

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-241-256>

УДК 620.97

Анализ и оптимизация режимов работы мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях профицита электроэнергетических мощностей в Объединенной энергетической системе Беларуси

Часть 1

Р. С. Игнатович¹⁾, В. А. Седнин¹⁾, Е. С. Зуева²⁾

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

²⁾Филиал «Витебские тепловые сети» РУП «Витебскэнерго»
(Витебск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2024
Belarusian National Technical University, 2024

Реферат. В статье представлены результаты исследования по определению рациональной структуры мини-ТЭЦ на местных видах топлива (МВТ) для функционирования в Объединенной энергетической системе (ОЭС) Беларуси с профицитом электрогенерирующих мощностей и доминированием в топливном балансе импортируемых видов энергоресурсов (природного газа и ядерного топлива). При оптимизации режимов эксплуатации мини-ТЭЦ на МВТ, работающих параллельно с ОЭС, имеющей значительный профицит электрогенерирующих мощностей, следует разделять варианты для существующих станций и для вновь строящихся. В первом случае, ввиду того что мощность оборудования известна, целесообразно рассматривать два крайних варианта, т. е. работу теплофикационного блока по электрическому или тепловому графику нагрузки, когда для выдерживания суточного трафика потребления надо предусматривать аккумуляцию соответственно тепловой или электрической энергии. При новом строительстве оптимизируемым параметром выступает мощность генерирующего оборудования, поэтому предпочтение необходимо отдавать варианту с максимальным числом часов использования номинальной мощности. Для повышения экономической привлекательности рассмотрены варианты развития структуры мини-ТЭЦ на МВТ с переходом на полигенерационные технологии и адаптацией к сформировавшимся условиям работы ОЭС Беларуси. Представлены результаты анализа коммерчески доступных технологий накопления избыточной электрической энергии в соответствии с текущими и прогнозируемыми (до 2030 г.) стоимостными и эксплуатационными показателями. Для адаптации мини-ТЭЦ к работе в ОЭС в условиях профицита электроэнергетических мощностей наибольший интерес представляет система аккумуляции электрической энергии с использованием водорода в качестве промежуточного энергоносителя. Для утилизации избыточной в часы суточных провалов потребления электрической энергии от мини-ТЭЦ с теплофикационной ОРС-установкой предложена конфигурация структурной схемы с использованием модуля щелочного электролиза для производства водорода.

Адрес для переписки

Игнатович Роман Сергеевич
Белорусский национальный технический университет
пр. Независимости, 65/2,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 308-26-25
ignarovich.roma@gmail.com

Address for correspondence

Ignatovich Roman S.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavistimosti Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 308-26-25
ignarovich.roma@gmail.com

Рассмотрена эффективность технологии накопления и использования энергии в зависимости от удельной энергоёмкости для различных технологий хранения электрической энергии. Предложено применение двух наиболее энергоёмких технологий накопления энергии: аккумулятирование на базе электрохимических батарей и типа «электроэнергия – водород». В ходе исследования осуществлен анализ функционирования ОРС-установки Turboden 14 СНР, работающей в составе мини-ТЭЦ на МВТ. Выявлено, что на сегодняшний день установка работает в широком диапазоне изменения нагрузки (от 17 до 87 % от номинальной электрической мощности), при этом выработка электрической энергии на тепловом потреблении изменялась в диапазоне от 0,20 до 0,26 МВт/МВт. В связи с тем, что исследуемая ОРС-установка является составляющей энергоисточника с высокой установленной пиковой тепловой мощностью, в текущем состоянии не прослеживается прямая корреляция между температурой наружного воздуха и мощностью генерации ОРС-установки. Данное обстоятельство указывает на необходимость продолжения исследования трендов тепловых нагрузок для построения функциональных моделей для кратко- и среднесрочного прогнозирования тепловой нагрузки от времени суток и среднечасовой температуры наружного воздуха, что было реализовано во второй части работы.

