЭЦ, но при их выводе применены те или иные произвольные предпосылки, приводящие к противоречивым результатам. При этом

отдать предпочтение тому или иному методу без наличия точного решения поставленной задачи не представлялось возможным [3].

Существование и единственность точного разделения затрат энергии между продуктами комбинированного производства показаны впервые в [5]. В данной работе доказана принципиальная возможность прямого инструментального измерения искомым затрат с заранее заданной погрешностью, обоснованы точный метод их расчета, вытекающий непосредственно из первого и второго начал термодинамики, и его единственность.

В результате последующих исследований получены зависимости для расчета затрат на получение видов продукции комбинированного производства произвольного типа, имеющие вид [6]:

$$C_e = C \frac{E}{E + Q\varpi}, \quad (15)$$

$$C_q = C \frac{Q\varpi}{E + Q\varpi}, \quad (16)$$

где ϖ – усредненный коэффициент термодинамической ценности теплоты, определяемый общей формулой:

$$\varpi = \frac{\eta_o - \eta_e}{1 - \eta_e}, \quad (17)$$

где η_e – наблюдаемый электрический КПД комбинированного производства, представляющий собой отношение полученной электрической энергии к полной затрате теплоты в рассматриваемой установке (технологическом процессе); η_o – граничный КПД термодинамического цикла рассматриваемой установки при нижней температуре, равной температуре окружающей среды.

Если предположить, что разделение условно постоянных затрат, сопровождающих создание, эксплуатацию и демонтаж технологии, производится в соответствии с общепринятой практикой, так же, как и условно переменных, то для оценки средних цен электрической и тепловой энергии за жизненный цикл правомерно применять следующие формулы:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(I_t \cdot K_o^e + (M_t + F_t) \cdot K_t^e)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (18)$$

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(I_t \cdot K_o^q + (M_t + F_t) \cdot K_t^q)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}}, \quad (19)$$

где $LCOH$ – средняя стоимость тепловой энергии за жизненный цикл, Q_t – годовое производство тепловой энергии; $K_t^e, K_t^q = 1 - K_t^e$ – коэффициенты отнесения эксплуатационных затрат на производство электрической и тепловой энергии, соответственно; $K_e^o, K_q^o = 1 - K_e^o$ – коэффициенты отнесения инвестиций на производство электрической и тепловой энергии, соответственно.

Коэффициенты отнесения эксплуатационных затрат и инвестиций на электрическую энергию определяются по формулам:

$$K_t^e = \frac{E_t}{E_t + w_t \cdot Q_t}, \quad (20)$$

$$K_e^o = \frac{N_o}{N_o + w_o \cdot P_o}, \quad (21)$$

где N_o, P_o – установленные электрическая и тепловая мощность, МВт, w_t, w_o – коэффициенты ценности произведенной теплоты по сравнению с электрической энергией, определяемые зависимостью (17). При определении коэффициента K_e^o принимается номинальное (начальное) значение электрического КПД.

Пример расчета

Расчет теоретического КПД цикла установок комбинированного производства разных типов может быть произведен известными методами термодинамического анализа идеальных циклов тепловых машин.

Вместе с тем, многочисленные результаты инженерных расчетов установок и электрических станций комбинированного производства указывают на возможность применения при расчетах LCOE с неопределенными техническими параметрами ориентировочных значений коэффициента термодинамической ценности. Такая возможность определяется относительно небольшим разбросом данных коэффициентов для установок разной мощности, относящихся к определенному технологическому типу [5,6].

Рекомендованные значения данного коэффициента, для наиболее распространенных

Таблица 1 – Рекомендуемые значения коэффициентов термодинамической ценности теплоты для ориентировочных расчетов средней стоимости жизненного цикла

Тип установки	Обозначение	Рекомендуемые значения
Паротурбинная, отпуск теплоты с горячей водой	ПТУ	0,25...0,32
Паротурбинная, отпуск теплоты с технологическим паром	ПТУ	0,37...0,42
Газотурбинная простого или комбинированного цикла	ГТУ, ПГУ	0,5...0,55
Газопоршневая простого или комбинированного цикла	ГПУ	0,65...0,7

технологических типов комбинированного производства, представлены в табл. 1.

Результаты сравнения классического и усовершенствованного методов LCOE на характерных примерах, рассмотренных в [1], приведены в табл.2. В данной таблице, помимо исходных данных [1], представлены также значения удельных затрат топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, рассчитанные термодинамическим методом с использованием ориентировочных значений коэффициентов термодинамической ценности теплоты (табл.1).

