

ISSN 1029-7448 (Print)
ISSN 2414-0341 (Online)

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ
ЭНЕРГЕТИКА Том 66, № 6
2023

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредитель

Министерство образования Республики Беларусь

Журнал включен в базы данных:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, РИНЦ,
ЭБС «Лань», НЭБ «КиберЛенинка», Соционет

22 декабря – День энергетика

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Богдан Е. В., Карницкий Н. Б. Структурно-экономический подход при выборе пиковых регулирующих мощностей на тепловых электростанциях	497
Янчук В. В., Романюк В. Н. Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60	509
Карманов А. Е., Митрофанов А. В., Приходько Е. В., Василевич С. В., Шпейнова Н. С. Расчетно-экспериментальное исследование локальных характеристик процесса псевдооживления топливных гранул	524
Прохоров В. Б., Киричков В. С., Чернов С. Л., Фоменко М. В. Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения	536
Седнин А. В., Позднякова М. И. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Часть 1: Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов	552

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Любчик О. А. Влияние возобновляемых источников энергии на себестоимость производства электрической энергии	567
Перечень статей, опубликованных в журнале «Энергетика» в 2023 г.	
I. Тематический указатель	582
II. Именной указатель	585

Главный редактор Александр Михайлович Маляревич

Редакционная коллегия

В. ВУЙЦИК (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
В. В. ГАЛАКТИОНОВ (Русский институт управления имени В. П. Чернова, Москва, Российская Федерация),
М. ДАДО (Зволенский технический университет, Зволен, Словацкая Республика),
К. В. ДОБРЕГО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
П. В. ЖУКОВСКИЙ (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
В. В. ИВАШЕЧКИН (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
А. С. КАЛИНИЧЕНКО (Белорусский государственный технологический университет, Минск, Республика Беларусь),
А. КОННОВ (Университет Лунда, Швеция),
Х. МАХКАМОВ (Университет Нортумбрии, Великобритания),
А. А. МИХАЛЕВИЧ (Национальная академия наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
НГО ТУАН КИЕТ (Научный энергетический институт Вьетнамской академии наук и технологий, Ханой, Социалистическая Республика Вьетнам),
О. Г. ПЕНЯЗЬКОВ (Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
Е. Н. ПИСЬМЕННЫЙ (Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт», Киев, Украина),
Ф. А. РОМАНЮК (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
В. Ю. РУМЯНЦЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
А.-С. С. САУХАТАС (Рижский технический университет, Рига, Латвийская Республика),
В. С. СЕВЕРЯНИН (Брестский государственный технический университет, Брест, Республика Беларусь),
В. А. СЕДНИН (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Б. С. СОРОКА (Институт газа НАН Украины, Киев, Украина),
В. А. СТРОЕВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
Е. В. ТОРОПОВ (Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Российская Федерация),
Г. Н. УЗАКОВ (Каршинский инженерно-экономический институт, Карши, Республика Узбекистан),
Б. М. ХРУСТАЛЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Л. В. ШЕНЕЦ (РУП «Белинвестэнергобережение», Минск, Республика Беларусь)

Ведущий научный редактор В. Н. Гурьянчик

**Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 28 февраля 2019 г.
Регистрационный номер 1257**

Набор и верстка выполнены в редакции журналов «Энергетика» и «Наука и техника»

Подписано к печати 30.11.2023. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 11,5. Уч.-изд. л. 7,50. Тираж 100 экз.
Дата выхода в свет . 2023. Заказ .

Адрес редакции: 220013, г. Минск, Республика Беларусь, пр. Независимости, 65.
Белорусский национальный технический университет, корп. 2, комн. 327.
Тел.: +375 17 320-65-14
e-mail: energy@bntu.by; <http://energy.bntu.by>

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 38200000006896 от 03.03.2014.
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© Белорусский национальный технический университет, 2023

ISSN 1029-7448 (Print)
ISSN 2414-0341 (Online)

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 66, No 6
2023

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founder

Ministry of Education of the Republic of Belarus

The Journal is included in the following databases:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, RISC,
Lan, CyberLeninka, Socionet

22nd December – Day of Power Engineer

CONTENTS

HEAT POWER ENGINEERING

Bohdan E. V., Karnitski M. B. Structural and Economic Approach to the Selection of Peak Regulating Capacities at Thermal Power Plants	497
Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. Modernization of the Feed Water Regenerative Heating System in the “PT-60” Steam Turbine Unit Cycle	509
Karmanov A. E., Mitrofanov A. V., Prikhodko E. V., Vasilevich S. V., Shpeynova N. S. Computational and Experimental Study of Local Characteristics of the Fluidization Process of Fuel Pellets	524
Prokhorov V. B., Kirichkov V. S., Chernov S. L., Fomenko M. V. Assessment of the Possibility of Transition Power Boilers to Alternative Solid Fuels by Modeling Combustion Processes	536
Sednin A. V., Pozdnyakova M. I. Energy Efficiency of Using Hybrid Heating Points in Conditions of Integration of Electrical and Thermal Networks of Urban Neighborhoods. Part 1: Justification of the Feasibility of Using Hybrid Thermal Points	552

POWER ENGINEERING ECONOMICS

Liubchyk V. A. Impact of Renewable Energy Sources on the Electricity Generation Cost	567
---	-----

List of Papers Published in “Energetika” Journal, 2023

I. Thematic index	582
II. Name index	585

Editor-in-Chief Aliaksandr M. Maliarevich

Editorial Board

- W. T. WÓJCIK* (Lublin University of Technology “Politechnika Lubelska”, Lublin, Republic of Poland),
V. V. GALAKTIONOV (Russian Institute of Management named after V. P. Chernov, Moscow, Russian Federation),
M. DADO (Technical University in Zvolen, Zvolen, Slovak Republic),
K. V. DOBREGO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
P. W. ZHUKOWSKI (Lublin University of Technology “Politechnika Lubelska”, Lublin, Republic of Poland),
V. V. IVASHECHKIN (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
A. S. KALINICHENKO (Belarusian State Technological University, Minsk, Republic of Belarus),
A. KONNOV (Lund University, Sweden),
K. MAHKAMOV (Northumbria University, United Kingdom),
A. A. MIKHILEVICH (The National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
NGO TUAN KIET (Research Energy Institute under the Vietnam Academy of Science and Technology, Hanoi, Socialist Republic of Vietnam),
O. G. PENYAZKOV (A. V. Luikov Heat and Mass Transfer Institute of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
E. N. PISMENNYI (National Technical University of Ukraine “Kyiv Polytechnic Institute”, Kiev, Ukraine),
F. A. ROMANIUK (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
V. Yu. RUMILANTSEV (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
A.-S. S. SAUHATAS (Riga Technical University, Riga, Republic of Latvia),
V. S. SEVERYANIN (Brest State Technical University, Brest, Republic of Belarus),
V. A. SEDNIN (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
B. S. SOROKA (The Gas Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine),
V. A. STROEV (National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow, Russian Federation),
E. V. TOROPOV (South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation),
G. N. UZAKOV (Karshi Engineering Economic Institute, Karshi, Republic of Uzbekistan),
B. M. KHROUSTALEV (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
L. V. SHENETS (RUE “Belinvestenergosberezhenie”, Minsk, Republic of Belarus)

Lead Science Editor V. N. Guryanchyk

**Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2019, February, 28th
Reg. No 1257**

Typesetting and makeup are made in editorial office
of Journals “Energetika” and “Science and Technique”

Passed for printing 30.11.2023. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet 11,5.
An edition of 100 copies. Date of publishing 2023. Order list .

ADDRESS

Belarusian National Technical University
65, Nezavisimosty Ave., Building 2, Room 327
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 320-65-14
e-mail: energy@bntu.by; <http://energy.bntu.by>

Printed in BNTU. License LP 38200000006896 from 03.03.2014.
220013, Minsk, 65, Nezavisimosty Ave.

© Belarusian National Technical University, 2023

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-497-508>

УДК 621.311.001.57

Структурно-экономический подход при выборе пиковых регулирующих мощностей на тепловых электростанциях

Е. В. Богдан¹⁾, Н. Б. Карницкий¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. Выход энергоблока № 2 Белорусской АЭС на уровень освоения нейтронной мощности 100 % от номинальной изменил структуру генерации Объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси. При текущих нагрузках межотопительного периода 2023 г. доля атомной электростанции с работающими на полной мощности двумя энергоблоками в суточной структуре генерации республики составляет порядка 50 %. Для балансирования ОЭС при работе двух энергоблоков атомной электростанции в ночные часы требуется применение регулировочных мероприятий, превышающих по объему имеющиеся возможности. Почти полное использование регулировочного диапазона ТЭС вынужденно приведет все в более широких масштабах к останову блоков на время провалов нагрузки ночью с последующим пуском из неостывшего и горячего состояний. Данные режимы работы генерирующего оборудования неизбежны в сложившихся условиях рынка электроэнергетики, что обусловило появление сложнейших задач по оценке экономической и технической эффективности привлечения к подобным режимам того или иного оборудования электростанций. В работе предложен подход к решению задачи синтеза надежности и экономичности энергетических систем на примере газовых турбин и крупных энергоблоков ПГУ. Получена обобщенная функция желательности, включающая в себя ряд параметров для выбора рационального соотношения и взаимовлияния между надежностью и экономичностью производства электроэнергии при участии оборудования тепловых электростанций в регулировании суточного графика нагрузок. Предложенная математическая модель является эффективным средством анализа пригодности оборудования к привлечению для работы в требуемых режимах эксплуатации.

Ключевые слова: тепловая электростанция, энергосистема, АЭС, суточный график электрических нагрузок, экономичность, надежность, функция желательности, шкала желательности, газовая турбина, парогазовый энергоблок, пуск энергоблока, наработка, оптимизация

Для цитирования: Богдан, Е. В. Структурно-экономический подход при выборе пиковых регулирующих мощностей на тепловых электростанциях / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 497–508. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-497-508>

Адрес для переписки

Карницкий Николай Борисович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-91-45
tes@bntu.by

Address for correspondence

Karnitski Mikalai B.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-91-45
tes@bntu.by

Structural and Economic Approach to the Selection of Peak Regulating Capacities at Thermal Power Plants

E. V. Bohdan¹⁾, M. B. Karnitski¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The output of power unit No 2 of the Belarusian NPP to the level of neutron power development of 100 % of the nominal level has changed the structure of generation of the Unified Energy System (UES) of Belarus. At the current loads of the inter-heating period of 2023, the share of a nuclear power plant with two power units operating at full capacity in the daily generation structure of the Republic is about 50 %. In order to balance the UES of Belarus during the operation of two power units of a nuclear power plant at night, the application of adjustment regulatory measures that exceed the available capabilities is required. The almost complete use of the adjusting range of the CHP will forcibly cause, on a larger scale, to the shutdown of the blocks during the load failures at night, followed by the start-up from the non-cooled and hot statuses. These operating modes of generating equipment are inevitable in the current conditions of the electricity market, which has led to the emergence of most complex tasks to assess the economic and technical efficiency of involving or another equipment of power plants in such modes. The paper proposes an approach to solving the problem of achieving an effective combination of reliability and efficiency of energy systems on the example of gas turbines and CCGT power units. A generalized desirability function has been obtained, which includes a number of parameters for choosing a rational relationship and mutual influence between the reliability and efficiency of electricity production with the participation of thermal power plant equipment in regulating the daily load schedule. The proposed mathematical model is an effective means of analyzing the suitability of equipment for use in the required operating modes.

Key words: thermal power plant, power system, nuclear power plant, daily schedule of electrical loads, efficiency, reliability, desirability function, desirability scale, gas turbine, combined cycle power unit, power unit start-up, operating time, optimization

For citation: Bohdan E. V., Karnitski M. B. (2023) Structural and Economic Approach to the Selection of Peak Regulating Capacities at Thermal Power Plants. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 497–508. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-497-508> (in Russian)

Введение

В настоящее время суточный объем электропотребления республики в рабочие дни межотопительного периода составляет порядка 109,5 млн кВт·ч, при этом суммарная выработка двух энергоблоков АЭС на уровне нагрузки 100 % достигает значений 54,7 млн кВт·ч. В рабочие дни в структуре покрытия суточного максимума электропотребления доля генерации двух энергоблоков АЭС составляет 44 %, в структуре покрытия суточного минимального электропотребления – 70 %.

Для балансирования Объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси при работе двух энергоблоков атомной электростанции в ночные часы требуется применение регулировочных мероприятий, превышающих по объему имеющиеся возможности. Так, в 2023 г. для устранения небаланса в ночные часы применялись мероприятия по отключению генерирующего оборудования в различных сочетаниях в зависимости от величины небаланса и включению его в часы пикового электропотребления.

С целью максимально полного сохранения теплофикационной выработки при работе двух блоков АЭС в межотопительный период для обеспечения баланса электрических мощностей энергосистемы в часы минимальных нагрузок потребуется ежесуточное отключение в резерв конденсационного оборудования с включением его в дневные часы. Данные режимы работы генерирующего оборудования неизбежны в сложившихся условиях рынка электроэнергии [1–7], что обусловило появление сложнейших задач по оценке экономической и технической эффективности привлечения к подобным режимам того или иного оборудования электростанций. Известно, что математический аппарат теории надежности технических систем достаточно развит, однако существующие теоретические подходы не всегда учитывают специфику задач надежности электроснабжения и изучены недостаточно [8, 9]. Поэтому на данном этапе разработка моделей и подходов решения задач синтеза надежности и экономичности энергетических систем, основанных на использовании современных математических средств, особенно актуальна.

Основная часть

Задачу оптимизации процессов, характеризующихся несколькими откликами, обычно сводят к задаче оптимизации по одному критерию с ограничениями. Задачу синтеза надежности и экономичности можно решить, в частности, используя обобщенную функцию желательности D , предложенную Харрингтоном [10]. Для построения обобщенной функции желательности D предлагается преобразовать значения откликов в безразмерную шкалу желательности d . Построение шкалы желательности, которая устанавливает соотношение между значением отклика y и соответствующим ему значением d (частной функцией желательности), отражает отношение исследователя к отдельным откликам.

Для построения шкалы желательности удобно использовать метод количественных оценок с интервалом значений желательности от нуля до единицы [11]. Значение $d = 0$ (или $D = 0$) соответствует абсолютно неприемлемому значению данного отклика, а $d = 1$ (или $D = 1$) – самому лучшему значению отклика, причем дальнейшее улучшение его или невозможно, или не представляет интереса. Промежуточные значения желательности и соответствующие им числовые отметки приведены в табл. 1.

Таблица 1

Базовые отметки шкалы желательности

Basic marks of the desirability scale

Количественная отметка на шкале желательности	Желательность значения показателя
0,80–1,00	«Очень хорошо»
0,63–0,80	«Хорошо»
0,37–0,63	«Удовлетворительно»
0,20–0,37	«Плохо»
0,00–0,20	«Очень плохо»

Построенная в соответствии с табл. 1 шкала d представляет собой безразмерную шкалу, при помощи которой любой отклик может быть преобразован так, чтобы его можно было интерпретировать в терминах полезности или желательности для специфического применения. Последовательность расчетов для преобразования откликов в частные функции желательности представлена в [10, 12]. Имея несколько откликов, преобразованных в шкалу d , комбинируется обобщенный показатель желательности D как среднее геометрическое частных функций желательности, т. е.

$$D = \sqrt[k]{d_1 d_2 \dots d_k}. \quad (1)$$

Почти полное использование регулировочного диапазона ТЭС вынужденно приведет все в более широких масштабах к останову блоков, в том числе и ПГУ, на время провалов нагрузки ночью с последующим пуском из неостывшего и горячего состояний. Для обеспечения экономичной и надежной эксплуатации энергосистемы во время провалов электрического потребления в ночные часы энергоблоки должны обладать благоприятными пусковыми характеристиками, соответствовать техническим требованиям по маневренности [13]. Как известно, наиболее значимыми эксплуатационными характеристиками, определяющими маневренность ПГУ, являются продолжительность пусковых операций, скорость изменения нагрузки и величина регулировочного диапазона. В данной работе в качестве отклика выбран промежуток времени до выдачи в сеть требуемой нагрузки (один из показателей надежности работы энергосистемы в разрезе регулирования суточного графика нагрузок [14–16]).

Ввиду низких маневренных характеристик, а также физического и морального износа оборудования традиционных паротурбинных ТЭС возможность обеспечения отпуска электроэнергии для покрытия пиков и компенсации провалов графика электрических нагрузок паротурбинными установками сильно ограничена. Более целесообразным видится использование высокоманевренных парогазовых установок для выполнения переменного суточного графика нагрузок. Периодические изменения нагрузок в сочетании с остановом блоков на ночное время вызывают циклическую усталость материала элементов энергоблока. Долговечность материалов, в особенности работающих при высоких температурах, исчерпывается, что приводит к уменьшению межремонтного периода установки в целом и должно учитываться при выборе оборудования в качестве варианта балансирования в ночные часы [17]. Таким образом, для проведения расчетов в данной работе в качестве отклика также была выбрана величина сокращения межремонтного периода для выбранного режима эксплуатации вследствие увеличения средней наработки.

Процесс эксплуатации оборудования в условиях, характеризующихся систематическими изменениями нагрузки и остановами в резерв в ночное время с последующим пуском, представляет не только потенциальную угрозу долговечности элементов блока, но и связан со значительными по-

терями теплоты и энергии. Целесообразность привлечения конкретных единиц оборудования к регулированию нагрузок должна оцениваться с экономической точки зрения. Для оценки эффективности работы в условиях Беларуси и стран СНГ предложено пользоваться таким показателем, как удельный расход условного топлива (УТР) на выработку электроэнергии при выбранном режиме эксплуатации [18]. Данный подход позволяет избежать значительных колебаний, характерных сегодня для стоимостных показателей (в особенности для топлива).

Зададимся режимом работы энергосистемы, при котором необходимо набрать в часы пикового потребления нагрузки 400 МВт мощности. Длительность выдачи в сеть требуемой нагрузки – два часа с последующим отключением блока в резерв и ежесуточным пуском из неостывшего состояния. Пример оценки возможности работы парогазового энергоблока [19], а также УРТ при выбранном режиме на примере ПГУ-400 приведен ниже.

Для каждого этапа пуска блока ПГУ указаны основные операции по переключениям в технологической схеме, а также нормативная длительность его прохождения при пусках из соответствующих начальных тепловых состояний: холодного, неостывшего и горячего. В рассматриваемом случае (для пуска из неостывшего состояния) имеем минимальную длительность основных этапов, представленную в табл. 2. Таким образом, при нахождении в сети только 2 ч ПГУ не успеет набрать номинальную нагрузку. Из неостывшего состояния минимальное расчетное время набора нагрузки 400 МВт составляет 3 ч. Соответственно работа ПГУ-400 с номинальной нагрузкой в течение двух часов в сутки будет сопровождаться дополнительной выработкой электроэнергии. Результаты расчета времени на пуск и расхода условного топлива на проведение пусковых операций сведены в табл. 2.

Для выбранного режима работы общий фактический расход условного топлива за сутки будет складываться из расхода топлива, затраченного на резерв и пусковые операции до розжига горелок $B_{рез}$, расхода топлива непосредственно на пуск $B_{пуск}$ и расхода топлива на работу с нагрузкой 400 МВт в течение двух часов. С учетом затрат электроэнергии на пусковые операции до розжига горелок, останов, содержание в резерве и затрат пара на пуск средняя часовая потребляемая мощность на собственные нужды составит порядка 6 МВт. Расход пара от пиковой резервной котельной на охлаждение ЦНД 75 т (30 т/ч за 2,5 ч), что эквивалентно $B_{рез} \approx 5$ т у. т. Результаты расчета удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при работе ПГУ 5 ч в сутки сведены в табл. 3.

При варианте остановки блоков ПГУ на ночь с последующим их пуском и работой на номинальной нагрузке в часы пиков потребления электроэнергии будет происходить потеря экономичности отдельно взятых станций. Расчеты удельных расходов топлива на выработку электроэнергии показали, что для выбранного режима эксплуатации удельный расход топлива на выработку электроэнергии для энергоблока ПГУ-400 составит 320,3 г у. т./(кВт·ч). Однако в рамках энергосистемы останов ПГУ позво-

лит не снижать нагрузку более экономичных теплофикационных блоков и сбалансировать суточный график нагрузок согласно требованиям энергосистемы.

Таблица 2

Результаты расчетов пуска

Results of start-up calculations

Параметр	От розжига горелок до выхода на частоту 3000 об/мин	Синхронизация, включение в сеть и набор 50 МВт – выход на горячую отмывку	Горячая отмывка	Набор нагрузки до 200 МВт с подключением паровой турбины	Набор нагрузки до 400 МВт	Итого
Время	15 мин	10 мин	1,5 ч	1 час	15 мин	3 ч 10 мин
Нагрузка, МВт	0	0–50	50	50–200	200–400	–
Выработка, МВт·ч	0	5	75	130	75	285
Потребление на собственные нужды, МВт·ч	2,2	1,5	13,5	9	2,5	28,7
Отпуск электроэнергии, МВт·ч	–	3,5	61,5	121	72,5	256,3
Расход газа, м ³ /ч	4000–22000	22000–28000	28000	28000–43000	43000–76000	–
Расход газа за этап пуска, м ³	4500	4500	42000	36000	14200	101200
Расход условного топлива за этап пуска, т у. т.	5,207	5,207	48,600	41,657	16,431	117,1

Таблица 3

Работа ПГУ 5 ч/сут.

CCGT operation during 5 hours per 24 hours

Параметр	Резерв и пусковые операции до розжига горелок	От розжига горелок до 400 МВт	Работа с нагрузкой 400 МВт	Суточные показатели
Время	18 ч 50 мин	3 ч 10 мин	2 ч	24 ч
Выработка, МВт·ч	0	285	800	1085
Потребление на СН, МВт·ч	115	28,7	18	161,7
Отпуск электроэнергии, МВт·ч	0	256,3	782	923,3
Расход условного топлива, т у. т.	5	117,1	173,6	295,7
Удельный расход условного топлива, г у. т./кВт·ч	828,8		222,0	320,3

Приведенные данные позволяют сформировать функции желательности для анализа вариантов работы оборудования в переменной части графика нагрузок с точки зрения влияния на надежность и экономичность системы. В качестве откликов были использованы: y_1 – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у. т./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$); y_2 – сокращение межремонтного периода для выбранного режима эксплуатации вследствие увеличения средней наработки, о. е.; y_3 – промежуток времени до выдачи в сеть требуемой нагрузки, ч. С использованием методики и рекомендаций, предложенных в [8, 12], выбираются значения y_i , соответствующие двум базовым отметкам по шкале желательности (табл. 4).

Таблица 4

Построение шкалы желательности
Preparation a desirability scale

Параметр	y_1 , г у. т./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$)		y_2 , о. е.		y_3 , ч	
Значение свойств	280	350	0,05	0,2	0,5	5
Числовые отметки по шкале желательности d	0,63	0,2	0,63	0,2	0,63	0,2

Преобразование отклика y в частную функцию желательности имеет вид

$$d = \exp[-\exp(-y')], \quad (2)$$

где $y' = b_0 + b_1 y$.

Коэффициенты b_0 и b_1 определяли по данным табл. 4 путем подстановки значений d в уравнение (2) и решением системы. Следовательно, частные функции желательности имеют вид:

$$d_1 = \exp[-\exp(5,079 - 0,0154y_1)]; \quad (3)$$

$$d_2 = \exp[-\exp(1,1153 - 7,2066y_2)]; \quad (4)$$

$$d_3 = \exp[-\exp(0,8751 - 0,2402y_3)]. \quad (5)$$

Таким образом, для всех вариантов (табл. 5) частные функции желательности можно определять по формулам (3)–(5).

Обобщенная функция желательности определена по формуле (1) и имеет вид

$$D = \exp\left\{-\frac{1}{3}\left[\exp(5,079 - 0,0154y_1) + \exp(1,1153 - 7,2066y_2) + \exp(0,8751 - 0,2402y_3)\right]\right\}. \quad (6)$$

Таблица 5

Расчет обобщенной функции желательности
A generalized desirability function calculation

Номер варианта	Объект	Вид топлива и состояние источника	d_1	d_2	d_3	D
1	ПРЭИ на базе SGT-800	Газ	0,4462	0,6457	0,6424	0,5699
2		Дизтопливо	0,3956	0,6457	0,6389	0,5465
3	ПГУ-400 Минская ТЭЦ-5	Горячее	0,5008	0,4514	0,4096	0,4524
4		Неостывшее	0,4165	0,4514	0,4096	0,4255
5		Холодное	0,3051	0,4514	0,1263	0,2591
6	ПГУ-427 Березовская ГРЭС	Горячее	0,6472	0,5935	0,4462	0,5555
7		Неостывшее	0,6420	0,5935	0,4462	0,5540
8		Холодное	0,5923	0,5935	0,1065	0,3345
9	ПГУ-427 Лукомльская ГРЭС	Горячее	0,6340	0,5935	0,3584	0,5128
10		Неостывшее	0,6250	0,5935	0,3584	0,5104
11		Холодное	0,5529	0,5935	0,0580	0,2670

Из этого следует, что наибольшее значение обобщенной функции желательности получено в первом, шестом и седьмом опытах ($D_1 = 0,5699$; $D_6 = 0,5555$; $D_7 = 0,5540$), что соответствует привлечению к работе в пиковой части графика электрических нагрузок пиково-резервных энергоисточников на базе газовых турбин Siemens типа SGT-800 [20, 21] (при работе на природном газе); хороший результат при решении задачи синтеза надежности и экономичности также показал парогазовый энергоблок мощностью 427 МВт Березовской ГРЭС (при работе на природном газе и ежедневных пусках из горячего или неостывшего состояний).

ВЫВОДЫ

1. Решение проблемы оптимизации надежности и экономичности в данных исследованиях осуществляется путем выбора рационального соотношения и взаимовлияния между надежностью и экономичностью производства электроэнергии при участии энергоблоков ТЭС в регулировании суточного графика нагрузок.

2. В связи с корректировкой состава находящегося в работе оборудования электростанций и режимов его эксплуатации (включение в работу электродвигателей, пиково-резервных энергоисточников, перераспределение величины теплофикационной и конденсационной выработки электроэнергии) при интеграции Белорусской АЭС в объединенную энергосистему необходимо проводить анализ возможности глубокой разгрузки и работы в режимах ежесуточного отключения в резерв оборудования 12 основных электростанций энергосистемы с учетом экономичной, длительной и надежной работы оборудования на данных режимах.

3. Предложенная методика на основе обобщенной функции желательности является эффективным средством при анализе пригодности оборудования к привлечению для работы в требуемых режимах эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богдан, Е. В. Прогнозируемые нагрузки электростанций Белорусской энергосистемы после ввода Белорусской АЭС / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Актуальные проблемы развития энерго- и ресурсосберегающих инновационных технологий: материалы респ. науч.-практ. конф., 23–24 сентября 2022 г., Респ. Узбекистан, г. Карши. Qarshi Muhandislik-Iqtisodiyot Instituti, 2022. С. 536–539.
2. Богдан, Е. В. Типовой баланс мощности энергосистемы после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС [Электронный ресурс] / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2022: материалы респ. науч.-практ. конф., 25–26 мая 2022 г. / сост. И. Н. Прокопеня. Минск: БНТУ, 2022. С. 49–53. Режим доступа: <https://rep.bntu.by/handle/data/121698>.
3. Романюк, В. Н. Оценка термодинамической эффективности функционирования энергосистемы Беларуси в условиях работы Белорусской АЭС / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и Менеджмент. 2016. № 4 (91). С. 2–9.
4. Богдан, Е. В. Оценка существующих условий работы ТЭЦ Белорусской энергосистемы / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Современные технологии и экономика в энергетике: материалы Междунар. науч.-практ. конф., 27 апреля 2022 г. СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. С. 171–173.
5. Богдан, Е. В. Проблемы регулирования суточного графика электрических нагрузок энергосистемы Республики Беларусь и интегрированной АЭС / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика и автоматизация в современном обществе: материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. обучающихся и преподавателей / под общ. ред. Т. Ю. Коротковой. СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2021. Ч. 2. С. 30–36.
6. Богдан, Е. В. К вопросу регулирования суточного графика электрических нагрузок после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС [Электронный ресурс] / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2021: материалы респ. науч.-практ. конф., 26 мая 2021 г. / сост. И. Н. Прокопеня. Минск: БНТУ, 2021. С. 175–180. Режим доступа: <https://rep.bntu.by/handle/data/98973>.
7. Михалевич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалевич, В. А. Рак // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>.
8. Карницкий, Н. Б. Решение задач синтеза надежности с помощью мультипликативных критериев оптимальности паровых турбин / Н. Б. Карницкий // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2001. № 3. С. 115–119. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2001-0-3-115-119>.
9. Математическое моделирование как инструмент анализа показателей надежности и экономичности автоматизированного теплоэнергетического оборудования ТЭС / Г. Т. Кулаков [и др.] // Энергия и Менеджмент. 2017. № 1 (94). С. 2–7.
10. Harrington, E. C. The Desirability Function / E. C. Harrington // Industrial Quality Control. 1965. Vol. 21, No 10. P. 494–498.
11. Рузинов, Л. П. Статистические методы оптимизации химических процессов / Л. П. Рузинов. М.: Химия, 1972. 200 с.
12. Ахназарова, С. Л. Оптимизация эксперимента в химии и химической технологии: Учеб. пособие для химико-технологических вузов / С. Л. Ахназарова, В. В. Кафаров. М.: Высш. шк., 1978. 319 с.
13. Богдан, Е. В. Современные тенденции повышения надежности и экономичности работы тепловых электростанций / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // XXV Республиканский кон-

- курс научных работ студентов: сб. ст. лауреатов и авторов науч. работ, получивших первую категорию. Минск, 2018. С. 103–104.
14. Запасник, В. А. Резервирование электрической нагрузки белорусской энергосистемы за счет ТЭЦ при пуске АЭС [Электронный ресурс] / В. А. Запасник; науч. рук.: Н. Б. Карницкий, П. Н. Коробец // Актуальные проблемы энергетики: материалы 75-й науч.-техн. конф. студ. и асп.: секция «Теплоэнергетика» / сост. Т. Е. Журавская. Минск: БНТУ, 2019. С. 32–36. Режим доступа: <https://rep.bntu.by/handle/data/61455>.
 15. Карницкий, Н. Б. Регулирование частоты в энергосистеме после ввода БелАЭС с применением электродвигателей и аккумуляторов теплоты на примере Гродненской ТЭЦ-2 / Н. Б. Карницкий, П. Н. Коробец // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: седьмая Междунар. науч.-техн. конф., Ульяновск, 21–22 апреля 2017 г.: в 2 т. / науч. ред. В. И. Шарапов. Ульяновск: Ульяновский ГТУ, 2017. Т. 1. С. 203–207.
 16. Коробец, П. Н. Привлечение ТЭЦ к регулированию частоты, связанное с пуском Белорусской АЭС / П. Н. Коробец, В. В. Словик, Н. Б. Карницкий // Надежность и безопасность энергетики. 2018. Т. 11, № 3. С. 241–246. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246>.
 17. Богдан, Е. В. Оценка изменения межинспекционного периода парогазовых энергоблоков при работе в режимах частых пуско-остановов [Электронный ресурс] / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергостарт. Материалы IV всерос. молодежной науч.-практ. конф., 18–20 ноября 2021 г., Кемерово, 2021. Режим доступа: <https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energostart/2021/energostart/pages/Articles/113.pdf>.
 18. Богдан, Е. В., Дубровенский, А. Н. Оптимизация распределения нагрузок в энергосистеме с учетом технических особенностей теплофикационных турбин / Е. В. Богдан, А. Н. Дубровенский // Энергетическая стратегия. 2021. № 5 (83). С. 47–52.
 19. Богдан, Е. В. Перспективы применения ПГУ в Беларуси в условиях ввода АЭС / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: материалы IV всерос. науч.-практ. конф., 19–21 декабря 2018 г., Кемерово. Кемерово: Кузбасский гос. техн. ун-т имени Т. Ф. Горбачева, 2018. С. 110–114.
 20. Богдан, Е. В. Пиковые резервные энергетические источники на базе газовых турбин и их роль в регулировании нагрузки энергосистемы Беларуси / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Современные технологии и экономика в энергетике: материалы Междунар. науч.-практ. конф., 27 апреля 2023 г. СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2023. С. 107–109.
 21. Богдан, Е. В. Характерные режимы работы пиково-резервных энергоисточников на базе ГТУ, принятых к установке в Республике Беларусь [Электронный ресурс] / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2023: материалы респ. науч.-практ. конф., 25–26 мая 2023 г. / сост. И. Н. Прокопеня. Минск: БНТУ, 2023. С. 99–103. Режим доступа: <https://rep.bntu.by/handle/data/135678>.

Поступила 24.08.2023 Подписана в печать 27.10.2023 Опубликована онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Bogdan E. V., Karnitsky N. B. (2022) Projected Loads of Power Plants of the Belarusian Power System after Commissioning of the Belarusian NPP. *Aktual'nye Problemy Razvitiya Energo- i Resursosberegayushchikh Innovatsionnykh Tekhnologii: Materialy Resp. Nauch.-Prakt. Konf., 23–24 Sentyabrya 2022 g., Resp. Uzbekistan, g. Karshi* [Actual Problems of Development of Energy- and Resource-Saving Innovative Technologies: Proceedings of the Republican Scientific and Practical Conference, September 23–24, 2022, Republic of Uzbekistan, Karshi]. Karshi, Karshi Engineering and Economic Institute, 536–539 (in Russian).
2. Bogdan E. V., Karnitsky N. B. (2022) Typical Power Balance of the Power System after Commissioning of the Belarusian NPP. *Energetika Belarusi-2022: Materialy Resp. Nauch.-Prakt. Konf., 25–26 Maya 2022 g.* [Power Engineering of Belarus-2022: Proceedings of the Republican Scientific and Practical Conference, May 25–26, 2022]. Minsk, BNTU, 2022, 49–53. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/121698> (in Russian).

3. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2016) Assessment of the Thermodynamic Efficiency of the Functioning of the Belarusian Energy System in the Conditions of Operation of the Belarusian NPP. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (4), 2–9 (in Russian).
4. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. Assessment of the Existing Conditions of CHP Operation of the Belarusian Power System. *Sovremennye Tekhnologii i Ekonomika v Energetike: Materialy Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf., 27 Aprelya 2023 g.* [Modern Technologies and Economics in Energy: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, April 27, 2023]. St. Petersburg: POLYTECH-PRESS Publ., 171–173 (in Russian).
5. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2021) Problems of Regulation of the Daily Schedule of Electrical Loads of the Power System of the Republic of Belarus and the Integrated NPP. *Energetika i Avtomatizatsiya v Sovremennom Obshchestve: Materialy IV Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf. Obuchayushchikhsya i Prepodavatelei. Ch. 2* [Energy and Automation in Modern Society. Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference of Students and Teachers. Part 2.] St. Petersburg, SPbSUITD, 30–36 (in Russian).
6. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2021) Towards the Issue of Regulating the Daily Schedule of Electric Loads after Commissioning of the Belarusian NPP. *Energetika Belarusi-2021: Materialy Resp. Nauch.-Prakt. Konf., 26 Maya 2021 g.* [Energy of Belarus-2021: Proceedings of the Republican Scientific and Practical Conference, May 26, 2021]. Minsk, BNTU, 175–180. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/98973> (in Russian).
7. Mikhalevich A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking Into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 64 (1), 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14> (in Russian).
8. Karnitskiy N. B. (2001) Solving Problems of Reliability Synthesis Using Multiplicative Optimality Criteria for Steam Turbines *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (3), 115–119. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2001-0-3-115-119> (in Russian).
9. Kulakov G. T., Kravchenko V. V., Karnitskiy N. B., Kukhorenko A. N. (2017) Mathematical Modeling as a Tool for Analyzing Reliability and Efficiency Indicators of Automated Thermal Power Plant Equipment. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (1), 2–7 (in Russian).
10. Harrington E. C. (1965) The Desirability Function. *Industrial Quality Control*, 21 (10), 494–498.
11. Ruzinov L. P. *Statistical Methods of Optimization of Chemical Processes*. Moscow, Khimiya Publ. 200 (in Russian).
12. Akhnazarova S. L., Kafarov V. V. (1978) *Optimization of Experiment in Chemistry and Chemical Technology*. Moscow, Vysshaya Shkola Publ. 319 (in Russian).
13. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. Modern Trends in Improving the Reliability and Efficiency of Thermal Power Plants. *XXV Respublikanskii Konkurs Nauchnykh Rabot Studentov: Sb. St. Laureatov i Avtorov Nauch. Rabot, Poluchivshikh Pervuyu Kategoriyu* [XXV Republican Contest of Scientific Projects of Students. A Collection of Articles by Laureates and Authors of Scientific Papers that Were Qualified as the First Category]. Minsk, 103–104 (in Russian).
14. Zapasnik V. A. (2019) Reservation of the Electric Load of the Belarusian Power System at the Expense of the CHP at the Launch of the NPP. *Aktual'nye Problemy Energetiki: Materialy 75th Nauch.-Tekhn. Konf. Studentov i Aspirantov: Sektsiya Teploenergetika* [Actual Problems of Energy: Proceedings of the 75th Scientific and Technical Conference of Students and Postgraduates: Heat Power Engineering Section]. Minsk, BNTU, 32–36. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/61455> (in Russian).
15. Karnitskiy N. B., Korobets P. N. (2017) Frequency Regulation in the Power System after Commissioning of the Belarusian NPP with the Use of Electric Boilers and Heat Accumulators on the Example of the Grodno CHPP-2. *Energoberezhenie v Gorodskom Khozyaistve, Energetike, Promyshlennosti: Sed'maya Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Ul'yanovsk, 21–22 Aprelya 2017 g. T. 1* [Energy Saving in Urban Economy, Energy, Industry: the Seventh Interna-

- tional Scientific and Technical Conference, Ulyanovsk, April 21–22, 2017. Vol. 1]. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University, 203–207 (in Russian).
16. Korobets P. N., Slovik V. V., Karnitskiy N. B. (2018) Having CHPP Involved in Frequency Control Related to Starting Belarusian NPP. *Safety and Reliability of Power Industry*. 11 (3), 241–246. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-241-246> (in Russian).
17. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2021) Assessment of Changes of the Inter-Inspection Period of Combined-Cycle Power Units when Operating in Frequent Start-Stop Modes. *Energostart. Materialy IV Vseros. Molodezhnoi Nauch.-Prakt. Konf., 18–20 Noyabrya 2021 g., Kemerovo* [Energostart. Materials of the IV All-Russian Youth Scientific and Practical Conference, November 18–20, 2021, Kemerovo]. Kemerovo, T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University. Available at: <https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energostart/2021/energostart/pages/Articles/113.pdf> (in Russian).
18. Bogdan E. V., Dubrovenskii A. N. (2021) Optimization of Load Distribution in the Power System Taking Into Account the Technical Features of Heating Turbines. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (5), 47–52 (in Russian).
19. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2018) Prospects for the Use of CCGT in Belarus in the Conditions of NPP Commissioning. *Energetika i Energoberezhenie: Teoriya i Praktika: Materialy IV Vseros. Nauch.-Prakt. Konf., 19–21 Dekabrya 2018. Kemerovo* [Energy and Energy Saving: Theory and Practice: Proceedings of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference. December 19–21, 2018, Kemerovo] Kemerovo, T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, 110–114 (in Russian).
20. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2023) Peak Reserve Energy Sources Based on Gas Turbines and Their Role in Regulating the Load of the Power System of Belarus. *Sovremennye Tekhnologii i Ekonomika v Energetike: Materialy Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf., 27 Aprelya 2023 g.* [Modern Technologies and Economics in Energy: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, April 27, 2023]. St. Petersburg: POLYTECH-PRESS Publ., 107–109 (in Russian).
21. Bogdan E. V., Karnitskiy N. B. (2023) Characteristic Modes of Operation of Peak-Reserve Power Sources at the Base of Gas Turbine Unit Accepted for Installing in the Republic of Belarus. *Energetika Belarusi-2023: Materialy Resp. Nauch.-Prakt. Konf., 25–26 Maya 2022 g.* [Power Engineering of Belarus-2023: Proceedings of the Republican Scientific and Practical Conference, May 25–26, 2023]. Minsk, BNTU, 99–103. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/135678>.

Received: 24 August 2023

Accepted: 27 October 2023

Published online: 30 November 2023

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523>

УДК 621.311.22:005.93+620.97

Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60

В. В. Янчук¹⁾, В. Н. Романюк¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. На промышленных ТЭЦ, характеризующихся в том числе отпуском тепловой энергии промышленным потребителям с паровым теплоносителем, в случае, когда имеет место значительный невозврат конденсата, предлагается развитие системы регенеративного подогрева питательной воды за счет утилизации низкотемпературных сбросных тепловых потоков, имеющих место непосредственно на ТЭЦ. Предлагаемое регенеративное использование низкотемпературных потоков теплоты внутри тепловой схемы ТЭЦ возможно лишь на базе применения теплонасосных установок. В данном контексте рассматривается использование парокompрессионных тепловых насосов (ПКТН) и теплоиспользующих на базе абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН). Показано, что, несмотря на более высокий отопительный коэффициент ПКТН, термодинамическая (эксергетический КПД) и экономическая эффективность выше у АБТН. Последний имеет и эксплуатационные преимущества. В качестве компенсационных затрат энергии для АБТН, требуемых для передачи тепловой энергии от холодного источника к горячему приемнику, возможно использовать потоки теплоты с различными теплоносителями. В данной работе на примере турбогенераторной установки ПТ-60, которая является наиболее распространенным типом на ТЭЦ Белорусской энергосистемы, определены показатели повышения эффективности использования первичного топлива на ТЭЦ для варианта с паровым приводом АБТН. Рассматриваются три сценария использования АБТН в составе тепловой схемы ТЭЦ: с увеличением, сохранением или со снижением выработки электрической энергии. Последний актуален в нынешней ситуации, сложившейся в Объединенной энергетической системе Беларуси. В этом случае, при сохранении минимального пропуска пара в конденсатор 12 т/ч, получено увеличение электрического КПД станции на 0,90 %, энергетического КПД на 0,55 % и эксергетического КПД на 0,23 %.

Ключевые слова: низкопотенциальные тепловые потоки, ТЭЦ, теплонасосная установка, абсорбционный тепловой насос, регенерация

Для цитирования: Янчук, В. В. Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60 / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 509–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523>

Адрес для переписки

Романюк Владимир Никанорович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-92-16
pte@bntu.by

Address for correspondence

Romaniuk Vladimir N.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-92-16
pte@bntu.by

Modernization of the Feed Water Regenerative Heating System in the “PT-60” Steam Turbine Unit Cycle

V. V. Yanchuk¹⁾, V. N. Romaniuk¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. At industrial CHP plants which are characterized, in particular, by steam supply to industrial consumers, in cases with significant condensate losses, it is proposed to develop a system of feed water regenerative heating by utilizing low-temperature waste heat flows those are available directly at the CHP plant. The regenerative use of low-temperature heat flows within the CHP that is proposed is possible only on the basis of heat pumps use. In this context, the use of electrically-driven heat pumps (EHP) and absorption heat pumps (AHP) is considered. It is shown that, despite the higher heating coefficient of the EHP, the thermodynamic (exergetic) efficiency and economic efficiency of the AHP are higher. Furthermore, the latter also has operational advantages. It is possible to use heat flows with various heat carriers as AHP drive, those are required for the transfer of thermal energy from a cold source to a hot receiver. In this paper, using the example of the “PT-60” steam turbogenerator unit, which is the most common type for CHP plants of the Belarusian power system, the indicators of the primary fuel use efficiency growth at the CHP plant for the AHP with a steam drive are determined. Three scenarios of the use of AHP as part of the thermal scheme of the CHP are considered, viz. with an increase in generation, with the maintenance of generation or with a decrease in the generation of electric energy. The latter is relevant in the current situation with the Unified Energy System of Belarus. In this case, while maintaining the minimum steam flow into the condenser of 12 t/h, the following increase in the plant efficiency has been obtained: electrical efficiency increased by 0.90 %, energy efficiency – by 0.55 %, and exergetic efficiency – by 0.23 %.

Keywords: low-potential heat flows, CHP, heat pump unit, absorption heat pump, regeneration

For citation: Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2023) Modernization of the Feed Water Regenerative Heating System in the “PT-60” Steam Turbine Unit Cycle. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 509–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523> (in Russian)

Введение

Основным первичным энергоресурсом в Беларуси как в энергетическом, так и в промышленном секторе является природный газ (ПГ). С 2020 по 2021 г. его доля в приходной части энергобаланса Объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси снизилась с 96 до 84 % [1] (рис. 1), что связано, прежде всего, с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС. В последующем доля ПГ в приходной части энергобаланса энергосистемы будет уменьшаться и при выводе первого и второго блоков Белорусской АЭС на полную мощность составит 57 %, т. е. природный газ по-прежнему останется основным энергоносителем [2], удельный вес которого в энергобалансе превышает пороговое значение, соответствующее энергетической безопасности применения того или иного первичного энергоресурса, определенной в размере 50 % [3]. Это диктует необходимость продолжения работ по снижению доли ПГ в рассматриваемом энергобалансе до указанного порога [4].

Удельный средний расход условного топлива на отпуск электроэнергии ГПО «Белэнерго» за 2022 г. составил 241 г/(кВт·ч), что соответствует КПД преобразования первичных энергоресурсов 51 %, [5]. По сравнению с 2020 г., когда удельный расход условного топлива составлял 238,5 г/(кВт·ч), имеет место снижение эффективности, что можно связать в том числе и с вводом в эксплуатацию первого блока Белорусской АЭС. Учитывая интервал температур, который считается представительным для тепловых электростанций при производстве электроэнергии, предельное значение КПД преобразования первичных энергоресурсов в электроэнергию можно определить порядка 60–70 %. Коэффициент заполнения циклов рассматриваемых процессов преобразования, таким образом, соответствует значениям 74–87 %, что само по себе не мало. Вместе с тем, не касаясь направления роста КПД преобразования, связанного с изменением предельных температур циклов, можно отметить, что имеется возможность некоторого повышения эффективности получения преобразованных энергопотоков на ТЭЦ.

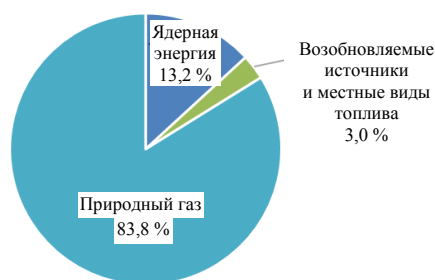


Рис. 1. Первичные источники энергии при производстве электроэнергии в Беларуси в 2021 г. [1]

Fig. 1. Primary energy sources for electricity generation in Belarus in 2021 [1]

Текущее состояние в ОЭС Беларуси

Основное количество электроэнергии в ОЭС Беларуси вырабатывается на ТЭС, в частности на паротурбинных ТЭЦ и КЭС. Объективно значительное количество энергии на ТЭС рассеивается в окружающую среду. Вместе с тем часть низкотемпературных тепловых вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) возможно использовать как для смежных технологий предприятий промышленного узла, так и непосредственно в пределах тепловой схемы ТЭЦ. Но если утилизация тепловых ВЭР на предприятиях смежного промузла является внешним энергоиспользованием, то второй вариант, связанный с регенеративным использованием тепловых потоков непосредственно на ТЭЦ, т. е. внутри системы, образующей тепловые ВЭР, термодинамически более эффективен и потому предпочтителен [6]. Не касаясь внешнего энергоиспользования, рассмотрим возможность повышения эффективности паросиловых установок (ПСУ) за счет внутреннего использования низкотемпературных тепловых ВЭР ТЭС. В этом контексте рассматривается регенеративное использование сбросных потоков для повышения КПД тепловых схем ТЭС.

При сохранении начальных и конечных параметров повысить эффективность паротурбинных блоков, как уже отмечалось, можно за счет вовлечения низкотемпературных сбросных тепловых потоков, прежде всего теплоты охлаждения циркуляционной воды, в классическом варианте рассеиваемой в градирнях. В этой связи необходимо рассмотреть состав паровых турбин ТЭС энергосистемы Республики Беларусь (табл. 1).

Таблица 1

Состав паровых турбоагрегатов Объединенной энергетической системы Беларуси по состоянию на 01.01.2021

Steam turbine units of the Unified Energy System of Belarus as of 01.01.2021

№	Турбоагрегат	Количество	№	Турбоагрегат	Количество	№	Турбоагрегат	Количество
1	Turboden-32 CHPRS Split	1	16	P-15-90/1	1	31	ПР-2,5-1,3/0,6/0,1	1
2	Turboden-20	2	17	P-12	3	32	ПР-12-3,4/1,0/0,1	2
3	T-250/300-240	3	18	P-6-3,4/0-0,5-1	6	33	ПР-6-35/10/1,2	3
4	T-180/210-130	3	19	DN G2B-65	1	34	ПТ-135/165-130/21	2
5	T-100-130	3	20	K-300-240-6MP	8	35	ПТ-80-130/13	1
6	T-50-130	1	21	N141-563/551	2	36	ПТ-70-12,8/1,28	1
7	ТР-16-10	1	22	ТК-330-240-3М	1	37	ПТ-65-130/21	1
8	T-15-36/3	1	23	P-3,5-12/1,2	2	38	ПТ-60-130/22	4
9	T-14/25-10	1	24	P-2,4-2,3/0,12	1	39	ПТ-60-130/13	8
10	ТГ-4,0/10,5/Р0,6/0,1	1	25	П-1,5/10,5-2,4/1,0Б	2	40	ПТ-50-130/7	2
11	ТГ-3,5/Р12/1,2	1	26	СВ 7,5/3,43/0,83/0,12	2	41	ПТ-35-90/10	2
12	ТМ 2-35-3	1	27	АП-2,5-35	1	42	К-160-130-2ПР2	3
13	ТГ-0,75ПА/0,4-13/2	2	28	АП-6-35/5	3	43	К-175/180-12,8	1
14	P-50-130/22	1	29	ПТГ-1,5-6,3-2,4/0,12	2	44	ТС2F	1
15	P-50-130/13	4	30	ПТГ-1,2-0,4-2,4/0,12	1			

Наиболее распространенным типом турбоагрегата в энергосистеме являются ПТ-60 и его версии (ПТ-65, ПТ-70 и ПТ-80). В этой связи, в первую очередь, следует рассмотреть возможность и эффективность регенеративного использования низкопотенциальных сбросных тепловых потоков применительно к данному типу турбоагрегатов и, прежде всего, на тех ТЭЦ, где имеет место значительный невозврат конденсата с производства. Это объясняется необходимостью нагрева сырой воды, подаваемой для восстановления расхода рабочего тела, температура которой существенно ниже температуры возвращаемого конденсата, что создает предпосылки для обеспечения более полной утилизации ВЭР. Перечень ТЭЦ с паровым потреблением с установленными турбинами указанного типа и процент невозврата конденсата производственного отбора представлены в табл. 2.

Как следует из таблицы, в первую очередь, интерес представляют Гродненская ТЭЦ-2, Мозырская и Новополоцкая ТЭЦ, на которых имеет место значительный невозврат конденсата. В абсолютном выражении невозврат конденсата на Гродненской ТЭЦ-2 соответственно составляет для отопительного периода 44 т/ч, для межотопительного – 84 т/ч. Для Мо-

зырской ТЭЦ не возврат конденсата круглогодично составляет 300 т/ч, для Новополоцкой ТЭЦ в межотопительный период не возврат конденсата составляет в среднем 95 т/ч, в отопительный – 130 т/ч.

Таблица 2

**ТЭЦ с паровым потреблением с установленными паровыми турбинами
типа ПТ-60 и их развитием**

**CHP plants with industrial steam extraction with installed “PT-60” type steam turbines
and their advanced variants**

ТЭЦ	Установленные турбины	Невозврат конденсата производственного отбора
Бобруйская ТЭЦ-2	ПТ-60 – 3 шт.	16 %
Гродненская ТЭЦ-2	ПТ-70 – 1 шт. ПТ-80 – 1 шт.	40–60 %
Минская ТЭЦ-3	ПТ-60 – 2 шт.	8 %
Могилевская ТЭЦ	ПТ-65 – 1 шт. ПТ-50 – 1 шт.	Нет данных
Мозырская ТЭЦ	ПТ-70 – 1 шт.	300 т/ч
Новополоцкая ТЭЦ	ПТ-60 – 2 шт.	100 %
Светлогорская ТЭЦ	ПТ-60 – 1 шт.	Нет данных

Основная часть

Мощность сбросных тепловых потоков на ТЭС велика, но их полезное использование в недавнем прошлом затруднялось дешевыми первичными энергоресурсами и низким температурным уровнем рассматриваемых тепловых ВЭР. Потоки с температурой ниже 40–50 °С практически невозможно использовать для прямого нагрева. В настоящее время ситуация со стоимостью энергоресурсов изменилась, и экономическая целесообразность утилизации низкотемпературных тепловых потоков в нашем случае может быть достигнута за счет интеграции в тепловую схему ТЭЦ тепловых насосов (ТН). В этом контексте следует рассмотреть возможность использования как парокомпрессионных тепловых насосов (ПКТН) (рис. 2а), так и теплоиспользующих, прежде всего абсорбционных бромисто-литиевых (АБТН) (рис. 2б). Для привода первых требуется электроэнергия, эксергетическая ценность которой максимальна, что резко понижает их эксергетический КПД и делает в большинстве случаев экономически нецелесообразными. На привод АБТН требуется поток тепловой энергии (пар, горячая вода, дымовые газы и пр.) с относительно низкой эксергетической ценностью, что приводит к их более высокой термодинамической эффективности, которую и отражает более высокое значение эксергетического КПД АБТН.

Для расчета эксергетического КПД на данном этапе можно ограничиться менее трудоемкой методикой определения эксергетического КПД [7]

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{\text{потр}}}{E_{\text{прив}} + E_{\text{утил}}},$$

где E'' – эксергия выходящего из ТН потока, ГДж/ч; E' – то же входящего в ТН потока, ГДж/ч; $E_{\text{потр}}$ – то же потока к потребителю, ГДж/ч; $E_{\text{прив}}$ – то же потока привода, ГДж/ч; $E_{\text{утил}}$ – то же утилизируемого потока, ГДж/ч.

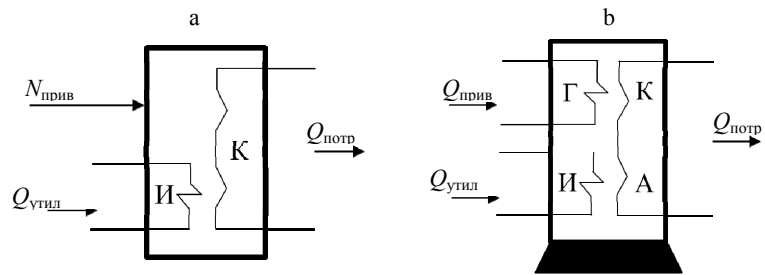


Рис. 2. Структура потоков тепловых насосов: а – парокompрессионных; б – абсорбционных ($Q_{\text{потр}}$ – отпускаемый поток теплоты; $Q_{\text{прив}}$ – высокопотенциальный поток теплоты на привод ТН; $N_{\text{прив}}$ – электроэнергия на привод ТН; $Q_{\text{утил}}$ – утилизируемый поток теплоты; Г – генератор; И – испаритель; А – абсорбер; К – конденсатор)

Fig. 2. Structure of heat pump flows: а – of steam compression heat pumps; б – of absorption heat pumps

($Q_{\text{потр}}$ – released heat flow; $Q_{\text{прив}}$ – high-potential heat flow to the heat pump drive; $N_{\text{прив}}$ – electrical energy to the heat pump drive; $Q_{\text{утил}}$ – utilized heat flow; Г – generator; И – evaporator; А – absorber; К – condenser)

Эксергия потока электрической энергии численно равна этой энергии. Эксергия потока теплоты, при его постоянной температуре, рассчитывается

$$E_q = Q \left(1 - \frac{T_{\text{ос}}}{T} \right),$$

где $T_{\text{ос}}$ – температура окружающей среды, К; T – то же потока, К.

Принимая для расчета температуру окружающей среды 20 °С, нагрев потока теплоты, отпускаемого потребителю, от 35 до 85 °С, температурный график утилизируемого потока теплоты 25/20 °С, температуру потока на привод АБТН 160 °С, рассчитываем эксергетический КПД для двух типов ТН.

Для отопительных коэффициентов (COP_{hp}) $\mu = 1,7$ для АБТН и $\mu = 3,5$ для ПКТН получаем эксергетические КПД в рассматриваемых условиях 62 и 41 % соответственно.

Не затрагивая прочих факторов эксплуатации, можно отметить, что целесообразность применения АБТН усиливается и экономическими условиями, поскольку применительно к ТЭЦ более выгодным является использование тепловых потоков, которые имеют более низкую цену по сравнению с электрической энергией, требуемой на привод ПКТН [8, 9] (рис. 3).

Для АБТН в значительной степени их отопительный коэффициент (COP) связан с параметрами тепловых потоков потребляющих, утилизируемых и привода, что делает актуальной задачу их выбора. В качестве высокопотенциального греющего потока для АБТН возможно использовать горячую воду с температурой 150/120 °С, пар давлением до 5 атм или дымовые газы с температурой не ниже 320 °С. На ТЭЦ, что очевидно, имеются тепловые потоки указанных теплоносителей и параметров, что усложняет задачу оптимизации решения изменением как вида греющих теплоносителей, так и их параметров.

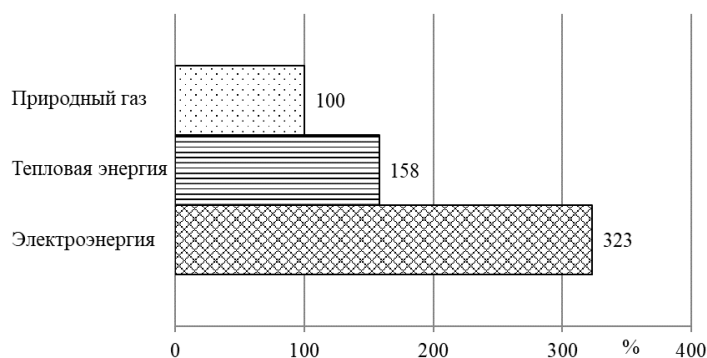


Рис. 3. Соотношение тарифов на энергоресурсы для промышленных потребителей [10–12]

Fig. 3. The ratio of energy tariffs for industrial consumers [10–12]

В связи с перечисленными выше причинами далее рассматривается применение теплоиспользующих тепловых насосов АБТН. Для проведения расчетов необходимо определиться с параметрами трех потоков АБТН: утилизируемого, потребляемого и греющего. В качестве утилизируемого потока используют потоки с низкими температурами, которые нельзя использовать напрямую и для паротурбинных ТЭЦ. Это, прежде всего, циркуляционная вода системы охлаждения конденсатора паровой турбины, температурный график которой можно принять 25/20 °С.

В качестве нагреваемого потока (потока потребления теплоты АБТН) наиболее подходит поток непосредственно подпиточной воды, восполняющей невозврат конденсата производственного отбора. В классической схеме данный поток поступает на ТЭЦ с температурой 5–20 °С, а после блока водоподготовки его температура составляет величину порядка 35 °С, при этом далее подмешивается к потоку основного конденсата. Расход подпиточной воды, как показано выше, в том числе зависит от процента возврата конденсата и значительно отличается для каждой конкретной станции, что, в свою очередь, обусловлено особенностями технологии потребителей, для которых отпускается пар промышленного отбора [13].

В качестве греющего потока на ТЭЦ, прежде всего, возможно использовать водяной пар, который имеется в промышленном и регенеративных отборах различных давлений. В данной статье рассмотрен вариант парового привода АБТН. По данным производителей последних, давление пара привода допустимо в пределах 0,3–1,0 МПа. В принципиальной тепловой схеме рассматриваемой турбины ПТ-60 имеется несколько отборов пара с давлением, отвечающим этим требованиям, а именно: регенеративные отборы на ПНД-3 – 3,4 ата и ПНД-4 – 6,0 ата, а также отбор пара на деаэра-тор с давлением 6,0 ата (рис. 4).

В качестве примера рассмотрим работу турбоустановки при следующих параметрах: расход пара в П-отбор 140 т/ч, нагрузка теплофикационного отбора 52,3 Гкал/ч, что соответствует расходу пара в Т-отбор 100 т/ч, пропуск пара в конденсатор 12 т/ч, расход свежего пара в голову турбины 395 т/ч, электрическая мощность при полном невозврате конденсата пара производственного отбора в тепловую схему ТЭЦ на уровне 61,9 МВт.

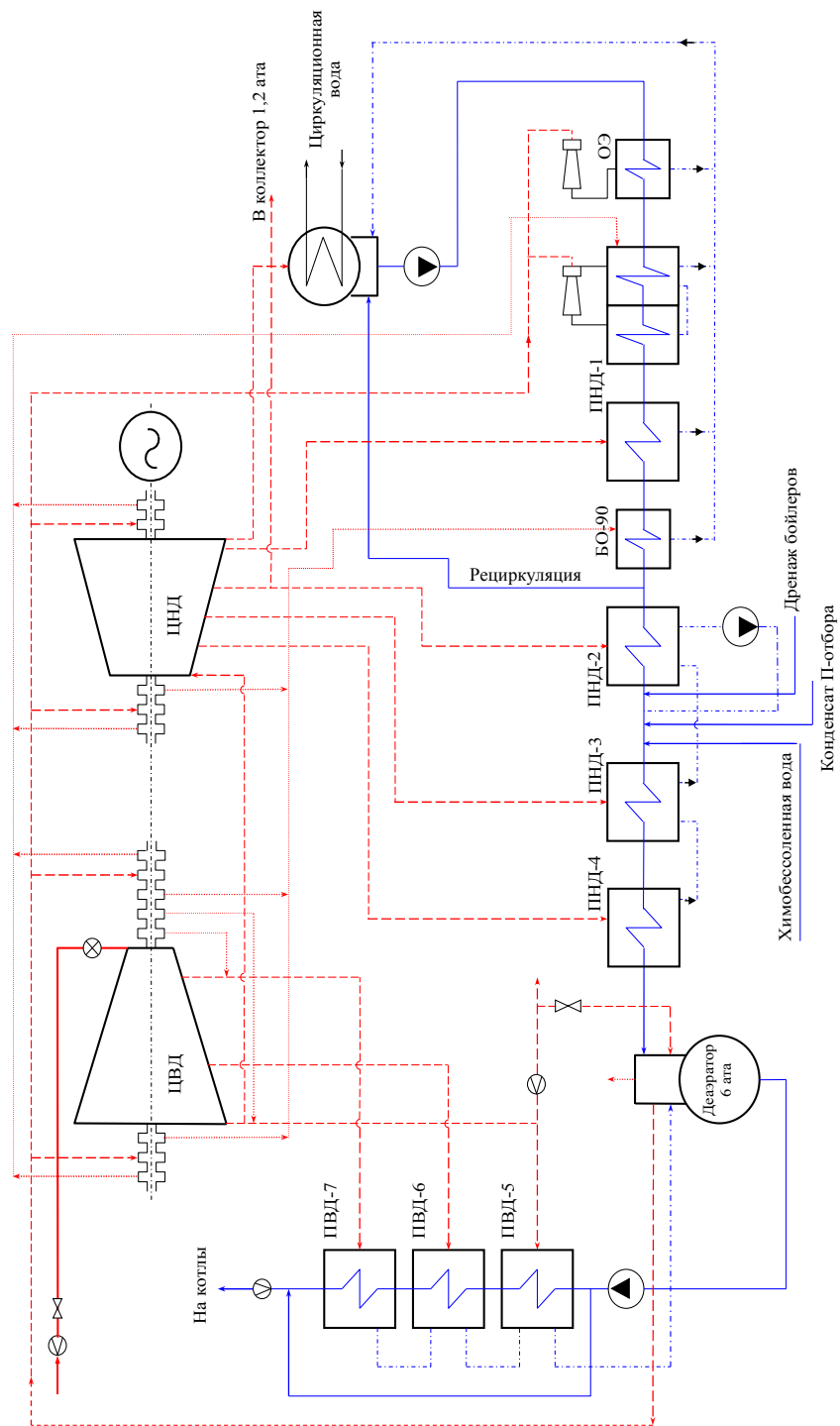


Рис. 4. Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60 в классическом исполнении

Fig. 4. Thermal flow diagram of the "PT-60" turbine in its classic design

Максимально возможная температура нагреваемого потока зависит от его начальной температуры, параметров утилизируемого потока, а также от давления греющего пара (рис. 5).

Регенеративные отборы являются нерегулируемыми, расход же пара на деаэратор связан с производственным отбором, который можно изменять в пределах, позволяющих использовать его на привод АБТН.

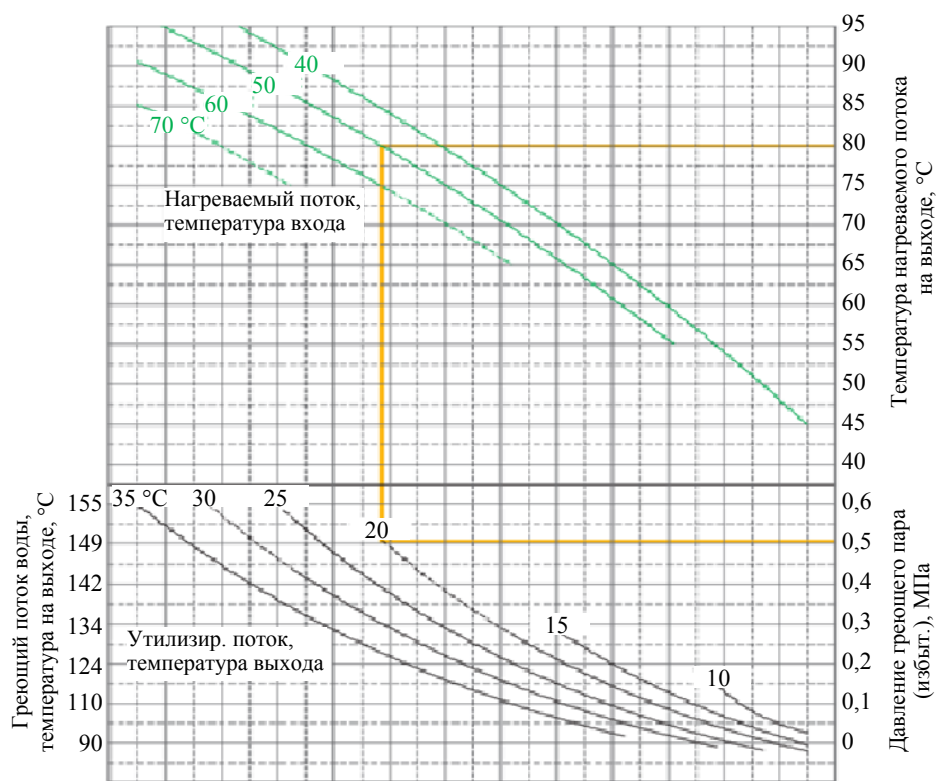


Рис. 5. Характеристики АБТН к выбору параметров потоков [14]

Fig. 5. ANP characteristics to the choice of flow parameters [14]

В табл. 3 приведены параметры имеющихся потоков пара, а также в том или ином варианте максимально возможная температура нагреваемого потока на выходе из АБТН (рис. 5).

Таблица 3

Параметры пара в отборах для указанных его расходов

Steam parameters in the extractions for the specified steam flow rates

Отбор	Давление пара, ата		Расход пара в отбор, т/ч	Максимальная температура нагреваемого потока на выходе из АБТН, °C
	в отборе	для АБТН		
ПНД-3	3,4	3,4	11,3	73
ПНД-4	6,0	6,0	4,7	85
На деаэратор	16,0	6,0	Регулируемый	85

Ниже рассмотрены три технически возможных варианта источников пара на привод АБТН, которые обеспечивают работоспособность данного решения: пар из отбора на ПНД-3, из отбора на ПНД-4 и из отбора на деаэратор.

