

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-478-492>

УДК 621.311

Анализ стоимости котельного агрегата угольных энергоблоков в зависимости от начального давления пара и наличия систем очистки дымовых газов

И. С. Садкин¹⁾, А. П. Шипицина¹⁾, П. А. Щинников¹⁾

¹⁾Новосибирский государственный технический университет
(Новосибирск, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2023
Belarusian National Technical University, 2023

Реферат. При проектировании электростанций нового типа или оснащении их оборудованием нового поколения решается задача оценки капиталовложений при неопределенности информации о его стоимости. Отсутствие достоверных методов, пригодных к использованию в инженерной постановке, осложняет принятие решений о техническом развитии энергоблоков и ТЭС. При оценке капиталовложений в оборудование энергоблоков электростанций удобно применять неразрывные функции. Их использование позволяет вести анализ без стоимостных ограничений. В статье предлагается метод оценки капиталовложений в котельный остров энергоблоков электростанций на основе степенной параметрической функции. Метод включает оценку стоимости котлоагрегата с системами топливоподготовки в рамках котельного цеха, тяги и дутья. Особенностью метода является то, что стоимость котла включает стоимость природоохранных систем очистки дымовых газов от вредных продуктов сгорания в виде золы, оксидов серы и оксидов азота. Метод разработан в инженерной постановке. В методическом разделе показана работоспособность метода при оценке капиталовложений в котельный остров в сравнении с аналогичным показателем для стран ЕС, США и Китая. При обсуждении результатов исследования установлено, что капиталовложения в угольный котел с системами очистки дымовых газов лежат в диапазоне 25–200 млн дол. США в зависимости от мощности и начальных параметров пара. Доля стоимости природоохранных систем очистки дымовых газов составляют 28–50 % от суммарной стоимости котлоагрегата. Показано, что проектирование угольных энергоблоков с системами очистки дымовых газов на сверхкритические параметры мощностью менее 300 МВт неэффективно из-за низкой конкурентоспособности по показателю удельных капиталовложений в котел.

Ключевые слова: инженерный метод, параметры, капиталовложения, природоохрана, зола, оксиды азота, оксиды серы, степенная функция, котел, котельный остров

Для цитирования: Садкин, И. С. Анализ стоимости котельного агрегата угольных энергоблоков в зависимости от начального давления пара и наличия систем очистки дымовых газов / И. С. Садкин, А. П. Шипицина, П. А. Щинников // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 5. С. 478–492. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-478-492>

Адрес для переписки

Садкин Иван Сергеевич
Новосибирский государственный
технический университет
просп. К. Маркса, 20,
630073, г. Новосибирск, Российская Федерация
Тел.: +7 383 346-11-42
sadkinvanya@mail.ru

Address for correspondence

Sadkin Ivan Sergeevich
Novosibirsk State
Technical University
20, K. Marks Ave.,
630073, Novosibirsk, Russian Federation
Tel.: +7 383 346-11-42
sadkinvanya@mail.ru

Cost Analysis of the Boiler Unit of Coal Power Units Depending on the Initial Steam Pressure and the Availability of Flue Gas Purification Systems

I. S. Sadkin¹⁾, A. P. Shipitsina¹⁾, P. A. Shchinnikov¹⁾

¹⁾Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russian Federation)

Abstract. When designing power plants of a new type or equipping them with new generation equipment, the problem of estimating capital investments is solved with the uncertainty of information on its cost. The lack of reliable methods suitable for use in engineering setting complicates decision-making on the technical development of power units and thermal power plants. When evaluating investments in the equipment of power plant units, it is convenient to use continuous functions. Their use makes it possible to carry out the analysis without cost restrictions. The article proposes a method for estimating capital investments in the boiler island of power units of power plants based on a power parametric function. The method includes an assessment of the cost of a boiler unit with fuel preparation systems within the boiler shop, draught and blast. A specific feature of the method is that the cost of the boiler includes the cost of flue gas purification systems from harmful combustion products in the form of ash, sulfur oxides and nitrogen oxides. The method was developed in an engineering setting. The methodological section demonstrates the performance of the method in assessing capital investments in a boiler island in comparison with the same indicator for the EU countries, the USA and China. When discussing the results of the study, it was found that capital investments in a coal-fired boiler with flue gas purification systems is in the range of US\$ 25–200 million, depending on the power and initial steam parameters. The share of the cost of environmental flue gas purification systems is 28–50 % of the total cost of the boiler unit. It is demonstrated that the design of coal-fired power units with flue gas purification systems for supercritical parameters with a capacity of less than 300 MW is inefficient due to low competitiveness in terms of specific investments in the boiler.

Keywords: engineering method, parameters, investments, environmental protection, ash, nitrogen oxides, sulfur oxides, power parametric function, boiler, boiler island

For citation: Sadkin I. S., Shipitsina A. P., Shchinnikov P. A. (2023) Cost Analysis of the Boiler Unit of Coal Power Units Depending on the Initial Steam Pressure and the Availability of Flue Gas Purification Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (5), 478–492. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-478-492> (in Russian)

Введение

В практике принятия решения при оценке капиталовложений в энергетическое оборудование, как правило, используют информацию заводоизготовителей. В этом случае стоимость оборудования меняется дискретно, в зависимости от технических параметров и характеристик, используемых комплектующих, варианта исполнения, рыночной конъюнктуры, других факторов. Задача осложняется в условиях создания принципиально нового энергетического оборудования или его глубокой модернизации, например оснащением принципиально новыми природоохранными системами в виде рукавных фильтров или систем азотоочистки дымовых газов. В этом случае укрупненные оценки не могут использоваться, так как в них стоимость природоохранных систем определяется как доля от капиталовложений в энергоблок [1, 2], что снижает их достоверность.

