

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>

УДК 621.311.22

Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси

Часть 2

В. Н. Романюк¹⁾, А. А. Бобич¹⁾, Т. В. Рыжова¹⁾, Т. В. Бубырь¹⁾,
В. В. Янчук¹⁾, Я. С. Яцухно¹⁾

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

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

Реферат. Энергосистема – структура, входящая в число сложнейших искусственных объектов, успешное функционирование и развитие которых абсолютно необходимо для обеспечения жизнедеятельности современного государства. В этой связи, безусловно, востребован ее непрерывный мониторинг с получением достоверных и объективных показателей работы. Традиционные ключевые энергетические показатели (удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии и отпуск тепловой энергии) для таких сложных структур не дают полного представления о работе энергосистемы и в ряде случаев рассчитываются некорректно. В настоящей статье предлагается к числу традиционных характеристик добавить известный, но практически не используемый эксергетический коэффициент полезного действия. Его применение расширяет возможности мониторинга и повышает объективность оценки. Впервые проведен анализ различных периодов (годового, отопительного и межотопительного) на примере теплоэлектроцентралей Объединенной энергетической системы Беларуси. Относительная выработка электроэнергии ТЭЦ до ввода Белорусской АЭС оценивалась в $\approx 45\%$, а после ввода снизилась до $\approx 39\%$. Более половины годового потребления тепловой энергии в Беларуси приходится на теплогенерирующие источники, при этом ТЭЦ обеспечивают до 88 % отпуска теплоты. Определены коэффициент использования установленной электрической мощности, коэффициент теплофикации и усредненная за год удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении для каждой ТЭЦ в отдельности. Найден эксергетический коэффициент полезного действия для каждой крупной и малой ТЭЦ в отдельности и проведено ранжирование их эффективности. Полученные результаты представлены в графическом виде, что повышает информативность и облегчает восприятие. Предложены решения для повышения эффективности работы ТЭЦ.

Ключевые слова: энергосистема, эксергия, эксергетический коэффициент полезного действия, термодинамическая эффективность, анализ, теплоэлектроцентраль, Белорусская АЭС

Для цитирования: Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Часть 2 / В. Н. Романюк [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 141–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>

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

Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System

Part 2

V. N. Romaniuk¹⁾, A. A. Bobich¹⁾, T. N. Ryzhova¹⁾, T. V. Bubyr¹⁾,
V. V. Yanchuk¹⁾, Y. S. Yatsukhna¹⁾

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

Abstract. The energy system is a structure that is among the most complex artificial objects, the successful functioning and development of which is absolutely necessary to ensure the livelihoods of a modern state. In this regard, its continuous monitoring with obtaining reliable and objective performance indicators is undoubtedly in demand. Traditional key energy indicators (specific consumption of conventional fuel for electricity generation and heat release) do not give a complete picture of the operation of the power system for such complex structures and in some cases are calculated incorrectly. The present paper proposes to add a well-known, but practically unused exergetic efficiency coefficient to the range of traditional characteristics. Its application expands the monitoring capabilities and increases the objectivity of the evaluation. For the first time, the analysis of various periods (annual, heating and inter-heating) was carried out on the example of thermal power plants (CHP) of the Unified Energy System of Belarus. The relative power generation of the CHP before the commissioning of the Belarusian NPP was estimated at $\approx 45\%$, and after commissioning it decreased to $\approx 39\%$. More than half of the annual consumption of thermal energy in Belarus is accounted for by heat-generating sources, while thermal power plants provide up to 88% of heat output. The installed electric capacity utilization factor, the extraction factor and the average annual specific generation of electricity on thermal consumption for each CHP separately have been determined. The results are presented graphically, which makes the content more informative and facilitates the perception. Solutions have been proposed to improve the efficiency of the CHP.

Keywords: power system, exergy, exergetic efficiency, thermodynamic efficiency, analysis, condensing power plants, Belarusian NPP

For citation: Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. N., Bubyr T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 141–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157> (in Russian)

Введение

Комбинированная выработка преобразованных энергопотоков – наиболее совершенная технология использования органического топлива. В энергосистеме Беларуси велика роль теплофикационных мощностей, годовой отпуск электроэнергии от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) оценивается в $36\text{--}42\%$ [1]. Так, в 2020 г. он составил 39% от суммарного отпуска электроэнергии в энергосистеме, в том числе 26% в межотопительный период и 47% в отопительный [2].

Внедрение газотурбинных двигателей внутреннего сгорания (ДВС) позволило повысить эффективность использования природного газа на ТЭЦ, по сравнению с отдельной выработкой тепловой энергии на котельных и элек-

трической энергии на конденсационных электростанциях (КЭС), до 31 %, а газопоршневых ДВС – до 38 % [3].

В соответствии с индикатором энергетической безопасности, относительная доля природного газа в приходной части энергобаланса страны не должна превышать 50 % [4]. С вводом Белорусской АЭС этот показатель снизится с 97 до 59 % [5], т. е. необходимо дальнейшее повышение эффективности использования природного газа за счет внедрения ДВС именно на ТЭЦ [1, 6], а также применение других альтернативных мероприятий, например за счет утилизации низкотемпературных тепловых вторичных энергетических ресурсов ТЭЦ [7].

Стоит отметить, что ввод АЭС вызывает технические вопросы, решение которых может привести к вытеснению ТЭЦ из генерации. В этом контексте требуется всесторонний анализ работы всех ТЭЦ и энергосистемы в целом, чтобы минимизировать замену этих высокоэффективных теплогенерирующих источников на котельные и сохранить их в составе энергосистемы.

Представленное исследование охватывает 2020 г., в качестве показателей эффективности работы ТЭЦ приняты коэффициент использования установленной электрической мощности, коэффициент теплофикации, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и термодинамическая оценка с помощью эксергетического КПД [8–17].

Основная часть

Общее количество ТЭЦ Объединенной энергетической системы Беларуси составляет 39 единиц, 12 из них крупные. Годовое потребление тепловой энергии составляет порядка 61 млн Гкал, более половины (≈ 32 млн Гкал) приходится на теплогенерирующие источники. При этом ТЭЦ обеспечивают до 88 % отпуска теплоты (67 % крупные ТЭЦ и 21 % малые), из которых 82 % подаются с сетевой водой и 18 % с паровым теплоносителем.

Годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ до ввода Белорусской АЭС составляла ≈ 45 %, а после ввода вклад ТЭЦ снижается до ≈ 39 % [2]. При этом следует отметить, что на долю крупных и малых ТЭЦ приходится соответственно 86 и 14 % выработки электроэнергии на ТЭЦ, или 34 и 5 % общей выработки электроэнергии всеми энергогенерирующими источниками энергосистемы, включая Белорусскую АЭС.