В качестве функции цели при оптимизации решения задачи возможны также три варианта: увеличение выработки электрической энергии при сохранении расхода пара на турбину, сохранение электрической мощности установки при сокращении подачи пара в голову турбины или сохранение минимального пропуска пара в конденсатор с одновременным снижением расхода острого пара и выработки. Во всех случаях тепловые нагрузки отопительного и промышленного отборов сохраняются. Оказывается, что в процессе эксплуатации возможен переход от одного варианта функции цели к другому, так как изменение расходов пара по вариантам находится в пределах диапазона регулирования.

При сохранении расхода пара в голову турбины, а следовательно, и расхода топлива, электрическая мощность станции будет расти за счет снижения расхода пара в отбор на деаэратор для нагрева потока, связанного с подпиткой сырой водой и, как следствие, увеличением пропуска пара в конденсатор.

Если требуется сохранять электрическую мощность станции, то можно снизить расход острого пара в голову турбины в результате модернизации за счет уменьшения расхода пара в отборы, что также приведет к снижению расхода топлива на ТЭС.

В условиях ввода в строй Белорусской АЭС актуальным является вариант с сохранением минимального пропуска пара в конденсатор, при этом выработка электрической энергии также будет снижаться за счет уменьшения подачи пара в голову турбины.

Эффективность модернизации ТЭЦ оценим на основании электрического КПД $\eta_{эл}$, энергетического КПД $\eta_{эн}$ и эксергетического КПД η_e , которые соответственно рассчитываются:

$$\eta_{эл} = \frac{W_{эз}}{Q_{топл} - Q_{то} - Q_{по}};$$

$$\eta_{эн} = \frac{W_{эз} + Q_{то} + Q_{по}}{Q_{топл}};$$

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{эз} + E_{тэ}}{E_{топл}},$$

где $W_{эз}$ – электрическая выработка турбоустановки, ГДж/ч; $Q_{то}$ – тепловая нагрузка теплофикационного отбора, ГДж/ч; $Q_{по}$ – то же производственного отбора, ГДж/ч; $Q_{топл}$ – мощность потока топлива, ГДж/ч; $E_{эз}$ – эксергия электрической энергии, ГДж/ч; $E_{тэ}$ – эксергия отпускаемой тепловой энергии (в теплофикационном и производственном отборах), ГДж/ч; $E_{топл}$ – эксергия потока топлива, ГДж/ч.

КПД парового котла принят постоянным во всех рассмотренных режимах, так как для всех рассчитанных вариантов изменение расхода свежего пара в связи с интеграцией АБТН не превысило 3,5 т/ч, что составляет менее 1 % от общего расхода пара из котла, и в данных пределах изменением КПД котла можно пренебречь.

Для каждого из трех описанных выше вариантов в результате модернизации данные показатели эффективности возрастают и зависят, кроме всего прочего, от процента невозврата конденсата. И в предельном случае, для варианта с полным невозвратом конденсата в тепловую схему, рост электрического КПД оказывается наибольшим для варианта с сохранением расхода пара в голову турбины и увеличением выработки электроэнергии и составляет до 1 %. Рост энергетического КПД показывает максимум для варианта с сохранением пропуска пара в конденсатор и составляет 0,54 %.

Вариант модернизации следует выбирать в соответствии с текущими условиями в энергосистеме и в зависимости от показателей работы конкретной электростанции. В условиях пуска Белорусской АЭС предпочтителен вариант со снижением выработки электрической мощности. При этом, как известно, эффективность выработки электрической энергии в последних ступенях паровых турбин невысока, поэтому следует выбирать вариант с сохранением минимального расхода пара в конденсатор, что для турбин с уплотненной диафрагмой составляет 12 т/ч. Далее приведены графики зависимости снижения расхода пара в голову турбины (рис. 6), увеличения электрического КПД (рис. 7), снижения электрической мощности турбоустановки (рис. 8) и увеличения эксергетического КПД (рис. 9) от процента возврата конденсата производственного отбора в цикл для данного варианта.

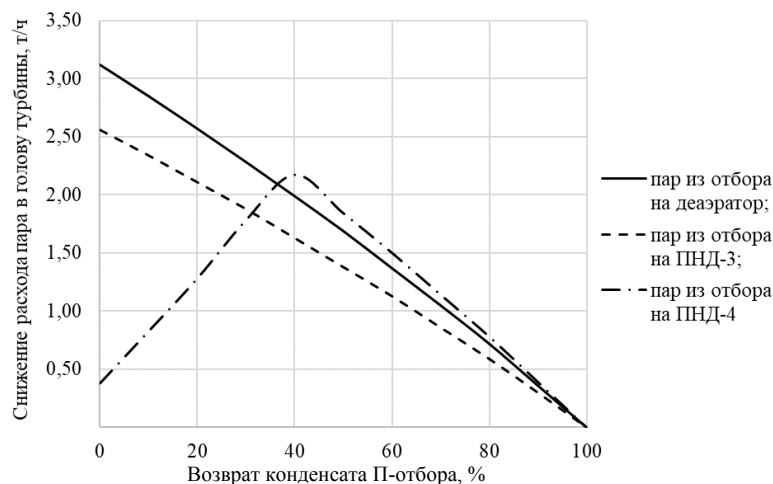


Рис. 6. Снижение расхода пара в голову турбины за счет установки АБТН

Fig. 6. Decrease of live steam flow after AHP installation

Из приведенных рисунков следует, что эффектом от рассматриваемой модернизации будет снижение электрической мощности турбоустановки

на 0,32 МВт при полном невозврате конденсата производственного отбора и использовании пара из отбора на деаэратор в качестве привода АБТН. При этом КПД турбоустановки увеличиваются: электрический – на 0,90 %, энергетический – на 0,55 %, эксергетический – на 0,23 %. Требуемая мощность устанавливаемого АБТН равна 8,2 МВт.

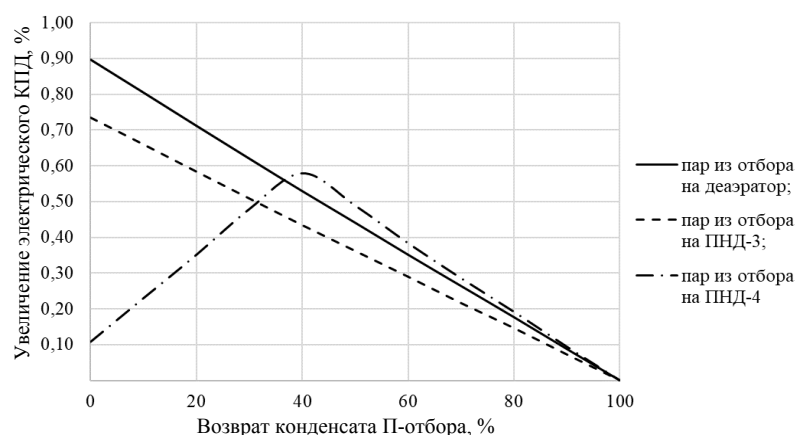


Рис. 7. Рост электрического КПД за счет установки АБТН

Fig. 7. Increase of electrical efficiency after AHP installation

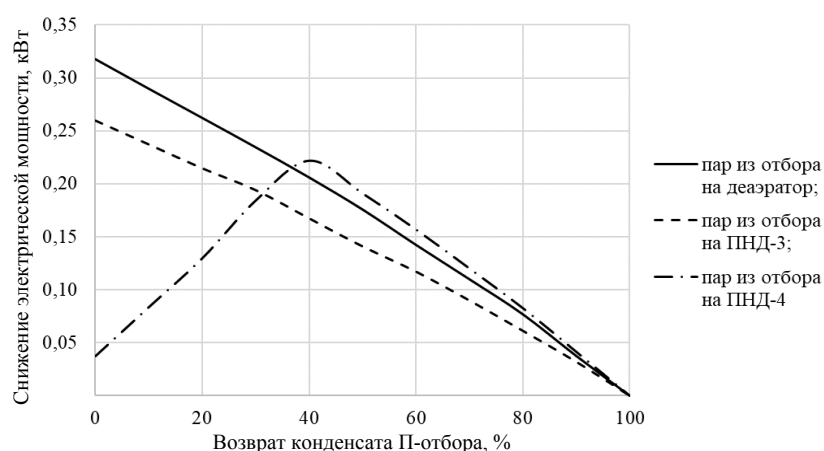


Рис. 8. Снижение электрической мощности турбоустановки за счет установки АБТН

Fig. 8. Decrease of the turbine electric capacity due to the AHP installation

Точки перегиба на линиях, описывающих изменение параметров при использовании пара из отбора на ПНД-4, соответствуют максимальной мощности АБТН на данном потоке пара. Так как данный отбор является нерегулируемым, невозможно осуществить нагрев потока подпиточной воды при полном невозврате конденсата в цикл. При возврате конденсата 41 % и более технически возможно нагревать весь поток подпиточной воды, при больших невозвратах – лишь часть потока. При возврате 41 % конденсата производственного отбора в цикл и использовании всего пара

отбора на ПНД-4 в АБТН повышение электрического КПД оказывается равным 0,58 %, рост энергетического КПД – 0,34 %, повышение эксергетического КПД – 0,16 %. Требуемая мощность АБТН – 5,0 МВт.

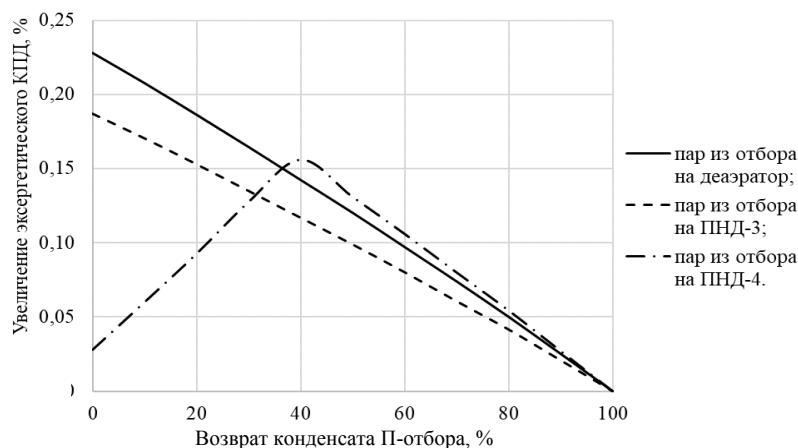


Рис. 9. Увеличение эксергетического КПД станции за счет установки АБТН

Fig. 9. Increase of the exergetic efficiency of the plant due to the AHP installation

Для варианта использования в качестве привода АБТН пара из отбора с более низким давлением эффективность падает, что объясняется более низкой конечной температурой нагреваемого потока подпиточной воды, которая ограничивается параметрами АБТН в случае снижения давления греющего пара. В этом варианте предельное увеличение электрического КПД составит 0,73 %, энергетического – 0,45 %, эксергетического – 0,19 %. Установленная мощность АБТН – 6,2 МВт.

ВЫВОДЫ

1. Использование потенциала низкотемпературных тепловых ВЭР (теплоты охлаждения циркуляционной воды) возможно для регенеративного подогрева подпиточной воды и требует включения в тепловую схему ТЭЦ теплового насоса абсорбционного типа, что позволяет получить положительный эффект.

2. Регенеративное использование сбросных низкотемпературных тепловых потоков на ТЭЦ позволяет расширить систему регенеративного подогрева питательной воды и повысить эффективность использования первичных энергоресурсов. При этом в результате модернизации в ходе работы возможно изменять функцию цели при неизменном техническом воплощении:

– увеличивать выработку электрической энергии за счет снижения расхода пара на подогрев питательной воды в деаэраторе (прирост мощности с сохранением расхода острого пара в пределе составит 1,15 МВт, электрический КПД увеличится на 1,05 %);

– сохранять электрическую мощность неизменной при снижении расхода пара в голову турбины (электрический КПД возрастает в пределе на 0,92 %, энергетический КПД – на 0,52 %);

– снижать выработку электроэнергии с сохранением минимального пропуска пара в конденсатор 12 т/ч (для турбоустановки ПТ-60 увеличение электрического КПД в этом варианте в пределе составляет 0,82 %; энергетический КПД увеличивается на 0,54 %; электрическая мощность турбоустановки снижается на 0,32 МВт).

3. Необходимо дополнить анализ предлагаемой схемы регенеративного подогрева подпиточной воды и рассмотреть изменение показателей работы турбины ПТ-60 при переводе АБТН с парового обогрева на обогрев дымовыми газами из тракта парового котла.

4. Во всех случаях окончательное решение будет определяться экономическими показателями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Electricity Mix: Explore Data on where Our Electricity Comes From, and How this is Changing [Electronic Resource] // Our World in Data. Mode of Access: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels>. Date of access: 28.12.2022.
2. Хрусталева, Б. М. Расширение энергосберегающей базы в условиях централизованного теплоснабжения и доминирования энергоемких технологий / Б. М. Хрусталева, В. Н. Романюк // Энергоэффективность. 2017. № 12. С. 20–27.
3. Михалевич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалевич, В. А. Рак // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>.
4. Романюк, В. Н. Численное исследование тепловых схем ТЭЦ с помощью их топологических моделей / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2016. Т. 59, № 4. С. 376–390. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-4-376-390>.
5. Производство электрической энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/>. Дата доступа: 01.02.2023.
6. Вторичные энергоресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности: учеб. для вузов / Н. А. Семенов [и др.] Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1970. 296 с.
7. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. М.: Энергия, 1973. 296 с.
8. Романюк, В. Н. Абсорбционные или пароконденсационные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, С. В. Мальков // Энергия и Менеджмент. 2013. № 4. С. 18–21.
9. Янченко, И. В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / И. В. Янченко. Новочеркасск, 2015. 180 л.
10. Тарифы на электрическую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-elektro>. Дата доступа: 02.05.2023.
11. Тарифы на тепловую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-teplo>. Дата доступа: 02.05.2023.
12. Цены на природный газ для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.topgas.by/content/produktsiya/tseny-na-prirodnyy-gaz-dlya-yuridicheskikh-lits-i-individualnykh-predprinimateley-v-respublike-belar/>. Дата доступа: 02.05.2023.
13. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб.

заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 6. С. 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>.

14. Бобич, А. А. Комплекс энергосберегающих мероприятий на ТЭЦ при адаптации к условиям работы энергосистемы с вводом Белорусской АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. А. Бобич. Минск, 2018. 224 л.

Поступила 14.06.2023 Подписана в печать 23.08.2023 Опубликовано онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Electricity Mix: Explore Data on Where our Electricity Comes from, and How this is Changing *Our World in Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels> (accessed 28 December 2022).
2. Khroustalev B. M., Romanyuk V. N. (2017) Expansion of the Energy-Saving Base in the Context of District Heating and the Dominance of Energy-Intensive Technologies. *Energoeffektivnost* [Energy Efficiency], (12), 20–27 (in Russian).
3. Mikhalevich A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14> (in Russian).
4. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2016) Numerical Study of Thermal Schemes of Thermal Power Plants Fulfilled with the Aid of their Topological Models. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 59 (4), 376–390. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-4-376-390> (in Russian).
5. Electrical Energy Production. *Belenergo*. Available at: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya-proizvodstvo-elektricheskoy-energii/> (accessed 1 February 2023) (in Russian).
6. Semenenko N. A., Kuperman L. I., Romanovskii S. A., Itskovich N. M., Sidel'kovskii L. N., Vukovich L. K. (1970) *Secondary Energy Resources and Energy-and-Technological Combination in Industry*. Kiev, Vishcha Shkola. Publ. 296 (in Russian).
7. Brodiansky B. M. (1973) *Exergy Method of Thermodynamic Analysis*. Moscow, Energiya Publ. 296 (in Russian).
8. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Malkov S. V. (2013) Absorption or Vapor Compression Heat Pumps in CHPs. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (4), 18–21 (in Russian).
9. Yanchenko I. V. (2015) *The Influence of an Absorption Heat Pump on the Thermal Efficiency of Thermal Power Plants and Nuclear Power Plants*. Dissertation for the Academic Degree of Candidate of Sciences. Novocherkassk. 180 (in Russian).
10. *Electricity Tariffs for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. Available at: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-elektro> (accessed 2 May 2023) (in Russian).
11. *Tariffs for Thermal Energy for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. Available at: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-teplo> (accessed 2 May 2023).
12. *Natural Gas Prices for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. *Beltopgas*. Available at: <https://www.topgas.by/content/produksiya/tseny-na-prirodnyy-gaz-dlya-yuridicheskikh-lits-i-individualnykh-predprinimateley-v-respublike-belar/> (accessed 2 May 2023).
13. Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2022) Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523> (in Russian).
14. Bobich A. A. (2018) *The Complex of Energy-Saving Measures at the CHP Plant when Adapting to the Operating Conditions of the Power System with the Commissioning of the Belarusian NPP*. Dissertation for the Academic Degree of Candidate of Sciences. Minsk. 224 (in Russian).

Received: 14 June 2023

Accepted: 23 August 2023

Published online: 30 November 2023

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-524-535>

УДК 676.056.521.3+662.818

Расчетно-экспериментальное исследование локальных характеристик процесса псевдооживления топливных гранул

А. Е. Карманов¹⁾, А. В. Митрофанов¹⁾, Е. В. Приходько¹⁾, С. В. Василевич²⁾,
Н. С. Шпейнова³⁾

¹⁾Торайгыров университет (Павлодар, Казахстан),

²⁾Белорусская государственная академия авиации (Минск, Республика Беларусь),

³⁾Ивановский государственный энергетический университет (Иваново, Российская Федерация)

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

Реферат. В настоящее время наблюдается тенденция к диверсификации генерации тепловой и электрической энергии и к совершенствованию твердотопливных технологий. Указанные тенденции актуализируют поиск математических инструментов для описания и прогнозирования работы аппаратов с псевдооживленным слоем дисперсных топливных материалов. Однако, поскольку механика гетерогенных сред (и дисперсных сред, в частности) в известной мере находится в стадии становления в отношении математических основ моделирования, прогнозирование работы аппаратуры часто затруднительно. В частности, низкое качество математического обеспечения не позволяет прогнозировать поля концентраций и скоростей фаз псевдооживленного слоя, хотя эти знания служат первоосновой для расчета тепло- и массообменных и химических процессов. В настоящей работе выполнено расчетное и экспериментальное исследование локальных гидромеханических характеристик монодисперсного псевдооживленного слоя. В качестве основы моделирования используется математический аппарат теории цепей Маркова. Задачи решаются в одномерной постановке, подразумевающей разбиение слоя по высоте на ячейки малых, но конечных размеров. Распределения фаз слоя описываются векторами состояний, эволюцию которых контролируют матрицы переходных вероятностей. Элементы этих матриц были поставлены в соответствие физическим параметрам процессов. Верификация модели выполнена путем сопоставления расчетных прогнозов с данными проведенного в рамках исследования натурного эксперимента, направленного на измерение локальных скоростей газовой фазы внутри псевдооживленного слоя. Данные эксперимента с хорошей для инженерных расчетов точностью были описаны предложенной физико-математической моделью, что позволяет рассматривать ее как достоверную научную основу компьютерного метода расчета котлоагрегатов, использующих технику псевдооживления.

Ключевые слова: псевдооживленный слой, твердое топливо, теория цепей Маркова, вектор состояния, переходная матрица, скорость витания частицы

Для цитирования: Расчетно-экспериментальное исследование локальных характеристик процесса псевдооживления топливных гранул / А. Е. Карманов [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 524–535. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-524-535>

Адрес для переписки

Василевич Сергей Владимирович
Белорусская государственная академия авиации
ул. Уборевича, 77,
220096, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 249-97-65
svasilevich@yandex.ru

Address for correspondence

Vasilevich Siarhei V.
Belarusian State Academy of Aviation
77, Uborevich st.,
220096, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 249-97-65
svasilevich@yandex.ru

Computational and Experimental Study of Local Characteristics of the Fluidization Process of Fuel Pellets

A. E. Karmanov¹⁾, A. V. Mitrofanov¹⁾, E. V. Prikhodko¹⁾, S. V. Vasilevich²⁾,
N. S. Shpeynova³⁾

¹⁾Toraighyrov University (Pavlodar, Kazakhstan),

²⁾Belarusian State Academy of Aviation (Minsk, Republic of Belarus),

³⁾Ivanovo State Power Engineering University (Ivanovo, Russian Federation)

Abstract. Currently, there is a tendency to diversify the generation of heat and electricity and to improve solid fuel technologies. These trends actualize the search for mathematical tools for describing and predicting the operation of apparatuses with a fluidized bed of dispersed fuel materials. However, since the mechanics of heterogeneous media (and dispersed media in particular) is to a certain extent in its infancy in relation to the mathematical foundations of modeling, it is often difficult to predict the operation of equipment. In particular, the poor quality of mathematical basis does not allow predicting the fields of concentrations and velocities of the phases of the fluidized bed, although this knowledge serves as the fundamental basis for calculating heat and mass transfer and chemical processes. In the present work, a computational and experimental study of the local hydromechanical characteristics of a monodisperse fluidized bed has been carried out. The mathematical apparatus of the theory of Markov chains was used as a basis for modeling. The tasks were solved in a one-dimensional formulation, which implied the division of the bed in height into cells of small but finite sizes. Fluidized bed phase distributions were described by state vectors whose evolution was controlled by transition probability matrices. The elements of these matrices were matched to the physical parameters of the processes. The model was verified by comparing the calculated predictions with the data of a full-scale experiment conducted as part of the study, aimed at measuring the local velocities of the gas phase inside the fluidized bed. The experimental data with a good accuracy for engineering calculations were described by the proposed model, which makes it possible to consider it as a reliable scientific basis for the computer method for calculating installations using the fluidization technique.

Keywords: fluidized bed, solid fuel, Markov chain theory, state vector, transition matrix, particle settling velocity

For citation: Karmanov A. E., Mitrofanov A. V., Prikhodko E. V., Vasilevich S. V., Shpeynova N. S. (2023) Computational and Experimental Study of Local Characteristics of the Fluidization Process of Fuel Pellets. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 524–535. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-524-535> (in Russian)

Введение

На протяжении длительного времени топливно-энергетический баланс многих стран составлялся с учетом относительно низкой стоимости и высокой доступности жидкого и газообразного топлива, которым соответственно отдавалось предпочтение. С одной стороны, это обстоятельство выглядело логичным и способствовало технологическому росту, а с другой – значительно затормозило развитие твердотопливных технологий [1]. В настоящее время наблюдается тенденция к диверсификации производства энергии, поэтому во многих странах, в том числе России, Беларуси и Казахстане, четко обозначается интерес к развитию и совершенствованию твердотопливных технологий [2–4]. Указанные тенденции инициировали широкий спектр исследований, направленных на поиск рациональных форм термохимической переработки твердого топлива, ко-

которые регулярно обобщаются на уровне монографий [5–7]. Однако указанные работы в основном обобщают некоторый инженерный и конструкторский опыт, а методы расчета оборудования часто продолжают оставаться на стадии становления. В частности, в инженерных методиках определения параметров работы аппаратов с псевдооживленным слоем используются различные эмпирические зависимости для одного и того же параметра (критических скоростей псевдооживления, расширения слоя и его структуры) [5–6]. Таким образом, очевидна высокая неопределенность в отношении методов расчета работы котлоагрегатов с активными гидродинамическими режимами, которая делает актуальным поиск математических инструментов для описания и прогнозирования работы аппаратов с псевдооживленным слоем.

Достаточно традиционно расчетные методики параметров псевдооживленного слоя основываются на феноменологическом подходе, в рамках которого слой рассматривается как единое целое, а реальное распределение характеристик компенсируется введением различных эмпирических коэффициентов [8–9]. Такой вариант рассмотрения отличается низкой информативностью, а главное, не формирует единого подхода к описанию разнообразных форм псевдооживленного слоя, которые возникают из-за различия геометрии аппаратуры, режимов движения несущей среды, свойств сыпучих материалов [10]. Известно [11], что при воздействии волновых полей в сложных средах возрастают значения коэффициентов переноса. Физический механизм этого явления достаточно сложен, и до настоящего времени нет полной теории этого явления. Одним из механизмов, объясняющих явление возрастания коэффициентов переноса, является трансциляторный механизм [12]. Его суть заключается в увеличении потока за счет относительного смещения частиц среды, вызванного волновым полем. Трансциляторный теплоперенос относится к диффузионно-конвективным переносам, возникающим при колебательном относительном перемещении участков или частей среды. Теория явления трансциляторного переноса приводит к уравнениям в частных производных второго порядка с переменными коэффициентами [12].

Поиски достаточно универсальных математических инструментов для формирования единой стратегии описания в основном связаны с развитием методов вычислительной гидродинамики, которые позволяют рассматривать слой как двухфазную жидкость, одна из которых может существовать в виде дискретных элементов в другой [13–14]. Такой математический аппарат отличается высокой информативностью, однако требует оценки большого числа параметров модели, которые в условиях инженерной практики не могут быть идентифицированы. На переход к некоторым промежуточным степеням детализации при моделировании указывают многие авторы [15–17], поэтому в настоящей работе в качестве единой основы для моделирования состояния псевдооживленного слоя принят математический аппарат теории цепей Маркова, который достаточно широко внедряется для моделирования процессов в дисперсных средах [18–21].

Методы и результаты исследования

Методы теоретического исследования. Использование математического аппарата теории цепей Маркова подразумевает декомпозицию описываемой области на репрезентативные объемы (ячейки) малого, но конечного размера Δx . Рабочее пространство аппарата описывается как набор из счетного числа n ячеек идеального смешения, организованных в цепь. Расчетная схема предложенной модели представлена на рис. 1а и в целом основана на результатах предыдущих исследований [20–21].

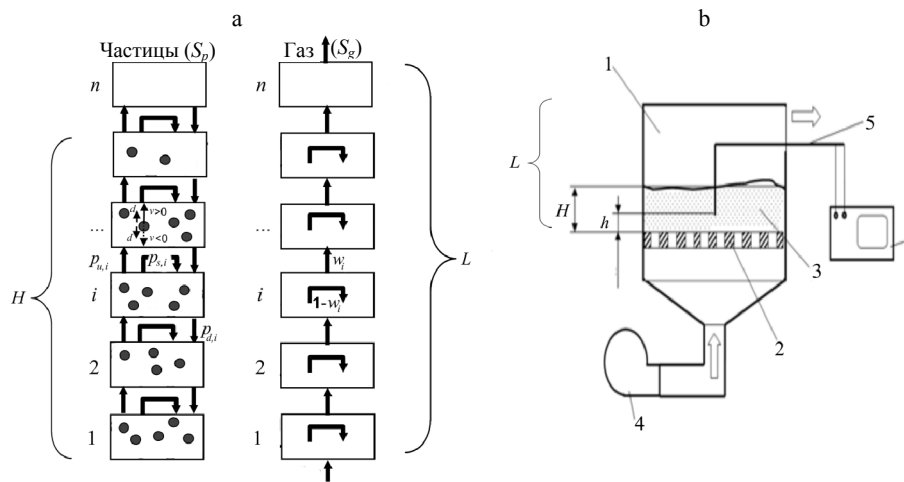


Рис. 1. а – расчетная схема моделирования движения фаз псевдоожиженного слоя;
б – схема экспериментальной установки: 1 – корпус; 2 – распределительная решетка;
3 – сыпучий материал; 4 – воздуходувка; 5 – трубка Пито; 6 – дифференциальный манометр

Fig. 1. a – calculation scheme for modeling phases movement of a fluidized bed;
b – scheme of the experimental setup: 1 – apparatus chamber; 2 – distribution grid;
3 – bulk material; 4 – blower; 5 – Pitot tube; 6 – differential pressure gauge

Движение фаз слоя (и связанных экстенсивных свойств) между отдельными ячейками цепи, которая описывает пространство аппарата, исследуется в рамках вероятностного подхода, математической базой которого является теория цепей марковских процессов с дискретным временем. Параметры векторов, характеризующих состояние псевдоожиженного слоя, рассчитываются для дискретных моментов времени $t_k = (k - 1)\Delta t$, с, где k – номер временного шага; Δt – шаг по времени, с.

Движение вдоль цепи твердой и газовой фаз описывается следующими рекуррентными матричными соотношениями, определяющими переход системы из одного состояния в другое вплоть до наступления асимптотических распределений [20–21]:

$$\mathbf{S}_p^{k+1} = \mathbf{P}_p^k \mathbf{S}_p^k, \quad (1)$$

$$\mathbf{S}_g^{k+1} = \mathbf{P}_g^k \mathbf{S}_g^k + \mathbf{S}_{gf}, \quad (2)$$

где $\mathbf{S}_p^k, \mathbf{S}_g^k$ – векторы-столбцы, характеризующие распределение массы твердой и газовой фаз в ячейках на k -й расчетной итерации, кг; $\mathbf{P}_p^k, \mathbf{P}_g^k$ – переходные матрицы для твердой и газовой фаз; $\mathbf{S}_{gf}$ – вектор подачи оживающего агента (при поступлении несущей среды под газораспределительную решетку этот вектор содержит один ненулевой элемент, равный массе оживающего агента, поступающего в первую ячейку на каждом временном интервале Δt), кг.

Вероятности всех возможных миграций частиц и газа из рассматриваемой ячейки организованы в столбец переходной матрицы с соответствующим значениям индексом (первый столбец содержит вероятности переходов из первой ячейки и т. д.). Структура предлагаемой модели предполагает переходы только в соседние ячейки, поэтому в рассмотрение вводятся следующие вероятности перехода из данной ячейки: вниз (p_d); вверх (p_u); остаться в наблюдаемой ячейке (p_s). Указанные вероятности переходов из i -й ячейки поставлены в соответствие физическим параметрам процесса [20–21]:

$$p_{si} = 1 - p_{ui} - p_{di}; \quad (3)$$

$$p_{di} = d_i \text{ при } W_i - V_{si} \geq 0; \quad (4)$$

$$p_{di} = v_i + d_i \text{ при } W_i - V_{si} < 0; \quad (5)$$

$$p_{ui} = v_i + d_i \text{ при } W_i - V_{si} \geq 0; \quad (6)$$

$$p_{ui} = d_i \text{ при } W_i - V_{si} < 0, \quad (7)$$

где d_i – симметричная часть вероятности переноса для i -й ячейки; W_i – локальная скорость обтекания частиц потоком несущей среды в i -й ячейке, м/с; V_{si} – скорость витания изолированной частицы, м/с; v_i – несимметричная часть вероятности переноса [20–21].

Принципиально важным положением предложенной расчетной схемы является оценка скорости фильтрации газа в стесненном пространстве между частицами. Для оценки скорости стесненного движения оживающего агента в работе [21] было предложено следующее соотношение:

$$W_i = \frac{W_0}{1 - \pi \left(\frac{S_{p,i}}{8S_{\max}} \right)^{\frac{2}{3}}}, \quad (8)$$

где W_0 – скорость оживающего агента в свободном сечении, м/с; $S_{\max}$ – максимально возможное значение массы материала в ячейке (соответствует плотному слою), кг.

Вероятности w_i продвижения оживающего агента (элементы матрицы $\mathbf{P}_g$) сквозь слой связаны с локальной скоростью газа в ячейке [20]:

$$w_i = W_i \frac{\Delta t}{\Delta x}. \quad (9)$$

Несимметричная часть вероятности миграции частиц из ячейки v_i считается пропорционально относительной скорости движения частицы в стесненном потоке оживающей среды $(W_i - V_{si})$ [20–21]

$$v_i = (W_i - V_{si}) \frac{\Delta t}{\Delta x}. \quad (10)$$

Для расчета скорости витания V_s использовались следующие соотношения [20–21]:

$$P = C_{d,i} f_p \rho_g \frac{V_{s,i}^2}{2}, \quad (11)$$

где P – вес частицы, Н; f_p – наибольшая площадь поперечного сечения зерна, перпендикулярного вектору скорости, м²; ρ_g – плотность оживающей среды, кг/м³; C_d – коэффициент сопротивления частицы [22],

$$C_{d,i} = \left(2,25 \text{Re}_i^{-0,31} + 0,36 \text{Re}_i^{0,06} \right)^{0,45}, \quad (12)$$

где Re_i – число Рейнольдса, рассчитанное с использованием локальной скорости обтекания частицы в i -й ячейке.

На характер миграций частиц в псевдооживленном слое влияют также случайные воздействия, традиционно представляемые через макродиффузионную составляющую [20–22]. Симметричные компоненты вероятностей переноса d , которые в матрице переходных вероятностей прибавляются ко всем элементам, расположенным на соседних с главной диагоналях, рассчитываются как [20–22]

$$d = D \frac{\Delta t}{\Delta x^2}, \quad (13)$$

где D – коэффициент макродиффузии частиц, м²/с [20–23], который в настоящей работе определяется по эмпирическому соотношению [24],

$$D_i = 0,051(W_i / W_f)(W_i - W_f)^{1,471}, \quad (14)$$

где W_f – скорость начала псевдооживления, м/с.

Методы экспериментального исследования. Для верификации теоретической модели проведены исследования локальных параметров аэродинамических процессов в псевдооживленном слое на натурной лабораторной

установке, схема которой приведена на рис. 1б. Установка включает в себя корпус в форме прямоугольного параллелепипеда с газораспределительной решеткой в нижней части. Размеры рабочего пространства аппарата: ширина – 210 мм, глубина – 210 мм, высота – 420 мм. Газораспределительная решетка предназначена для удержания материала в определенном объеме, а также равномерного распределения воздушного потока по сечению аппарата, создаваемого воздуходувкой.

Измерения давления и скорости потока производились в толще псевдоожиженного слоя посредством введения в него трубки Пито (рис. 2).

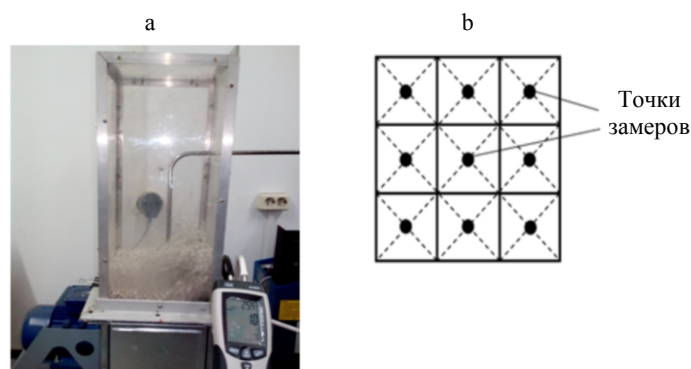


Рис. 2. а – фотография проведения измерений; б – схема расположения точек измерения по сечению измерительной установки

Fig. 2. a – a photo of the measurements; b – a diagram of the location of the measurement points along the cross section of the measuring unit

Точки измерения параметров слоя располагались по оси корпуса установки на высоте h . Замеры производились при различной производительности воздуходувки в четырех фиксированных по высоте точках. В качестве вторичного прибора использовали дифференциальный манометр марки DT-8920. Замеры высоты псевдоожиженного слоя H производили от уровня распределительной решетки до свободной поверхности слоя.