При решении аналитических задач удобно использовать линейные зависимости или функции, характеризуемые непрерывностью влияющих параметров и показателей. Актуальность применения подобных функционалов возрастает при оценке стоимости перспективного оборудования, выпуск которого еще не налажен, а значит, отсутствуют сведения о стоимости. Вместе с тем для обоснования эффективности инвестиций в подобное новое оборудование капиталовложения должны быть известны.

Для решения подобных аналитических задач в Новосибирском государственном техническом университете (НГТУ) разработан метод оценки капиталовложений в энергетическое оборудование электростанций с использованием степенной функции вида [3]

$$K = K_0 \prod_i c_i \prod_j \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}, \quad (1)$$

где K – капиталовложения в агрегат или его технологическую группу (котел, турбина, системы топливоподачи, регенерации, отпуска теплоты и т. п.); K_0 – базовое значение капиталовложений; c_i – коэффициент приведения, учитывающий вид технологической схемы и факторы технического исполнения агрегата или технологической группы (например, для котлов – вид топлива, тип котла, вид шлакоудаления, наличие природоохранных систем и т. п.); x_j – параметр, влияющий на стоимость изготовления оборудования (мощность, давление, температура, теплота сгорания топлива, число часов использования мощности и др.); x_j^0 – базовое значение влияющего параметра; n_j – показатель степени.

Метод прошел актуализацию и может успешно применяться при решении аналитических задач, связанных с оценкой стоимости капиталовложений в энергетическое оборудование [4–13], в том числе в задачах сравнения стоимости однотипного оборудования разных производителей [14, 15].

Далее в статье предлагается анализ влияния начального давления пара и природоохранных систем очистки дымовых газов на стоимость котельного агрегата энергоблоков электростанций с использованием метода оценки капиталовложений на основе степенной функции, разработанного в НГТУ [3, 15].

Методика исследования

Оценку стоимости котельного острова ведут, определяя капиталовложения в котел и в системы его обвязки – топливоподачу и пылеприготовление, тягу и дутье.

В этом случае капиталовложения в котел с системами определяются по выражению

$$K_K = K_{KA} + K_{TD} + K_{TOP}, \quad (2)$$

где K_{KA} – капиталовложения в котлоагрегат с системами очистки дымовых газов; K_{TD} – то же в тягодутьевую установку; K_{TOP} – то же в систему топливоподачи и пылеприготовления.

Капиталовложения в котлоагрегат с системами очистки дымовых газов (включая фундаменты, несущие конструкции, необходимые паропроводы, дымососы рециркуляции газов при их наличии):

$$K_{\text{КА}} = K_0^{\text{КА}} \prod_{i=1} c_i \prod_{j=1} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}, \quad (3)$$

где $K_0^{\text{КА}} = 7 \cdot 10^6$ дол. США.

В качестве природоохранных систем предусматривается установка мокрой сероочистки с пульпой известняка и комплексной каталитической системы с раствором аммиака для восстановления оксидов азота, а также электрофильтров.

Особенностью настоящего подхода является учет снижения стоимости природоохранных систем в зависимости от роста начального давления пара в котле. Рост начального давления, как правило, связан с увеличением начальной температуры, что вызывает повышение эффективности энергоблоков, следовательно, снижение расхода топлива. В свою очередь, снижение расхода топлива обуславливает снижение требований к природоохранным системам и их удешевление (δ_y) при обеспечении одинаковых нормативных показателей выбросов (рис. 1) [16]. Этот фактор учитывается параметром x_9 и показателем степени n_9 в (3).

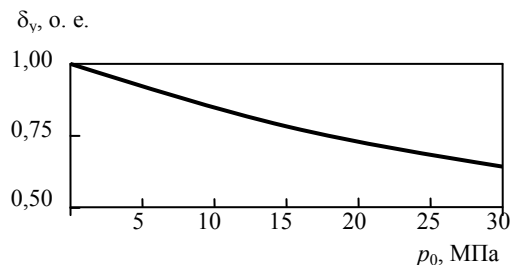


Рис. 1. Относительное снижение стоимости (δ_y) природоохранных систем в зависимости от начального давления пара

Fig. 1. Relative cost reduction (δ_y) of environmental protection systems depending on the initial steam pressure

Капиталовложения в тягодутьевое оборудование определяются по выражению

$$K_{\text{ТД}} = K_0^{\text{ТД}} \prod_{i=1} c_i \left(\frac{x_1}{x_1^0} \right)^{n_1}, \quad (4)$$

где $K_0^{\text{ТД}} = 0,6 \cdot 10^6$ дол. США.