Показатели работы крупных ТЭЦ за 2020 г. приведены в табл. 1.

Из анализа данных табл. 1 следует, что годовая генерация электроэнергии и отпуск тепловой энергии на крупных ТЭЦ изменяются в широком диапазоне в зависимости от конкретной ТЭЦ. Так, генерация электроэнергии на отдельных ТЭЦ в отопительный и межотопительный периоды отличается на один-два порядка, отпуск тепловой энергии – на один порядок. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (УВЭЭТП) также не одинаковая (в пределах от 0,17 до 0,87 кВт·ч/Гкал). Ее максимальное значение отмечается на Гродненской ТЭЦ-2 (0,73 кВт·ч/Гкал)

и Минской ТЭЦ-3 (0,87 кВт·ч/Гкал), т. е. на ТЭЦ с парогазовыми блоками, а также на отопительных ТЭЦ: Гомельской ТЭЦ-2 (0,65 кВт·ч/Гкал) и Минской ТЭЦ-4 (0,68 кВт·ч/Гкал). На остальных крупных ТЭЦ удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении несколько ниже и находится в диапазоне 0,17–0,40 кВт·ч/Гкал.

Таблица 1

Показатели работы крупных теплоэлектроцентралей в 2020 г.
Performance indicators of large thermal power plants in 2020

Наименование	Генерация электроэнергии, млн кВт·ч	Установленная электрическая мощность, МВт	Коэффициент использования установленной электрической мощности, %, за период			Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент теплофикации, %, за период			Усредненная за год удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт·ч/Гкал
			годовой	отопитель- ный	межотопи- тельный			годовой	отопитель- ный	межотопи- тельный	
Бобруйская ТЭЦ-2	530	182	33	52	11	1235	1318	11	16	4,8	0,37
Витебская ТЭЦ	245	80	35	53	14	616	590	12	17	6,0	0,35
Гродненская ТЭЦ-2	1558	322	55	75	34	1975	1345	17	26	6,2	0,73
Гомельская ТЭЦ-2	1410	544	30	42	16	1921	780	28	43	11	0,65
Жодинская ТЭЦ	89	120	8,4	15	0	421	465	10	16	3,5	0,17
Минская ТЭЦ-2	395	80	56	76	35	1045	520	23	33	12	0,33
Минская ТЭЦ-3	2294	442	59	72	48	2450	1546	18	25	10	0,87
Минская ТЭЦ-4	3758	1035	41	59	22	5012	1519	38	59	13	0,68
Могилевская ТЭЦ-2	744	350	24	37	9	1636	1263	15	22	6,5	0,39
Мозырская ТЭЦ	642	205	36	49	22	2070	435	54	70	39	0,27
Новополоцкая ТЭЦ	686	270	29	40	17	2572	1215	24	32	16	0,23
Светлогорская ТЭЦ	347	155	26	31	21	587	721,5	9,3	14	3,8	0,40
Итого	12698	3785	38*	50*	22*	21540	11718	21**	29**	10**	0,53***
Примечания: * – усредненный за период коэффициент использования установленной электрической мощности на всех крупных ТЭЦ; ** – усредненный за период коэффициент теплофикации всех крупных ТЭЦ; *** – усредненная за год удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.											

Для объективной оценки эффективности работы конкретной ТЭЦ необходимо тщательно проанализировать отпускаемые потоки электроэнергии и часовой отпуск тепловой энергии от каждой ТЭЦ. Соответствующие данные для крупных ТЭЦ приведены на рис. 1, 2.

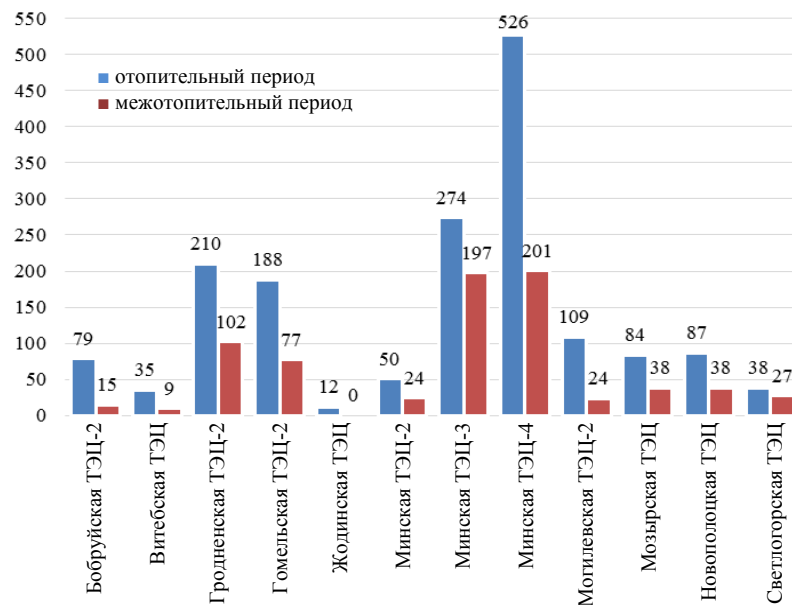


Рис. 1. Отпускаемый поток электроэнергии от крупных теплоэлектроцентралей за отопительный и межотопительный периоды 2020 г., МВт

Fig. 1. The released flow of electricity from large thermal power plants for the heating and inter-heating periods of 2020, Mw

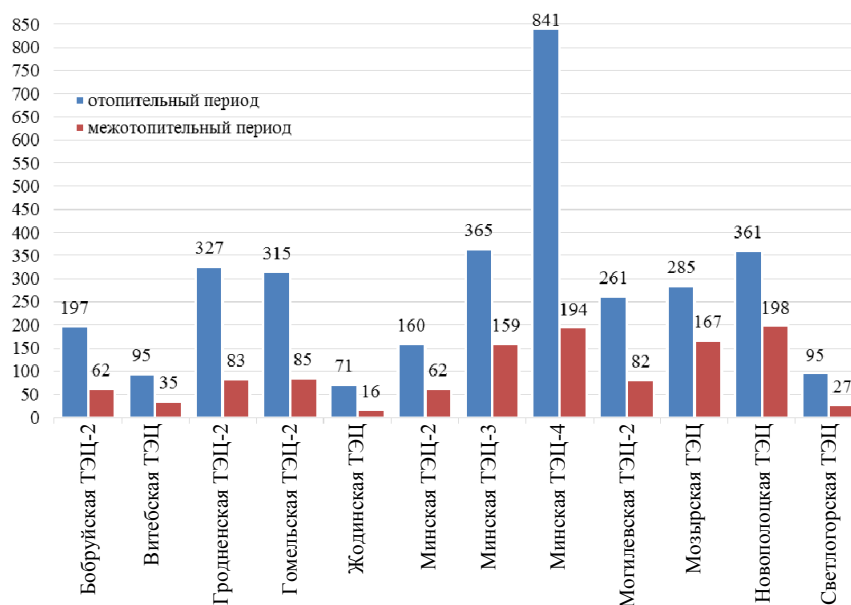


Рис. 2. Часовой отпуск тепловой энергии от крупных теплоэлектроцентралей за отопительный и межотопительный периоды 2020 г., Гкал/ч