В научной литературе нет нормативного документа, регламентирующего расположение точек замеров при проведении измерений в псевдоожиженном слое, поэтому было выполнено траверсирование корпуса аппарата с помощью сетки. Разбивка сетки выполнялась согласно рекомендациям из литературы [25]: сечение корпуса было разбито на участки, подобные сечению корпуса, плоскостями, параллельными его стенкам, и измерения выполнены в центре каждого полученного квадрата. Согласно рекомендациям [25], сторона полученного прямоугольника должна оставаться в диапазоне 150–200 мм, а минимальное число измерительных точек должно равняться трем в каждом направлении (принятая схема показана на рис. 2б – по сечению корпуса имеем девять квадратов размерами 70×70 мм с точками измерения). В ходе опыта в каждой точке проведено по пять замеров.

Результаты и обсуждение

Результаты сравнения расчетных и экспериментальных данных показаны на рис. 3–5.

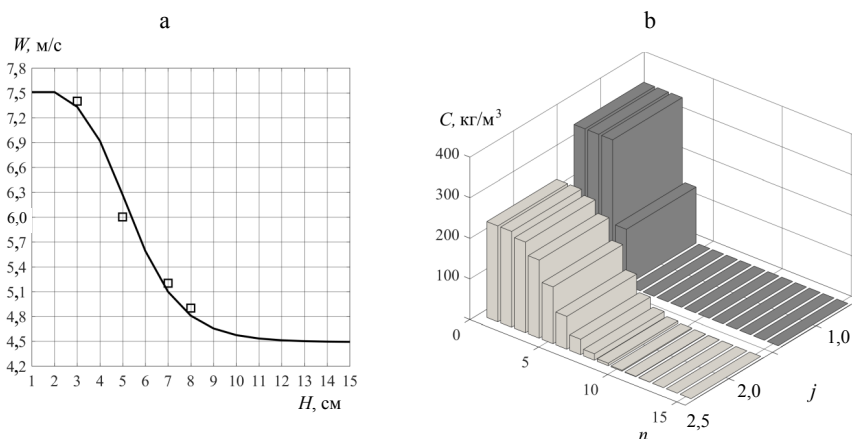


Рис. 3. Распределение характеристик слоя по его высоте при фиктивной скорости воздуха $W_0 = 4,5$ м/с: а – распределение скорости стесненного движения оживающего агента (линия – расчет, маркеры – экспериментальные значения); б – распределение концентрации твердой фазы ($j = 1$ – псевдооживленный слой; $j = 2$ – плотный слой)

Fig. 3. The pattern of the distribution of the characteristics of the bed along its height at a superficial air velocity $W_0 = 4,5$ m/s: а – distribution of the velocity of the constrained movement of the fluidizing agent (line – calculation, markers – experimental values); б – distribution of the concentration of the solid phase ($j = 1$ – fluidized bed; $j = 2$ – dense bed)

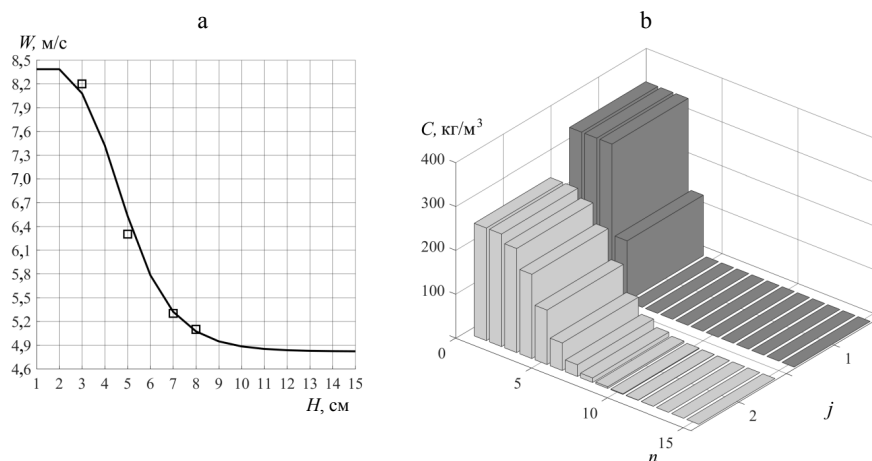


Рис. 4. Распределение характеристик слоя по его высоте при фиктивной скорости воздуха $W_0 = 4,8$ м/с: а – распределение скорости стесненного движения оживающего агента (линия – расчет, маркеры – экспериментальные значения); б – распределение концентрации твердой фазы ($j = 1$ – псевдооживленный слой; $j = 2$ – плотный слой)

Fig. 4. The pattern of the distribution of the characteristics of the bed along its height at a superficial air velocity $W_0 = 4,8$ m/s: а – distribution of the velocity of the constrained movement of the fluidizing agent (line – calculation, markers – experimental values); б – distribution of the concentration of the solid phase ($j = 1$ – fluidized bed; $j = 2$ – dense bed)

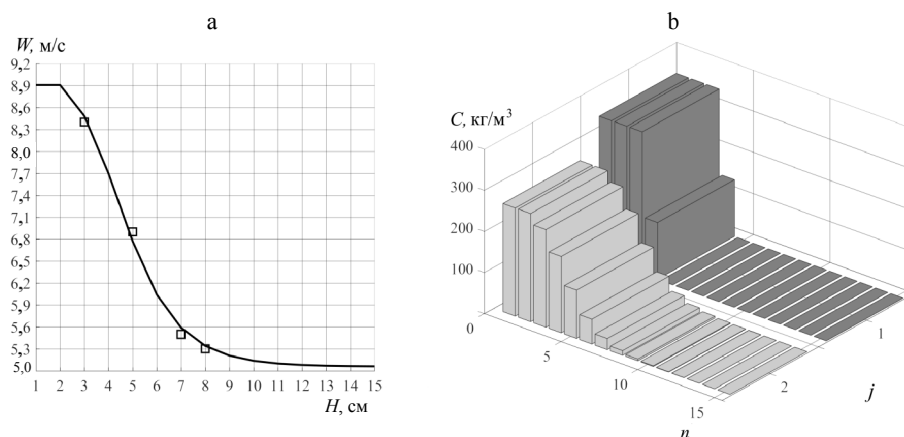


Рис. 5. Распределение характеристик слоя по его высоте при фиктивной скорости воздуха $W_0 = 5,1$ м/с: а – распределение скорости стесненного движения оживающего агента (линия – расчет, маркеры – экспериментальные значения); б – распределение концентрации твердой фазы ($j = 1$ – псевдооживленный слой; $j = 2$ – плотный слой)

Fig. 5. The pattern of the distribution of the characteristics of the bed along its height at a superficial air velocity $W_0 = 5,1$ m/s: а – distribution of the velocity of the constrained movement of the fluidizing agent (line – calculation, markers – experimental values); б – distribution of the concentration of the solid phase ($j = 1$ – fluidized bed; $j = 2$ – dense bed)

На рис. 3а, 4а и 5а показаны результаты сравнения расчетных (линии) и экспериментальных (маркеры) распределений локальной скорости воздуха по высоте слоя. Максимальное отклонение расчетных прогнозов от экспериментальных значений не превышало 4 %, что свидетельствует о высокой прогностической эффективности предложенной физико-математической модели и достаточном качестве выполненной ранее параметрической идентификации. Параметры дискретизации пространства аппарата во всех численных экспериментах составляли $\Delta x = 0,01$ м и $\Delta t = 0,02$ с.

Для иллюстрации характера распределения частиц по высоте псевдооживленного слоя служат рис. 3б, 4б и 5б. Как видно, распределение твердой фазы является неоднородным и асимптотически снижается по высоте слоя. Характер распределения во многом определяется диффузионным переносом частиц в слое, так как при его отсутствии расчетное распределение оставалось бы однородным. В то же время возникающая из-за случайных миграций неоднородность приводит к соответствующим изменениям в аксиальном профиле скоростей, делая его качественно и количественно более достоверным.

ВЫВОДЫ

1. В работе выполнено расчетное и экспериментальное исследование локальных гидромеханических характеристик монодисперсного псевдооживленного слоя. В задачи исследования входили разработка и адаптация математической модели для рассматриваемого случая, ее параметрическая идентификация, верификация путем сопоставления получаемых прогнозов

с данными натурального эксперимента. Результаты работы согласуются с теорией транскляторного механизма теплопереноса [12].

2. Важным обстоятельством являлось то, что используемый для натурального эксперимента материал по своим физико-механическим свойствам близок к частицам каменного угля, но имеет более стабильные гранулометрические параметры. Последнее обстоятельство позволяет с некоторой уверенностью переносить полученные результаты на случаи ожижения частиц каменноугольного топлива.

3. Поскольку полученные расчетные прогнозы находятся в хорошем соответствии с результатами натурального эксперимента, можно сделать вывод, что предложенная структура математической модели в качественном отношении подходит для прогнозирования процесса псевдоожижения частиц угля (по крайней мере, достаточно узких его фракций). Таким образом, предложенную модель можно рассматривать как достоверную научную основу компьютерного метода расчета котлоагрегатов, использующих технику псевдоожижения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корсак, Е. П. Формирование системы угроз энергетической безопасности Республики Беларусь / Е. П. Корсак // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 4. С. 388–398. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-388-398>.
2. Фортов, В. Е. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России / В. Е. Фортов, О. С. Попель // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–13.
3. Пехота, А. Н. Исследование термоаналитическими методами энергетических свойств брикетированного многокомпонентного топлива / А. Н. Пехота, С. А. Филатов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 2. С. 143–155. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-143-155>.
4. Computational modeling of Pollutants in Furnaces of Pulverized Coal Boilers of the Republic of Kazakhstan / A. Askarova, A. Georgiev, S. Bolegenova, M. Beketayeva, V. Maximov, S. Bolegenova // Energy. 2022, Vol. 258, Article. 124826. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124826>.
5. Oka, S. N. Fluidized Bed Combustion / S. N. Oka. NY, Basel, CRC Press, 2003. 599 p. <https://doi.org/10.1201/9781420028454>.
6. Sarkar, D. K. Thermal Power Plant: Design and Operation / D. K. Sarkar. Elsevier Inc. 2015. 588 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-00536-9>.
7. Coal and Biomass Gasification. Recent Advances and Future Challenges / Editors: S. De, V. S. Moholkar, A. K. Agarwal, B. Thallada. Singapore: Springer Nature, 2018. 521 p. <https://doi.org/10.1007/978-981-10-7335-9>.
8. Новый справочник химика и технолога. Процессы и аппараты химических технологий. Ч. I / под ред. Г. М. Островского. СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2004. 848 с.
9. Расчеты аппаратов кипящего слоя: справ. / под ред. И. П. Мухленова, Б. С. Сажина, В. Ф. Фролова. Л.: Химия, 1986. 352 с.
10. Kunii, D. Fluidization Engineering / D. Kunii, O. Levenspiel. 2nd ed. Butterworth-Heinemann. 1991. 498 p. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-24190-0>.
11. Филиппов, А. И. О диффузии под воздействием звука / А. И. Филиппов, К. А. Филиппов // Акустический журнал. 1999. Т. 45, № 3. С. 414–417.
12. Полигормонический трансклятор бегущей волны / А. И. Филиппов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Физика. 2013. Т. 56, № 2. С. 39–44.
13. Multiscale Modeling of Gas-Fluidized Beds / M. A. van der Hoef [et al.] // Advances in Chemical Engineering. 2006. Vol. 31. P. 65–149. [https://doi.org/10.1016/S0065-2377\(06\)31002-2](https://doi.org/10.1016/S0065-2377(06)31002-2).
14. Review of Discrete Particle Modeling of Fluidized Beds / N. G. Deen [et al.] // Chemical Engineering Science. 2007. Vol. 62. P. 28–44. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2006.08.014>.
15. Meso-Scale Oriented Simulation Towards Virtual Process Engineering (VPE) – The EMMS Paradigm / W. Ge [et al.] // Chemical Engineering Science. 2011. Vol. 66. P. 4426–4458. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.05.029>.

16. Dai, Q. Influence of Meso-Scale Structures on Drag in Gas-Solid Fluidized Beds / Q. Dai, C. Chen, H. Qi // *Powder Technology*. 2016. Vol. 288. P. 87–95. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2015.10.031>.
17. Бобков, С. П. Моделирование основных процессов переноса с использованием клеточных автоматов / С. П. Бобков // *Известия высших учебных заведений. Сер. Химия и химическая технология*. 2009. Т. 52, № 3. С. 109–114.
18. Berthiaux, H. Application of the Theory of Markov Chains to Model Different Processes in Particle Technology / H. Berthiaux, V. Mizonov, V. Zhukov // *Powder Technology*. 2005. Vol. 157, No 1–3. P. 128–137. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2005.05.019>.
19. Theoretical and Experimental Study of Particulate Solids Drying in Circulating Fluidized Bed / A. Mitrofanov [et al.] // *Journal of Heat and Mass Transfer*. 2019. Vol. 18, No 2. P. 267–276. <https://doi.org/10.17654/hm018020267>.
20. A Markov Chain Model to Describe Fluidization of Particles with Time-Varying Properties / A. V. Mitrofanov [et al.] // *Particulate Science and Technology*. 2018. Vol. 36, No 2. P. 244–253. <https://doi.org/10.1080/02726351.2016.1243180>.
21. Экспериментальное и расчетное исследование пиролиза биомассы в цилиндрическом реакторе / А. В. Митрофанов [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021; 64 (1), 51–64. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-51-64>.
22. Khan, A. R. The Resistance to Motion of a Solid Sphere in a Fluid / A. R. Khan, J. F. Richardson // *Chem. Eng. Commun.* 1987. Vol. 62. P. 135–150. <https://doi.org/10.1080/00986448708912056>.
23. Dehling, H. G. Stochastic Models for Transport in a Fluidized Bed / H. G. Dehling, A.C. Hoffmann, H. W. Stuu // *SIAM J. Appl. Math.* 1999. Vol. 60. P. 337–358. <https://doi.org/10.1137/s0036139996306316>.
24. Esin, A. Correlation of Axial Mixing of Solids in Fluidized Beds by a Dispersion Coefficient / A. Esin, M. Altun // *Powder technology*. 1984. Vol. 39. P. 241–244. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(84\)85041-x](https://doi.org/10.1016/0032-5910(84)85041-x).
25. Алиев, Г. М.-А. Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов / Г. М.-А. Алиев. М.: Металлургия. 1986. 544 с.

Поступила 16.03.2023 Подписана в печать 23.06.2023 Опубликовано онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Korsak E. P. Formation of the System of Threats to Energy Security of the Republic of Belarus. *Energetika. Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (4), 388–398. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-388-398> (in Russian).
2. Fortov V. E., Popel' O. S. (2014) The Current Status of the Development of Renewable Energy Sources Worldwide and in Russia. *Thermal Engineering*, 61 (6), 389–398. <https://doi.org/10.1134/S0040601514060020>.
3. Pekhota A. N., Filatov S. A. (2022) Investigation of Energy Properties of Briquetated Multi-component Fuel by Thermo-Analytical Methods. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (2), 143–155. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-143-155> (in Russian).
4. Askarova A., Georgiev A., Bolegenova S., Beketayeva M., Maximov V., Bolegenova S. (2022) Computational Modeling of Pollutants in Furnaces of Pulverized Coal Boilers of the Republic of Kazakhstan. *Energy*, 258, 124826. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124826>.
5. Oka S. N. (2003) *Fluidized Bed Combustion*. NY, Basel, CRC Press. 599. <https://doi.org/10.1201/9781420028454>.
6. Sarkar D. K. (2015) *Thermal Power Plant: Design and Operation*. Elsevier Inc. 588. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-00536-9>.
7. De S., Moholkar V. S., Agarwal A. K., Thallada B. (eds.) (2018) *Coal and Biomass Gasification. Recent Advances and Future Challenges*. Singapore, Springer Nature. 521. <https://doi.org/10.1007/978-981-10-7335-9>.

8. Ostrovskii G. M. (ed.) (2004) *The New Handbook of Chemist and Technologist. Processes and Devices of Chemical Technologies. Part I*. St. Petersburg, Professional Publ. 848 (in Russian).
9. Mukhlenov I. P., Sazhin B. S., Frolov V. F. (eds.) (1986) *Calculation of Fluidized Bed Devices*. Leningrad, Khimiya Publ. 352 (in Russian).
10. Kunii D., Levenspiel O. (1991) *Fluidization Engineering*. 2nd ed. Butterworth-Heinemann. 498. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-24190-0>.
11. Filippov A. I., Filippov K. A. (1999) On Diffusion under the Influence of Sound. *Akusticheskij Zhurnal*, 45 (3), 414–417 (in Russian).
12. Filippov, A. I., Mukhametzyanov, E. V., Leont'ev, A. I. Sadriev A. F. Polyharmonic Transcillator of a Running Wave. *Russian Physics Journal. Vol. 56*, 155–161 (2013). <https://doi.org/10.1007/s11182-013-0011-y>.
13. van der Hoef M. A., Ye M., van Sint Annaland M., Andrews A. T., Sundaresan S., Kuipers J. A. M. (2006) Multiscale Modeling of Gas-Fluidized Beds. *Advances in Chemical Engineering*, 65–149. [https://doi.org/10.1016/S0065-2377\(06\)31002-2](https://doi.org/10.1016/S0065-2377(06)31002-2).
14. Deen N. G., van Sint Annaland M., van der Hoef M. A., Kuipers J. A. M. (2007) Review of Discrete Particle Modeling of Fluidized Beds. *Chemical Engineering Science*, 62 (1–2), 28–44. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2006.08.014>.
15. Ge W., Wang W., Yang N., Li J., Kwauk M., Chen F. [et al.] (2011) Meso-Scale Oriented Simulation Towards Virtual Process Engineering (VPE) – The EMMS Paradigm. *Chemical Engineering Science*, 66, 4426–4458. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.05.029>.
16. Dai Q., Chen C., Qi H. (2016) Influence of Meso-Scale Structures on Drag in Gas-Solid Fluidized Beds. *Powder Technology*, 288, 87–95. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2015.10.031>.
17. Bobkov S. P. (2009) Simulation of Basic Transfer Processes Using Cellular Automata. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya = Chem-ChemTech*, 52 (3), 109–114 (in Russian).
18. Berthiaux H., Mizonov V., Zhukov V. Application of the Theory of Markov Chains to Model Different Processes in Particle Technology. *Powder Technology*, 157 (1–3), 128–137. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2005.05.019>.
19. Mitrofanov A., Mizonov V., Shuina E., Kasatkina N., Shpeynova N. (2019) Theoretical and Experimental Study of Particulate Solids Drying in Circulating Fluidized Bed. *Journal of Heat and Mass Transfer*, 18 (2), 267–276. <https://doi.org/10.17654/hm018020267>.
20. Mitrofanov A. V., Mizonov V. E., Tannous K., Ovchinnikov L. N. (2018) A Markov Chain Model to Describe Fluidization of Particles with Time-Varying Properties. *Particulate Science and Technology*, 36 (2), 244–253. <https://doi.org/10.1080/02726351.2016.1243180>.
21. Mitrofanov A. V., Mizonov V. E., Vasilevich S. V., Malko M. V. (2021) Experiments and Computational Research of Biomass Pyrolysis in a Cylindrical Reactor. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 51–64. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-51-64> (In Russian).
22. Khan A. R., Richardson J. F. (1987) The Resistance to Motion of a Solid Sphere in a Fluid. *Chemical Engineering Communication*, 62, 135–150. <https://doi.org/10.1080/00986448708912056>.
23. Dehling H. G., Hoffmann A. C., Stuu H. W. (1999) Stochastic Models for Transport in a Fluidized Bed. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, 60 (1), 337–358. <https://doi.org/10.1137/s0036139996306316>.
24. Esin A., Altun M. (1984) Correlation of Axial Mixing of Solids in Fluidized Beds by a Dispersion Coefficient. *Powder Technology*, 39 (2), 241–244. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(84\)85041-x](https://doi.org/10.1016/0032-5910(84)85041-x).
25. Aliyev G. M.-A. (1986) *Technique of Dust Collection and Purification of Industrial Gases*. Moscow, Metallurgiya Publ. 544 (in Russian).

Received: 16 March 2023

Accepted: 23 June 2023

Published online: 30 November 2023

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551>

УДК 621.18

Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения

В. Б. Прохоров¹⁾, В. С. Киричков¹⁾, С. Л. Чернов¹⁾, М. В. Фоменко¹⁾

¹⁾Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»
(Москва, Российская Федерация)

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

Реферат. В настоящее время переход на альтернативное топливо при работе ТЭС возникает вследствие сокращения и необеспеченности поставок угля, ухудшения его качества, предложений по использованию более дешевого топлива, ужесточения экологических требований. Под альтернативным топливом понимается уголь, на использование которого не были рассчитаны котлы при их проектировании или реконструкции, а также ранее не прошедший промышленного или опытного сжигания на данной ТЭС. При переводе котлов на альтернативные топлива основными проблемами являются: шлакование топочных экранов и поверхностей нагрева, расположенных над топкой; загрязнение конвективных поверхностей нагрева; неустойчивость горения непроектного топлива; абразивный износ конвективной части котлов; снижение экологических показателей; изменение условий работы систем пылеприготовления, шлакоудаления, золоулавливания и топливоподачи. Перед проведением опытного сжигания альтернативного топлива целесообразно проводить предварительную оценку возможности его сжигания с помощью численного моделирования, которое позволяет заблаговременно выявить возникающие проблемы. Важнейшим фактором оценки возможности использования альтернативных топлив является влияние теплотехнических показателей, характеристик топлива и золы на шлакование поверхностей нагрева в топке. Длительное время способность золы к шлакованию определялась по результатам теста на плавкость по изменению формы пирамиды из частичек золы при ее постепенном нагревании до различных состояний с выделением характерных температур: начала деформации, начала размягчения, начала жидкоплавкого состояния. Тест на плавкость не может предсказать реальную ситуацию, которая возникает при эксплуатации котла. Кроме того, он не позволяет ранжировать угли по склонности к шлакованию, что необходимо для предварительного выбора альтернативного угля, поэтому предложено использовать методику Ватта-Фарадея с уточнением Бомкампа по расчету индекса шлакования для ранжирования углей по годности в качестве непроектных топлив.

Ключевые слова: энергетические котлы, твердое топливо, шлакование, механический недожог, численный индекс шлакования, численное моделирование, внутритопочная аэродинамика

Для цитирования: Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения / В. Б. Прохоров [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 536–551. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551>

Адрес для переписки

Прохоров Вадим Борисович
Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»
ул. Красноказарменная, 14,
111250, г. Москва, Российская Федерация
Тел.: +7 495 362-77-34
prokhorovvb@mail.ru

Address for correspondence

Prokhorov Vadim B.
National Research University «Moscow
Power Engineering Institute»
14, Krasnokazarmennaya str.,
111250, Moscow, Russian Federation
Тел.: +7 495 362-77-34
prokhorovvb@mail.ru

Assessment of the Possibility of Transition Power Boilers to Alternative Solid Fuels by Modeling Combustion Processes

V. B. Prokhorov¹⁾, V. S. Kirichkov¹⁾, S. L. Chernov¹⁾, M. V. Fomenko¹⁾

¹⁾National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russian Federation)

Abstract. Currently, the transition to alternative fuel during the operation of thermal power plants (TPP) occurs due to the reduction and unreliability of coal supplies, deterioration of its quality, proposals for the use of cheaper fuel, tightening environmental requirements. Alternative fuel means such coal, for the use of which the boilers have not been designed during their design or reconstruction, as well as coal that has not previously undergone industrial or experimental combustion at this TPP. When converting boilers to alternative fuels, the main problems are: slag of the furnace shields and heating surfaces located above the furnace; fouling of convective heating surfaces; instability of non-designed fuel combustion; abrasion of the convective part of boilers; reduction of environmental performance; change in operating conditions of dust preparation, slag removal, ash collection and fuel supply systems. Before conducting experimental combustion of alternative fuels, it is advisable to carry out a preliminary assessment of its combustion possibility using numerical simulation, which makes it possible to identify emerging problems in advance. The most important factor in assessing the possibility of using alternative fuels is the influence of thermal performance, fuel and ash characteristics on the slagging of heating surfaces in the furnace. For a long time, the ability of ash to slagging was determined by the results of a fusibility test by changing the shape of a pyramid of ash particles during its gradual heating to various states according to the specific temperatures, viz. the initial deformation temperature, the softening temperature, the hemispherical temperature. The fusibility test cannot predict the real situation that occurs during the boiler operation. In addition, it does not allow ranking coals according to their tendency to slagging, which is necessary for the preliminary selection of alternative coal. Therefore, it is proposed to use the Watt - Fereday method with Bomkamp's refinement for calculating the slagging index for ranking coals according to suitability as non-design fuels.

Keywords: power boilers, solid fuel, slagging, combustive loss, numerical slagging index, numerical simulation, in-furnace aerodynamics

For citation: Prokhorov V. B., Kirichkov V. S., Chernov S. L., Fomenko M. V. (2023) Assessment of the Possibility of Transition Power Boilers to Alternative Solid Fuels by Modeling Combustion Processes. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 536-551. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551> (in Russian)

Введение

Энергетические топлива обладают различными характеристиками, такими как теплота сгорания, зольность, влажность, выход летучих и другие, которые напрямую оказывают влияние на процессы горения и эффективность работы топочных устройств [1]. Существующие энергетические котлы проектировались заводами-изготовителями без указания диапазонов изменения основных характеристик проектных топлив. В то же время запасы углей конкретных месторождений уменьшаются, их характеристики меняются, месторождения вырабатываются, поэтому возникает необходимость перевода котлов на непроектные виды топлив. При работе на непроектных топливах возникают такие проблемы, как шлакование, неустойчивость горения, повышенные выбросы оксидов азота в атмосферу, абразив-

ный износ конвективной части котла, снижение экономических показателей и надежности работы оборудования. В связи с широким спектром твердых топлив было принято решение сосредоточить работу на бурых и кузнецких углях как наиболее распространенных.

Запасы угля в РФ расположены в границах 22 угольных бассейнов и 146 отдельных месторождений. Наибольшая часть запасов (более 80 %) сосредоточена в Сибири, около 63 % запасов угля РФ пригодны для условий открытой разработки, и в настоящее время 79 % добычи угля в России осуществляется недорогим и безопасным открытым способом [2, 3]. Около 75 % добываемых в России углей – каменные; две трети из них используются в энергетических целях. Доля антрацитов, используемых в энергетике, находится на уровне 4–6 %, а доля бурых углей составляет 20 % [2].

Наиболее перспективными по запасам и качеству угля, состоянию инфраструктуры и горнотехническим возможностям являются угли Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также угли Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Самым крупным бассейном является Канско-Ачинский, в котором залегают свыше 80 % запасов бурых углей России. Крупнейшие его месторождения – Бородинское, Березовское и Назаровское. Кроме того, здесь расположен ряд неосвоенных крупных месторождений – Абанское, Итатское, Барандатское, Урюпское. Угли Канско-Ачинского бассейна имеют сравнительно невысокую зольность и теплотворную способность, содержат значительное количество влаги (до 44 %), что приводит к их быстрому окислению, а также обладают способностью самовозгораться. Это делает их непригодными для длительного хранения и перевозки на дальние расстояния, поэтому экономически их выгодно использовать как топливо на электростанциях, построенных вблизи добычи угля.

Наибольшие запасы каменного угля находятся в Кузнецком бассейне (70 млрд т). Угли этого бассейна характеризуются низким содержанием серы, невысокой зольностью и высокой теплотворной способностью. Вместе Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны обеспечивают 70 % всех угольных запасов страны. Другие угольные бассейны Сибири не столь масштабны и играют второстепенную роль.

Определение перспективных непроектных топлив, их теплотехнических характеристик

Как показал анализ, наибольшая добыча угля осуществляется в Кузнецком и Канско-Ачинском угольных бассейнах (табл. 1). Причем в этих бассейнах имеется еще значительное число неразрабатываемых до настоящего времени месторождений. Большая часть месторождений Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов позволяет добывать уголь наиболее дешевым – открытым способом. Поэтому уголь из этих бассейнов следует рассматривать в качестве перспективных непроектных топлив.

Таблица 1

Основные угольные бассейны России [2]

The main coal-basins of Russia [2]

Угольный бассейн (субъект РФ)	Тип углей	Разведан- ные запасы, млрд т	Доля в запасах РФ, %	Характеристика углей			Добыча в 2019 г., млн т
				Содержание, %		Теплота сгорания	
				золы	серы		
Канско-Ачинский (Красноярский край)	Б, К	117,9	43	5–37	0,1–1	13–20	42,9
Кузнецкий (Кемеров- ская обл.)	К, А, Б	69,6	25	3–30,3	0,2–1,3	20,9–37	202,6
Иркутский (Иркут- ская обл.)	К, Б	11,4	4	15–35	0,7–5,4	16,4–21,2	11,3
Печерский (Республика Коми)	К	7,3	3	13–33	0,5–3,8	22–34,9	7,1
Донецкий (Ростовская обл.)	А, К, Б	9,7	3	3–41	0,8–5,9	25–39	3,9
Южно-Якутский (Республика Саха, Якутия)	К	7,2	3	8–46,4	0,1–0,6	21,6–36,7	16,3
Минусинский	К	5,3	2	6,6–25,5	0,3–1,1	19,5–25	25

Кузнецкий угольный бассейн обладает запасами высококачественного каменного угля различных марок (Г, Д, 1СС, 2СС, Т). Основные характеристики энергетических углей Кузнецкого бассейна: низшая теплота сгорания 16,3–25,4 кДж/кг; зольность 10,2–20,5 %; сернистость 0,3–0,7 % [4].

Канско-Ачинский бассейн содержит в основном запасы бурого угля марок 1Б, 2Б, 3Б. Основные характеристики углей Канско-Ачинского бассейна: низшая теплота сгорания 11,8–19,0 кДж/кг; зольность 4,4–8,0 %; сернистость 0,3–0,5 %; влажность 24–44 % [4]. Эти угли не подлежат длительно-му хранению, могут самовозгораться и должны использоваться недалеко от мест добычи.

**Проблемы, возникающие при переводе котлов
на альтернативные топлива**

Одним из главных факторов, лимитирующих переход с одного угля на другой при сохранении геометрии и размеров, является шлакование различных поверхностей нагрева в топке. Зафиксированы такие случаи как на котлах докритических (ДКД), так и сверхкритических параметров пара (СКД) [5]: П-59, П-57, ПК-39, ПК-10Ш, БКЗ-210, ТП-81, ПК-10, П-50, ПК-24 и др. В течение десятилетий способность золы к шлакованию определялась по результатам теста на плавкость по изменению формы пирамиды из частичек золы при ее постепенном нагревании до различных состояний с выделением характерных температур: начала деформации, начала размягчения, начала жидкоплавкого состояния. Тест на плавкость, не может предсказать реальную ситуацию, которая возникает при эксплуатации

котла. Кроме того, он не позволяет ранжировать угли по склонности к шлакованию, что необходимо для предварительного выбора альтернативного угля.

На примере зарубежных углей рассмотрены различные подходы к оценке потенциала шлакования: по кремниевому отношению, содержанию оксида железа, щелочно-кислотному отношению содержания оксидов в золе, содержанию серы, кислотно-щелочному методу определения температуры шлакования [5, 6]. Показано, что все вышеперечисленные методы характерны только для углей определенного состава и не носят универсального характера.

В настоящее время разрабатывается методика по оценке склонности угля к шлакованию на базе численного индекса шлакования (ИШ) [6], который учитывает, наряду с плавкостными и вязкостными характеристиками, массовые расходные характеристики золы в топке. В качестве последних предлагается использовать отношение зольности на рабочую массу к низшей теплоте сгорания угля на рабочую массу. Логарифм вязкости рассчитывается по модели вязкости Ватта–Фарадея [7] с уточнением Бомкампа для учета содержания оксида магния в золе. Используя эту методику, будут рассчитаны ИШ для углей различных месторождений и марок России с целью дальнейшего ранжирования их по склонности к шлакованию. Данный подход позволит предварительно, до опытного сжигания, подобрать наиболее подходящие для конкретного типа котла топлива с точки зрения предотвращения активного шлакования поверхностей нагрева.

Горение смеси углей протекает не как сжигание топлива с усредненными характеристиками, а как горение двух различных по теплотехническим параметрам углей [8, 9]. Так, при сжигании каменного и бурого угля резкое увеличение недожога каменного угля объясняется снижением температуры пламени с подмешиванием бурого угля [10] (большое содержание влаги в буром угле имеет большее значение для горения каменного угля, чем увеличение доли летучих в зоне горения). ИШ в значительной степени подходит при сжигании смесей углей, несмотря на то что плавкостные и вязкостные характеристики не являются аддитивными величинами [11]. Низкосортные угли в смеси в основном влияют на температуру зажигания смеси, а высокосортные – на температуру горения [12]. При смешивании низко- и высокосортных топлив длина зоны реагирования и средняя температура факела близки к характеристикам угля с большой долей в смеси для зоны нагрева. Средняя температура пламени близка к средней температуре низкосортного угля. С увеличением доли каменного угля в смеси с тощим углем и коксом характеристики зажигания улучшаются [13].

Моделирование процесса горения твердого топлива

Численное моделирование горения твердого топлива в топке энергетического котла является сложной задачей, так как горение сочетает в себе совокупность сложных физических и химических процессов (например,

реакция горения водорода состоит из нескольких элементарных реакций [14]), таких как: турбулентность, перенос вещества, смешение, горение, конвективный и лучистый теплообмен и проч. Моделирование каждого процесса осуществляется с помощью соответствующей математической модели [15, 16]. Для моделирования одного процесса существует несколько математических моделей, различающихся количеством исходных данных, границами применимости, а также точностью результата расчета.