Коэффициенты приведения c_i , базовые влияющие параметры x_j^0 и показатели степени n_j представлены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Коэффициенты приведения для формул (3)–(5)

Correction coefficients for formulas (3)–(5)

Влияющий фактор	Характеристика фактора		Обозначение	Значение
Коэффициенты приведения для (3)				
Топливо	Камерная топка	Каменный уголь	c_1	1,10
		Бурый уголь		1,15
		Мазут, ВУС		1,05
		Газ		1,00
	Слоевая топка	Каменный уголь		1,05
		Бурый уголь		1,08
Тип котла	Прямоточный		c_2	1,00
	Барабанный			1,05
Перегрев пара	Без промперегрева		c_3	1,00
	С промперегревом			1,16
Профиль котла	Г- и П-образный		c_4	1,00
	Т-образный			1,10
Компоновка	Однокорпусная		c_5	1,00
	Двухкорпусная			1,12
Вид очистных систем	Без систем очистки		c_6	1,00
	Золоочистка			1,23
	Сероочистка			1,20
	Азотоочистка			1,20
	Золо- + серо- или азотоочистка			1,46
	Золо- + серо- и азотоочистка			1,82
Тип топки	Камерная		c_7	1,00
	Кольцевая			0,93
	Кипящий слой			1,45
	Циркулирующий кипящий слой			1,72
Технические способы повышения эффективности сжигания	Ступенчатое сжигание		c_8	1,03
	Рециркуляция			1,03
	Термоподготовка топлива			1,06
	Вихревые предтопки			1,10
Вид шлакоудаления	Твердое		c_9	1,00
	Жидкое			1,10
Коэффициенты приведения для (4)				
Топливо	Уголь		c_1	1,00
	Газ или мазут			0,85
Тип топки	Камерная		c_2	1,00
	С кипящим слоем			1,60
Коэффициенты приведения для (5)				
Вид системы топливоподготовки	С прямым вдуванием		c_1	1,00
	С промбункером			1,20
	С приготовлением дробленки			0,70
	С приемкой ВУС			1,30

Окончание табл. 1
Completion of Table 1

Влияющий фактор	Характеристика фактора	Обозначение	Значение
Вид основного топлива	Каменный уголь	c_2	1,00
	Бурый уголь		1,10
	Мазут или ВСУ		0,60
	Газ		0,40
Пуско-резервное топливо	Мазут	c_3	1,10
	Газ		1,05
Тип системы топливоподачи	ПНК	c_4	1,10
	ПВК		1,00
	Подача дробленки		1,25
	ВУС		1,30
Топливная универсальность	Одно основное топливо	c_5	1,00
	Два основных вида топлива		1,20

Таблица 2

Базовые параметры и показатели степени для формул (3)–(5)
Basic parameters and exponents for formulas (3)–(5)

Наименование	Параметр		Показатель степени	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Базовые параметры и показатели степени для (3)				
Производительность котла, т/ч	x_1^0	100	n_1	≤ 900 т/ч: 0,8; > 900 т/ч: 0,77
Давление перегретого пара, МПа	x_2^0	17	n_2	0,40
Температура перегретого пара, °С	x_3^0	545	n_3	0,90
Температура пара пром-перегрева, °С	x_4^0	545	n_4	1,30
Температура уходящих газов, °С	x_5^0	130	n_5	–0,13
Температура питательной воды, °С	x_6^0	230	n_6	0,60
Теплота сгорания условного топлива, МДж/кг у.т.	x_7^0	7000	n_7	–0,20
Число часов использования установленной паропроизводительности, ч/год	x_8^0	6000	n_8	0,20
Снижение стоимости природоохранных систем в зависимости от давления перегретого пара, МПа: – золоочистка (з/о); – золо-, серо- или азотоочистка; – золо-, серо- и азотоочистка	x_9^0	5	n_9	–0,20 –0,20 –0,28

Окончание табл. 2
Completion of Table 2

Наименование	Параметр		Показатель степени	
	Обозначение	Значение	Обозначение	Значение
Базовые параметры и показатели степени для (4)				
Расход топлива, т.у.т/ч	x_1^0	10	n_1	0,9
Базовые параметры и показатели степени для (5)				
Расход топлива, т.у.т/ч	x_1^0	10	n_1	0,75
Влажность твердого топлива, %	x_2^0	8	n_2	0,1

Капиталовложения в систему топливоподачи и пылеприготовления, включая бункеры, сушилки, мельницы, мельничные вентиляторы и турбовоздуходувки пневмотранспорта пыли, сепараторы, циклоны, пылепроводы:

$$K_{\text{ТОП}} = K_0^{\text{ТОП}} \prod_{i=1} c_i \prod_{j=1} \left(\frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}, \quad (5)$$

Здесь $K_0^{\text{ТОП}} = 3,7 \cdot 10^6$ \$ США.

Таким образом, для каменноугольного барабанного котла с камерной топкой, с промежуточным перегревом, П-образной компоновкой, с твердым шлакоудалением, с промбункером и системами золоочистки выражение для определения капиталовложений в котельный остров примет вид

$$K_K = \left\{ \left[K_0^{\text{КА}} c_1 c_2 c_3 c_6 \left(\frac{x_1}{100} \right)^{n_1} \left(\frac{x_2}{17} \right)^{n_2} \left(\frac{x_3}{545} \right)^{n_3} \left(\frac{x_4}{545} \right)^{n_4} \left(\frac{x_5}{130} \right)^{n_5} \left(\frac{x_6}{230} \right)^{n_6} \times \right. \right. \\ \left. \times \left(\frac{x_7}{7000} \right)^{n_7} \left(\frac{x_8}{6000} \right)^{n_8} \left(\frac{x_9}{5} \right)^{n_9} \right] + \left[K_0^{\text{ТД}} \left(\frac{x_1}{10} \right)^{n_1} \right] + \left[K_0^{\text{ТОП}} c_1 c_3 \left(\frac{x_1}{10} \right)^{n_8} \left(\frac{x_2}{8} \right)^{n_2} \right] \right\}. \quad (6)$$

В (6) в качестве коэффициентов c_i следует использовать соответствующие значения из табл. 1, в качестве параметров x_j – фактические значения котла, для которого необходимо определить капиталовложения, а показатели степени n_j принимать по табл. 2.