Fig. 2. Hourly release of thermal energy from large thermal power plants for the heating and inter-heating periods of 2020, Gcal/h

Из анализа рис. 1 следует, что отпускаемый поток электроэнергии в отопительный и межотопительный периоды отличается в 1,4–5,3 раза,

что весьма существенно и напрямую влияет на годовые показатели эффективности работы ТЭЦ. Наиболее негативно это сказывается на эффективности работы ТЭЦ, у которых такие отличия максимальны: на Жодинской ТЭЦ отпускаемый поток электроэнергии в межотопительный период отсутствует, на Бобруйской ТЭЦ-2 отличается в 5,3 раза, Могилевской ТЭЦ-2 – в 4,5 раза, на Витебской ТЭЦ – в 3,9 раза. Наиболее благоприятная ситуация имеет место на тех ТЭЦ, у которых эти отличия незначительны. Так на Минской ТЭЦ-2 и Светлогорской ТЭЦ отпускаемый поток электроэнергии в отопительный период отличается от межотопительного периода лишь в 1,4 раза, на остальных крупных ТЭЦ находится в диапазоне 2,1–2,6 раза, что приемлемо и напрямую зависит от величины тепловых нагрузок.

Данные рис. 2 показывают, что отпуск тепловой энергии в отопительный и межотопительный период отличается в 1,7–4,4 раза, что также оказывает влияние на годовые показатели эффективности работы ТЭЦ. Минимальные отличия тепловых нагрузок между отопительным и межотопительным периодами отмечаются на крупных промышленно-отопительных ТЭЦ. Так, на Мозырской ТЭЦ показатели отличаются в 1,7 раза, Новополоцкой ТЭЦ – 1,8 раза, на Минской ТЭЦ-3 – 2,3 раза, на Гродненской ТЭЦ-2 – 3,9 раза. На остальных крупных ТЭЦ разница тепловых нагрузок находится в диапазоне 2,6–4,4 раза. При этом на сугубо отопительных ТЭЦ (Гомельской ТЭЦ-2, Жодинской ТЭЦ, Минской ТЭЦ-4) отличие максимально и составляет 3,7–4,4 раза.

Разница тепловых нагрузок в отопительный и межотопительный периоды существенно влияет на состав основного оборудования, функционирующего в это время, и, соответственно, на эффективность его работы. В межотопительный период эффективность работы большинства крупных ТЭЦ крайне низка (исключение составляет Мозырская ТЭЦ), на что указывает коэффициент теплофикации, не превышающий 0,13. Для Жодинской ТЭЦ, Светлогорской ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ-2 данный показатель и вовсе 0,05, что крайне низко.

Таким образом, целесообразность эксплуатации некоторых крупных ТЭЦ в межотопительный период с точки зрения эффективности их работы вызывает определенные сомнения. Поэтому дополнительно необходимо оценить относительную долю крупных ТЭЦ в годовом отпуске электроэнергии и тепловой энергии. Соответствующие данные приведены на рис. 3, 4.

Анализ данных рис. 3 показывает, что максимальный отпуск электроэнергии имеет место на Минской ТЭЦ-4, Минской ТЭЦ-3, Гродненской ТЭЦ-2, Гомельской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-2, Новополоцкой ТЭЦ и Мозырской ТЭЦ. На остальных крупных ТЭЦ (Бобруйской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-2, Светлогорской ТЭЦ, Витебской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ) суммарный отпуск электроэнергии составляет 12 % отпуска электроэнергии всеми крупными ТЭЦ, при этом доля отпуска электроэнергии от каждой ТЭЦ не превышает 4 %.

Максимальный отпуск тепловой энергии (рис. 4) отмечается на Минской ТЭЦ-4, Новополоцкой ТЭЦ, Минской ТЭЦ-3, Мозырской ТЭЦ, Гродненской ТЭЦ-2, Гомельской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-2 и Бобруйской ТЭЦ-2. На остальных крупных ТЭЦ (Минской ТЭЦ-2, Витебской ТЭЦ, Светлогорской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ) суммарный отпуск тепловой энергии составляет 13 % отпуска тепловой энергии всеми крупными ТЭЦ, доля отпуска тепловой энергии от каждой ТЭЦ не превышает 5 %.

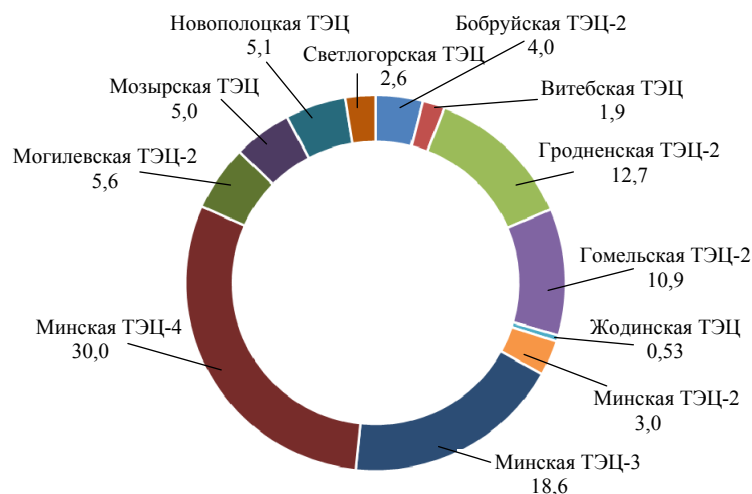


Рис. 3. Относительная доля крупных теплоэлектроцентралей в годовом отпуске электроэнергии в 2020 г., %

Fig. 3. Relative impact of large thermal power plants on annual electricity output in 2020, %