Для подтверждения правильности выбранных математических моделей в рамках поставленной задачи необходимо провести валидацию численной модели горения твердого топлива в топке котла. Валидация проводится путем сравнения результатов численного моделирования с результатами, полученными экспериментальным путем, при этом должна иметься достаточная информация для задания исходных данных численной модели (от конструктивных данных до режимных параметров работы) и для сравнения полученных результатов. С помощью пользовательских функций ANSYS Fluent проведено моделирование шлакования топочных экранов. Условием шлакования считался контакт частицы с топочным экраном при температуре частицы, большей (или равной) температуры начала шлакования [5]. При моделировании образования оксидов азота учитывались механизмы формирования топливных, быстрых и термических оксидов азота [24].

Для проведения валидации были выбраны данные по работе котлов ТПП-210А и ТП-80, так как по данным котлам имеется достаточный объем информации. Оба котла спроектированы Таганрогским котлостроительным заводом для сжигания угля с жидким шлакоудалением, а также газа и мазута.

Котел ТПП-210А имеет номинальную паропроизводительность 950 т/ч (на два корпуса), прямоточный, на сверхкритические параметры пара, выполнен в двухкорпусном исполнении. В каждом корпусе содержатся по шесть вихревых и сбросных горелок.

Номинальная паропроизводительность барабанного, с естественной циркуляцией котла ТП-80 420 т/ч. В центральной части топочная камера разделена на две полутопки двусветным экраном. Каждая полутопка имеет четыре блока прямоточных горелок, расположенных в ее углах, состоящих из двух ярусов основных горелок и третьего яруса сбросных горелок.

Для проведения численного моделирования выбран хорошо зарекомендовавший себя в решении подобного рода задач комплекс вычислительной гидродинамики ANSYS Fluent [18–20].

На рис. 1 представлены 3D модели топочных камер котлов ТПП-210А (один корпус) и ТП-80 (полутопка) с нумерацией горелочных устройств, выполненные в программном комплексе SolidWorks.

В качестве исходных данных для моделирования и для сравнения результатов моделирования использовали информацию из режимных карт котлов и инструкций по их эксплуатации. Для получения расхода топлива, а также значений температур дымовых газов в расчетном сечении на выходе из модели проведены тепловые расчеты котлов в программе

BoilerDesigner, а также позонные расчеты топочных камер котлов по методике [21].

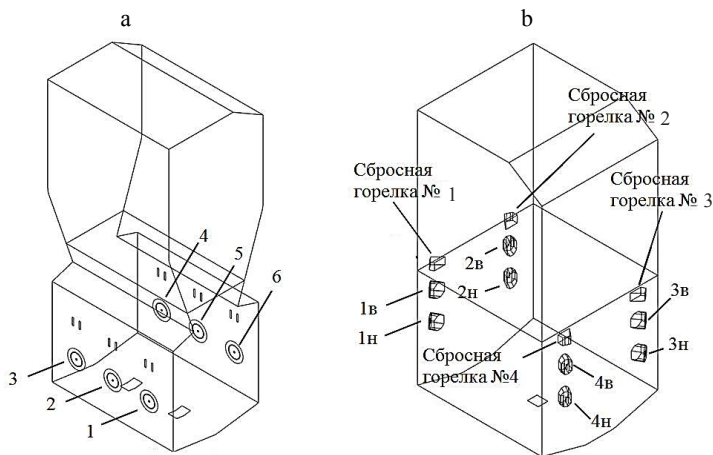


Рис. 1. Геометрические 3D модели топочных камер котлов:
а – ТПП-210А; б – ТП-80 (полутопка); цифра указывает на номер горелочного устройства,
буква – на положение (н – нижнее, в – верхнее)

Fig. 1. Geometric 3D models of boiler furnaces: а – TPP-210A; б – TP-80 (half-furnace);
the number indicates the burner number, the letter indicates the position (h – lower, b – upper)

На рис. 2 приведены схемы топок котлов с разбиением их по высоте на характерные зоны, основные результаты позонных расчетов сведены в табл. 2.

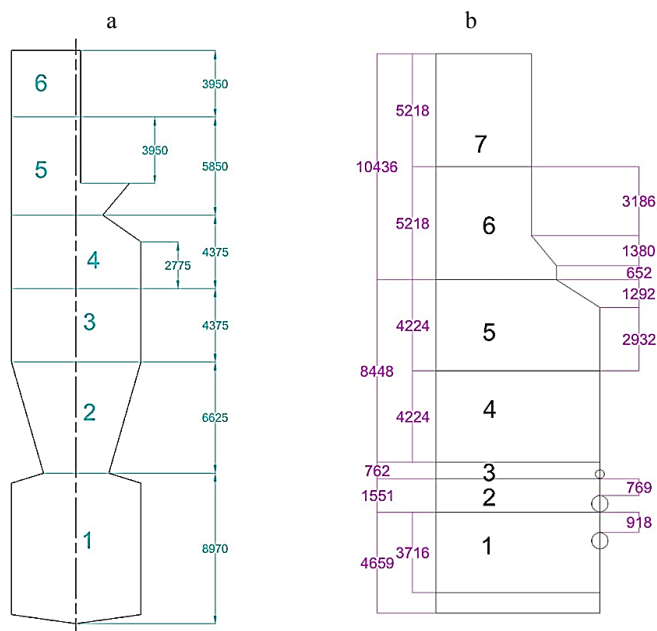


Рис. 2. Схема топочной камеры для позонного расчета: а – ТПП-210А; б – ТП-80
Fig. 2. The furnace scheme for the zone thermal calculations: а – TPP-210A; б – TP-80

Таблица 2

Результаты теплового и позонного расчетов топки ТПП-210А и ТП-80
при расходе природного газа на подсветку $6000 \text{ nm}^3/\text{ч}$

The results of thermal and zone thermal calculations of the TPP-210 A
and TP-80 furnaces when natural gas consumption for lighting is $6000 \text{ nm}^3/\text{h}$

Параметр	Единица измерения	ТПП-210А	ТП-80
Расход твердого топлива на котел (Кузнецкий каменный уголь марки Т)	т/ч	49,352	39,816
Температура газов на выходе из топки	°C	1202	1219
Температура газов на выходе из зон:			
1	°C	1457	1367
2	°C	1381	1618
3	°C	1361	1530
4	°C	1298	1410
5	°C	1205	1303
6	°C	1160	1206
7	°C	—	1128

Векторные поля и температурное поле, построенные в различных сечениях топочной камеры ТПП-210А, представлены на рис. 3. По результатам визуализации можно сделать вывод, что максимум температур находится на уровне расположения основных горелочных устройств (рис. 3б). В горизонтальной плоскости, размещенной на оси расположения основных горелочных устройств, на векторных полях скоростей (рис. 3д) видно образование нескольких вихрей, а также зон рециркуляций дымовых газов к корню внутренней части основных горелок, служащих источником зажигания топливовоздушных струй. В центральной части топочной камеры поток движется вертикально вверх практически без перемешивания (рис. 3а, в).

На рис. 4 приведены изображения, характеризующие скорость роста отложений на стенах топочной камеры ТПП-210А (шлакования). Видно, что рост отложений может наблюдаться в нижней части топочной камеры до пережима, особенно на боковых стенах топки.

Векторные и температурные поля в вертикальных и горизонтальных сечениях полутопки котла ТП-80 представлены на рис. 5, 6. По векторным полям видно образование большого количества вихрей на уровне расположения горелок, постепенно формирующихся в тангенциально движущийся восходящий поток в районе расположения сбросных горелок. Струи горелочных устройств нижнего яруса распространяются по всему объему топочной камеры, а струи горелок второго яруса и сбросных горелок имеют более локализованное распространение. Из анализа температурных полей можно заключить, что ядро факела и зоны максимальных температур располагаются в центральной части полутопки.

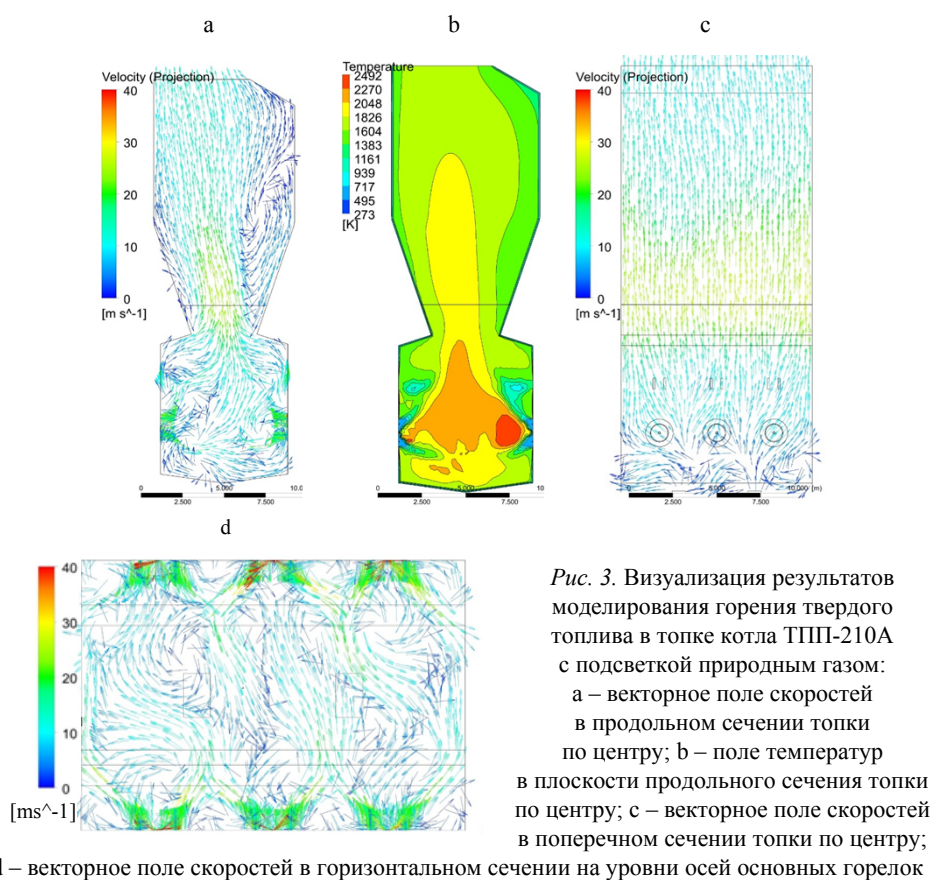


Fig. 3. Visualization of the results of the combustion solid fuel modeling in the furnace of the TPP-210A boiler with natural gas for lighting: a – the velocity vector field in the vertical furnace section in the center; b – the temperature field in the vertical furnace section in the center; c – the velocity vector field in the furnace cross section in the center; d – the velocity vector field in the horizontal section at the main burners level

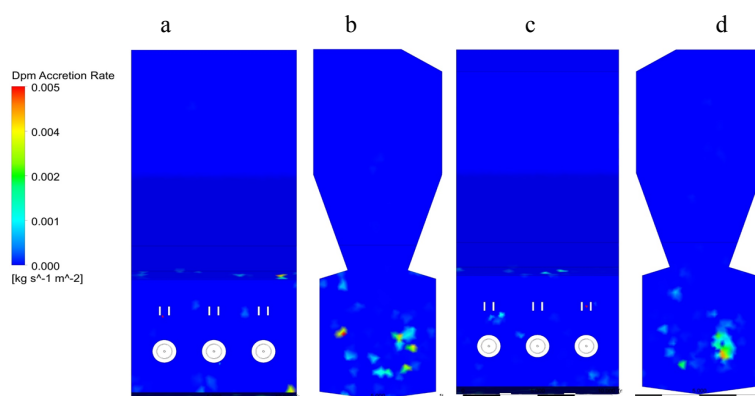


Fig. 4. The deposit accretion rate of the slag on the furnace walls TPP-210A: a – front; b – right; c – rear; d – left

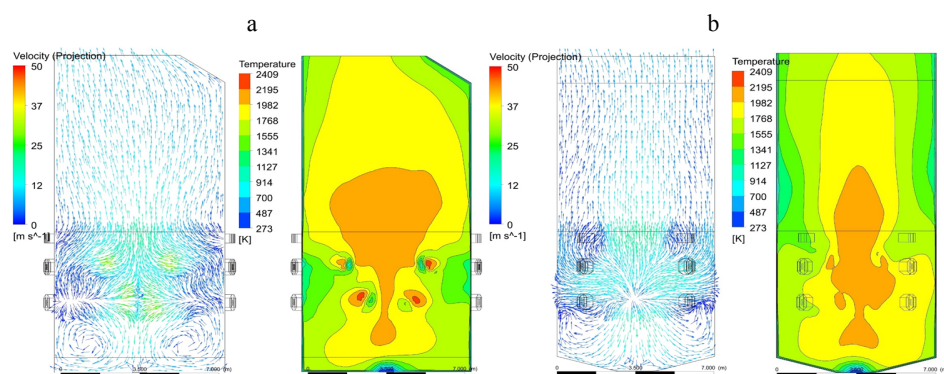


Рис. 5. Векторные поля скоростей и температурные поля в вертикальных сечениях топки ТП-80: а – продольное сечение по центру; б – поперечное сечение по центру

Fig. 5. Velocity vector fields and temperature fields in TP-80 furnace vertical sections:
а – longitudinal section in the center; б – cross section in the center

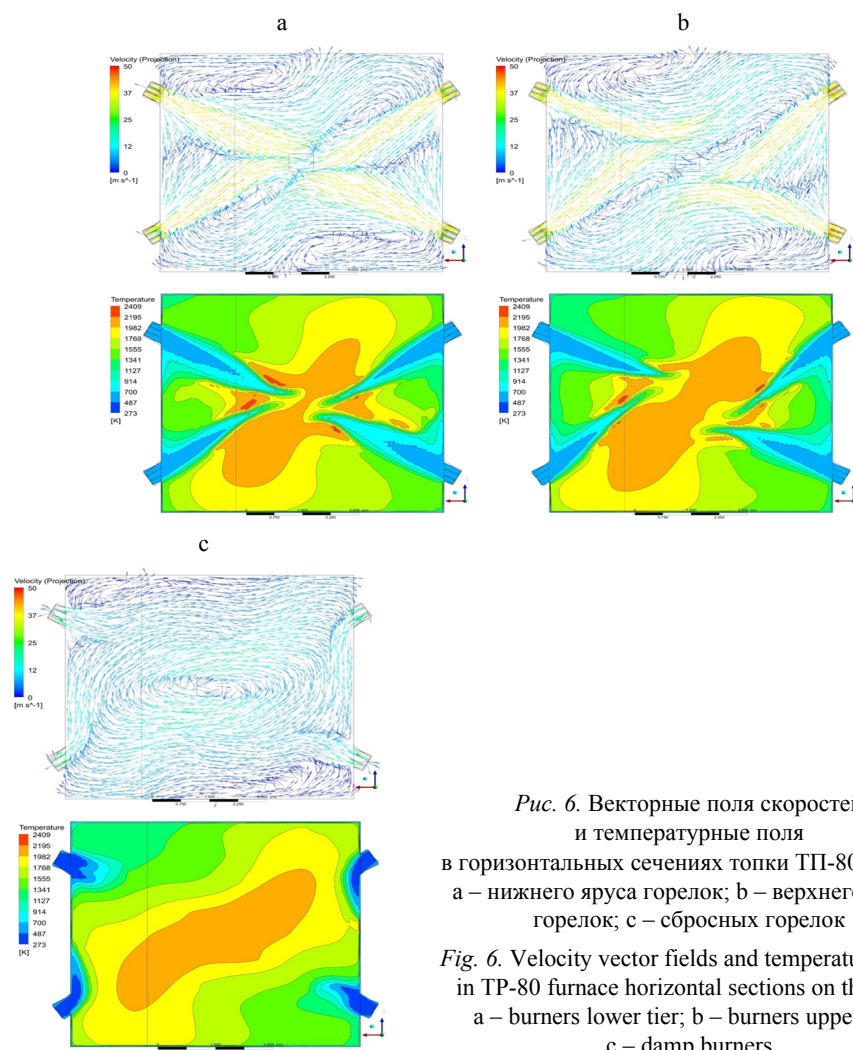


Рис. 6. Векторные поля скоростей и температурные поля в горизонтальных сечениях топки ТП-80 на оси: а – нижнего яруса горелок; б – верхнего яруса горелок; в – сбросных горелок

Fig. 6. Velocity vector fields and temperature fields in TP-80 furnace horizontal sections on the axis:
а – burners lower tier; б – burners upper tier; в – damp burners

На рис. 7 приведена скорость роста отложений на стенах топки ТП-80, откуда видно, что рост отложений вероятен в некоторых областях нижней части топки на уровне расположения горелок.

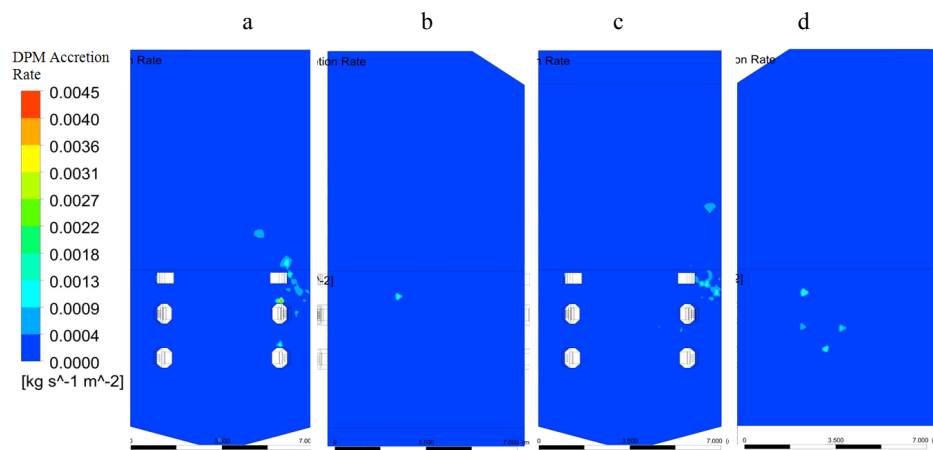


Рис. 7. Скорость роста отложений на стенах топочной камеры ТП-80:
а – фронтная; б – правая; в – задняя; г – левая

Fig. 7. The deposit accretion rate of the slag on the furnace walls TP-80:
a – front; b – right; c – rear; d – left

При сравнении результатов численного моделирования с данными, полученными в ходе эксплуатации котлов ТПП-210А и ТП-80, установлено, что значение удельных потерь теплоты с механическим недожогом для ТПП-210А (1,85 %) попадает в эксплуатационный интервал значений (0,27–5,09 %), а для ТП-80 различается всего на 1,04 % (3,86 % – при численном моделировании, 0,30–2,82 % – эксплуатационные данные); относительная разность температуры дымовых газов на выходе из модели не превышает 1,4 % (по результатам численного моделирования получены значения 1316 °С для обоих котлов; по результатам тепловых балансовых расчетов значения температур на выходе из модели составили 1298 и 1305 °С для котлов ТПП-210А и ТП-80 соответственно); относительная разность концентраций оксидов азота в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ в случае численного моделирования для котла ТПП-210А различается на 15,0 %, что ввиду большой чувствительности модели образования оксидов азота является хорошим результатом, а в случае с ТП-80 попадает в указанный эксплуатационный интервал значений.

Физическое моделирование базируется на трех теоремах подобия [22, 23], позволяющих наиболее приблизить процессы, происходящие в моделях, к процессам в реальных агрегатах. Для полного соответствия модели образцу необходимо, чтобы в каждой сходственной точке были подобны друг другу скорости, давления, вязкости и т. д., это достигается обеспечением равенства в модели и образце следующих критериев подобия: Рейнольдса, Эйлера, Архимеда. На практике, оказывается, очень сложно выдержать по-

добие полей температур, плотностей и вязкостей на моделях и реальных агрегатах и осуществить соблюдение всех критериев подобия. Высокие значения критерия Рейнольдса (в 5–6 раз выше критического) в патрубках горелок и сопл модели позволяют перейти в автомодельную область, в которой нет необходимости соблюдения полей вязкости [23]. Поэтому при моделировании необходимо обеспечивать достаточно высокие скорости истечения струй из патрубков, моделирующих горелки и сопла (обычно около 30 м/с).

Изотермическое моделирование аэродинамики топочного объема основывается на обеспечении равенства отношений динамических напоров струй на выходе из каждого прямооточного канала и потока топочных газов на уровне их расположения в модельном образце и реальном котле [24].

Для парового котла ТП-80 масштаб моделирования основных геометрических размеров топки m был выбран равным $1/20 = 0,05$. Определены габариты горелок, воздушных сопл и горелок сброса сушильного агента. Используя полученные габариты модели топки, размеры горелок и сопл, из прозрачного органического стекла изготовили модель топки котла ТП-80, повторяющую конфигурацию топочной камеры исследуемого котла. Фотографии экспериментального стенда для качественного изучения топочной аэродинамики приведены на рис. 8.

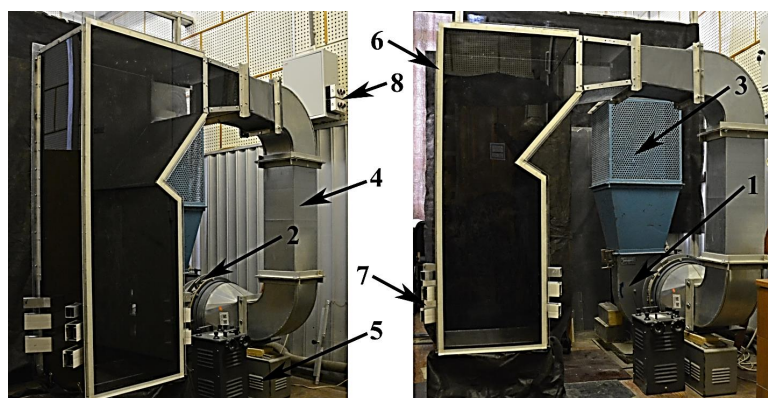


Рис. 8. Общий вид экспериментальной установки с физической моделью топки котла ТП-80: 1 – рабочее колесо вентилятора ВР 12-26-4К1; 2 – направляющий аппарат; 3 – искрогаситель; 4 – соединительные коробки; 5 – опоры; 6 – модель топки котла для исследования внутритопочной аэродинамики; 7 – патрубки прямооточных горелок и сопл; 8 – электропитание

Fig. 8. The experimental installation general view with a physical model of the TP-80 boiler furnace: 1 – the impeller of the BP 12-26-4K1 fan; 2 – the guiding unit; 3 – spark arrester; 4 – connection boxes; 5 – supports; 6 – a boiler furnace model for the study of in-furnace aerodynamics; 7 – pipes of direct-flow burners and nozzles; 8 – power supply

Проведены искровые продувки модели топки котла ТП-80. Траектории движения горелочных, воздушных и сбросных струй, полученные при искровых продувках, приведены на рис. 9 (наименования и нумерация горелок и сопл полутопки котла ТП-80 приняты в соответствии с рис. 1б).

По результатам анализа экспериментальных данных, полученным на физической модели, установлено хорошее совпадение линий тока струй на физической модели с линиями тока, полученными при численном моделировании аэродинамики топки, что позволило дополнительно верифицировать численную модель и подтвердить возможность ее использования для анализа сжигания непроектных топлив, в том числе и смесей твердых топлив различных марок.

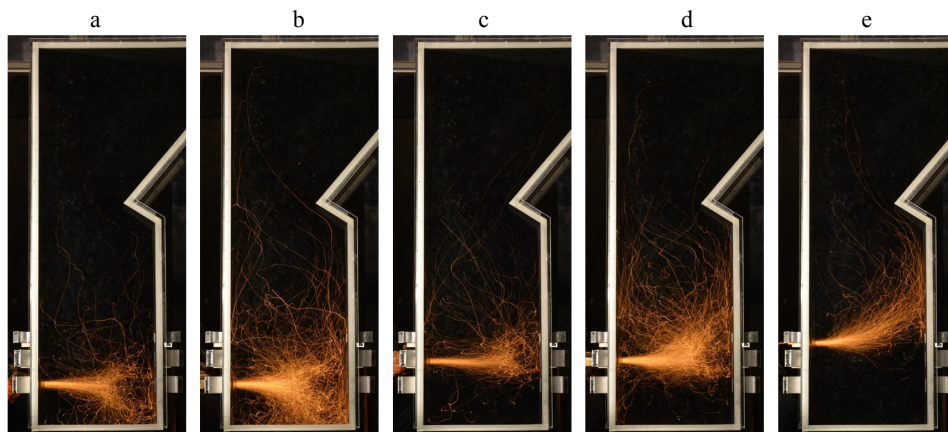


Рис. 9. Траектории движения струй: а – левого канала первичного воздуха горелки № 2н; б – канала вторичного воздуха горелки № 2н; с – левого канала первичного воздуха горелки № 2в; d – канала вторичного воздуха горелки № 2в; е – сбросных горелок № 2

Fig. 9. The jets trajectories: а – left channel of the primary air of the No 2 lower burner; б – secondary air channel of the No 2 lower burner; с – left channel of the primary air of the No 2 upper burner; d – secondary air channel of the No 2 upper burner; е – damp burners No 2

ВЫВОДЫ

1. Проведен анализ разведанных запасов основных угольных бассейнов РФ и объемов добычи угля в них. Показано, что в настоящее время наибольшая добыча угля осуществляется в Кузнецком и Канско-Ачинском угольных бассейнах. Поэтому угли из этих бассейнов следует рассматривать в качестве перспективных непроектных топлив.

2. Для определения возможности перевода котлов на альтернативные топлива необходимо учитывать следующие факторы: недопущение шлакования поверхностей нагрева; допустимый механический недожог; температуру газов на выходе из топки; образование оксидов азота. Предлагается использовать методику Ватта–Фарадея с уточнением Бомкампа по расчету индекса шлакования для ранжирования углей по годности в качестве непроектных топлив.

3. Разработана, спроектирована и изготовлена физическая модель топки котла ТП-80 для качественного исследования топочной аэродинамики. Проведены исследования на холодной физической модели топки котла.

4. Проведено численное моделирование режимов работы котлов ТП-80 и ТПП-210А на номинальной нагрузке с подсветкой угольного факела высокореакционным топливом (природным газом). Результаты численного моделирования хорошо согласуются с эксплуатационными данными котлов ТП-80 и ТПП-210А по механическому недожогу топлива и концентрации оксидов азота. Температура газов на выходе из топок согласуется с данными выполненных позонных тепловых расчетов, траектории движения горелочных и воздушных струй котла ТП-80 аналогичны линиям тока, полученным при физическом моделировании.

5. Показано, что численное моделирование можно рассматривать в качестве одного из основных инструментов при оценке возможности сжигания непроектных топлив, в том числе и смесей твердых топлив различных марок.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-19-00722, <https://rscf.ru/project/22-19-00722/>.

ЛИТЕРАТУРА

1. Майданик, М. Н. Предварительная оценка возможности перевода котлов тепловых электростанций на сжигание альтернативного угля / М. Н. Майданик, Э. Х. Вербовецкий, А. Н. Тугов // Теплоэнергетика. 2021. № 9. С. 33–42. <https://doi.org/10.1134/S0040363621080051>.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. М., 2020. 494 с.
3. Энергетические угли восточной части России и Казахстана: справ. / В. В. Богомолов [и др.]. Челябинск: УралВТИ, 2004. 304 с.
4. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) / под ред. Н. В. Кузнецов [и др.]. СПб., 1998. 259 с.
5. Алехнович, А. Н. Шлакование пылеугольных энергетических котлов / А. Н. Алехнович. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. 112 с. (Библиотека электротехники, приложение к журналу «Энегетика». Вып. 8 (176)).
6. Numerical Assessment of Coals/Blends Slagging Potential in Pulverized Coal Boilers / M. U. Degereji [et al.] // Fuel. 2012. Vol. 102. P. 345–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.028>.
7. Watt, J. D. The Flow Properties of Slag Formed from the Ashes of British Coals. Part 1: Viscosity of Homogeneous Liquid Slag in Relation to Slag Composition / J. D. Watt, F. Ferreday // J. Inst. Fuel. 1969. Vol. 42. P. 99–103.
8. Characterization of Coal Blends for Effective Utilization in Thermal Power Plants / S. S. Raaj [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2016. Vol. 102. P. 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.035>.
9. Char Characterization and DTF Assays as Tools to Predict Burnout of Coal Blends in Power Plants / C. Ulloa [et al.] // Fuel. 2005. Vol. 84. Iss. 2–3. P. 247–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.008>.
10. Hashimoto, N. Numerical Simulation of Sub-Bituminous Coal and Bituminous Coal Mixed Combustion Employing Tabulated-Devolatilization-Process Model / N. Hashimoto, H. Shirai // Energy. 2014. Vol. 71. P. 399–413. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.091>.
11. Haas, J. Characterisation of Coal Blends for Pulverised Fuel Combustion / J. Haas, M. Tamura, R. Weber // Fuel. 2001. Vol. 80. Iss. 9. P. 1317–1323. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00216-7](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00216-7).

12. Thermochemical and Combustion Behaviors of Coals of Different Ranks and Their Blends for Pulverized-Coal Combustion / C. Moon [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2013. Vol. 54. Iss. 1. P. 111–119. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.01.009>.
13. Experimental Investigation for the Combustion Characteristics of Blends of Three Kinds of Coal / C. Tong [et al.] // *Fuel*. 2021. Vol. 300. P. 120937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120937>.
14. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Часть 1 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 3. С. 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252>.
15. Vuthalura, R. Modelling of a Wall-Fired Furnace for Different Operating Conditions Using FLUENT / R. Vuthalura, H. B. Vuthaluru // *Fuel Process. Technol.* 2006, Vol. 87. P. 633–639. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2006.01.004>.
16. Audai Hussein Al-Abbas. Computational Fluid Dynamic Modelling of a 550 MW Tangentially-Fired Furnace Under Different Operating Conditions / Audai Hussein Al-Abbas, Jamal Naser // *Procedia Engineering*. 2013. Vol. 56. P. 387–392. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.03.137>.
17. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 2 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 6. С. 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540>.
18. ANSYS FLUENT, 14.5. Theory Guide. Canonsburg, Pennsylvania, USA: ANSYS, Inc., 2014. 2616 p.
19. Filkoski R., V. Optimisation of Pulverised Coal Combustion by Means of CFD/CTA Modelling / R. V. Filkoski, I. J. Petrovski, P. Karas // *Thermal Science*. 2006. Vol. 10. Iss. 3. P. 161–179. <https://doi.org/10.2298/TSCI0603161F>.
20. Engineering Simulation ANSYS [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.ansys.com/> (date of access: 12.03.2018); 3D Design Products [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.ansys.com/products/3d-design> (date of access: 12.03.2018).
21. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / под ред. Н. В. Кузнецова [и др.]. М.: Энергия, 1973. 296 с.
22. Седов, Л. И. Методы подобия и размерности в механике / Л. И. Седов. М.: Наука, 1972. 440 с.
23. Кутателадзе, С. С. Моделирование теплоэнергетического оборудования / С. С. Кутателадзе, Д. Н. Ляховский, В. А. Пермяков. М.-Л.: Энергия, 1966. 351 с.
24. Архипов, А. М. Использование прямоточных горелок и сопел в топках котлов: инновационный опыт МЭИ / А. М. Архипов, Ю. М. Липов, В. Б. Прохоров. М.: Изд-во МЭИ, 2013. 240 с.

Поступила 06.04.2023 Подписана в печать 20.06.2023 Опубликовано онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Maidanik M. N., Verbovetskii E. K., Tugov A. N. (2021) Preliminary Assessment of the Possibility to Shift Thermal Power Plant Boilers for Burning Alternative Coal. *Thermal Engineering*, 68 (9), 690–697. <https://doi.org/10.1134/S004060152108005X>.
2. Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation (2020) *State Report on the State and Use of Mineral Resources of the Russian Federation in 2019*. Moscow. 494 (in Russian).
3. Bogomolov V. V., Artem'eva N. V., Alekhovich A. N., Novitskii N. V., Timofeeva N. A. (2004) *Energy Coals of the Eastern Part of Russia and Kazakhstan*. Chelyabinsk, UralVTI. 304 (in Russian).
4. Kuznetsov N. V., Mitor V.V., Dubovskii I. E., Karasina E. S. (eds.) (1998) *Thermal Calculation of Boilers (Standard Method)*. Sankt-Peterburg. 259 (in Russian).
5. Alekhovich A. N. (2013) *Slagging of Pulverized Coal Power Boilers*. Moscow. 112 (in Russian).
6. Degereji M. U. Ingham D. B., Ma L., Pourkashanian M., Williams A. (2012) Numerical Assessment of Coals/Blends Slagging Potential in Pulverized Coal Boilers. *Fuel*, 102, 345–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.028>.