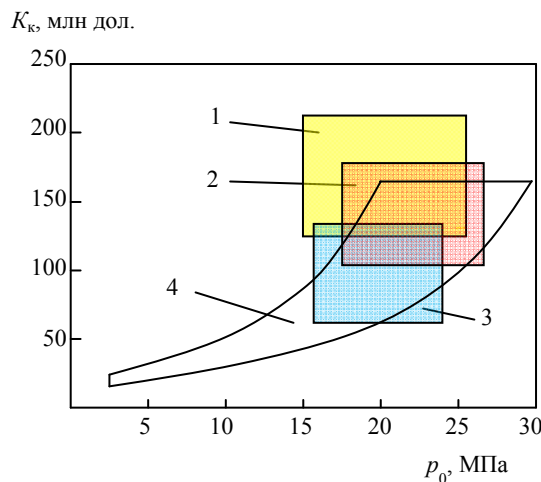
Базовые значения капиталовложений рассчитаны с учетом известных соотношений материалоемкости и технологической сложности различных систем, агрегатов и оборудования, а при определении значений коэффициентов, параметров и показателей степени использованы данные заводов-изготовителей, прайс-листов поставщиков энергетического оборудования аналитических материалов [1, 17–22] с учетом их корректировки на современный уровень и прогнозной оценки [23–30].

Расчеты по предложенной методике показывают, что капиталовложения в котельный остров угольного энергоблока на высокие и сверхвысокие

параметры сопоставимы с затратами на аналогичное оборудование (при новом строительстве) в Китае и США и ниже, чем для стран ЕС (рис. 2), что и отражает практика современного проектирования. В рассмотренном случае затраты в котельный остров не учитывают природоохранных систем очистки дымовых газов, а данные по ЕС, США и Китаю представлены аналитическим агентством Lahmeyer International [1]. Легко видеть, что предложенный метод разработан в инженерной постановке и может применяться без каких-либо дополнений в аналитических задачах оценки капиталовложений в котельный остров энергоблоков электростанций.

Рис. 2. Капиталовложения в котельный остров без учета систем очистки дымовых газов, с учетом топливоподачи по котельному цеху, пылеприготовления и тягодутьевой установки: 1 – для ЕС; 2 – США, 3 – Китая; 4 – результаты расчетов

Fig. 2. Capital investments in the boiler island, excluding flue gas purification systems but taking into account fuel supply to the boiler shop, coal pulverization and draught installation: 1 – for the EU; 2 – for the USA, 3 – for China; 4 – calculation results



Обсуждение результатов

В представленном выше методе предлагается учитывать стоимость систем очистки дымовых газов как часть стоимости котельного агрегата, который является основой котельного острова. Такой подход позволяет использовать метод в решении аналитических задач сравнения и в проектной работе, при обосновании эффективности инвестиций, когда информация о возможных технических решениях разрознена, часто недостоверна и противоречива.

Применение метода показывает, что стоимость котлоагрегата, оснащенного всеми видами очистки дымовых газов, составит от 25 до 200 млн дол. в зависимости от начального давления пара (рис. 3).

При этом в качестве систем очистки приняты электрофилтры (для золы), мокрая известняковая система (для SO_2) и селективная каталитическая технология (для NO_x).

Доля стоимости природоохранных технологий ($\delta_{оч}$) может составлять от 28 до 50 % от суммарной стоимости котлоагрегата, оснащенного ими (рис. 4). Эта доля зависит от начального давления пара и сочетания газоочистных систем, с переходом от низких и средних параметров к высоким и сверхвысоким она снижается до 10–40 %.

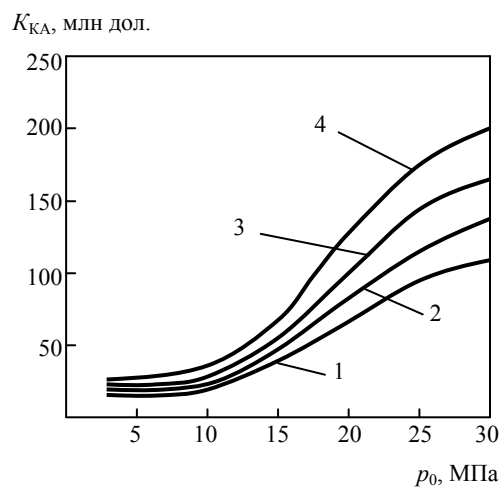


Рис. 3. Капиталовложения в угольный котел с системами очистки дымовых газов:
1 – без систем очистки;
2 – с золоочисткой;
3 – с золо-и серо- или азотоочисткой;
4 – с золо-, серо- и азотоочисткой

Fig. 3. Capital investments in a coal-fired boiler with flue gas purification systems: 1 – without purification systems; 2 – with an ash purification system; 3 – with a purification system from ash and sulfur oxides or nitrogen oxides; 4 – with a purification system from ash, sulfur oxides and nitrogen oxides