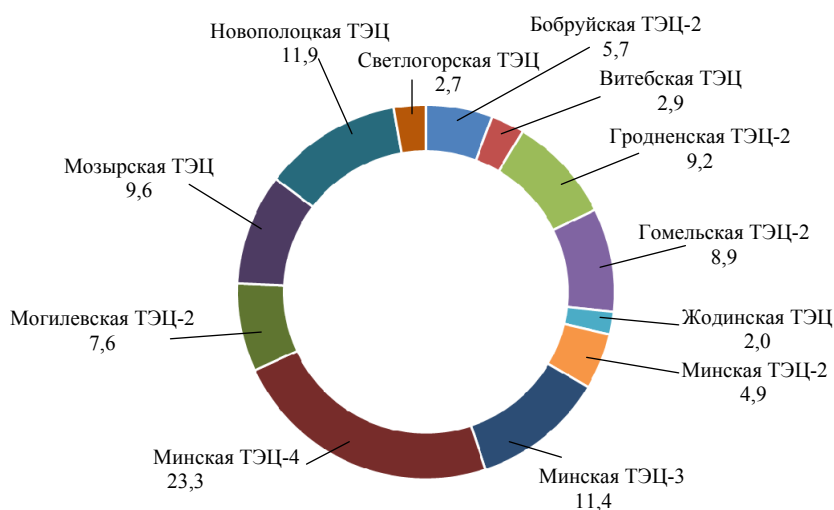


Рис. 4. Относительная доля крупных теплоэлектроцентралей в годовом отпуске тепловой энергии в 2020 г., %

Fig. 4. Relative impact of large thermal power plants on annual heat output in 2020, %

Из обобщения полученных результатов по крупным ТЭЦ (табл. 1) следует, что коэффициент использования установленной электрической мощности 38 % (3,3 тыс. ч), а коэффициент теплофикации 21 % (1,8 тыс. ч) от номинальной установленной электрической и тепловой мощности ТЭЦ соответственно. Использование установленной мощности по отдельным крупным ТЭЦ:

- электрической: значительно выше среднего уровня на Гродненской ТЭЦ-2, Минских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4; ниже среднего уровня на Новополоцкой ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2, Светлогорской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ, Гомельской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Витебской и Мозырской ТЭЦ;
- теплофикационной: выше среднего уровня на Мозырской ТЭЦ, Минской ТЭЦ-4, Гомельской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-2 и Новополоцкой ТЭЦ; ниже среднего уровня на Минской ТЭЦ-3, Гродненской ТЭЦ-2, Светлогорской, Жодинской и Витебской ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-2.

По величине коэффициента теплофикации отвечает требованиям эффективности лишь Мозырская ТЭЦ. На остальных крупных ТЭЦ имеются избыточные мощности. Очевидно, что в Новополоцке, Могилеве, Светлогорске, Мозыре и Бобруйске, где генерирующие источники создавались в основном для обеспечения паровых нагрузок крупных промышленных предприятий, низкая загрузка действующих мощностей обусловлена созданием собственной генерации на предприятиях и модернизацией производств с отказом от паровых технологий, а в отдельных случаях и от ТЭЦ. В этой связи в ближайшей перспективе (2025–2030 гг.) необходимо определиться с целесообразностью дальнейшей эксплуатации основного оборудования действующих крупных ТЭЦ.

Показатели работы малых ТЭЦ приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели работы малых теплоэлектроцентралей в 2020 г.
Performance indicators of small thermal power plants in 2020

Наименование	Генерация электроэнергии, млн кВт·ч	Установленная электрическая мощность, МВт	Коэффициент использования установленной электрической мощности, %, за период			Опуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент теплофикации, %, за период			Усредненная за год удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт·ч/Гкал
			годовой	отопительный	межотопительный			годовой	отопительный	межотопительный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Барановичская ТЭЦ	89,2	18	57	81	22	512	407	14	21	5,2	0,14
Белорусская ГРЭС	2,5	1,5	19	33	0	37,5	67	6,4	9,2	2,4	0,03

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бобруйская ТЭЦ-1	29,1	12	28	38	13	116	60	22	29	12,5	0,20
Борисовская ТЭЦ	459	65	81	82	78	342	294	13	18	6,1	1,26
Брестская ТЭЦ	85,7	18	54	65	39	418	183	26	33	16,3	0,15
Гомельская ТЭЦ-1	89,2	37,3	27	39	11	512	274	21	31	7,8	0,14
Жлобинская ТЭЦ	168	23,7	81	84	76	365	233	18	26	6,2	0,43
Лидская ТЭЦ	153	43	41	66	4,4	398	353	13	18	5,2	0,39
Могилевская ТЭЦ-1	282	50,5	64	77	45	510	294	20	28	8,3	0,50
Могилевская ТЭЦ-3	105	19,5	61	81	34	167	230	8,3	11	4,2	0,58
Оршанская ТЭЦ	300	73	47	70	14	514	455	13	18	5,6	0,54
Пинская ТЭЦ	95,7	22	50	69	22	366	336	12	17	6,2	0,21
Полоцкая ТЭЦ	47,3	7,7	70	98	31	171	239	8,2	11	3,7	0,25
Восточная мини-ТЭЦ г. Витебск	27,8	3,5	91	100	68	599	430	16	23	5,5	0,03
Северная мини-ТЭЦ г. Гродно	63,6	9,5	76	82	69	366	251	17	23	8,1	0,14
Западная мини-ТЭЦ г. Пинск	14,4	3	55	90	5,8	242	285	10	16	0,7	0,02
Молодечненская мини-ТЭЦ	20,9	3,5	68	78	54	186	296	7,2	8,9	4,8	0,07
Слущкая мини-ТЭЦ	1,99	0,75	30	37	22	107	132	9,2	13	3,3	0,01
Солигорская мини-ТЭЦ	8,23	2,5	38	42	32	151	230	7,5	11	2,9	0,01
Осиповичская мини-ТЭЦ	5,65	1,2	54	76	23	111	242	5,2	7,9	1,6	0,03
Вилейская мини-ТЭЦ	10,4	2,4	49	72	17	112	114	11	17	3,7	0,03
Речицкая мини-ТЭЦ	11,0	4,2	30	38	17	90,9	16,8	62	91	20,8	0,05
Мини-ТЭЦ Барань	8,69	20,5	5	8	1,0	54,0	75	8,3	12	3,0	0,10
Лунинецкая ТЭЦ	14,8	4,7	36	49	18	85,9	163	6,0	8,3	2,7	0,12
Пружанская ТЭЦ	15,6	3,7	48	68	21	53,8	58	11	15	3,7	0,22
Лебедевская мини-ТЭЦ	2,72	0,5	62	61	64	1,84	0,5	42	44	40,0	1,34
Шучинская мини-ТЭЦ	0,33	0,29	13	21	1,1	0,37	0,36	12	19	1,1	0,84
Итого	2109	451	53*	68*	33*	6590	5718	13**	19**	5,5**	0,28***