7. Watt J. D., Ferreday F. (1969) The Flow Properties of Slag Formed from the Ashes of British Coals. Part 1: Viscosity of Homogeneous Liquid Slag in Relation to Slag Composition. *Journal of the Institute of Fuel*, 42, 99–103.
8. Santhosh Raaj S., Arumugam S., Muthukrishnan M., Krishnamoorthy S., Anantharaman N. (2016) Characterization of Coal Blends for Effective Utilization in Thermal Power Plants. *Applied Thermal Engineering*, 102, 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.035>.
9. Ulloa C., Borrego A.G., Helle S., Gordon A. L., García X. (2005) Char Characterization and DTF Assays as Tools to Predict Burnout of Coal Blends in Power Plants. *Fuel*, 84 (2–3), 247–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.008>.
10. Hashimoto N., Shirai H. (2014) Numerical Simulation of Sub-Bituminous Coal and Bituminous Coal Mixed Combustion Employing Tabulated-Devolatilization-Process Model. *Energy*, 71, 399–413. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.091>.
11. Haas J., Tamura M., Weber R. (2001) Characterisation of Coal Blends for Pulverised Fuel Combustion. *Fuel*, 80 (9), 1317–1323. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00216-7](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00216-7).
12. Moon C., Sung Y., Ahn S., Kim T., Choi G., Kim D. (2013) Thermochemical and Combustion Behaviors of Coals of Different Ranks and Their Blends for Pulverized-Coal Combustion. *Applied Thermal Engineering*, 54 (1), 111–119. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.01.009>.
13. Tong C., Yang X., Chen G., Zhang Y., Chen L., Zhou Y., He T., Jin B. (2021) Experimental Investigation for the Combustion Characteristics of Blends of Three Kinds of Coal. *Fuel*, 300, 120937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120937>.
14. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Habermelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 1. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*. 63 (3), 236–252 <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252> (in Russian).
15. Vuthalura R., Vuthaluru H. B. (2006) Modelling of a Wall-Fired Furnace for Different Operating Conditions Using FLUENT. *Fuel Processing Technology*, 87 (7), 633–639. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2006.01.004>.
16. Al-Abbas A.H., Naser J. (2013) Computational Fluid Dynamic Modelling of a 550 MW Tangentially-Fired Furnace under Different Operating Conditions. *Procedia Engineering*, 56, 387–392. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.03.137>.
17. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Habermelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*. 63 (6), 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540> (in Russian).
18. ANSYS FLUENT, 14.5. (2014) Theory Guide. Canonsburg, Pennsylvania, USA: ANSYS, Inc., 2616.
19. Filkoski R. V., Petrovski I. J., Karas P. (2006) Optimisation of Pulverised Coal Combustion by Means of CFD/CTA Modelling. *Thermal Science*, 10 (3), 161–179. <https://doi.org/10.2298/TSCI0603161F>.
20. *Engineering Simulation ANSYS*. Available at: <https://www.ansys.com/> (accessed 12 March 2018); *3D Design Products*. Available at: <https://www.ansys.com/products/3d-design> (accessed 12 March 2018).
21. Kuznetsov N. V., Mitor V.V., Dubovskii I. E., Karasina E. S. (eds.) (1973) *Thermal Calculation of Boilers (Standard Method)*. Moscow, Energiya Publ. 296 (in Russian).
22. Sedov L. I. (1972) *Similarity and Dimensionality Methods in Mechanics*. Moscow, Nauka Publ. 440 (in Russian).
23. Kutateladze S. S., Lyakhovskii D. N., Permyakov V. A. (1966) *Modeling of Thermal Power Equipment*. Moscow-Leningrad, Energiya Pibll. 351 (in Russian).
24. Arkhipov A. M., Lipov Yu. M., Prokhorov V. B. (2013) *The Use of Direct-Flow Burners and Nozzles in Boiler Furnaces: Innovative Experience of MPEI*. Moscow, MPEI Publ. 240 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>

УДК 620.98:658.264

Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов

Часть 1

Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов

А. В. Седнин¹⁾, М. И. Позднякова¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. В статье обсуждаются обстоятельства и технические решения, способствующие интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов в рамках профицита электрогенерирующих мощностей, возникающего из-за несбалансированности развития генерации и потребления энергии, стохастичности процессов развития рыночной экономики, переноса энергоемких промышленных производств в другие страны, стремления к диверсификации топливных энергоресурсов, увлечения строительством энергоисточников на альтернативные энергоресурсы в противовес объектам традиционной энергетики, без учета всех сторон взаимодействия первых с окружающей средой и др. В системах централизованного теплоснабжения электрических и тепловых сетей городских микрорайонов достигается применение гибридных тепловых пунктов, которые в отличие от типовых решений оснащаются электродкотлами, тепловыми аккумуляторами и тепловыми насосами. По времени использования генерирующих мощностей предпочтение следует отдавать вариантам по покрытию горячеводной нагрузки. В расчете по средней суточной нагрузке время использования мощности в этом случае лежит в пределах 6000–6500 ч/год. При выборе мощности оборудования следует учитывать, что суточная нагрузка горячего водоснабжения крайне неравномерна и зависит также от дня недели, при этом максимальная нагрузка превышает среднесуточную в 2,5–3 раза. При интеграции систем электро- и теплоснабжения целесообразно рассматривать варианты только ночного потребления электроэнергии или ночного потребления плюс потребление в часы дневных провалов графика электропотребления. Если при новом строительстве мощность электрической сети может варьироваться в зависимости от выбранного варианта, то при модернизации системы теплоснабжения задача решается при наличии ограничения по доступной электрической мощности. Поэтому отдельным вопросом является определение этих ограничений. По сравнению с прямым потреблением электроэнергии на нужды теплоснабжения, которое априори является энергетически и экономически малоэффективным, применение гибридных систем в теплоснабжении позволяет решать многофункциональную задачу повышения надежности энергоснабжения и устойчивости функционирования энергосистемы, что, в первую очередь, достигается решением проблемы балансировки мощностей производства и потребления энергии с позиции выравнивания графиков генерации и потребления энергии.

Ключевые слова: интеграция, нагрузка, надежность, модернизация, строительство, тепловой пункт, теплоснабжение, электроэнергетическая система, энергосистема, эффективность

Для цитирования: Седнин, А. В. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Часть 1: Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов / А. В. Седнин, М. И. Позднякова // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 552–566. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>

Адрес для переписки

Седнин Алексей Владимирович
Белорусский национальный технический университет
пр. Независимости, 65/2,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Address for correspondence

Sednin Alexei V.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavistimosty Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Energy Efficiency of Using Hybrid Heating Points in Conditions of Integration of Electrical and Thermal Networks of Urban Neighborhoods

Part 1

Justification of the Feasibility of Using Hybrid Thermal Points

A. V. Sednin¹⁾, M. I. Pozdnyakova¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The paper discusses the circumstances and technical solutions that contribute to the integration of electrical and thermal networks of urban neighborhoods within the framework of a surplus of electricity generating capacities arising from the imbalance in the development of energy generation and consumption, stochastic processes of market economy development, the transfer of energy-intensive industrial production to other countries, the desire to diversify fuel energy resources, passion for the construction of energy sources for alternative energy resources in counterbalance to traditional energy facilities without taking into account all aspects of the interaction of the former with the environment, etc. With regard to district heating systems of electrical and thermal networks of urban neighborhoods, the use of hybrid heating points is achieved, which, unlike standard solutions, are equipped with electric boilers, thermal accumulators and heat pumps. According to the time of use of generating capacities, preference should be given to options for covering the hot-water load. Based on the average daily load, the power usage time in this case lies in the range of 6000–6500 hours / year. When choosing the capacity of the equipment, it should be borne in mind that the daily load of hot water supply is extremely uneven and also depends on the day of the week, while the maximum load exceeds the average daily by 2.5 – 3.0 times. When integrating electricity and heat supply systems, it is advisable to consider options for only night-time electricity consumption or night-time consumption plus consumption during the hours of daytime failures of the electricity consumption schedule. If during the new construction the power of the electrical network may vary depending on the selected option, then during the modernization of the heat supply system, the problem is solved if there is a limitation on the available electrical power. Therefore, the definition of these restrictions is a separate issue. In comparison with the direct consumption of electricity for the needs of heat supply, which is a priori energetically and economically inefficient, the use of hybrid systems in heat supply allows us to solve the multifunctional task of increasing the reliability of energy supply and the stability of the functioning of the power system, which is primarily achieved by solving the problem of balancing the capacity of production and energy consumption from the position of aligning schedules of energy generation and consumption.

Keywords: integration, load, reliability, modernization, construction, heat point, heat supply, electrical power system, energy system efficiency

For citation: Sednin A. V., Pozdnyakova M. I. (2023) Energy Efficiency of Using Hybrid Heating Points in Conditions of Integration of Electrical and Thermal Networks of Urban Neighborhoods. Part 1: Justification of the Feasibility of Using Hybrid Thermal Points. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 552–566. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>

Введение

Модель устойчивого развития общества, как один из основных современных трендов, в своем составе предполагает ускорение научно-технологического прогресса и рост масштабов цифровизации экономики. В рамках этих изменений проявляется тенденция интеграции смежных систем городской инфраструктуры [1, 2]. Интеграция технических систем жизнеобеспечения является также актуальной ввиду перспективы решения задач по повышению качества и надежности оказания услуг и минимизации затрат как на создание, так и на эксплуатацию систем жизнеобеспечения [3].

В статье рассматриваются техническая возможность и возникающие проблемы при интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов в рамках профицита электрогенерирующих мощностей вследствие несбалансированности развития объектов генерации и потребления энергии, стохастичности процессов развития рыночной экономики, переноса энергоемких промышленных производств в другие страны, стремления к диверсификации топливных энергоресурсов, увлечения массовым строительством энергоисточников на возобновляемые энергоресурсы [4] в противовес объектам традиционной энергетики, без учета всех сторон взаимодействия первых с окружающей средой и др. В Республике Беларусь основной причиной проявления такой ситуации стало отставание темпов строительства промышленно-гражданской инфраструктуры (основных потребителей электроэнергии) от темпов строительства и модернизации электростанций, что стимулировало разработку и внедрение инновационных технических решений в области повышения спроса на электроэнергию во всех отраслях экономики, включая социальную и жилищно-бытовую сферы. Одним из реализуемых мероприятий стало расширение применения электроэнергии в теплоснабжении.

Стоит отметить, что переход к технологиям «электроэнергия-в-теплоту», таким как электродкотлы, тепловые насосы совместно с системами аккумулирования тепловой энергии, рассматривается во многих странах как техническое решение, которое обеспечит гибкость и управляемость будущих энергосистем [5–7].

В Республике Беларусь предпочтение отдано вариантам с установкой электродных водогрейных котлов на действующих электростанциях и котельных, а также строительству новых жилых домов с полным покрытием энергетических затрат электроэнергией [8].

Говоря об экономической целесообразности применения электроэнергии в области теплоснабжения, в качестве основного плюса следует отметить повышение надежности и устойчивости функционирования энергосистемы, что, в первую очередь, достигается решением проблемы балансировки мощностей производства и потребления энергии с позиции выравнивания графиков генерации последней, так как простое увеличение потребления электроэнергии на нужды теплоснабжения (низкопотенциального теплопотребителя) априори не является энергетически и экономически эффективным [9]. Поэтому альтернативой и дополнением вышеуказанных мероприятий, на наш взгляд, является возможность повышения электропотребления в действующих системах централизованного теплоснабже-

ния (СЦТ) в рамках развития интеграционных процессов в энергетике путем применения гибридных тепловых пунктов (ТП), обладающих возможностью использования для нужд теплоснабжения двух или более энергоресурсов [10, 11]. Очевидно, что потенциал возможных объемов внедрения данного технического решения, а следовательно, потенциал возможных объемов потребления электроэнергии на нужды теплоснабжения гораздо больше при модернизации объектов существующей застройки городской территории с СЦТ.

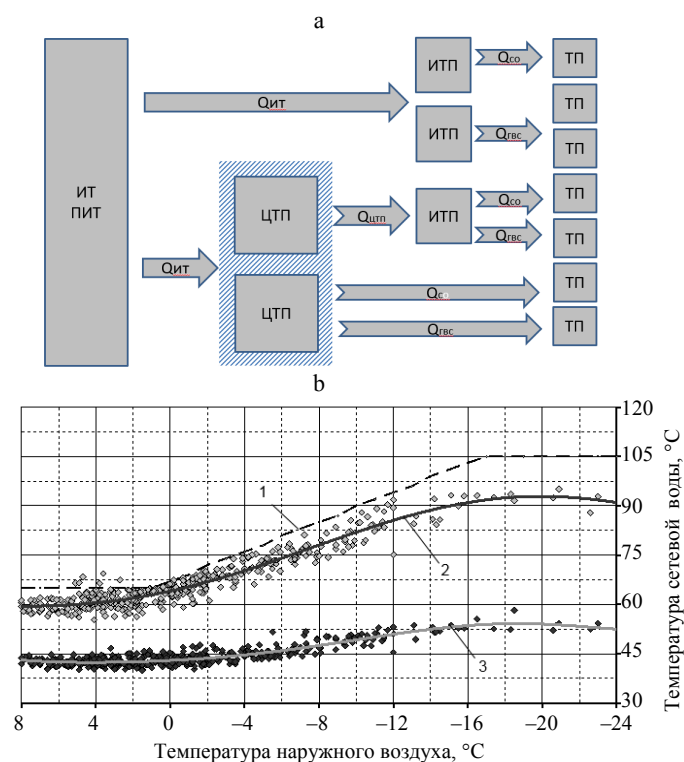
Анализ предпроектной информации

Так как речь идет о существующих системах жизнеобеспечения, на первый план выходят вопросы определения возможного и допустимого потенциала использования электричества для нужд теплоснабжения без значительных капитальных затрат в модернизацию электроэнергетической инфраструктуры, а именно:

- наличия «свободных» мощностей электрических сетей для организации доставки электроэнергии теплопотребителю в рамках сложившихся и перспективных суточных графиков электропотребления;
- разработки технических решений по модернизации тепловых пунктов с целью придания им свойств гибридности (в части возможности потребления как тепловой, так и электрической энергии);
- анализа фактических режимов работы тепловых пунктов на базе архивных данных систем диспетчеризации и автоматизированной системы управления (при наличии) [12, 13];
- разработки методического обеспечения для определения рациональных мощностей электродогревателей (ЭК), аккумуляторов теплоты (АТ) и тепловых насосов (ТН) для отдельных теплопотребителей и всего микрорайона в целом с учетом характеристик сложившихся и перспективных суточных графиков теплопотребления;
- аудита состава и состояния имеющегося оборудования ТП, в том числе оснащения их средствами автоматизации, и определения возможности установки дополнительного оборудования;
- определения критерия эффективности и формирования целевой функции оптимизации предлагаемого технического решения интеграции электрических и тепловых сетей жилого микрорайона.

Рассмотрим технические возможности и решения по модернизации ТП. Хорошо известно, что в городах Беларуси до середины 90-х гг. прошлого столетия в большинстве случаев квартальные системы теплоснабжения строились с центральными тепловыми пунктами (ЦТП) и абонентскими вводами в здания (рис. 1), более позднее строительство шло в основном с применением технологии индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), размещенных непосредственно в подвальных помещениях зданий. Характерная структурная схема системы теплоснабжения, а также фактические температурные режимы представлены на рис. 1. При проектировании нового строительства в зонах существующих систем централизованного теп-

лоснабжения однозначно следует ориентироваться при подключении новых потребителей на применение гибридных ИТП. Это еще целесообразно и потому, что большинство существующих теплоисточников избыточны по установленной генерирующей мощности по отношению к сложившимся в последние десятилетия тепловым нагрузкам.



1, 2 – проектная и фактическая температуры прямой сетевой воды;
3 – фактическая температура обратной сетевой воды

Рис. 1. а – сложившаяся структура районной тепловой сети;
б – вид фактического температурного графика: ИТ ПИТ – источник (пиковый) тепловой энергии; ЦТП – центральный тепловой пункт; ИТП – индивидуальный тепловой пункт; ТП – тепловой потребитель [11]

Fig. 1. а – existing structure of the district heating network;
б – supply and return temperature variation of the network: HS – heat source; PHS – peak heat source; CHSS – central heat supply station; IHSS – individual heat supply station
HC – heat consumer [11]

Сравнивая затраты на установку дополнительного оборудования на существующих ЦТП и ИТП, следует отметить, что при модернизации ЦТП требуются меньшие капитальные затраты по установке оборудования (электродкотлов и тепловых насосов), но необходимо применение инновационных решений конструктивного оформления тепловых аккумуляторов из-за ограничений использования водяных систем теплового аккумулирования ввиду сложности установки баков большой емкости внутри жилого сектора. В то же время, ввиду возможности применения на ИТП генериру-

ющего оборудования меньшей единичной мощности, удельные капитальные затраты увеличиваются, но облегчается решение вопроса размещения тепловых аккумуляторов.

Ключевым моментом выбора мощностей дополнительного оборудования являются анализ и сопоставление тепловых и электрических нагрузок. При проектировании новых микрорайонов обычно для этого используют нормативно-правовую литературу [14], чтобы заранее сбалансировать рациональное соотношение мощностей электрической и тепловой сетей. Для существующих жилых микрорайонов эти данные могут быть получены проектной организацией по запросу от энергоснабжающих предприятий. Однако, как показывает практика, несмотря на длительный период (более двадцати пяти лет) создания и развития в республике автоматизированных систем учета генерации и потребления энергоресурсов, получить информацию о суточных графиках электрических и тепловых нагрузок конкретных жилых районов достаточно проблематично, а порой просто невозможно. Архивы, как правило, содержат только данные суммарного суточного потребления энергии. И это несмотря на то, что еще более двадцати лет назад в нашей стране были внедрены системы АСУ ТП теплоснабжения, полностью отражающие современные требования цифровой возможности для получения и эффективного использования подобной информации [15]. Поэтому в большинстве случаев следует ориентироваться на информацию о нагрузке теплоисточников и на общие соображения, характеризующие подходы использования энергетического оборудования на гибридных тепловых пунктах.

Теплоснабжение в условиях стран с умеренным и суровым климатом имеет свои особенности ввиду многопрофильности нагрузки [16], из которой для жилых микрорайонов главными являются нагрузки подсистемы горячего водоснабжения (ПСГВС) и подсистемы отопления (ПСО). В последние годы все больше говорят и о системах централизованного хладоснабжения в летний период, которые находят все большее применение в западных странах [17, 18]. Однако в нашем случае нагрузка хладоснабжения пока не рассматривалась. ПСГВС в идеале должна работать круглый год, и при этом следует отметить, что, ориентируясь на среднесуточную нагрузку, необходимо учитывать, что максимальные нагрузки являются достаточно кратковременными (до 2–3 ч/сут.) и могут превышать среднесуточные в 2,5–3 раза (рис. 2). В общем виде график температурной нагрузки можно аппроксимировать функцией вида

$$Q_{\text{ГВС}}^{\tau} = \begin{cases} a_{01} Q_{\text{ГВС}}^{\text{p}} & \text{при } 0 < \tau \leq \tau_1; \\ a_{02} + a_{12} \tau + a_{22} \tau^2 & \text{при } \tau_1 < \tau \leq \tau_2; \\ a_{03} Q_{\text{ГВС}}^{\text{p}} & \text{при } \tau_2 < \tau \leq \tau_3; \\ a_{04} + a_{14} \tau + a_{24} \tau^2 & \text{при } \tau_3 < \tau \leq 24, \end{cases}$$

где τ – текущее время суток, ч; 0, τ_1 , τ_2 , τ_3 , 24 – границы интервалов отрезков времени суток, ч; α_{01} , α_{02} , α_{03} , α_{04} , α_{12} , α_{14} , α_{22} , α_{24} – коэффициенты уравнения, аппроксимирующего график нагрузок.

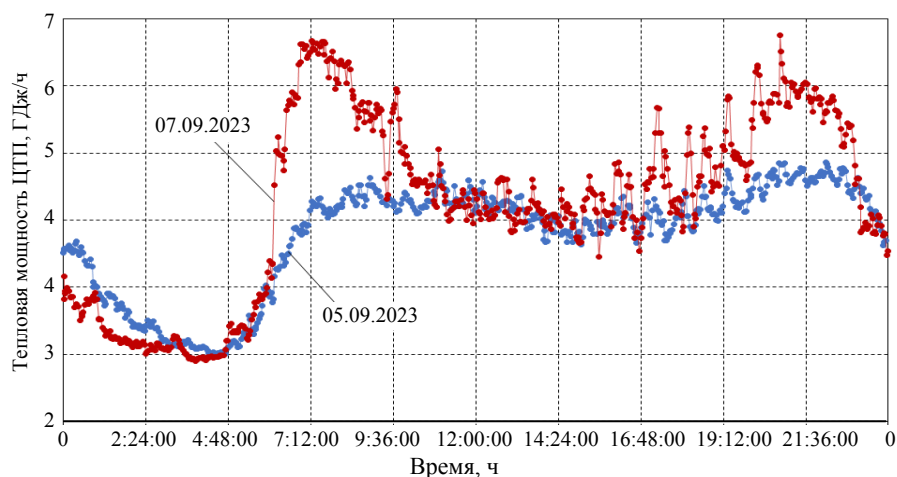


Рис. 2. Суточный тренд изменения нагрузки системы горячего водоснабжения ЦТП для рабочего (5.09.2023) и выходного дня (7.09.2023)

Fig. 2. Daily load profile of hot water supply system of central heat supply station [ЦТП – TsTP] for working day (5.09.2023) and for day off (7.09.2023)

Однако так как при определении коэффициентов уравнения необходимо учитывать зависимость профиля нагрузки от дня недели по календарю (рабочий, суббота, воскресенье, праздничный) и в самом уравнении отсутствуют факторы, учитывающие инерционность процессов переноса теплоты в системах теплоснабжения, то использование данного уравнения для краткосрочного прогнозирования дает большие погрешности. Поэтому целесообразно рассматривать другие математические подходы к краткосрочному прогнозированию, например методы нейросетевого программирования [19].

Время функционирования ПСО в условиях Беларуси составляет около 4000 ч/год. При этом тепловая нагрузка ПО в течение отопительного сезона в зависимости от температуры наружного воздуха изменяется в пределах от 0,2 до 1,0 от максимально-расчетной, определяемой по расчетной температуре для отопления в регионе. Среднее значение по отопительному сезону лежит в пределах 0,35–0,55 от максимально-расчетного в зависимости от климатических условий в зимний период года. На рис. 3 представлены годовые данные отпуска тепловой энергии от районной отопительной котельной в СЦТ (в относительных единицах по сравнению с максимальным значением) на фоне динамики изменения температуры наружного воздуха в период с 2015 по 2020 г., в котором подключенная тепловая нагрузка оставалась неизменной.

Анализ фактических данных при расчете по номинальной мощности установленного оборудования теплоисточников (без учета резервных мощностей) показывает, что время загрузки энергогенерирующего оборудования ПСГВС составляет 6000–6500 ч/год, а для ПСО соответственно 1800–2200 ч/год [9]. Следовательно, при рассмотрении гибридных систем теплоснабжения по фактору времени использования номинальных мощностей предпочтение следует отдавать выбору мощности генерирующего оборудования по нагруз-

ке ПСГВС [20]. Очевидно, необходимо рассматривать два основных режима работы при выборе мощности энергогенерирующего оборудования:

- только ночное потребление электроэнергии на нужды ПСГВС;
- ночное потребление электроэнергии на нужды ПСГВС с дополнительным включением электродкотлов в часы дневных минимумов графиков энергопотребления.

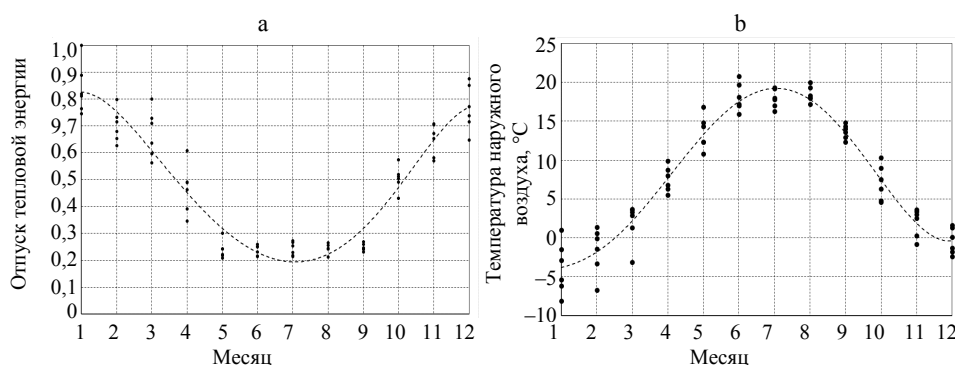


Рис. 3. Отпуск тепловой энергии районной котельной (а)

на фоне динамики изменения температуры наружного воздуха (b) в период 2015–2020 гг.

Fig. 3. Average heat production of district boiler house (a) and ambient temperature variation (b) in the period of 2015–2020

Если при новом строительстве электрическая инфраструктура микрорайонов может сразу планироваться под требуемые нагрузки с учетом установки электродкотлов, то при модернизации энергетической инфраструктуры для существующих микрорайонов следует учитывать возможности установленных мощностей электрических трансформаторных подстанций (ЭТП) с позиции их загрузки в ночное время и в часы дневных минимумов графиков энергопотребления. Выбор мощности электродкотлов и аккумуляторов теплоты выполняется по условию возможности генерации всей энергии, т. е. с режимом по первому варианту, если по условиям свободной мощности трансформаторов это допустимо, или с режимом по второму варианту с работой и в дневное время. Это определяется тем, что развитие мощности электрической инфраструктуры может потребовать достаточно больших дополнительных капитальных вложений или невозможно вообще. В то же время при капитальных ремонтах внутренних электросетей микрорайонов может рассматриваться вариант с повышением мощности ЭТП и пересмотром стратегии выбора мощностей дополнительно теплогенерирующего оборудования.

В [10] представлены варианты принципиальных схем тепловых пунктов в гибридном исполнении. В простом случае дополнительно устанавливаются электродкотлы и аккумуляторы теплоты, более сложными являются схемы с тепловыми насосами. Традиционно ЦТП исполняет роль распределения и регулирования тепловых нагрузок между системами отопления и горячего водоснабжения. Предлагается добавить ЦТП функции производства и аккумуляции тепловой энергии. С этой целью рассматривается установка на ЦТП дополнительно электроподогревателей (ЭК), аккумуляторов теплоты и электродкотлов.

муляторов теплоты (АТ) и тепловых насосов (ТН). Целесообразнее рассматривать вариант включения АТ в контур теплоносителя тепловой сети, так как это придает схеме большую гибкость, что позволяет корректировать температурный график тепловой сети в сторону понижения и обеспечивать более глубокую интеграция с энергосистемой.

Для схем с ТН предусматривается ночная работа ЭК с зарядкой ТА и выравниванием тепловой нагрузки ЦТП в течение суток или работой по электрическому графику системы. В дневное время ТН работают в режиме «вода–вода» или в «косвенном» режиме «воздух–вода». Электрическая мощность ТН выбирается из доступной дневной мощности трансформаторных подстанций микрорайона. Режим работы ТН выбирается по графику электрической нагрузки, т. е. допустимого энергопотребления. Также допускается режим работы ТН в режиме «вода–вода» во время отопительного сезона с целью понижения температуры обратной сетевой воды до температуры 10–15 °С. В этом случае как дополнительные факторы можно рассматривать возможность переохлажденной обратной сетевой воды для охлаждения дымовых газов в конденсационных экономайзерах или конденсаторах паровых турбин, если удастся держать в предполагаемом режиме всех теплопотребителей. Применение тепловых насосов более оптмично, но и в этом варианте следует рассматривать комплексные решения по изменению режимов всех элементов системы централизованного теплоснабжения.

Оценка экономической эффективности рассмотренных вариантов в части применения гибридных тепловых пунктов возможна только при государственном регулировании тарифов на электроэнергию, как это было реализовано в скандинавских странах, когда в начальном периоде эксплуатации пикового оборудования электроэнергия поставляется по ценам, близким к нулевым. Тем не менее наиважнейшим вопросам является определение целевой функции для оценки эффективности и оптимизации технических решений по применению гибридных систем теплоснабжения.

Анализ электрических нагрузок городских жилых микрорайонов

Как отмечалось выше, в последнее десятилетие развивается тенденция интеграции систем энергообеспечения городской жилищно-коммунальной сферы с вовлечением в нее низкотемпературных энергетических потоков, включая альтернативные энергетические ресурсы и вторичные побочные потоки производственных предприятий, находящихся в городской зоне [1, 3, 17, 18]. Проблема интеграции технических систем в области энергоснабжения является актуальной ввиду перспективы снижения затрат в период эксплуатации за счет синергетического эффекта. В дальнейшем предлагается разработка методики анализа и оценки эффективности последнего варианта при условии максимальной балансировки производства и потребления энергии.

В нашем случае рассматривается более узкая проблема интеграции систем электро- и теплоснабжения городских жилых микрорайонов применительно к условиям, сложившимся в энергосистеме Беларуси ввиду появления профицита электрических мощностей. Балансировка энергопотребле-

ния жилищно-коммунальным сектором возможна на разных уровнях: городском (в части микрорайонов строится по традиционной схеме раздельного тепло- и электроснабжения, а в другой части все потребности в энергии обеспечиваются за счет электрической энергии), районном, когда существующие здания обеспечиваются по традиционной схеме раздельного тепло- и электроснабжения, нового строительства – за счет электрической энергии, а также с помощью гибридных систем, которые одновременно могут использовать для теплоснабжения как тепловую энергию, так и электрическую. По последней схеме может модернизироваться существующий жилищный фонд, что значительно расширяет базу внедрения объектов с энергетическим потреблением.

Рассмотрим задачу интеграции систем энерго- и теплоснабжения в части использования гибридных тепловых пунктов, т. е. пунктов, оснащенных дополнительно к стандартному тепловому оборудованию электродкотлами и аккумуляторами теплоты применительно к городским микрорайонам.

Задача разделяется на две подзадачи;

- оценка ресурсной возможности использования электрической инфраструктуры для нужд теплоснабжения на основе исследования характера электрических нагрузок с целью определения свободных мощностей трансформаторных подстанций в микрорайоне в разрезе суток;

- выбор оптимального объема мощностей электродкотлов, которые можно разместить на тепловых пунктах на основе анализа тепловых нагрузок с учетом профицита (дефицита) генерирующих мощностей, обслуживающих рассматриваемый микрорайон.

Очевидно, что подходы к решению этой задачи разделяются на варианты нового строительства и модернизации существующей энергетической инфраструктуры жилых микрорайонов. Рассмотрим более детально второй вариант. По условиям наличия технических ограничений он более сложный, но в то же время в этом случае имеется возможность получить более достоверную информацию по реальным электрическим и тепловым нагрузкам. При этом очевидно, что расчет энергетических нагрузок является основой процесса проектирования гибридной системы, как и любой другой энергетической системы, в рамках которого выбирается структура системы, состав и мощность оборудования, что в конечном итоге определяет стоимость реализуемого варианта строительства.

В настоящее время для расчета нагрузок жилых и общественных зданий часто используют нормативно-технический документ СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [21], что требует конкретной оценки в каждом случае. По данным разработок, проведенных в Российской Федерации для вновь сооружаемых и реконструируемых зданий, удельная расчетная мощность установленного оборудования для домов с газовыми плитами составляет $0,01 \text{ кВт/м}^2$ и $T_n = 3000 \text{ ч}$ и для домов с электрическими плитами – $0,015 \text{ кВт/м}^2$ и $T_n = 3500 \text{ ч}$.

Исследования, проводимые в Российской Федерации по определению фактического потребления, показывают различные результаты. Авторами в [22] показано, что фактическое потребление превышает нормативы

на ~10 % в домах первой группы и ~20 % в домах второй группы. В то же время исследования, проведенные ассоциацией «Росэлектромонтаж», показали, что нормативы, указанные в НТД, существенно завышены по сравнению с реальными значениями. В [23] приведены результаты замеров по загрузке трансформаторных подстанций для различных городов Российской Федерации, которые показали, что порядка 80 % трансформаторов загружены менее чем на 30 %, следовательно, последние работают с низким КПД и большими потерями относительно передаваемой электроэнергии от 2 до 12 % при загрузке ТП от 5 до 30 %.

В [23] также представлены сводные суточные графики мощности для различных электропотребителей г. Казани, которые показали, что для одинаковых категорий потребителей мощности изменяются по одному закону, а часы максимумов для различных категорий смещены. Экономическая эффективность актуализации удельных нормативов потребляемой электрической мощности МКД определяется снижением значений их заявленной мощности, а соответственно и мощностей (количества) силовых трансформаторов городских трансформаторных подстанций, снижением сечений питающих кабелей, а следовательно, и капитальных затрат при строительстве и эксплуатации [23]. Очевидно, что построенный суточный график по фактическим данным для конкретной ЭТП позволяет определить допустимую мощность теплогенерирующего оборудования для интегрируемых ТП.

Тем не менее при отсутствии исходных данных по соотношению мощностей электрической и тепловой сетей при проведении технико-экономических расчетов следует использовать нормативную литературу по проектированию жилых микрорайонов, которая в рамках цифровизации экономики должна оперативно обновляться. Но в нашем случае приведенные результаты исследований в России доказывают возможность применения гибридных систем в теплоснабжении.

Структурно тепловые сети микрорайонов могут быть построены на базе как центральных тепловых пунктов с индивидуальными вводами в отдельные здания, так и индивидуальных тепловых пунктов либо комбинации этих решений. Реализация гибридной схемы на индивидуальных тепловых пунктах более простая, так как в домах достаточно подвальных помещений для размещения требуемой мощности тепловых аккумуляторов на сетевой воде. На центральных тепловых пунктах требуемые объемы водяных баков-аккумуляторов значительны и их размещение вызывает затруднения, в том числе по условию безопасности, так как их надо выносить за пределы помещения, что, в свою очередь, требует применения инновационных решений, например тепловых аккумуляторов на основе фазовых превращений рабочей среды или реверсного движения теплоносителя в распределительных тепловых сетях.

По времени использования генерирующих мощностей предпочтение следует отдавать вариантам по покрытию нагрузки горячего водоснабжения. В расчете по средней суточной нагрузке время использования мощности в этом случае лежит в пределах 6000–6500 ч/год, в то же время для отопительной нагрузки это значение не превышает 2000 ч/год. При инте-

грации систем электро- и теплоснабжения целесообразно рассматривать два варианта: только ночное потребление электроэнергии и ночное потребление плюс потребление в часы дневных провалов графика электропотребления.

Если при новом строительстве мощность электрической сети может варьироваться в зависимости от выбранного варианта, то при модернизации действующей системы теплоснабжения задачу необходимо решать с учетом возможного ограничения по доступной электрической мощности. Поэтому отдельным вопросом является определение этих ограничений. Как правило, энергоаудит в жилом секторе систематически не проводится, поэтому определять мощности потребления энергии можно по статданным систем автоматизированного учета энергии или косвенным данным.

ВЫВОДЫ

1. В рамках интеграционных процессов в энергетике интерес представляет применение гибридных тепловых пунктов, обладающих возможностью использования для нужд теплоснабжения (низкопотенциального энергопотребителя) двух или более энергоресурсов. По сравнению с прямым потреблением электроэнергии на нужды теплоснабжения, которое априори является энергетически и экономически малоэффективным, применение гибридных систем в теплоснабжении позволяет решать многофункциональную задачу повышения надежности энергоснабжения и устойчивости функционирования энергосистемы, что, в первую очередь, достигается решением проблемы балансировки мощностей производства и потребления энергии с позиции выравнивания графиков генерации и потребления энергии.