В табл. 3 представлены соответствующие расчетные значения средней стоимости электрической и тепловой энергии жизненного цикла, рассчитанные по методике [1] и по предложенной методике (отмечены верхним индексом «ТМ»).

Данные сравнения показывают возможность снижения неопределенности сравнительных оценок перспективных технологий комбинированного производства по отношению к другим технологиям генерации электрической энергии, предоставляя при этом дополнительную информацию относительно ориентировочной средней стоимости тепловой энергии.

Это позволяет более детально оценить перспективность использования технологии комбинированного производства в привязке к конкретным потребителям тепловой энергии. Как показывает опыт Украины, именно цена (тариф) отпуска тепловой энергии служит основным фактором развития или упадка

систем централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ при их конкуренции с системами децентрализованного теплоснабжения.

Применение усовершенствованной методики позволит аргументировано оценить перспективность разнообразных вариантов реконструкции и модернизации установленных ТЭЦ, развития новых технологий комбинированного производства на различных видах первичной энергии, что особенно важно в условиях Украины.

1. *Projected Costs of Generating Electricity.* – Nuclear energy agency. International energy agency. – 2005. – p. 230.
2. *100 лет теплофикации и централизованному теплоснабжению в России* : Сб. статей под ред. В. Г. Семенова. – М.: Новости теплоснабжения, 2003.
3. *Нитч Р.* Эксергетическое разделение затрат комбинированной выработки тепла и электрической энергии и введение эксергетического тарифа на тепло для отопления / Р. Нитч. Под ред. В.М. Бродянского // Энергия и эксергия. – М.: Мир, 1968. – С. 106–121.
4. *A. Bratanova, Dr J. Robinson, Dr L. Wagner.* Energy cost modelling of new technology adoption for russian regional power and heat generation.- University of Queensland. – 2012. – p.19. – Режим доступа: www.uq.edu.au/eemg/docs/workingpapers/2012-09.pdf
5. *Дубовской С.В.* Термодинамический метод разделения затрат в комбинированных энергетических процессах /

Таблица 2 – Основные технико-экономические показатели технологии комбинированного производства, принятые для сравнения в [1]

Страна	Вид топлива		Мощность, МВт		Производство энергии, МВт·ч		КПД			Удельный расход топлива		Ресурс, лет	Удельная стоимость, €/кВт(э)
			Электрическая	Тепловая	Электрическая	Тепловая	Электрический	Тепловой	Полный	В _г , г/кВт·ч	В _т , кг/Ткал		
ГАЗОПОРШНЕВЫЕ УСТАНОВКИ													
США	ПГ	ПГ	40	45	280	316	38,5	43,3	81,8	184,5	139,5	40	595
США	ПГ	ПГ	3	3,5	21	23,8	39,0	45,5	84,5	179,4	135,5	40	767
Дания	ПГ	ПГ	5,5	6	41	44,5	39,3	42,7	82,0	183,4	138,6	25	1273
Германия	БГ	ПГ	1	1,5	7,4	11,5	35,0	52,5	87,5	177,9	134,5	20	2300
Германия	ПГ	ПГ	2,74	2,9	13,7	14,52	42,5	45,0	87,5	171,4	129,6	20	657
Швейцария	ПГ	ПГ	0,526	0,633	2,63	3,165	39,2	47,1	86,3	176,2	133,2	20	1483
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ													
Австрия	ПГ	ПГ	84	127	420	350	39,3	32,7	72,0	220,7	128,5	25	1190
Австрия	ПГ	ПГ	105	100	700	440	46,1	28,9	75,0	202,9	118,1	15	790
Чехия	ПГ	ПГ	250	120	1800	300	56,0	26,9	82,9	176,8	103,0	40	760
Дания	ПГ	ПГ	58	58	290	290	44,0	44,0	88,0	186,1	108,3	20	1362
Финляндия	ПГ	ПГ	470	420	2700	2400	48,7	43,3	92,0	174,5	101,6	30	489
Германия	ПГ	ПГ	200	160	1220	1190	45,0	36,0	81,0	194,9	113,5	25	610
Германия	ПГ	ПГ	200	190	1490	1440	45,5	43,2	88,7	183,0	106,5	25	535
Германия	ПГ	ПГ	81	65	610	485	41,8	33,2	75,0	210,3	122,5	30	1284
Нидерланды	ПГ	ПГ	250	175	1870	1300	43,1	29,9	73,0	211,6	123,2	30	1040
Чехия	Уголь	Уголь	300	120	2200	300	37,0	14,8	51,8	291,1	118,7	40	1163
ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ													
Финляндия	Уголь	Уголь	160	300	910	1710	30,6	57,4	88,0	242,4	98,8	30	1100
Германия	Уголь	Уголь	500	600	2960	4480	35,0	42,0	77,0	247,1	100,7	35	1154
Германия	Уголь	Уголь	200	280	1490	2110	36,0	50,4	86,4	218,7	101,9	35	1275
Словакия	Лигнит	Лигнит	19,5	98	101	117,6	40,8	47,4	88,2	205,6	95,8	40	1333