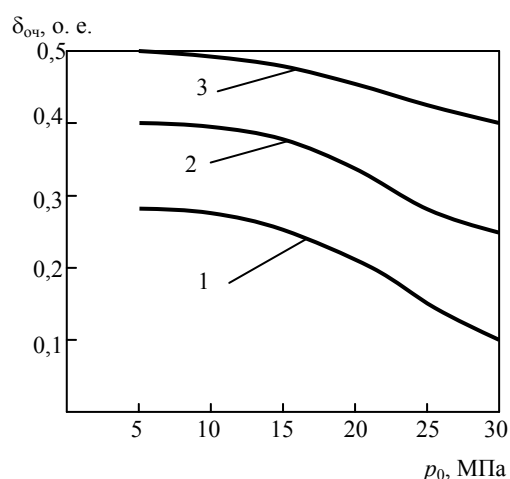


Рис. 4. Снижение доли систем очистки дымовых газов в стоимости котлоагрегата с переходом от низких и средних начальных давлений пара к высоким и сверхвысоким:
1 – для золоочистки;
2 – для золо- и серо- или азотоочистки;
3 – для золо-, серо- и азотоочистки

Fig. 4. Reducing the share of flue gas purification systems in the cost of the boiler unit with the transition from low and medium initial steam pressures to high and ultra-high ones as related to: 1 – an ash purification system; 2 – a purification system from ash and sulfur oxides or nitrogen oxides; 3 – a purification system from ash, sulfur oxides and nitrogen oxides

Далее рассмотрены котлы энергоблоков единичной мощностью 100, 200, 300, 500 и 800 МВт.

Капиталовложения в котлы с системами очистки дымовых газов во всех случаях растут с увеличением начальных параметров пара (рис. 5).

Очевидно, что капиталовложения в оборудование более мощных энергоблоков выше. Вместе с тем удельные капиталовложения у мощных блоков существенно ниже, что делает энергоблоки с единичными мощностями менее 300 МВт неконкурентоспособными.

В частности, удельные капиталовложения в котел с системами очистки дымовых газов для угольного энергоблока мощностью 100 МВт меняются от 250 до 500 дол./кВт с ростом начальных параметров от низких к сверхвысоким. Для блока 800 МВт этот показатель лежит в пределах 250–265 дол./кВт в области сверхвысоких параметров (рис. 6).

Рис. 5. Капиталовложения в котлы электростанций энергоблоков с системами очистки дымовых газов (электрофильтр, мокрая известняковая сероочистка, селективное каталитическое восстановление оксидов азота)

Fig. 5. Capital investments in boilers of power plants of power units with flue gas purification systems (electrostatic precipitator, limestone wet scrubbing, selective catalytic reduction of nitrogen oxides)

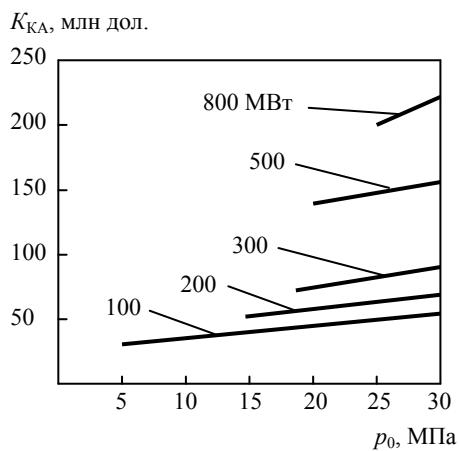
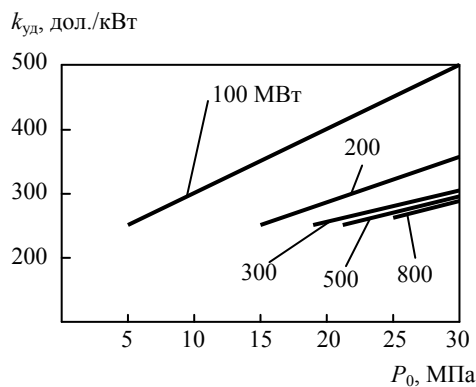


Рис. 6. Удельные капиталовложения в котлы энергоблоков электростанций с системами очистки дымовых газов

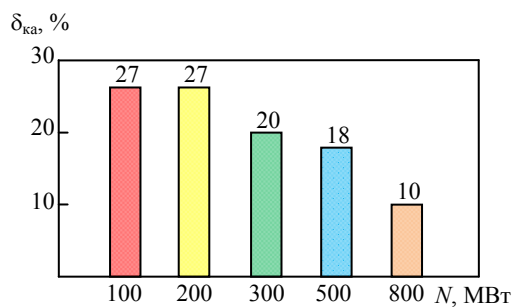
Fig. 6. Specific capital investments in boilers of power units of power plants with flue gas purification systems



Одновременно следует отметить, что перевод энергоблоков рассматриваемых типоразмеров с низких, средних и высоких параметров к сверхвысоким и суперсверхвысоким приведет к увеличению капиталовложений $\delta_{ка}$ в котлоагрегат на 10–27 % (рис. 7).

Рис. 7. Увеличение капиталовложений в котлы с системами очистки дымовых газов при их переводе на сверхкритические параметры

Fig. 7. Increasing capital investment in boilers with flue gas purification systems when they are converted to supercritical parameters



Меньшие значения соответствуют большим единичным мощностям.

ВЫВОДЫ

1. Предложен метод оценки капиталовложений в котельный остров энергоблоков угольных электростанций, включающий оценку стоимости

котла с системами тяги и дутья и топливоприготовления в рамках котельного цеха, основанный на применении степенной параметрической функции. При этом в стоимость котла включают стоимость природоохранных систем очистки дымовых газов от вредных продуктов сгорания в виде золы, оксидов серы и оксидов азота. Метод разработан в инженерной постановке и может широко применяться для аналитических задач сравнения, а также в практике проектирования электростанций при обосновании эффективности инвестиции.