2. Основное внимание должно быть уделено вопросам модернизации объектов систем теплоснабжения существующей застройки городской территории с СЦТ, определению экономически целесообразного потенциала интеграции тепловых и электрических сетей городских жилых микрорайонов в условиях профицита электроэнергии в региональной энергосистеме. Показано, что мощности трансформаторных подстанций жилых микрорайонов и их режимы работы достаточны для ночного подключения к ним теплоэлектрогенерирующего оборудования в объемах мощностей, требуемых для покрытия суточных нагрузок горячего водоснабжения из расчета установки аккумуляторов теплоты. Представлены технические решения по модернизации тепловых пунктов с целью придания им свойств гибридности (в части возможности потребления как тепловой, так и электрической энергии).

Данная работа частично выполнена в рамках совместного научного проекта Белорусского республиканского фонда фундаментальных исследований и Министерства инновационного развития Республики Узбекистан «БРФФИ–МИРРУ-2022» (Договор T22УЗБ-052).

ЛИТЕРАТУРА

1. Воропай, Н. И. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология / Н. И. Воропай, В. А. Стенников, Е. А. Барахтенко // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5. С. 39–49.

2. Седнин, В. А. Интеграционные тенденции в системах теплоснабжения / В. А. Седнин, А. В. Седнин // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: сб. тр. / Институт промышленной экологии. К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2021. С. 24–28.
3. Стенников, В. А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы / В. А. Стенников // Энергетическая политика. 2023. № 2 (180). С. 32–39. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2023_2180_32.
4. Mathiesen, B. Global Smart Energy Systems Redesign to Meet the Paris Agreement / B. Mathiesen, H. Lund // Smart Energy. 2021. Vol. 1. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100024>.
5. Analysis of the power-to-heat potential in the European energy system / H. Yilmaz [et al.] // Energy Strategy Reviews. 2018. Vol. 20. P. 6–19. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.009>.
6. Pesola, A. Cost-Optimization Model to Design and Operate Hybrid Heating Systems – Case Study of District Heating System with Decentralized Heat Pumps in Finland / A. Pesola // Energy. 2023. Vol. 281. P. 128241. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128241>.
7. Classification, potential Role, and Modeling of Power-to-Heat and thermal Energy Storage in Energy Systems: A Review / Md. Nasimul Islam Maruf [et al.] // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2022. Vol. 53, Part B. P. 102553. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102553>.
8. Седнин, В. А. Эффективность применения электродкотлов в системах теплоснабжения / В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. А. Матявин // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: материалы XIV Междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 30 октября – 1 ноября 2018 г. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т имени Ю.А. Гагарина, 2018. Вып. 9. С. 146–151.
9. Седнин, В. А. Анализ состояния и основные тенденции развития системы централизованного теплоснабжения в Беларуси / В. А. Седнин, А. В. Седнин // Энергия и Менеджмент. 2016. № 6 (93). С. 2–9.
10. Седнин, В. А. Тенденции развития систем централизованного теплоснабжения / В. А. Седнин, А. В. Седнин // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Седьмая Междунар. науч.-техн. конф., Ульяновск, 21–22 апреля 2017 г.: в 2 т. / науч. ред. В. И. Шарапов. Ульяновск: Ульяновский ГТУ, 2017. Т. 1. С. 55–58.
11. Седнин, В. А. Энергетическая и экономическая эффективность применения низкотемпературного теплоснабжения в условиях Республики Беларусь / В. А. Седнин, А. В. Седнин, М. И. Позднякова // Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики: материалы Первой всерос. науч.-техн. конф. / УлГТУ. Ульяновск, 2021. С. 184–188.
12. Седнин, А. В. О подходе к обработке данных для интеллектуальных систем централизованного теплоснабжения / А. В. Седнин, А. В. Жерело // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 3. С. 240–249. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-3-240-249>.
13. Sednin, A. On the Recovery of Lost Data During the Formation of Digital Twins of Heat Supply Systems / A. Sednin, A. Zherelo // Nonlinear Phenomena in Complex Systems. 2023. Vol. 26, No 2. P. 16–173. <https://doi.org/10.33581/1561-4085-2023-26-2-166-173>.
14. Седнин, В. А. К выбору варианта системы теплоснабжения поселка городского типа в условиях профицита мощностей производства электроэнергии энергосистемы / В. А. Седнин, М. И. Позднякова // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: сб. тр. / Институт промышленной экологии. К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2022. С. 133–137.
15. Седнин, В. А. Теория и практика создания автоматизированных систем управления теплоснабжением / В. А. Седнин. Минск: БНТУ, 2005. 192 с.
16. Копко, В. М. Теплоснабжение / В. М. Копко. М.: Изд-во АСВ, 2017. 340 с.
17. 5th Generation District Heating and Cooling Systems: A Review of Existing Cases in Europe / S. Buffa [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019. Vol. 104. P. 504–522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059>.
18. District Heating and Cooling Networks with Decentralised Energy Substations: Opportunities and Barriers for Holistic Energy System Decarbonization / O. Angelidis [et al.] // Energy. 2023. Vol. 269. P. 126740. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126740>.

19. Седнин, В. А. Краткосрочное планирование тепловой нагрузки районной котельной с применением нейросетевого моделирования / В. А. Седнин, Д. И. Власюк, М. И. Позднякова // Энергоэффективные технологии в строительстве, энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы Первой науч.-техн. конф. студ. и асп. с междунар. участием / УлГТУ. Ульяновск, 2021. С. 198–203.
 20. Седнин, В. А. Перевод отопительных котельных в мини-ТЭЦ. Ч. 1. / В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. А. Шимукович // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2005. № 5. С. 72–77.
 21. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа: СП 256.1325800.2016 [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. 2016. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200139957>.
 22. Ефременко, В. М. Анализ потребления электроэнергии в жилых помещениях многоквартирных домов / В. М. Ефременко, А. С. Шеварухин // Вестник КузГТУ. 2012. № 5. С. 76–77.
 23. Актуализация электрических нагрузок многоквартирных жилых домов / Ю. И. Солуянов [и др.] // Вестник Чувашского университета. 2020. № 1. С. 180–189.
- Поступила 16.08.2023 Подписана в печать 20.10.2023 Опубликовано онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Voropay N. I., Stennikov V. A., Barakhtenko E. A. (2017) Integrated Energy Systems: Challenges, Trends, Philosophy. *Studies on Russian Economic Development*, 28, 492–499. <https://doi.org/10.1134/s107570071705015x>.
2. Sednin V. A., Sednin A. V. (2021) Integration Trends in Heat Supply Systems. *Problemy Ekologii i Ekspluatatsii Ob'ektov Energetiki: Sb. Tr.* [Problems of Ecology and Operation of Energy Facilities: Collected Works]. Kyiv, Engineering and Production Center, Scientific and Technological Diamond Concern, National Academy of Sciences of Ukraine, 24–28 (in Russian).
3. Stennikov V. A. (2023) Sustainable Energy Development: Trends and Challenges. *Energeticheskaya Politika = Energy Policy*, (2), 32–39 (in Russian). https://doi.org/10.46920/2409-5516_2023_2180_32.
4. Mathiesen B., Lund H. (2021) Global Smart Energy Systems Redesign to Meet the Paris Agreement. *Smart Energy*, 1. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100024>.
5. Yilmaz H., Keles D., Chiodi A., Hartel R., Mikulić M. (2018) Analysis of the Power-to-Heat Potential in the European Energy System. *Energy Strategy Reviews*, 20, 6–19. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.009>.
6. Pesola A. (2023) Cost-Optimization Model to Design and Operate Hybrid Heating Systems – Case Study of District Heating System with Decentralized Heat Pumps in Finland. *Energy*, 281, 128241. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128241>.
7. Md. Nasimul Islam Maruf, Morales-España G., Sijm J., Helistö N., Kiviluoma J. (2022) Classification, Potential Role, and Modeling of Power-to-Heat and Thermal Energy Storage in Energy Systems: A review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, Part B, 102553. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102553>.
8. Sednin V. A., Sednin A. V., Matyavin A. A. (2018) Efficiency of Using Electric Boilers in Heat Supply Systems. *Problemy Sovershenstvovaniya Toplivno-Energeticheskogo Kompleksa: Materialy XIV Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Saratov, 30 Oktyabrya – 01 Noyabrya 2018 g.* [Problems of Improving the Fuel and Energy Complex: Proceedings of 14th International Scientific and Technical Conference, Saratov, October 30 – November 01 2018]. Saratov, Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, iss. 9, 146–151 (in Russian).
9. Sednin V. A., Sednin A. V. (2016) Analysis of the State and Main Trends in the Development of the Centralized Heat Supply System in Belarus. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (6), 2–9 (in Russian).
10. Sednin V. A., Sednin A. V. (2017) Trends in the Development of District Heating Systems. *Energoberezhenie v Gorodskom Khozyaistve, Energetike, Promyshlennosti: Sed'maya*

- Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Ulyanovsk, 21–22 Aprelya 2017 g.* [Energy Saving in Urban Management, Energy, Industry: 7th International Scientific and Technical Conference, Ulyanovsk, April 21–22, 2017. Vol. 1]. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University, 55–58 (in Russian).
11. Sednin V. A. Energy and Economic Efficiency of Using Low-Temperature Heat Supply in the Conditions of the Republic of Belarus / V. A. Sednin, A. V. Sednin, M. I. Pozdnyakova // Development of Applied Mathematics Methods for Solving Interdisciplinary Energy Problems: Proceedings of the First All-Russian Scientific and Technical Conference / Publishing House of UIGTU [Ulyanovsk State Technical University]. Ulyanovsk, 2021. P. 184–188.
 12. Sednin A. V., Zherelo A. V. (2022) An Approach to Data Processing for the Smart District Heating Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (3), 240–249. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-3-240-249> (in Russian).
 13. Sednin A., Zherelo A. (2023) On the Recovery of Lost Data During the Formation of Digital Twins of Heat Supply Systems. *Nonlinear Phenomena in Complex Systems*, 26 (2), 166–173. <https://doi.org/10.33581/1561-4085-2023-26-2-166-173>.
 14. Sednin V. A., Pozdnyakova M. I. (2022) To the choice of a Heat Supply System Option for an Urban Settlement in Conditions of Surplus Power Generation Capacity of the Energy System. *Problemy Ekologii i Ekspluatatsii Ob'Ektov Energetiki: Sb. Tr.* [Problems of Ecology and Operation of Energy Facilities: Collected works]. Kyiv, Engineering and Production Center, Scientific and Technological Diamond Concern, National Academy of Sciences of Ukraine, 133–137 (in Russian).
 15. Sednin V. A. (2005) *Theory and Practice of Creating Automated Heat Supply Control Systems*. Minsk, Belarusian National Technical University. 192 (in Russian).
 16. Kopko V. M. (2017) *Heat supply*. Moscow, ASV Publ. 340 (in Russian).
 17. Buffa S., Cozzini M., D'Antoni M., Baratieri M., Fedrizzi R. (2019) 5th Generation District Heating and Cooling Systems: A Review of Existing Cases in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 504–522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059>.
 18. Angelidis O., Ioannou A., Friedrich D., Thomson A., Falcone G. (2023) District Heating and Cooling Networks with Decentralised Energy Substations: Opportunities and Barriers for Holistic Energy System Decarbonisation *Energy*, 269, 126740. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126740>.
 19. Sednin V. A., Vlasyuk D. I., Pozdnyakova M. I. (2021) Short-Term Planning of the Heat Load of a District Boiler House Using Neural Network Modeling. *Energy Efficient Technologies in Construction, Energy and Housing and Communal Services: Materials of the First Scientific and Technical. Conf. Students and Graduate Students From the International. Participation* [Energy-Efficient Technologies in Construction, Energy and Housing and Communal Services: Proceedings of the 1st Scientific and Technical Conference of Undergraduate and Graduate Students with International Participation]. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University, 198–203 (in Russian).
 20. Sednin V. A., Sednin A. V., Shimoukovich A. A. (2005) Conversion of Boiler-Houses in Mini-Thermal Power Stations. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 72–77 (in Russian).
 21. SP 256.1325800.2016. Electrical Installations of Residential and Public Buildings. Design and Installation Rules. *Electronic Fund of Legal, Regulatory and Technical Documents*. 2016. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200139957> (in Russian).
 22. Efremenko V. M., Shevarukhin A. S. (2012) Analysis of Electricity Consumption In Residential Premises of Apartment Buildings. *Vestnik KuzGTU = Bulletin of the Kuzbass State Technical University*, (5), 76–77 (in Russian).
 23. Soluyanov Yu. I., Fedotov A. I., Soluyanov D. Yu., Akhmetshin A. R. (2020) Updating Electrical Loads of Multi-Apartment Residential Buildings. *Vestnik Chuvashskogo Universiteta* [Bulletin of Chuvash State University], (1), 180–189 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-567-581>

УДК 620.91

Влияние возобновляемых источников энергии на себестоимость производства электрической энергии

О. А. Любчик¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. В исследовании проведено сценарное моделирование, основой которого служило построение энергетических цепочек, определяющих поток энергии от добычи и импорта энергоресурсов через технологии трансформации форм энергии, передачу и распределение к конечному потребителю. Построена принципиальная модель энергетической системы Республики Беларусь. В качестве целевой функции для проведения моделирования выбран принцип минимизации общих системных затрат при условии выполнения ряда ограничений, накладываемых на энергосистему. Для целей балансирования энергосистемы предложено использовать потенциал гидроэнергетики: существующих гидроэлектростанций для сценария 1 и технически возможного потенциала для сценария 2. В результате моделирования получена структура производства электроэнергии по двум сценариям. На базе полученной структуры определена себестоимость производства электрической энергии. Рассматривались два подхода: первый учитывал себестоимость производства электроэнергии на атомных электростанциях, которые можно отнести к новой, второй – к существующей генерации. Производственная себестоимость электроэнергии к 2030 г. прогнозируется: при подходе 1 на уровне 63,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 2 против 65,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 1; при подходе 2 – 37,5 против 39,4 дол. США/(МВт·ч) соответственно. Определен экономически целесообразный потенциал использования энергии солнца, который к 2025 г. составит 0,91–1,45 млрд кВт·ч/год, а к 2030 г. – 2,15–3,46 млрд кВт·ч/год; энергии ветра – 1,55–2,39 и 3,69–5,67 млрд кВт·ч/год соответственно; энергии движения водных потоков – 1,11–1,45 млрд кВт·ч/год на протяжении всего рассматриваемого периода до 2030 г. На основе проведенного исследования удалось установить, что в Республике Беларусь экономически целесообразно и технически возможно к 2030 г. заместить до 20 % выработки электрической энергии энергией, произведенной за счет возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, себестоимость производства электрической энергии, моделирование, оптимизация

Для цитирования: Любчик, О. А. Влияние возобновляемых источников энергии на себестоимость производства электрической энергии / О. А. Любчик // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 567–581. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-567-581>

Адрес для переписки

Любчик Ольга Андреевна
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-96-24
olga.liubchik@yandex.ru

Address for correspondence

Liubchyk Volha A.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-96-24
olga.liubchik@yandex.ru

Impact of Renewable Energy Sources on the Electricity Generation Cost

V. A. Liubchyk¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The study involves scenario modeling based on the construction of energy chains that determine the flow of energy from the extraction and import of energy resources through technologies for transforming energy forms, transmission and distribution to the final consumer. A fundamental model of the energy system of the Republic of Belarus was also built. The principle of minimizing total system costs is chosen as the objective function for modeling, provided that a number of restrictions imposed on the power system are met. For the purpose of energy system balancing, it was proposed to use the potential of hydropower, viz. existing hydroelectric power plants for scenario 1 and technically possible potential for scenario 2. As a result of the modeling, the structure of electricity production was obtained according to two scenarios. Based on the resulting structure, the cost of producing electrical energy was determined. Two approaches were considered: approach 1 that took into account the cost of electricity production at nuclear power plants which can be classified as new, and approach 2 that took into account the cost of electricity production at nuclear power plants, which can be attributed to the existing generation. The production cost of electricity by 2030 is predicted. When approach 1 is used its level is of 63.3 US dollars/(MW·h) under scenario 2 versus 65.3 US dollars/(MW·h) under scenario 1; when approach 2 is used, its level is of 37.5 US dollars/(MW·h) versus 39.4 US dollars/(MW·h), respectively. Also, the economically feasible potential for using solar energy was determined, which by 2025 will amount to 0.91–1.45 billion kW·h/year, and by 2030 – 2.15–3.46 billion kWh/year; the same for wind energy is 1.55–2.39 billion kW·h/year and 3.69–5.67 billion kWh/year, respectively; the same for hydropower is 1.11–1.45 billion kW·h/year throughout the entire period under review until 2030. Based on the study, it became possible to find out that in the Republic of Belarus it is economically feasible and technically possible to replace up to 20.0 % of electrical energy generation by 2030 with energy produced from renewable energy sources.

Keywords: renewable energy sources, cost of electricity production, modeling, optimization

For citation: Liubchyk V. A. (2023) Impact of Renewable Energy Sources on the Electricity Generation Cost. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 567–581. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-567-581> (in Russian)

Введение

Снижение себестоимости производства электрической и тепловой энергии является одной из базовых целей развития энергетического сектора, достижение которой осуществляется принятием комплекса мер, в том числе оптимизацией структуры производства энергии. В ходе исследования проведены моделирование работы энергосистемы, а также ряд оптимизационных вычислений с учетом существующих технических ограничений с целью вычисления себестоимости производства энергии в условиях повышения доли возобновляемых источников энергии.

Описание модели и целевой функции

Выбор программного обеспечения для построения модели зависит от поставленных для выполнения задач и доступности необходимых входных данных. После сопоставления и аналитического сравнения трех распространенных в Республике Беларусь и широко используемых в мире инструментов – LEAP, WASP и MESSAGE – было сделано заключение о том, что ни один из них не соответствует в полной мере поставленным задачам моделирования, включающим в себя: обеспечение надежности снабжения электрической и тепловой энергией, учет особенностей функционирования

ния энергосистемы с большой долей комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, расчет сокращения выбросов парниковых газов и загрузку энергоисточников, обеспечивающую минимальные затраты при производстве электрической и тепловой энергии. В связи с этим принято решение о построении новой модели, позволяющей в полной мере решить задачи исследования.

Базой моделирования является, по примеру одной из рассмотренных моделей, построение энергетических цепочек, определяющих поток энергии от добычи и импорта энергоресурсов через технологии трансформации форм энергии, передачу и распределение к конечному потребителю [1, 2]. Данный подход позволяет комплексно оценить эффективность принимаемых решений и энергетической политики в целом, проводить оптимизацию сценариев энергоснабжения и модернизации энергосистемы [3–5]. Принципиальная модель энергетической системы Республики Беларусь в виде энергетических цепочек представлена на рис. 1.

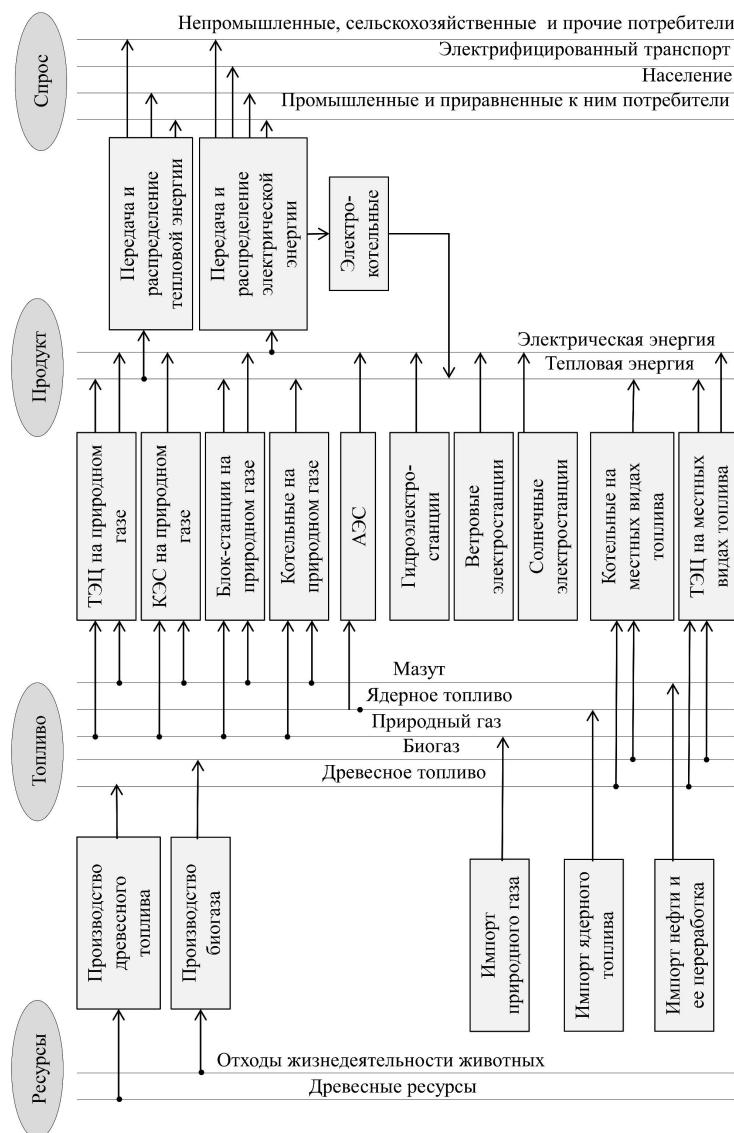


Рис. 1. Принципиальная модель энергетической системы Республики Беларусь

Fig. 1. Principal model of the energy system of the Republic of Belarus

Из цепочки исключены импорт и экспорт электроэнергии, так как, согласно прогнозу баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 г., изложенному в Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 г., их значения определены равными нулю [6].

Основным принципом моделирования стала оптимизация целевой функции при наборе ограничений, определяющих допустимую область, содержащую все возможные решения проблемы. Целевая функция позволяет выбрать оптимальное решение, которое в настоящий момент является наилучшим в соответствии с указанными критериями и ограничениями.

При моделировании энергосистемы Республики Беларусь в качестве целевой функции выбран принцип минимизации общих системных затрат при условии выполнения ряда ограничений, накладываемых на энергосистему. Математически целевая функция при отсутствии учета экологической составляющей может быть записана выражением:

$$f = \sum_t \left[\sum_s \left(B_{st}^{loc} c_{st}^{loc} + B_{st}^{imp} c_{st}^{imp} \right) + \sum_v \sum_s \left(\sum_n (P_{nsvt} + Y_{nsvt}) c_{svt}^{fix} \right) + \sum_v \sum_s \left(\sum_n U_{nsvt} c_{svt}^{var} \right) + \sum_v \sum_s \left(\sum_n Y_{nsvt} c_{svt}^{cap} \right) \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где B_{st}^{loc} – объем местного вида ресурса s в периоде t ; B_{st}^{imp} – то же импортируемого ресурса s в периоде t ; c_{st}^{loc} – стоимость местного вида ресурса s в периоде t ; c_{st}^{imp} – то же импортируемого ресурса s в периоде t ; P_{nsvt} – установленная мощность энергоисточника n , работающего на ресурсе s и производящего энергию вида v , в периоде t ; Y_{nsvt} – вновь введенная установленная мощность энергоисточника n , работающего на ресурсе s и производящего энергию вида v , в периоде t ; c_{svt}^{fix} – эксплуатационные затраты (постоянные) энергоисточников, работающих на ресурсе s и производящих энергию вида v , в периоде t ; U_{nsvt} – энергия вида v , произведенная энергоисточником n , работающим на ресурсе s , в периоде t ; c_{svt}^{var} – эксплуатационные затраты (переменные, за исключением топлива) энергоисточников, работающих на ресурсе s и производящих энергию вида v , в периоде t ; c_{svt}^{cap} – удельные капитальные затраты, инвестированные в строительство энергоисточника n , работающего на ресурсе s и производящего энергию вида v , в периоде t .

Среди стандартных ограничений, которые должны быть учтены при моделировании, можно отметить необходимость соблюдения балансов потоков энергии, ограничения по мощности электростанций, спрос на энергию, возможности импорта топлива, передачи, распределения и хранения энергии. Они подробно описаны в [5]. Отдельно стоит отметить ограничения по добыче местных видов топлива: древесного топлива и биогаза.

К древесному топливу помимо ограничений по физическому запасу должны быть применены и ограничения, связанные с принципами устойчивого развития. Ежегодное производство древесного топлива не должно превышать объема прироста древесины в год, за вычетом материала, направленного на производство нетопливной продукции.

Ввиду преимущественного использования торфяного топлива для децентрализованного производства тепловой энергии населением принято решение не учитывать данный вид местного ресурса в процессе моделирования.

В общем виде математически ограничения по ежегодной добыче местных видов топлив могут быть представлены следующим выражением:

$$B_{st}^{an} \leq B_{st}^{max}, \quad (2)$$

где B_{st}^{an} – ежегодный объем добычи или производства местного вида ресурса s ; B_{st}^{max} – максимально возможный объем ежегодной добычи или производства местного вида ресурса s .

В качестве горизонта расчета выбран 2030 г.

Технически возможный потенциал возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь оценен в работах [7–11], где также представлен прогноз потенциала до 2030 г.

Источники энергии, из которых тепловая и электрическая энергия производится путем сжигания топлива, – биогаз и древесное топливо – преимущественно для получения только тепловой энергии. Такое решение предлагается ввиду снижения потерь при исключении этапа преобразования тепловой энергии в электрическую, а также наличия достаточного объема генерирующих мощностей в энергосистеме страны. Необходимость внедрения возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь обусловлена в большей мере задачами декарбонизации энергетического сектора, диверсификации источников энергии и их поставщиков и повышения доли местных источников энергии в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов, а не наращивания мощностей.

Определение себестоимости производства электрической энергии при повышении доли возобновляемых источников энергии

В настоящее время в мире широко используются системы накопления энергии, для систем с ветряными и солнечными электростанциями в качестве накопителей энергии наиболее часто используются электрохимические накопители и суперконденсаторы, внедрение которых в энергосистему требует значительных дополнительных вложений и которые имеют весьма ограниченный срок службы в режиме частых зарядов и разрядов [12, 13]. Гибридизация систем накопления энергии, например совместное использование литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов,

позволяет значительно повысить эффективность работы систем [14], однако и электрохимические системы накопления энергии, и суперконденсаторы негативно влияют на себестоимость электрической энергии, обеспечивая ее рост, ввиду пока еще достаточно высоких цен на такого рода накопители энергии. В качестве альтернативы имеется возможность рассмотреть балансирование нагрузки за счет гидроэлектростанций: при повышении выработки электроэнергии ветряными и солнечными электростанциями выше модели графика нагрузки выработка на гидроэлектростанциях будет снижаться, при снижении – увеличиваться. Для проведения моделирования по сценарию 1 будет рассматриваться уже установленная (по состоянию на 2020 г.) в Республике Беларусь мощность гидроэлектростанций для участия в балансировании нагрузки, по сценарию 2 – мощность, согласно определенному ранее технически возможному потенциалу. В регулировании нагрузки предлагается задействовать не более 10 % мощности гидроэлектростанций.

При анализе климатических данных было определено максимальное число дней подряд одновременно с высокой облачностью и низкой скоростью ветра (далее – дней без солнца и ветра). В разные годы число таких дней (z_0) колебалось от 3 до 26. Для дальнейших расчетов будем использовать максимальное значение с небольшим запасом – 30 дней подряд без солнца и ветра. С учетом описанных условий рекомендуемая к внедрению мощность ветровых (P_v) и солнечных электростанций (P_c) определяется соответственно:

$$P_v = P_{\text{техн},v} K_{\text{ак}}; \quad (3)$$

$$P_c = P_{\text{техн},c} K_{\text{ак}} \cdot 0,6, \quad (4)$$

где $P_{\text{техн},v}$ – мощность ветряных электростанций, соответствующая технически возможному потенциалу; $K_{\text{ак}}$ – коэффициент аккумулирования; 0,6 – то же, учитывающий рекомендованное соотношение установленных мощностей, работающих за счет солнца по отношению к работающим за счет ветра [15]. Принят максимальный коэффициент из диапазона ввиду наибольшего технически возможного потенциала энергии солнца из всех видов возобновляемых источников энергии.

Рассчитаем мощность ветряных и солнечных электростанций, соответствующую технически возможному потенциалу:

$$P_{\text{техн}} = \frac{W_{\text{техн}} \cdot \text{КИУМ}}{8760}, \quad (5)$$

где $W_{\text{техн}}$ – технически возможный потенциал производства электроэнергии; КИУМ – средний теоретический коэффициент использования установленной мощности, составивший: 0,12–0,13 – для установок, работающих от энергии солнца и совпадающий с фактическим; 0,23–0,27 – для

установок, работающих от энергии ветра, который значительно превосходит средние фактические значения, равные 0,14–0,16.

Коэффициент аккумулялирования определяется по формуле

$$K_{\text{ак}} = 0,1 W_{\text{техн, водн}} (P_{\text{в}} + P_{\text{с}}) K_{\text{снз}} z_0, \quad (6)$$

где $W_{\text{техн, водн}}$ – выработка электроэнергии за счет движения водных потоков (для сценария 1 – фактическая выработка энергии, для сценария 2 – технически возможный потенциал); 0,1 – предлагаемая доля использования установленной мощности гидроэлектростанций для целей регулирования нагрузки в энергосистеме; $K_{\text{снз}}$ – средняя мощность систем накопления энергии для сглаживания переменного характера работы солнечных и ветряных установок [15].

Снижение выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях от фактической выработки (сценарий 1) и от технически возможного потенциала (сценарий 2) обусловлено задействованием 10 % мощности в регулировании нагрузки и принудительным снижением генерации при росте выработки на солнечных и ветряных установках.

Недостающая часть исходных данных для проведения моделирования и оптимизации экономических характеристик взята из проведенных ранее исследований [16–21]. С учетом износа оборудования и необходимости вывода его из эксплуатации [22], а также существующей структуры выработки энергии, предлагается заменить отработавшее свой ресурс оборудование возобновляемыми источниками энергии и выяснить экономическую целесообразность такого решения. Прогноз выработки электроэнергии был принят не в соответствии с ранее сделанными прогнозами, например в [6], а как продолжение существующего тренда по причине того, что ранее сделанные прогнозы предполагали большие объемы производства электроэнергии в последние годы, чем было произведено фактически.

Для определения себестоимости производства электрической энергии (здесь и далее имеется в виду только производственная себестоимость) дополнительно приняты во внимание финансовые показатели, указанные в [22], учтена существующая динамика цен на топливо и прогнозы этих цен [23, 24]. Учитывая отсутствие в открытом доступе фактической стоимости ядерного топлива для Белорусской АЭС и возможности ее определения косвенным путем, в отличие от стоимости природного газа, при расчетах использованы значения, предложенные в исследовании [16] для новых атомных электростанций (подход 1) и уже существующей генерации (подход 2); итоги вычисления будут отображены отдельно с указанием соответствующего подхода. Стоимость ядерного топлива принята постоянной на всем горизонте расчета. Агрегированная на основе группы вышеназванных источников себестоимость производства электрической энергии на различных энергоисточниках представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Агрегированная себестоимость производства электрической энергии,
дол. США/(МВт·ч)**

Aggregated cost of electricity production, USD/(MW·h)

Год	Источник									
	ТЭЦ, природный газ	КЭС, природный газ	АЭС новые, ядерное топливо	АЭС, ядерное топливо	Блок-станции, природный газ	Энергия солнца	Энергия биогаса	Энергия биомассы	Энергия ветра	Энергия движения водных потоков
2023	44,2	47,3	90,1	21,9	47,3	42,2	65,7	24,2	43,7	41,0
2024	45,6	48,7	90,1	21,9	48,7	38,4	65,0	24,4	43,9	39,8
2025	46,7	49,9	90,1	21,9	49,9	34,9	64,2	24,5	44,1	38,8
2026	47,6	50,9	90,1	21,9	50,9	31,8	63,5	24,6	44,2	37,8
2027	48,5	51,8	90,1	21,9	51,8	28,9	62,7	24,7	44,4	36,9
2028	48,9	52,3	90,1	21,9	52,3	26,2	61,9	24,9	44,6	36,1
2029	49,1	52,4	90,1	21,9	52,4	23,7	61,2	25,0	44,8	35,3
2030	49,2	52,6	90,1	21,9	52,6	21,4	60,4	25,1	45,0	34,6

Проведем моделирование с учетом описанных ранее и существующих системных ограничений и представим результаты в виде табл. 2 и 3.

Таблица 2

**Структура выработки электрической энергии в Республике Беларусь,
млн кВт·ч (сценарий 1)**

**Structure of electric power generation in the Republic of Belarus,
million kW·h (scenario 1)**

Год	ТЭС	АЭС	Блок-станции	Солнце	Биогаз	Движение водных потоков	Ветер	Древесная биомасса	Суммарная выработка	Доля ВИЭ, %
2024	23412	18556	3798	343	194	385	571	373	42501	4,39
2025	18281	18469	3791	415	194	382	691	373	42605	4,82
2026	18290	18624	3791	975	194	360	1625	373	44232	7,97
2027	18290	18779	3791	1044	194	357	1740	373	44568	8,32
2028	18290	18935	3791	1097	194	355	1829	373	44864	8,58
2029	18290	19090	3791	1139	194	353	1899	373	45129	8,77
2030	18290	19245	3791	1171	194	352	1952	373	45369	8,91

Таблица 3

**Структура выработки электрической энергии в Республике Беларусь,
млн кВт·ч (сценарий 2)**

**Structure of electric power generation in the Republic of Belarus,
million kW·h (scenario 2)**

Год	ТЭС	АЭС	Блок-станции	Солнце	Биогаз	Движение водных потоков	Ветер	Древесная биомасса	Суммарная выработка	Доля ВИЭ, %
2024	17036	18556	3798	816	194	366	1361	373	42501	7,32
2025	16266	18469	3791	1185	194	352	1976	373	42605	9,58
2026	15582	18624	3791	1943	194	487	3238	373	44232	14,10
2027	14952	18779	3791	2196	194	623	3660	373	44568	15,81
2028	14321	18935	3791	2435	194	758	4058	373	44864	17,43
2029	13778	19090	3791	2629	194	894	4381	373	45129	18,77
2030	13252	19245	3791	2807	194	1028	4679	373	45369	20,02

При реализации сценария 1, как видно из табл. 2, доля возобновляемых источников энергии к 2025 г. может составить 4,82 % в производстве электрической энергии, а к 2030 г. – 8,91 %. При реализации сценария 2 в 2025 г. доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии может возрасти до 9,58 %, а в 2030 г. – до 20,02 %.