Таблица 3 – Результаты сравнения показателей средней стоимости жизненного цикла

Страна	Тип топлива	Коэффициент термодинамической ценности	Коэффициент распределения текущих расходов	Коэффициент разделения инвестиций	Расходы жизненного цикла, USD/MBT·ч				Средняя стоимость электрической энергии, USD/MBT·ч		Средняя стоимость тепловой энергии, USD/MBT·ч		
					Инвестиции	Эксплуатация	Топливо	Всего	Стоимость тепловой энергии	LCOE	LCOE TM	LCOH	LCOH TM
ГАЗОПОРШНЕВЫЕ УСТАНОВКИ													
США	ПГ	0,65	0,58	0,58	5,70	1,00	43,80	50,50	21,10	29,40	29,14	18,70	18,93
США	ПГ	0,65	0,58	0,57	7,20	2,10	43,20	52,50	21,00	31,50	30,18	18,53	19,69
Дания	ПГ	0,65	0,59	0,59	7,20	7,60	45,90	60,70	21,60	39,10	35,58	19,90	23,14
Германия	БГ	0,65	0,50	0,51	35,20	17,80	22,00	75,00	12,00	63,00	37,62	7,72	24,05
Германия	ПГ	0,65	0,59	0,59	16,00	23,70	45,40	85,10	22,70	62,40	50,39	21,42	32,75
Швейцария	ПГ	0,65	0,56	0,56	49,40	23,70	48,60	121,70	25,40	96,30	68,29	21,11	44,39
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ													
Австрия	ПГ	0,50	0,71	0,57	19,30	6,30	41,40	67,00	23,80	43,20	44,66	28,56	26,81
Австрия	ПГ	0,50	0,76	0,68	13,10	4,60	43,30	61,00	10,40	50,60	45,32	16,55	24,95
Чехия	ПГ	0,50	0,92	0,81	8,70	2,50	41,70	52,90	2,30	50,60	47,82	13,80	30,50
Дания	ПГ	0,50	0,67	0,67	25,80	7,70	40,30	73,80	20,00	53,80	49,20	20,00	24,60
Финляндия	ПГ	0,50	0,69	0,69	7,50	2,27	41,00	50,77	22,47	28,30	35,14	25,28	17,58
Германия	ПГ	0,50	0,67	0,71	8,40	12,00	51,00	71,40	22,60	48,80	48,35	23,17	23,63
Германия	ПГ	0,50	0,67	0,68	6,00	9,50	49,90	65,40	22,50	42,90	44,12	23,28	22,02
Нидерланды	ПГ	0,50	0,72	0,71	13,00	10,60	77,50	101,10	38,80	62,30	72,32	48,80	36,20
Нидерланды	ПГ	0,50	0,74	0,74	10,60	33,60	55,10	99,30	24,90	74,40	73,67	35,82	36,86
Чехия	Уголь	0,50	0,92	0,81	8,70	2,50	41,70	52,90	2,30	50,60	47,82	13,80	30,50
ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ													
Финляндия	Уголь	0,35	0,60	0,60	15,20	18,46	29,90	63,56	38,56	25,00	38,35	20,52	13,42
Германия	Уголь	0,35	0,65	0,70	14,20	12,10	24,40	50,70	14,00	36,70	33,86	9,25	11,13
Германия	Уголь	0,40	0,64	0,64	12,50	13,70	23,70	49,90	13,10	36,80	31,89	9,25	12,72
Словакия	Лигнит	0,40	0,68	0,33	18,90	13,50	14,10	46,50	19,80	26,70	25,11	17,01	18,37

С.В. Дубовской // Промышленная тепло-техника. – 1995. – Т. 17, 1-3. – С. 85–92.

6. Дубовський С.В. Об'єктивні оцінки ефективності комбінованого виробництва електричної і теплової енергії за загальними даними статистичного обліку / С.В. Дубовський // Проблеми загальної енергетики. – 2005. – 12. – С. 44–50.

Надійшла до редколегії 19.11.2013

Рецензент

Пров. наук. спів роб. відділу оптимізації структури паливно-енергетичного комплексу ІЗЕ НАН України, канд. техн. наук, ст. наук. співр. Б.А. Костюковський