2. Проиллюстрирована работоспособность метода при оценке капиталовложений в котельный остров в сравнении с аналогичным показателем для стран ЕС, США и Китая. Капиталовложения в угольный котел с системами очистки дымовых газов находятся в диапазоне 25–200 млн дол. в зависимости от мощности и начальных параметров пара (большие значения – для котлов на сверхкритические параметры; меньшие – для более высоких начальных параметров пара). При этом доля стоимости природоохранных систем очистки дымовых газов составляет 10–50 % от суммарной стоимости котлоагрегата.

3. Проектирование угольных энергоблоков с системами очистки дымовых газов на сверхкритические параметры мощностью менее 300 МВт неэффективно из-за низкой конкурентоспособности по удельным капиталовложениям в котел, которые в 1,4–2 раза превышают аналогичный показатель для энергоблоков мощностью 300–800 МВт. Переход на сверхкритические параметры для энергоблоков ведет к увеличению капиталовложений в котлоагрегат с системами очистки дымовых газов на 10–27 %.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23–29–00035.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оценка стоимости строительства и эксплуатации электростанций [Электронный ресурс]: отчет LI 260610. М.: БадФильбель, 2009. Режим доступа: <https://topuch.com/otchet-li-260610-oktyabre-2009/index.html>. Дата доступа: 10.01.2020.
2. Бродский, Ю. Н. Очистка дымовых газов от диоксида серы магнезитовым методом / Ю.Н. Бродский, Р. Л. Шкляр // Электрические станции. 1993. № 8. С. 15–21.
3. Технико-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС / В. С. Ларионов [и др.]. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. 31 с.
4. Схемно-параметрическая оптимизация котлов ТЭС с кольцевой топкой / Н. Г. Зыкова [и др.] // Теплофизика и аэромеханика. 2003. Т. 10, № 3. С. 477–483.
5. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями: монография / П. А. Щинников [и др.]. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. 528 с.
6. Бокун, И. А. Технико-экономический прогноз при выборе оптимальной технологии использования биомассы и местных ископаемых топлив для производства тепловой и электрической энергии / И. А. Бокун, С. С. Северина // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2010. № 4. С. 80–91.

7. Ноздренко, Г. В. Обоснование рационального профиля энергоблока с суперсверхкритическими параметрами пара и установками серо- и азотоочистки / Г. В. Ноздренко, Е. Е. Русских, В. С. Шепель // Научный вестник НГТУ. 2011. № 1 (42). С. 131–138.
8. Sednin, V. A. Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants / V. A. Sednin, A. V. Sednin, A. A. Matsyavin // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 2. С. 158–168. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-158-168>.
9. The Advanced Steam And Gas Technology / P. A. Shchinnikov [et al.] // Journal of Engineering Thermophysics. 2014. Vol. 23, No 3. P. 229–235. <https://doi.org/10.1134/S1810232814030060>.
10. Овсянник, А. В. Техничко-экономический анализ полигенерационных турбоустановок на основе диоксида углерода / А. В. Овсянник, В. П. Ключинский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 4. С. 387–400. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-387-400>.
11. Mehdizadeh, M. A. Ecological and Economic Efficiency of Traditional and Alternative Methods of Electrical Energy Production with the Features of the Islamic Republic of Iran / M. A. Mehdizadeh, A. S. Kalinichenko, S. A. Lapyonok // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2018. Vol. 61, No 1. P. 60–69. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-60-69>.
12. Техничко-экономические показатели новой технологии комбинированного энергообеспечения с ПГУ и термотрансформаторами / О. К. Григорьева [и др.] // Доклады академии наук высшей школы Российской Федерации. 2012. № 1 (18). С. 112–116.
13. Nozdrenko G. Efficiency of Exergy Metod in Combined System of Heat Supply Thermal Power Station With District Ytat Pump / G. Nozdrenko, B. Pashka // International Conference on Knowledge Based Industry 2011, July 06–07, 2011. Ulaanbaatar, Mongolia, 2011. P. 438–442.
14. Shchinnikov, P. A. Evaluation of Capital Investments in Energy Equipment of a Power Plant by a Power Function / P. A. Shchinnikov, A. A. Frantseva, I. S. Sadkin // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1652. Article No. 012024. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1652/1/012024>.
15. Щинников, П. А. Поагрегатная оценка капиталовложений в энергоблоки электростанций с использованием параметрической степенной функции / П. А. Щинников, А. А. Францева, И. С. Садкин // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2020. № 2–3 (79). С. 123–138. <https://doi.org/10.17212/1814-1196-2020-2-3-123-138>.
16. Шипицина, А. П. Влияние природоохранных систем на стоимость котлоагрегатов / Шипицина А. П., П. А. Щинников // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: Материалы XVI Междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 11–13 октября 2022 года. Саратов: Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А., 2022. С. 232–237.
17. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Vol. 1. Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity [Electronic Resource]: Final Report DOE/2010/1397 / National Energy Technology Laboratory. Rev. 2. Pittsburgh, PA, USA, 2010. Mode of access: <https://www.nrc.gov/docs/ML1217/ML12170A423.pdf>.
18. Тепловые и атомные электрические станции: справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
19. Перспективы использования технологии ЦКС при техническом перевооружении ТЭС России / Г. А. Рябов [и др.] // Теплоэнергетика. 2009. № 1. С. 28–36.
20. Шмиголь, И. Н. Проблемы и перспективы сероочистки дымовых газов ТЭС в России / И. Н. Шмиголь // Экология в энергетике: тр. II Междунар. науч.-практ. конф., 19–21 октября 2005 г. М.: Изд-во МЭИ, 2005. С. 107–114.
21. Зайченко, В. М. Экономические аспекты снижения потребления природного газа на тепловых электростанциях / В. М. Зайченко, Э. Э. Шпильрайн, В. Я. Штеренберг // Теплоэнергетика. 2001. № 7. С. 15–18.