Примечания: * – усредненный за период коэффициент использования установленной электрической мощности на всех малых ТЭЦ; ** – усредненный за период коэффициент теплофикации всех малых ТЭЦ; *** – усредненная за год удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Согласно табл. 2, годовая генерация электроэнергии и отпуск тепловой энергии на малых ТЭЦ также изменяется в широком диапазоне в зависимости от конкретной ТЭЦ. Так, генерации электроэнергии на отдельных ТЭЦ отличается на один-два порядка, отпуск тепловой энергии – на один порядок. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении составляет 0,01 до 1,34 кВт·ч/Гкал. Максимальное значение УВЭЭТП отмечается на Борисовской ТЭЦ (1,26 кВт·ч/Гкал), Лебедевской мини-ТЭЦ (1,34 кВт·ч/Гкал) и Щучинской мини-ТЭЦ (0,84 кВт·ч/Гкал), т. е. на ТЭЦ с парогазовыми блоками и газопоршневыми установками. На других ТЭЦ с парогазовыми блоками и газопоршневыми установками УВЭЭТП несколько ниже: на Могилевской ТЭЦ-3 0,58 кВт·ч/Гкал, Оршанской ТЭЦ 0,54 кВт·ч/Гкал, Могилевской ТЭЦ-1 0,50 кВт·ч/Гкал, Жлобинской ТЭЦ (газопоршневые установки) 0,43 кВт·ч/Гкал, Лидской ТЭЦ 0,39 кВт·ч/Гкал. На остальных малых ТЭЦ удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении находится в пределах 0,01–0,25 кВт·ч/Гкал. Следует отметить, что ТЭЦ с удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении менее 0,1 кВт·ч/Гкал практически ничем не отличаются от котельных.

По аналогии с крупными ТЭЦ, для объективной оценки эффективности работы конкретной малой ТЭЦ необходимо проанализировать отпускаемые потоки электроэнергии и часовой отпуск тепловой энергии от каждой ТЭЦ, а также относительную долю малых ТЭЦ в годовом отпуске электроэнергии и тепловой энергии. Отпускаемый поток электроэнергии и часовой отпуск тепловой энергии от малых ТЭЦ за 2020 г. приведены в табл. 3.

Таблица 3

**Отпускаемый поток электроэнергии и часовой отпуск тепловой энергии
от малых ТЭЦ в 2020 г.**

**The released flow of electricity and the hourly release of thermal energy
from small thermal power plants in 2020**

Наименование	Отпускаемый поток электроэнергии, МВт		Часовой отпуск тепловой энергии, Гкал/ч	
	Отопитель- ный период	Межопитель- ный период	Отопитель- ный период	Межопитель- ный период
Барановичская ТЭЦ	12,0	3,1	85	21,2
Белорусская ГРЭС	0,2	–	6,2	1,6
Бобруйская ТЭЦ-1	3,6	1,2	17,0	7,5
Борисовская ТЭЦ	50,0	48,1	54,0	17,8
Брестская ТЭЦ	8,4	5,6	60,0	29,6
Гомельская ТЭЦ-1	12,0	3,1	85,0	21,2
Жлобинская ТЭЦ	18,0	17,4	61,0	14,4
Лидская ТЭЦ	25,0	1,1	65,0	18,2
Могилевская ТЭЦ-1	35,0	20,9	82,0	24,3
Могилевская ТЭЦ-3	15,0	6,1	26,0	9,5
Оршанская ТЭЦ	48,0	9,0	82,0	25,3
Пинская ТЭЦ	12,0	3,4	57,0	20,8
Полоцкая ТЭЦ	6,9	2,1	27,0	8,9
Восточная мини-ТЭЦ г. Витебск	1,8	1,8	100,0	23,4
Северная мини-ТЭЦ г. Гродно	6,2	5,8	57,0	20,1
Западная мини-ТЭЦ г. Пинск	1,0	–	46,0	2,1

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5
Молодечненская мини-ТЭЦ	1,7	1,3	26,0	14,2
Слуцкая мини-ТЭЦ	–	–	18,0	4,4
Солигорская мини-ТЭЦ	0,1	0,3	25,0	6,6
Осиповичская мини-ТЭЦ	0,6	0,1	19,0	3,8
Вилейская мини-ТЭЦ	0,6	–	19,0	4,2
Речицкая мини-ТЭЦ	0,6	0,4	15,0	3,5
Мини-ТЭЦ Барань	1,0	–	9,0	2,2
Лунинецкая ТЭЦ	1,6	0,5	14,0	4,4
Пружанская ТЭЦ	2,0	0,5	9,0	2,2
Лебедевская мини-ТЭЦ	0,3	0,3	0,2	0,2
Щучинская мини-ТЭЦ	0,1	–	0,1	0,01

Из анализа данных, приведенных в табл. 3, следует, что отпускаемый поток электроэнергии в отопительный и межотопительный период отличается в 1,0–5,3 раза, что практически аналогично ситуации с крупными ТЭЦ. При этом на Борисовской ТЭЦ, Жлобинской ТЭЦ, Северной мини-ТЭЦ г. Гродно отпускаемый поток электроэнергии за отопительный и межотопительный периоды остается практически неизменным. Отпуск тепловой энергии в отопительный и межотопительный период отличается в 1,7–4,4 раза, как и для крупных ТЭЦ, следовательно, выводы аналогичны.

Относительная доля малых ТЭЦ в годовом отпуске электроэнергии и тепловой энергии представлена на рис. 5, 6.