Результаты расчета себестоимости производства электроэнергии с учетом структуры выработки по сценариям 1 и 2 представлены на рис. 2–5. Для сравнения приведена прогнозируемая динамика себестоимости при отсутствии возобновляемых источников энергии в структуре генерации (объем производимой электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии заменен на производство за счет конденсационных электростанций, работающих на природном газе).

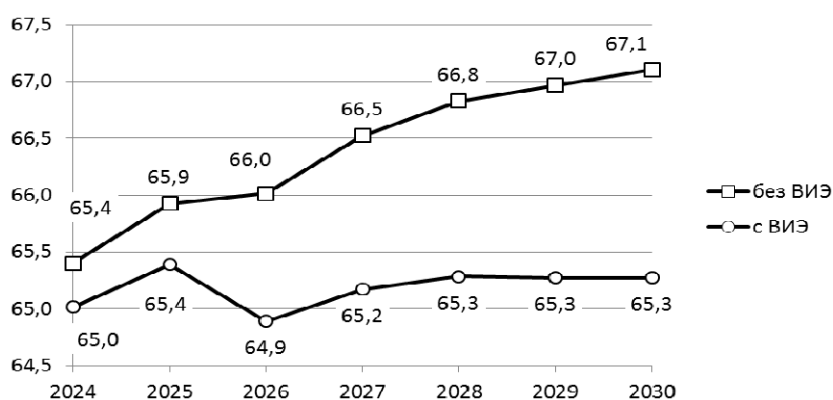


Рис. 2. Себестоимость производства электрической энергии
(сценарий 1, подход 1, дол. США/(МВт·ч))

Fig. 2. Cost of electricity production (scenario 1, approach 1, US dollar/(MW·h))

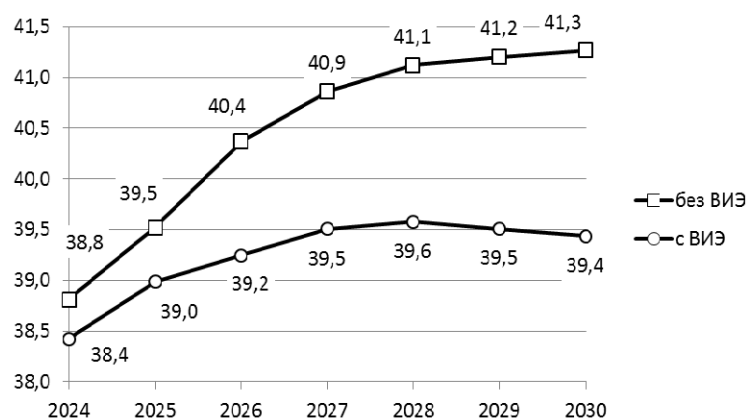


Рис. 3. Себестоимость производства электрической энергии
(сценарий 1, подход 2, дол. США/(МВт·ч))

Fig. 3. Cost of electricity production (scenario 1, approach 2, US dollar/(MW·h))

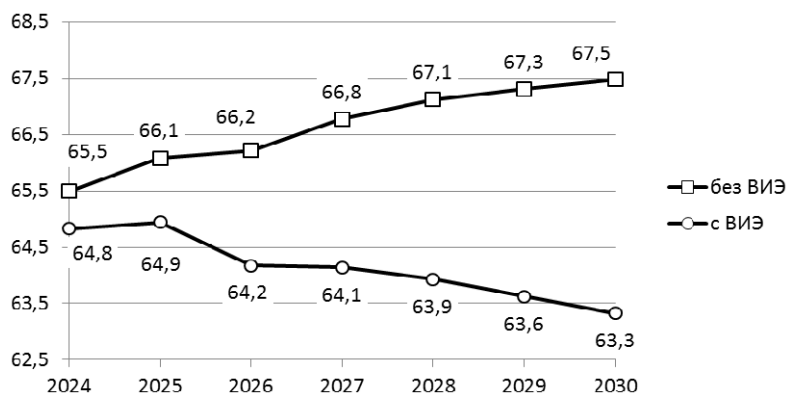


Рис. 4. Себестоимость производства электрической энергии
(сценарий 2, подход 1, дол. США/(МВт·ч))

Fig. 4. Cost of electricity production (scenario 2, approach 1, US dollar/(MW·h))

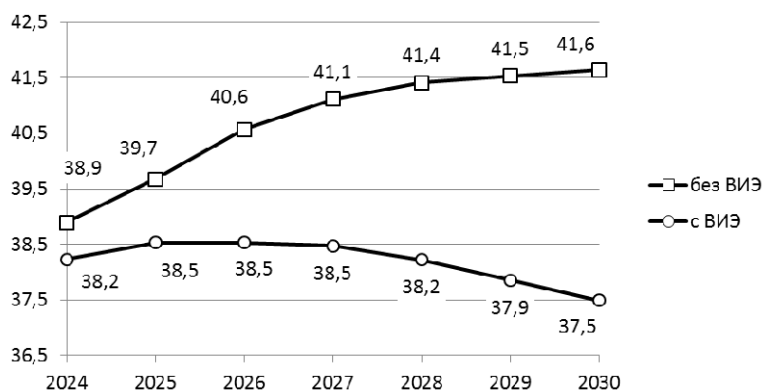


Рис. 5. Себестоимость производства электрической энергии
(сценарий 2, подход 2, дол. США/(МВт·ч))

Fig. 5. Cost of electricity production (scenario 2, approach 2, US dollar/(MW·h))

Как видно из рис. 2 и 3, включение в структуру производства электроэнергии большей доли возобновляемых источников энергии позволяет при подходе 1 стабилизировать себестоимость производства энергии, а при подходе 2 – снизить ее начиная с 2029 г. В то же время можно наблюдать рост себестоимости в вариантах, не предусматривающих применение возобновляемых источников энергии за счет наличия тенденции роста цен на природный газ.

При рассмотрении рис. 4 и 5 видно, что наличие установок возобновляемой энергетики в производстве электроэнергии в обоих случаях дает возможность не только получить меньшую себестоимость по сравнению с вариантом без возобновляемых источников энергии, но и постепенно снижать себестоимость электроэнергии.

Сравнение двух сценариев между собой позволяет сделать вывод о большей экономической целесообразности реализации второго сценария: к 2030 г. производственная себестоимость электроэнергии прогнозируется при подходе 1 на уровне 63,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 2 против 65,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 1; при подходе 2 – 37,5 против 39,4 дол. США/(МВт·ч) соответственно.

Стоит обратить внимание, что снижение генерации электроэнергии на теплоэлектроцентралях может привести к снижению выработки теплоты на источниках этого типа, что, в свою очередь, отразится на себестоимости тепловой энергии.

Определение экономически целесообразного потенциала энергии солнца, ветра и движения водных потоков

Использование возобновляемых источников энергии в соответствии с предложенными в сценарии 2 объемами производства энергии позволяет снизить себестоимость производства энергии в стране. Их внедрение может происходить в более медленном темпе, что не снижает потенциальной экономической эффективности.

Средняя глубина использования среднего технически возможного потенциала к 2030 г. энергии солнца составит 2,61 % при реализации сценария 1 и 6,24 % при реализации сценария 2; энергии ветра – 19,8 и 46,1 %; движения водных потоков – 31,0 и 100 % соответственно. Данная часть потенциала, предложенная для реализации по сценарию 2, будет также являться экономически целесообразным потенциалом возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь для реализации до 2030 г. включительно. В дальнейшем данный потенциал будет нуждаться в периодическом пересчете с учетом фактической динамики цен на топливно-энергетические ресурсы, новых разработок в области энергетики, влияющих на себестоимость производства энергии, и прочих факторов.

К 2025 г. экономически целесообразный потенциал энергии солнца составит 0,91–1,45 млрд кВт·ч/год, к 2030 г. – 2,15–3,46 млрд кВт·ч/год; энергии ветра – 1,55–2,39 и 3,69–5,67 млрд кВт·ч/год соответственно;

энергии движения водных потоков – 1,11–1,45 млрд кВт·ч/год на протяжении всего рассматриваемого периода. Экономически целесообразный потенциал древесной биомассы и биогаза может быть определен только при дополнительном рассмотрении производства тепловой энергии.

ВЫВОДЫ

1. Анализ результатов расчета себестоимости производства электроэнергии с учетом структуры выработки по сценариям 1 и 2 показывает, что повышение в структуре производства электроэнергии доли возобновляемых источников энергии позволяет стабилизировать или даже снизить себестоимость ее производства в зависимости от сценария и подхода. В то же время, может происходить рост себестоимости в вариантах, не предусматривающих применение возобновляемых источников энергии за счет наличия тенденции роста цен на природный газ.

2. Большей экономической целесообразностью обладает реализация сценария 2, с большей долей возобновляемых источников энергии: к 2030 г. производственная себестоимость электроэнергии прогнозируется при подходе 1 на уровне 63,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 2 против 65,3 дол. США/(МВт·ч) по сценарию 1; при подходе 2 – 37,5 против 39,4 дол. США/МВт·ч соответственно.

3. К 2025 г. экономически целесообразный потенциал энергии солнца составит 0,91–14,5 млрд кВт·ч/год, к 2030 г. – 2,15–3,46 млрд кВт·ч/год; энергии ветра – 2,15–3,45 и 3,69–5,67 млрд кВт·ч/год соответственно; энергии движения водных потоков – 1,11–1,45 млрд кВт·ч/год на протяжении всего рассматриваемого периода до 2030 г.

4. В Республике Беларусь экономически целесообразно и технически возможно к 2030 г. заместить до 20,0 % выработки электрической энергии энергией, произведенной за счет возобновляемых источников энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Rečka, L. The MESSAGE Model Description [Electronic resource]. 2013. Mode of access: https://www.researchgate.net/profile/Tahereh-Vaezi/post/MESSAGE_Model_for_Energy_Supply_Strategy_Alternatives_and_their_General_Environmental_Impact/attachment/5ca5b3103843b01b9b976d86/AS%3A743867129278465%401554363152501/download/MESSAGE+description_CUNI.pdf. Date of access: 02.02.2021.
2. Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide / International Atomic Energy Agency. Vienna: IAEA, 2016. 140 p.
3. MESSAGE [Electronic resource] // Energy Plan. Mode of access: <https://www.energyplan.eu/othertools/global/message/>. – Date of access: 02.02.2021.
4. Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE) [Electronic Resource] / International Institute for Applied Systems Analysis. 2012. Mode of access: <https://webarchive.iiasa.ac.at/Research/ENE/model/message.html>. Date of access: 03.02.2021.
5. Messner, S. User's Guide for MESSAGE III / S. Messner, M. Strubegger // International Institute for Applied Systems Analysis, 1995. 160 p.
6. Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года [Электронный ресурс]. Приложение к постановлению Министерства энер-

- гетики Республики Беларусь от 25 февраля 2020 № 7. Режим доступа: https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/Koncepcija-razvitiya-jelektrogen.moshhnostej-i-jel.setej-do-2030-g._2020.docx.
7. Любчик, О. А. Исследование потенциала получения биогаза в животноводческих комплексах Республики Беларусь / О. А. Любчик // *Энергоэффективность*. 2021. № 5. С. 24–27.
 8. Любчик, О. А. Оценка потенциала солнечной энергии в Республике Беларусь / О. А. Любчик // *Наука – образованию, производству, экономике: материалы 19-й Международ. науч.-техн. конф., Минск, 2021 / Белорус. нац. техн. ун-т; редкол.: В. Г. Баштовой [и др.]. Минск, 2021. С. 11–14.*
 9. Любчик, О. А. Оценка потенциала энергии движения водных потоков в Республике Беларусь / О. А. Любчик // *Наука – образованию, производству, экономике: материалы 19-й Международ. науч.-техн. конф., Минск, 2021 / Белорус. нац. техн. ун-т; редкол.: В. Г. Баштовой [и др.]. Минск, 2021. С. 15–19.*
 10. Любчик О. А. Использование древесной биомассы в качестве топлива как направление укрепления энергетической безопасности Республики Беларусь: оценка и прогноз потенциала / О. А. Любчик // *Агропанорама*. 2021. № 4. С. 26–30.
 11. Любчик, О. А. Определение потенциала возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь и оценка их использования в аграрном секторе / О. А. Любчик // *Энерго- и ресурсосбережение: новые исследования, технологии и инновационные подходы: сб. тр. Междунар. конф., Карши, 24–25 сент. 2021 г. Ташкент: Voris-Nashriyot, 2021. С. 281–286.*
 12. Красовский, В. И. Накопители энергии для улучшения режимов работы электрической энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии / В. И. Красовский, П. В. Яцко // *Сахаровские чтения 2020 года: экологические проблемы XXI века: материалы 20-й Междунар. науч. конф., 21–22 мая 2020 г., г. Минск, Республика Беларусь: в 2 ч. / Междунар. гос. экол. ин-т имени А. Д. Сахарова Бел. гос. ун-та; редкол.: А. Н. Батян [и др.]; под ред. С. А. Маскевича, М. Г. Герменчук. Минск: ИВЦ Минфина, 2020. Ч. 2. С. 393–396.*
 13. Разработка энергетического баланса энергосистемы Беларуси с учетом развития возобновляемых источников энергии, в том числе ветроэнергетики: науч.-техн. отчет / А. Ф. Молочко [и др.]. Минск: ООО «Альфа-книга», 2019. 238 с.
 14. Доброго, К. В. Моделирование функционального взаимодействия блоков гибридного накопителя энергии / К. В. Доброго, И. А. Козначеев // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 5. С. 405–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-405-422>.
 15. Любчик, О. А. Минимизация влияния возобновляемых источников энергии на работу энергосистемы путем совместного использования солнечной и ветряной генераций / О. А. Любчик, С. В. Быстрых, А. Н. Казак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 5. С. 423–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-423-432>.
 16. Разработка методических подходов к повышению энергетической безопасности в рамках концепции устойчивого развития с учетом интеграции возобновляемых источников энергии и АЭС в энергобаланс: отчет о НИР (заключит.) / РНПУП «Институт энергетике НАН Беларуси»; рук. А. А. Михалевич. Минск, 2020. 569 с. № ГР 20190609.
 17. Global Trends [Electronic resource] / International Renewable Energy Agency. 2021. Mode of access: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>. Date of access: 06.09.2022.
 18. Stacy, Th. S. The Levelized Cost of Electricity form Existing Generation Resources / Th. S. Stacy, G. S. Taylor. Institute for Energy Research, 2016. 62 p.
 19. Зорина, Т. Г. Интеграция возобновляемых источников энергии в структуру энергопроизводства Республики Беларусь: сценарное моделирование / Т. Г. Зорина // *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. 2021. № 1 (21). С. 66–79.
 20. Удельные расходы топлива на отпуск электро- и теплоэнергии и потери в электро- и теплосетях, используемые в 2023 году в расчетах экономии топливно-энергетических ресурсов [Электронный ресурс] // Департамент по энергоэффективности Государствен-

- ного комитета по стандартизации Республики Беларусь. Режим доступа: [https:// energo effect.gov.by/ programs/forming/spravka/30230201_sprav](https://energoeffect.gov.by/programs/forming/spravka/30230201_sprav). Дата доступа: 12.09.2023.
21. О расчетной стоимости 1 тонны условного топлива в 2023 году [Электронный ресурс] // Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь. Режим доступа: [https://energoeffect.gov.by/ supervision/framework/ information/ 20220317_cost1](https://energoeffect.gov.by/supervision/framework/information/20220317_cost1). Дата доступа: 12.09.2023.
 22. Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 годы [Электронный ресурс]: Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 № 8. Режим доступа: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/31.pdf>.
 23. Обзор сектора электро- и теплоэнергетики в Республике Беларусь: отчет о НИР (заключит.) / РУП «БЕЛТЭИ»; рук. Ф. И. Молочко. Минск, 2018. 296 с. № NEEP/CQS/17/01.
 24. Uranium Market Outlook [Electronic resource] // UxC. Mode of access: [https://www.uxc. com/p/products/rpt_umo.aspx](https://www.uxc.com/p/products/rpt_umo.aspx). Date of access: 07.09.2023.
- Поступила 22.08.2023 Подписана в печать 24.10.2023 Опубликовано онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Rečka L. (2013) *The MESSAGE Model Description*. Available at: https://www.researchgate.net/profile/Tahereh-Vaezi/post/MESSAGE_Model_for_Energy_Supply_Strategy_Alternatives_and_their_General_Environmental_Impact/attachment/5ca5b3103843b01b9b976d86/AS%3A743867129278465%401554363152501/download/MESSAGE+description_CUNI.pdf (accessed 02 February 2021).
2. International Atomic Energy Agency (2016) *Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide*. Vienna, IAEA. 140
3. MESSAGE. *Energy Plan*. Available at: <https://www.energyplan.eu/othertools/global/message/> (accessed 02 February 2021).
4. International Institute for Applied Systems Analysis (2012) *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE)*. Available at: <https://web.archive.iiasa.ac.at/Research/ENE/model/message.html> (accessed 03 February 2021).
5. Messner S., Strubegger M. (1995) *User's Guide for MESSAGE III (IIASA Working Paper WP-95-069)*. International Institute for Applied Systems Analysis. 160.
6. *The Concept of Development of Electric Generating Capacities and Electric Networks for the Period up to 2030. Appendix to Resolution No 7 of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus Dated February 25, 2020*. Available at: [https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/ Koncepcija-razvitiya-jelektrogen.moshnostej-i-jel.setej-do-2030-g_2020.docx](https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/Koncepcija-razvitiya-jelektrogen.moshnostej-i-jel.setej-do-2030-g_2020.docx) (in Russian).
7. Lyubchik O. A. (2021) Investigation of the Potential of Biogas Production in Livestock Complexes of the Republic of Belarus. *Energoeffektivnost' [Energy Efficiency]*, (5), 24–27 (in Russian).
8. Lyubchik O. A. (2021) Assessment of the Potential of Solar Energy in the Republic of Belarus. *Nauka – Obrazovaniyu, Proizvodstvu, Ekonomike: Mater. 19-i Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Minsk, 2021* [Science for Education, Industry, Economy: Proceedings of 19th International Scientific and Technical Conference, Minsk, 2021]. Minsk, BNTU, 11–14 (in Russian).
9. Lyubchik O. A. (2021) Assessment of the Energy Potential of the Water Flows Movement in the Republic of Belarus. *Nauka – Obrazovaniyu, Proizvodstvu, Ekonomike: Mater. 19-i Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Minsk, 2021* [Science for Education, Industry, Economy: Proceedings of 19th International Scientific and Technical Conference, Minsk, 2021]. Minsk, BNTU, 15–19 (in Russian).
10. Lyubchik O. A. (2021) The Use of Wood Biomass in Capacity of Fuel as a Direction for Strengthening the Energy Security of the Republic of Belarus: Assessment and Forecast of Potential. *Agropanorama*, (4), 26–30 (in Russian).
11. Lyubchik O. A. (2021) Determination of the Potential of Renewable Energy Sources in the Republic of Belarus and Assessment of their Use in the Agricultural Sector. *Energo- i Resursoberezhenie: Novye Issledovaniya, Tekhnologii i Innovatsionnye Podkhody: Sbornik Trudov Mezhdunar. Konf., Karshi, 24–25 Sent. 2021 g.* [Energy and Resource Conservation: New Research, Technologies and Innovative Approaches: Proceedings of the International Conference, Karshi, September 24–25, 2021]. Tashkent, Voris-Nashriyot Publ., 281–286 (in Russian).

12. Krasovskii V. I., Yatsko P. V. (2020) Energy Storage for Improving the Modes of Operation of an Electric Power System with Renewable Energy Sources. *Sakharovskie Chteniya 2020 goda: Ekologicheskie Problemy XXI Veka: Materialy 20-i Mezhdunarodnoi Nauchnoi Konferentsii, 21–22 Maya 2020 g., g. Minsk, Respublika Belarus'. Ch. 2* [Sakharov Readings 2020: Environmental Problems of the XXI Century: Proceedings of the 20th International Scientific Conference, May 21–22, 2020, Minsk, Republic of Belarus. Part 2]. Minsk, ICC of the Ministry of Finance, 393–396 (in Russian).
13. Molochko A. F., Privalov A. S., Sivak A. V., Zhuchenko E. A., Chernetsov O. D., Makei A. E. [et al.] *Development of the Energy Balance of the Belarusian Energy System Taking Into Account the Development of Renewable Energy Sources Including Wind Energy: Scientific and Technical Report*. Minsk, Alfa-Book LLC. 238 (in Russian).
14. Dobrego K. V., Koznacheev I. A. (2023) Modelling of Functional Interaction of Hybrid Energy Storage System Battery Units. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (5), 405–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-405-422> (in Russian).
15. Liubchuk V. A., Bystrykh S. V., Kazak A. N. (2023) Minimizing of Renewable Energy Sources Impact on the Energy System Operation by the Joint Use of Solar and Wind Generation. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (5), 423–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-5-423-432> (in Russian).
16. Mikhalevich A. A. (Supervisor) (2020) *Development of Methodological Approaches to Improving Energy Security within the Framework of the Concept of Sustainable Development, Taking into Account the Integration of Renewable Energy Sources and Nuclear Power Plants into the Energy Balance: Research Report (Final)*. No GR 20190609. Minsk, RSIUE “Institute of Energy of the National Academy of Sciences of Belarus”. 569 (in Russian).
17. International Renewable Energy Agency (2021) *Global Trends*. Available at: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends> (accessed 06 September 2022).
18. Stacy Th. S., Taylor G. S. (2016) *The Levelized Cost of Electricity from Existing Generation Resources*. Institute for Energy Research. 34.
19. Zoryna T. G. (2021) Integration of Renewable Energy Sources into the Energy Production Structure of the Republic of Belarus: Scenario Simulation. *Informatsionnye i Matematicheskie Tekhnologii v Nauke i Upravlenii = Information and Mathematical Technologies in Science and Management*, (1), 66–79 (in Russian).
20. Specific Fuel Costs for Electricity and Heat Supply and Losses in Electricity and Heating Networks Used in 2023 in Calculations of Fuel and Energy Resources Savings. *Department for Energy Efficiency of the State Committee for Standardization of the Republic of Belarus*. Available at: https://energoeffect.gov.by/programs/forming/spravka/30230201_sprav. (accessed 12 September 2023) (in Russian).
21. On the Estimated Cost of 1 Ton of Conventional Fuel in 2023. *Department for Energy Efficiency of the State Committee for Standardization of the Republic of Belarus*. Available at: https://energoeffect.gov.by/supervision/framework/information/20220317_cost1 (accessed 12 September 2023) (in Russian).
22. *Sectoral Program of Electric Power Industry Development for 2016–2020. Resolution of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus No 8 of 31.03.2016*. Available at: <https://min.energo.gov.by/wp-content/uploads/31.pdf> (in Russian).
23. Molochko F. I. (Supervisor) (2018) *Overview of the Electricity and Heat Power Sector in the Republic of Belarus: Research Report (Final)*. No. NEEP/CQS/17/01. Minsk, RUE “BELTPEI”. 296 (in Russian).
24. Uranium Market Outlook. *UxC*. Available at: https://www.uxc.com/p/products/rpt_umo.aspx (accessed 07 September 2023).

ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИКА» в 2023 г.

I. ТЕМАТИЧЕСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Le Van Nghia, Dam Hoang Phuc, Nguyen Trong Hoan, Kharitonchik S. V., Kussyak V. A. Research of Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles (Ле Ван Нгиа, Дам Хоанг Пхук, Нгуен Чронг Хоан, Харитончик С. В., Кусяк В. А. Исследование стратегии рекуперативного торможения электромобилей).....	2
Oreiko O. F. Reference Input Signals Formation for Induction Motor Control in Traction Drive (Опейко О. Ф. Формирование сигналов задания системы тягового асинхронного электропривода).....	3
Rumiantsev Yu. V. Current Transformer Saturation Detection Method Based on Artificial Neural Network (Румянцев Ю. В. Определение насыщения трансформатора тока на основе использования искусственной нейронной сети).....	3
Барукин А. С., Клепель М. Я., Динмуханбетова А. Ж., Амирбек Д. А. Ввод дополнительного выключателя в блок генератор – трансформатор для энергосбережения в схемах открытых распределительных устройств электростанций.....	4
Бладыко Ю. В., Пономаренко Е. Г., Климович П. И. Упрощенный метод механического расчета гибких проводников распределительных устройств без ограничений по числу отпаяк.....	3
Данилов М. И., Романенко И. Г. Оперативная идентификация сопротивлений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными системами учета.....	2
Доброго К. В. К вопросу создания гибридных систем накопления электроэнергии.....	3
Доброго К. В., Козначеев И. А. Моделирование функционального взаимодействия блоков гибридного накопителя электроэнергии.....	5
Корнеев А. П., Леновский Г. С., Итонг Нью. Применение наблюдающего устройства в системе управления для электромеханической системы с распределенными параметрами в механической части.....	4
Любчик О. А., Быстрых С. В., Казак А. Н. Минимизация влияния возобновляемых источников энергии на работу энергосистемы путем совместного использования солнечной и ветряной генераций.....	5
Матренин П. В., Хальясмаа А. И., Гамалей В. В., Ерошенко С. А., Попкова Н. А., Секацкий Д. А., Потачиц Я. В. Повышение точности прогнозирования генерации фотоэлектрических станций на основе алгоритмов k -средних и k -ближайших соседей.....	4
Матренин П. В., Хальясмаа А. И., Русина А. Г., Ерошенко С. А., Попкова Н. А., Секацкий Д. А. Оперативное прогнозирование скорости ветра для автономной энергетической установки тяговой железнодорожной подстанции.....	1

Павлович И. А., Барайшук С. М. Снижение электрического сопротивления заземляющих устройств применением грунтозамещающей смеси на основе графита и гидрогеля для стабилизации электрофизических параметров грунта	4
Романюк Ф. А., Румянцев В. Ю., Румянцев Ю. В. Цифровые фильтры симметричных составляющих входных сигналов микропроцессорных защит электроустановок	1

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Sednin V. A., Sednin A. V., Matsyavin A. A. Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants (Седнин В. А., Седнин А. В., Матявин А. А. Возможность использования водорода в газотурбинных установках)	2
Uzakov G. N., Novik A. V., Davlonov X. A., Almardanov X. A., Chuliev S. E. Heat and Material Balance of Heliopyrolysis Device (Узаков Г. Н., Новик А. В., Давлонов Х. А., Алмарданов Х. А., Чулиев С. Э. Тепловой и материальный баланс гелиопиролизного устройства)	1
Богдан Е. В., Карницкий Н. Б. Структурно-экономический подход при выборе пиковых регулирующих мощностей на тепловых электростанциях	6
Иокова И. Л., Перехвал М. Б., Мигуцкий И. Е. Система теплоснабжения «умного дома» на базе централизованного теплоснабжения с утилизацией вторичных энергетических ресурсов при помощи теплового насоса	5
Карманов А. Е., Митрофанов А. В., Приходько Е. В., Василевич С. В., Шпейнова Н. С. Расчетно-экспериментальное исследование локальных характеристик процесса псевдооживления топливных гранул	6
Кузеванов В. С., Закожурников С. С., Закожурникова Г. С., Каверин А. А. Стратегия производства электрической и тепловой энергии в условиях ограниченного количества топлива	3
Лабкович О. Н., Погирницкая С. Г. Оптимизация рабочих характеристик магнитожидкостных уплотнений для ветроэнергетических установок	1
Митрофанов А. В., Колибаба О. Б., Габитов Р. Н., Долинин Д. А., Василевич С. В. Исследование тепло- и массообмена в процессе топливоподготовки частицы биомассы с высокой влажностью	4
Овсянник А. В., Ключинский В. П. Технично-экономический анализ полигенерационных турбоустановок на основе диоксида углерода	4
Овчинников Л. Н., Овчинников Н. Л., Митрофанов А. В., Василевич С. В., Шпейнова Н. С. Экспериментальное и расчетное исследование формирования композитного гранулированного топлива	1
Ольшанский А. И., Голубев А. Н. Исследование кинетики тепловлагообмена при термической обработке и сушке тонких влажных теплоизоляционных материалов	1
Ольшанский А. И., Голубев А. Н. Исследование тепло- и массообмена в процессе конвективной термообработки и сушки теплоизоляционных материалов и приближенное уравнение кривой сушки	5
Петраш В. Д., Хоменко О. И., Басист Д. В., Голубенко А. В. Условия энергоэффективного теплоснабжения на основе трансформированной теплоты грунта и воздушных потоков	3
Прохоров В. Б., Киричков В. С., Чернов С. Л., Фоменко М. В. Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения	6
Романюк В. Н., Бобич А. А., Рыжова Т. В., Бубыр Т. В., Янчук В. В., Яцухно Я. С. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Часть 1	1

Романюк В. Н., Бобич А. А., Рыжова Т. В., Бубырь Т. В., Янчук В. В., Яцухно Я. С. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Часть 2	2
Свириденко И. И., Шевелев Д. В. Автономная термосифонная система пассивного отвода теплоты от первого контура реакторной установки: особенности функционирования, характеристики и основные преимущества	5
Седнин В. А., Бубырь Т. В. Оценка эффективности регенерации тепловых отходов в продуваемых непроходных каналах теплотрасс	1
Седнин А. В., Позднякова М. И. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Часть 1: Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов	6
Седнин В. А., Игнатович Р. С. Анализ эффективности технологии производства водорода на мини-ТЭЦ на местных видах топлива термохимическим методом	4
Янчук В. В., Романюк В. Н. Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60	6

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Веременик В. В., Ивашечкин В. В., Крицкая В. И. Моделирование работы скважинного водозабора подземных вод с кольцевым сборным водоводом	3
--	---

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Любчик О. А. Влияние возобновляемых источников энергии на себестоимость производства электрической энергии	6
Некрасов С. А. Стимулирование электропотребления регионов-аутсайдеров – необходимое условие структурной устойчивости России	2
Русецкая М. И., Манцера Т. Ф., Корсак Е. П. Анализ энергетического комплекса стран – участниц ЕАЭС и формирование групп-технологий его цифровизации	2
Садкин И. С., Шипицина А. П., Щинников П. А. Анализ стоимости котельного агрегата угольных энергоблоков в зависимости от начального давления пара и наличия систем очистки дымовых газов	5

II. ИМЕННОЙ УКАЗАТЕЛЬ**А**

Алмарданов Х. А., 1
Амирбек Д. А., 4

Б

Барайшук С. М., 4
Барукин А. С., 4
Басист Д. В., 3
Бладыко Ю. В., 3
Бобич А. А., 1, 2
Богдан Е. В., 6
Бубырь Т. В., 1, 2
Быстрых С. В., 5

В

Василевич С. В., 1, 4, 6
Веременюк В. В., 3

Г

Габитов Р. Н., 4
Гамалей В. В., 4
Голубев А. Н., 1, 5
Голубенко А. В., 3

Д

Давлонов Х. А., 1
Дам Хоанг Пхук, 2
Данилов М. И., 2
Динмуханбетова А. Ж., 4
Доброго К. В., 3, 5
Долинин Д. А., 4

Е

Ерошенко С. А., 1, 4

З

Закожурников С. С., 3
Закожурникова Г. С., 3

И

Ивашечкин В. В., 3
Игнатович Р. С., 4
Иокова И. Л., 5
Итонг Нью, 4

К

Каверин А. А., 3
Казак А. Н., 5
Карманов А. Е., 6
Карницкий Н. Б., 6
Киричков В. С., 6
Клецель М. Я., 4
Климкович П. И., 3
Ключинский В. П., 4
Козначеев И. А., 5
Колибаба О. Б., 4
Корнеев А. П., 4
Корсак Е. П., 2
Крицкая В. И., 3
Кузеванов В. С., 3
Кусяк В. А., 2

Л

Лабкович О. Н., 1
Ле Ван Нгиа, 2
Леневский Г. С., 4
Любчик О. А., 5, 6

М

Манцорова Т. Ф., 2
Матренин П. В., 1, 4
Матявин А. А., 2
Мигуцкий И. Е., 5
Митрофанов А. В., 1, 4, 6

Н

Нгуен Чронг Хоан, 2
Некрасов С. А., 2
Новик А. В., 1

О

Овсянник А. В., 4
Овчинников Л. Н., 1
Овчинников Н. Л., 1
Ольшанский А. И., 1, 5
Опейко О. Ф., 3

П

Павлович И. А., 4
Перехвал М. Б., 5
Петраш В. Д., 3
Погирицкая С. Г., 1

Позднякова М. И., 6
Пономаренко Е. Г., 3
Попкова Н. А., 1, 4
Потачиц Я. В., 4
Приходько Е. В., 6
Прохоров В. Б., 6

Р

Романенко И. Г., 2
Романюк В. Н., 1, 2, 6
Романюк Ф. А., 1
Румянцев В. Ю., 1
Румянцев Ю. В., 1, 3
Русецкая М. И., 2
Русина А. Г., 1
Рыжова Т. В., 1, 2

С

Садкин И. С., 5
Свириденко И. И., 5
Седнин А. В., 2, 6
Седнин В. А., 1, 2, 4
Секацкий Д. А., 1, 4

У

Узаков Г. Н., 1

Ф

Фоменко М. В., 6

Х

Хальясмаа А. И., 1, 4
Харитончик С. В., 2
Хоменко О. И., 3

Ч

Чулиев С. Э., 1
Чернов С. Л., 6

Ш

Шевелев Д. В., 5
Шипицина А. П., 5
Шпейнова Н. С., 1, 6

Щ

Щинников П. А., 5

Я

Янчук В. В., 1, 2, 6
Яцухно Я. С., 1, 2