22. Тумановский, А. Г. Перспективы решения экологических проблем тепловых электростанций / А. Г. Тумановский, В. Р. Котлер // Теплоэнергетика. 2007. № 6. С. 5–11.
23. Комплексная оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. / Ф. В. Веселов [и др.] // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5–14.
24. Тумановский, А. Г. Перспективы развития угольных ТЭС России / А. Г. Тумановский // Теплоэнергетика. 2017. № 6. С. 3–13.
25. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года: утв. Министром энергетики Российской Федерации 14 октября 2016 года. М.: Минэнерго России, 2016. 106 с.
26. Kumar, R. Cost Analysis of a Coal-Fired Power Plant Using the NPV Method / R. Kumar, A. Kr. Sharma, P.C. Tewari // Journal of Industrial Engineering International. 2015. Vol. 11 (4). P. 495–504. <https://doi.org/10.1007/s40092-015-0116-8>.
27. Ольховский, Г. Г. Газификация твердых топлив в мировой энергетике (обзор) / Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. 2015. № 7. С. 3–7.
28. Баторшин, В. А. Пылеугольные энергоблоки Manjung 4 и RBK 8 / В. А. Баторшин // Энергетика за рубежом. 2018. № 2. С. 30–39.
29. Газогенераторные технологии в энергетике: монография / А. В. Зайцев [и др.]. Екатеринбург: Сократ, 2010. 611 с.
30. Щинников, П. А. Современные и перспективные черты российского рынка энергетического машиностроения / П. А. Щинников // Энергетика и теплотехника: сб. науч. тр. / П. А. Щинников, О. В. Боруш; под ред. П. А. Щинникова. Новосибирск, 2019. Вып. 22. С. 7–20.

Поступила 22.02.2023 Подписана в печать 23.05.2023 Опубликовано онлайн 29.09.2023

REFERENCES

1. *Estimation of the Cost of Construction and Operation of Power Plants. Report LI 260610.* Moscow, Bad Vilbel, 2009. Available at: <https://topuch.com/otchet-li-260610-oktyabre-2009/index.html> (accessed 17.10.2020) (In Russian).
2. Brodskii Yu. N., Shklyar R. L. (1993) Flue Gas Purification from Sulfur Dioxide by the Magnesite Method. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (8), 15–21 (in Russian).
3. Larionov V. S., Nozdrenko G. V., Shchinnikov P. A., Zykov V. V. (1998) *Technical and Economic Efficiency of TPP Power Units*. Novosibirsk, NSTU Publ. 31 (in Russian).
4. Zykova N. G., Serant F. A., Nozdrenko G. V., Shchinnikov P. A. (2003) Scheme and Parameter Optimization of TEP Boilers with an Annular Furnace. *Teplofizika i Aeromekhanika = Thermophysics and Aeromechanics*, (3), 477–483 (in Russian).
5. Shchinnikov P. A., Nozdrenko G. V., Tomilov V. G., Ovchinnikov Yu. V., Lovtsov A. A., Kovalenko P. Yu., Zykova N. G., Vikhman O. A., Borodikhin I. V. (2005) *Complex Research of TPP with New Technologies*. Novosibirsk, NSTU Publ. 528 (in Russian).
6. Bokun I. A., Severina S. S. (2010) Technical and Economic Forecast in Selection of Optimum Biomass and Local Fossil Fuel Application Technology for Thermal Electric Energy Generation. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 80–91 (in Russian).
7. Nozdrenko G. V., Russkikh E. E., Shepel' V. S. (2011) Rational Profile Substantiation for an Ultra-Supercritical Power Unit with Desulphurization and Denitrification Systems. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, (1), 131–138 (in Russian).