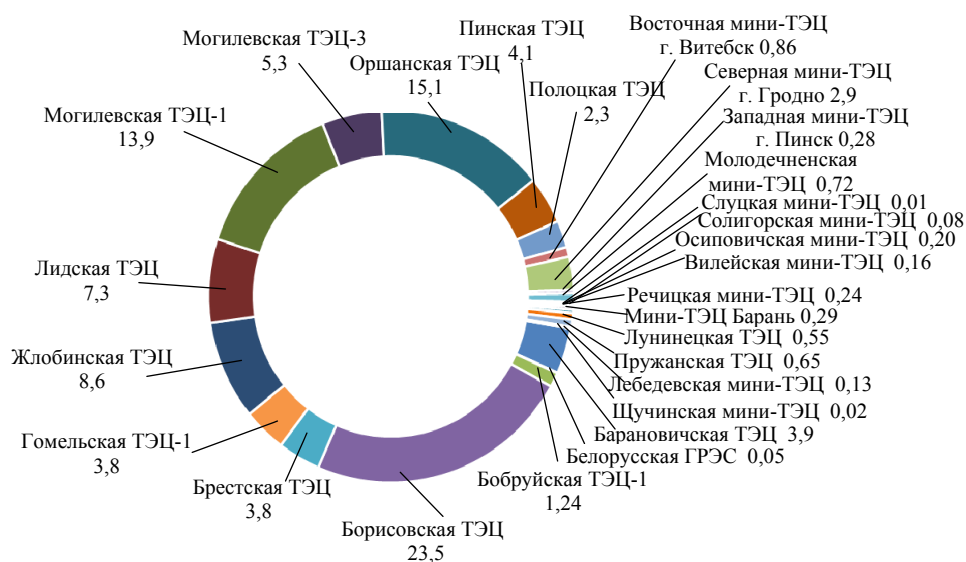


Рис. 5. Относительная доля малых теплоэлектроцентралей в годовом отпуске электроэнергии за 2020 г., %

Fig. 5. Relative share of small thermal power plants in annual electricity output for 2020, %

Максимальный отпуск электроэнергии (рис. 5) имеет место на Борисовской ТЭЦ, Оршанской ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-1, Жлобинской ТЭЦ, Лидской ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-3, Пинской ТЭЦ, Барановичской ТЭЦ, Гомельской ТЭЦ-1, Брестской ТЭЦ, Северной мини-ТЭЦ г. Гродно, Полоцкой ТЭЦ, Бобруйская ТЭЦ-1. На остальных малых ТЭЦ суммарный отпуск электроэнергии составляет 4 % отпуска электроэнергии всеми малыми ТЭЦ, при этом доля отпуска электроэнергии от каждой ТЭЦ не превышает 1 %.

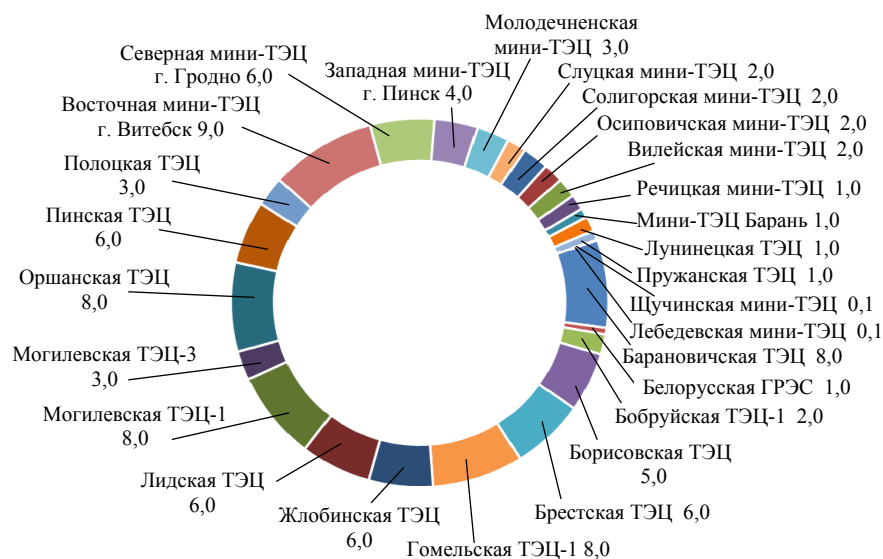


Рис. 6. Относительная доля малых теплоэлектроцентралей в годовом отпуске тепловой энергии в 2020 г., %

Fig. 6. The relative share of small thermal power plants in the annual heat output in 2020, %

Максимальный отпуск тепловой энергии (рис. 6) фиксируется на Восточной мини-ТЭЦ г. Витебск, Оршанской ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-1, Гомельской ТЭЦ-1, Барановичской ТЭЦ, Северной мини-ТЭЦ г. Гродно, Пинской ТЭЦ, Лидской ТЭЦ, Жлобинской ТЭЦ, Брестской ТЭЦ и Борисовской ТЭЦ. На остальных малых ТЭЦ суммарный отпуск тепловой энергии составляет 24 % отпуска тепловой энергии всеми малыми ТЭЦ, при этом доля отпуска тепловой энергии от каждой ТЭЦ не превышает 5 %.

Согласно полученным результатам по малым ТЭЦ (табл. 2), коэффициент использования установленной электрической мощности 53 %, что соответствует 4,7 тыс. ч, а коэффициент теплофикации 13 %, или 1,1 тыс. ч работы с номинальной мощностью. Результаты расчета использования установленной мощности по отдельным малым ТЭЦ показывают, что, несмотря на их достаточно большое количество в энергосистеме Беларуси, суммарная генерация электроэнергии незначительна, ее относительный вес не превышает 5 %, тогда как установленная электрическая мощность 7 % суммарной мощности ТЭЦ энергосистемы страны [1].

В прогнозируемом периоде до 2035 г. с учетом наблюдающегося значительного снижения потребности в паре промышленных параметров (рис. 7), избыточности энергосистемы и развития электрических технологий в про-

мышленном производстве, а также климатических изменений дальнейшее развитие источников, базирующихся на отпуске потребителям тепловой энергии с паровым теплоносителем, неизбежно изменится, что потребует оптимизации по тому или иному критерию.

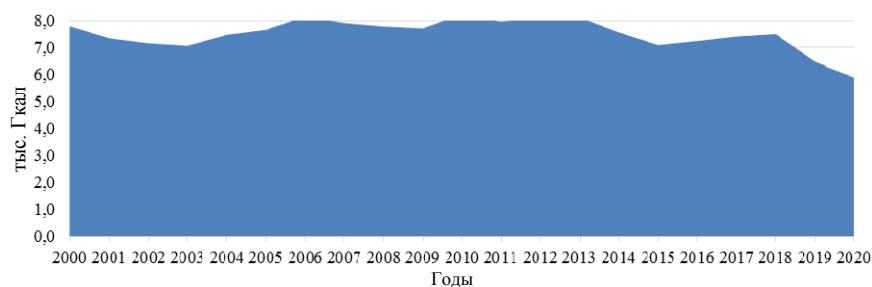


Рис. 7. Отпуск тепловой энергии с паровым теплоносителем крупных и малых теплоэлектроцентралей в годовой отпуск тепловой энергии

Fig. 7. The release of thermal energy with a steam coolant of large and small thermal power plants in the annual release of thermal energy

Одним из факторов, определяющих дальнейшую целесообразность эксплуатации оборудования ТЭЦ, является его износ, который в ряде случаев достиг предельной величины. На 1 января 2019 г. износ генерирующего оборудования крупных ТЭЦ энергосистемы находился на нормальном уровне и составлял $\approx 40\%$, что обусловлено проводимой с 2006 г. системной модернизацией. Вместе с тем до 2026 г. у значительной части оборудования истекают нормативные сроки эксплуатации. Для поддержания показателя по износу в пределах, соответствующих энергетической безопасности, при разработке пятилетних программ развития необходимо провести ранжирование объектов на предмет их замены, реконструкции, обоснованных сроков продления эксплуатации либо вывода из нее. При этом следует поддерживать резервы мощности в энергосистеме, которые значительно возрастут после ввода в эксплуатацию двух блоков Белорусской АЭС. Для ранжирования ТЭЦ требуется оценка термодинамической эффективности крупных и малых ТЭЦ по величине эксергетического КПД.