8. Sednin V. A., Sednin A. V., Matsyavin A. A. (2023) Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (2), 158–168. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-158-168>.
9. Shchinnikov P. A., Nozdrenko G. V., Grigoryeva O. K., Kuryanov A. A. (2014) The Advanced Steam and Gas Technology. *Journal of Engineering Thermophysics*, 23 (3), 229–235. <https://doi.org/10.1134/S1810232814030060>.
10. Ovsyannik A. V., Kliuchinski V. P. (2023) Feasibility Study of Polygeneration Turbine Plants Based on Carbon Dioxide. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (4), 387–400. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-387-400> (in Russian).
11. Mehdizadeh M. A., Kalinichenko A. S., Laptyonok S. A. (2018) Ecological and Economic Efficiency of Traditional and Alternative Methods of Electrical Energy Production with the Features of the Islamic Republic of IRAN. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 60–69 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-60-69>.
12. Grigoreva O., Nozdrenko G., Frantseva A., Serant F. A., Tomilov V. G., Ovchinnikov U. V. (2012) Techno-Economic Indicators New Technology Combined Heat Supply with Steam Gas Plant and Thermotransformer. *Doklady Akademii Nauk Vysshei Shkoly Rossiiskoi Federatsii = Proceedings of the Russian Higher School Academy of Sciences*, (1), 112–116 (in Russian).
13. Nozdrenko G., Pashka B. (2011) Efficiency of Exergy Method in Combined System of Heat Supply Thermal Power Station with District Heat Pump. *International Conference on Knowledge Based Industry 2011, July 06–07, 2011. Ulaanbaatar, Mongolia*, 438–442.
14. Shchinnikov P. A., Frantseva A. A., Sadkin I. S. (2020) Evaluation of Capital Investments in Energy Equipment of a Power Plant by a Power Function. *Journal of Physics: Conference Series*, 1652, 012024. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1652/1/012024>.
15. Shchinnikov P. A., Frantseva A. A., Sadkin I. S. (2020) Aggregate Estimation of Investments in Power Plant Units Using a Parametric Power Function. *Nauchnyi Vestnik Novosibirskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Science Bulletin of the Novosibirsk State Technical University*, (2–3), 123–138. <https://doi.org/10.17212/1814-1196-2020-2-3-123-138> (in Russian).
16. Shiptsina A. P., Shchinnikov P. A. The Influence of Environmental Protection Systems on the Cost of Boilers. *Problemy Sovershenstvovaniya Toplivno-Energeticheskogo Kompleksa: Materialy XVI Mezhdunarodnoi Nauch.-Tekhn. i Konf., Saratov, 11–13 Oktyabrya 2022 goda* [Problems of Improving the Fuel and Energy Complex: Materials of the XVI International Scientific and Technical Conference, Saratov, October 11–13, 2022]. Saratov, Saratov State Technical University Named after Gagarin Yu. A., 232–237 (in Russian).
17. National Energy Technology Laboratory (2010) *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Vol. 1. Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity: Final Report DOE/2010/1397*. Pittsburgh, PA, USA. Available at: <https://www.nrc.gov/docs/ML1217/ML12170A423.pdf>.
18. Grigoriev V. A., Zorin V. M. (eds.) (1989) *Thermal and Nuclear Power Stations: The Reference Book*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 608 (in Russian).
19. Ryabov G. A., Folomeev O. M., Litun D. S., Sankin D. A., Dmitryukova I. G. (2009) Prospects for Using the Technology of Circulating Fluidized Bed for Technically Refitting Russian Thermal Power Stations. *Thermal Engineering*, 56 (1), 31–40. <https://doi.org/10.1134/S0040601509010066>.
20. Shmigol' I. N. Problems and Prospects of Flue Gas Desulphurization at TPP in Russia. *Ekologiya v Energetike: Trudy II Mezhdunarodnoi Nauch.-Prakt. Konf., 19–21 Oktyabrya 2005 g.* [Ecology

- in Power Engineering: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference, 19–21 October 2005]. Moscow, Publishing House MPEI, 107–114 (in Russian).
21. Zaichenko V. M., Shpil'rain E. E., Shterenberg V. Ya. (2001) Economic Aspects of Reducing Natural Gas Consumption at Thermal Power Plants. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (7), 15–18 (in Russian).
 22. Tumanovskii A. G., Kotler V. R. (2007) Prospects for Solving Environmental Problems Pertinent to Thermal Power Stations. *Thermal Engineering*, 54 (6), 424–431. <https://doi.org/10.1134/S004060150706002X>.
 23. Veselov F. V., Erokhina I. V., Makarova A. S., Khorshev A. A. (2017) Comprehensive Assessment of the Effective Scope of Modernization of Thermal Power Plants to Substantiate the Rational Structure of the Generating Capacities for the Future until 2035. *Thermal Engineering*, 64 (3), 161–169. <https://doi.org/10.1134/S0040601517030107>.
 24. Tumanovskii A. G. (2017) Prospects for the Development of Coal-Steam Plants in Russia. *Thermal Engineering*, 64 (6), 399–407. <https://doi.org/10.1134/S0040601517060088>.
 25. *Forecast of Scientific and Technological Development of the Fuel and Energy Complex of Russia for the Period up to 2035*. Approved on October 14, 2016. Moscow, Ministry of Energy of Russia Publ., 2016. 106 (in Russian).
 26. Kumar R., Sharma A. Kr., Tewari P. C. (2015) Cost Analysis of a Coal-Fired Power Plant Using the NPV Method. *Journal of Industrial Engineering International*, 11 (4), 495–504. <https://doi.org/10.1007/s40092-015-0116-8>.
 27. Ol'khovskii G. G. (2015) Solid Fuel Gasification in the Global Energy Sector (A Review). *Thermal Engineering*, 2015, Vol. 62, No 7, 465–472. <https://doi.org/10.1134/S0040601515070071>.
 28. Batorshin V. A. (2018) Pulverized Coal Power Units Manjung 4 and RBK 8. *Energetika za Rubezhom*, (2), 30–49 (in Russian).
 29. Zaitsev A. V., Ryzhkov A. F., Silin V. E., Zagrutdinov R. Sh., Popov A. V., Bogatova T. F. (2010) *Gas-Generating Technologies in Power Engineering*. Ekaterinburg, Sokrat Publ. 611 (in Russian).
 30. Shchinnikov P. A., Borush O. V. (2019) Modern and Promising Features of the Russian Power Engineering Market. *Energetika i Teplotekhnika: Sbornik Nauchnykh Trudov* [Power Engineering and Heat Engineering. Collection of Scientific Papers]. Novosibirsk, NSTU Publ., Iss. 22, 7–20 (in Russian).