Оценка термодинамической эффективности крупных и малых ТЭЦ

Ранжирование крупных и малых ТЭЦ по величине эксергетический КПД от большего к меньшему за годовой, отопительный и межотопительный периоды представлено на рис. 8, 9.

Максимальная термодинамическая эффективность имеет место на крупных ТЭЦ с парогазовыми блоками (эксергетический КПД на Гродненской ТЭЦ-2 составил 38% , Минской ТЭЦ-3 – 36%), а также на малых ТЭЦ с парогазовыми блоками (на Борисовской ТЭЦ – $39,7\%$, Могилевской ТЭЦ-3 – $32,5\%$, Могилевской ТЭЦ-1 – $32,2\%$, Оршанской ТЭЦ – $31,9\%$, Лидской ТЭЦ – 28%) и газопоршневыми агрегатами (на Щучинской мини-ТЭЦ – $34,6\%$, Лебедевской мини-ТЭЦ – $34,4\%$, на Жлобинской ТЭЦ – $30,2\%$).

Для паротурбинных блоков эксергетический КПД в зависимости от конкретной ТЭЦ находится в широком диапазоне от 19,9 до 34,4 % для крупных ТЭЦ и от 12,1 до 25,7 % для малых ТЭЦ.

Указанные выше значения эксергетического КПД существенно отличаются из-за эффективности оборудования, установленного на ТЭЦ, и структуры тепловых нагрузок. Дальнейшее повышение термодинамической эффективности ТЭЦ может быть достигнуто путем замены основного оборудования с учетом изменившихся структур тепловых нагрузок зоны теплоснабжения и путем более глубокого использования первичных энергоресурсов за счет привлечения к генерации тепловой энергии низкотемпературных тепловых потоков (ВЭР) [7].



Рис. 8. Эксергетический коэффициент полезного действия, %, крупных теплоэлектроцентралей за период 2020 г.: а – годовой; б – отопительный; с – межотопительный

Fig. 8. Exergetic efficiency coefficient, %, of large thermal power plants for the period 2020: a – annual; b – heating; c – inter-heating

Для отопительных ТЭЦ традиционный переход на парогазовые технологии не оправдывает ожиданий. Мировая практика предлагает следующие варианты:

- реконструкцию путем установки газопоршневых ДВС большой единичной мощности (на базе ДВС единичной мощностью до 20 МВт, имеющих абсолютный электрический КПД более 48 %, сегодня создаются отопительные ТЭЦ мощностью до 500 МВт);

• установку на промышленных ТЭЦ наиболее эффективных с позиций вытеснения прямого сжигания топлива и экономии природного газа газотурбинных высокотемпературных надстроек, сопрягаемых с паровыми котлами по сбросной схеме [1].

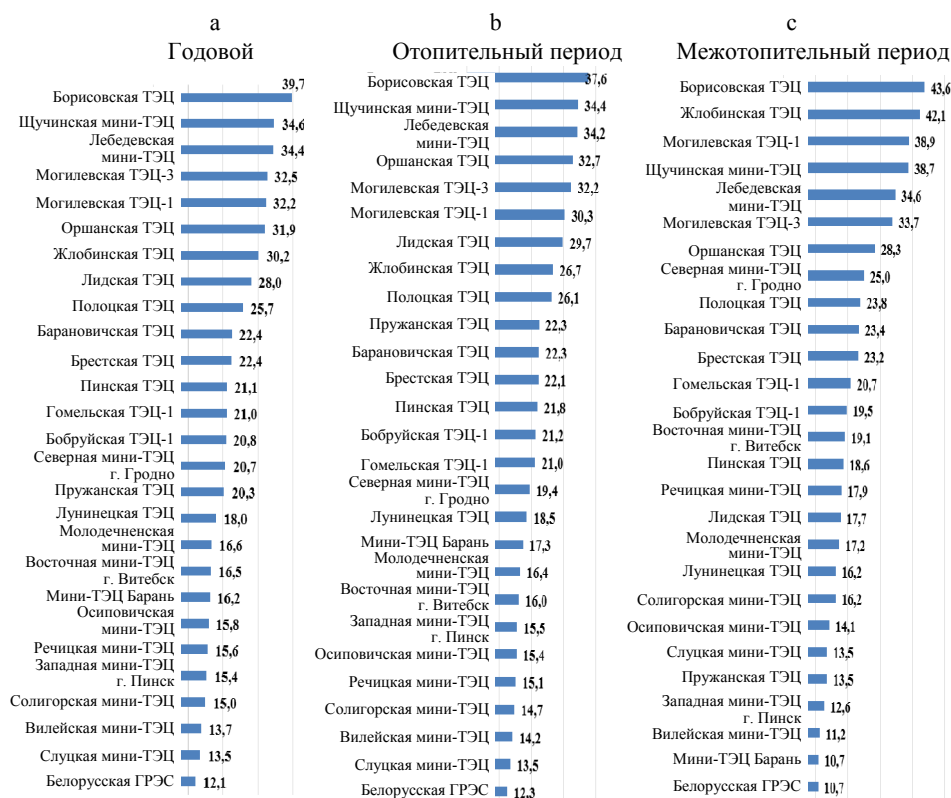


Рис. 9. Эксергетический коэффициент полезного действия, %, малых теплоэлектроцентралей за период 2020 г.: а – годовой; б – отопительный; с – межотопительный

Fig. 9. Exergetic efficiency coefficient, %, of large thermal power plants for the period 2020: а – annual; б – heating; с – inter-heating

ВЫВОДЫ

1. Результаты исследований показывают, что целесообразность эксплуатации некоторых крупных и малых ТЭЦ с точки зрения эффективности их работы вызывает определенные сомнения, так как коэффициент использования установленной электрической мощности для крупных ТЭЦ составил 38 %, для малых – 53 % номинальной установленной электрической мощности ТЭЦ; коэффициент теплофикации – соответственно 21 и 13 % номинальной установленной тепловой мощности.

2. Проведена оценка термодинамической эффективности крупных и малых ТЭЦ, представлено их ранжирование. Установлено, что эксергетический коэффициент полезного действия в зависимости от конкретной ТЭЦ

и периода года находится в широком диапазоне: для крупных ТЭЦ – 13,5–39,4 %; для малых – 10,7–43,6 %.

3. Максимальная термодинамическая эффективность имеет место на ТЭЦ с парогазовыми блоками и газопоршневыми установками, поэтому для дальнейшего повышения эффективности работы энергоисточников необходимо: внедрять парогазовые и газопоршневые установки на паротурбинных ТЭЦ; утилизировать низкотемпературные тепловые ВЭР крупных и малых ТЭЦ.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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 с.
2. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Часть 1 / В. Н. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 1. С. 44–56. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-1-44-56>.
3. Романюк, В. Н. Интенсивное энергосбережение в теплотехнологических системах промышленного производства строительных материалов: дис. ... докт. техн. наук: 05.14.04 / В. Н. Романюк. Минск, 2010. 365 с.
4. Об утверждении концепции энергетической безопасности Республики Беларусь: пост. Совета Министров Респ. Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. 2015. 5/41477.
5. Малашенко, М. П. Повышение энергетической эффективности и снижение энергетической составляющей себестоимости продукции теплоэнергетических и теплотехнических производств в современных условиях / М. П. Малашенко, В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергоэффективность. 2019. № 8. С. 8–15.
6. Попырин, Л. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. 2006. № 2. С. 34–39.
7. Романюк, В. Н. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергетической системы Беларуси / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2015. № 4. С. 31–43.
8. Воронов, Е. О. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы / Е. О. Воронов, В. Н. Романюк, В. А. Седнин // Энергия и Менеджмент. 2016. № 3 (90). С. 2–7.
9. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. М.: Энергия, 1973. 296 с.
10. Бродянский, В. М. Эксергетический метод и его приложения / В. М. Бродянский, В. Фратшер, К. Михалек. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
11. Шаргут, Я. Эксергия / Я. Шаргут, Р. Петела. М.: Энергия, 1968. 273 с.
12. Сорин, М. В. Методика однозначного определения эксергетического КПД технических систем преобразования энергии и вещества / М. В. Сорин, В. М. Бродянский // Известия высших учебных заведений Министерства высшего и среднего специального образования СССР. Энергетика. 1985. № 3. С. 78–88.
13. Kriese, S. Exergie in der Kraftwerkstechnik. Leistungskraft-Dampfkraftwerke-Gasturbinen-Warme-Kraft-Kopplung / S. Kriese. Essen: Vulkan, 1971. 148 с.
14. Mujanovic, R. Bila s Parnog Bloka po Drugom Zakonu Termodinamike / R. Mujanovic // Termotechnika. 1977. № 3. Р. 56–67.
15. Pruschek, R. Exergetische Analyse eines Kernkraftswerke / R. Pruschek // BWK. 1970. № 1. Р. 64–70.
16. Siegel, K. Exergieanalyse Heterogenen Leistungsreaktoren / K. Siegel // BWK. 1970. № 9. Р. 434–440.
17. 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.

Поступила 05.10.2022 Подписана в печать 09.12.2022 Опубликована онлайн 31.03.2023

REFERENCES

1. Bobich A. A. (2018) *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*. Minsk, 2018. 224 (in Russian).
2. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. N., Buby T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (1), 44–56. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-1-44-56> (in Russian).
3. Romaniuk V. N. (2010) *Intensive Energy Saving in Thermal Technology Systems of Industrial Production of Building Materials*. Minsk. 365 (in Russian).
4. On the Approval of the Concept of Energy Security of the Republic of Belarus: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, Dec. 23, 2015, No 1084. *Nats. Reestr Pravovykh Aktov Resp. Belarus'* [National Register of Legal Acts of Rep. Belarus], 2015, No 5/41477 (in Russian).
5. Malashenko M. P., Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2019) Increasing Energy Efficiency and Reducing the Energy Component of the Cost of Production of Heat and Power Industry and Heat Engineering Industry in Modern Conditions. *Energoeffektivnost'* [Energy Efficiency], (8), 8–15 (in Russian).
6. Popyrin L. S., Dil'man M. D., Belyaeva G. M. (2006) The Efficiency of Technical Retrofitting of Cogeneration Stations Using Combined-Cycle Plants. *Thermal Engineering*, 53 (2), 113–119. <https://doi.org/10.1134/s0040601506020078>.
7. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2015) Development of the CHP-Thermal Schemes in Contexts of the Consolidated Energy System of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 31–43 (in Russian).
8. Voronov E. O., Romaniuk V. N., Sednin V. A. (2016) On the Issue of Assessing the Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (3), 2–7 (in Russian).
9. Brodyanskii V. M. (1973) *Exergetic Method of Thermodynamic Analysis*. Moscow, Energiya Publ. 296 (in Russian).
10. Brodyanskii V. M., Fratsher V., Mikhalek K. (1988) *The Exergetic Method and its Applications*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 288 (in Russian).
11. Szargut J., Petela R. (1968) *Exergia*. Moscow, Energiya Publ. 273 (in Russian).
12. Sorin M. V., Brodyanskii V. M. (1985) The Method of Unambiguous Determination of the Exergetic Efficiency of Technical Systems of Energy and Matter Conversion. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii Ministerstva Vysshego i Srednego Spetsial'nogo Obrazovaniya SSSR. Energetika* [Proceedings of Higher Educational Institutions of the Ministry of Higher and Secondary Specialized Education of the USSR. Energy], (3), 78–88 (in Russian).
13. Kriesse S. (1971) *Exergie in der Kraftwerkstechnik. Leistungskraft-Dampfkraftwerke-Gasturbinen-Warme-Kraft-Kopplung*. Essen, Vulkan. 148 (in German).
14. Mujanovic R. (1977) Bila s Parnog Bloka po Drugom Zakonu Termodinamike. *Termotekhnika*, (3), 56–67 (in Serbian).
15. Pruschek R. (1970) Exergetische Analyse eines Kernkraftswerke. *BWK*, (1), 64–70 (in German).
16. Siegel K. (1970) Exergieanalyse Heterogenen Leistungsreaktoren. *BWK*, (9), 434–440 (in German).
17. 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).