Ключевые слова: водород, блок ОРЦ, генерация, мини-ТЭЦ, местные виды топлива, теплотребление, тепловая энергия, хранение энергии, электроэнергия

Для цитирования: Игнатович, Р. С. Анализ и оптимизация режимов работы мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях профицита электроэнергетических мощностей в Объединенной энергетической системе Беларуси. Часть 1 / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин, Е. С. Зуева // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2024. Т. 67, № 3. С. 241–256. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-67-3-241-256>

Analysis and Optimization of Operating Modes of Mini-CHP on Local Fuels in Conditions of Surplus Electric Power Capacities in the Unified Energy System of Belarus

Part 1

R. S. Ignatovich¹⁾, V. A. Sednin¹⁾, Ye. S. Zuyeva¹⁾

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

²⁾“Vitebsk Heat Networks” Branch of RUE “Vitebskenergo”

Abstract. The paper presents the results of a study to determine the rational structure of mini-CHP (Cogeneration Heat and Power Plant) using local fuels types (LFT) for operation as part of the United Energy System (UES) of Belarus with a surplus of electricity generating capacity and dominance of imported types of energy resources (natural gas and nuclear fuel) in the fuel balance. When optimizing the operating modes of mini-CHPs using LFT and operating in parallel with the UES, which has a significant surplus of electricity generating capacity, it is necessary to separate options for existing stations and options for newly built ones. In the first case, due to the fact that the power of the equipment is known, it is advisable to consider two extreme options, i.e., the operation of the heating unit according to an electrical or thermal load schedule. In this case, in order to maintain the daily consumption traffic it is necessary to provide for the accumulation of thermal or electrical energy, respectively. In the case of new construction, the optimized parameter is the power of the generating equipment, so it is advisable to give preference to the option with the maximum number of hours of use of the rated power. In order to increase the economic attractiveness of mini-CHP, options for developing the structure of mini-CHP using LFT with the transition to multi-generation technologies and adaptation to the existing operating conditions of the UES of Belarus have been considered. The results of an analysis of commercially available tech-

nologies for storing excess electrical energy are presented in accordance with current and projected (until 2030) cost and operational indicators. For adapting mini-CHP to operate in the UES in conditions of a surplus of electrical power capacity, an electrical energy storage system using hydrogen as an intermediate energy carrier is of greatest interest. To utilize the excess electrical energy consumption from a mini-CHP with a heating ORC unit during the daily dips, a structural diagram configuration using an alkaline electrolysis module for hydrogen production is proposed. The efficiency of energy storage and use technology is considered depending on the specific energy intensity for various electrical energy storage technologies. The use of the two most energy-intensive energy storage technologies is proposed: accumulation based on electrochemical batteries and the “electricity-hydrogen” type. During the study, an analysis of the functioning of the ORC-installation Turboden 14 CHP ORC-installation operating as part of a mini-CHP using LFT was carried out. It was revealed that today the installation operates in a wide range of load changes (from 17 to 87 % of the rated electrical power), while the generation of electrical energy from thermal consumption varied in the range from 0.20 to 0.026 MW/MW. Due to the fact that the ORC installation under study is a component of the energy source with a high installed peak thermal power, in the current state there is no direct correlation between the outside air temperature and the generation power of the ORC installation. This circumstance indicates the need to continue the study of heat load trends to build functional models for short- and medium-term forecasting of heat load depending on the time of day and average hourly outside air temperature, which was implemented in the second part of the work.

Key words: hydrogen, ORC block, generation, mini-CHP, local fuel types, heat consumption, thermal energy, energy storage, electricity

For citation: Ignatovich R. S., Sednin V. A., Zuyeva Ye. S. (2024) Analysis and Optimization of Operating Modes of Mini-CHP on Local Fuels in Conditions of Surplus Electric Power Capacities in the Unified Energy System of Belarus. Part 1. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 67 (3), 241–256. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-67-3-241-256> (in Russian)

Введение

Эффективность систем энергоснабжения определяется уровнем многоукладности и гибкости энергетической системы, и в первую очередь разнообразием используемых топливно-энергетических ресурсов (диверсификацией) и степени взаимодействия генерирующих мощностей в рамках покрытия графика потребления энергии. Особенности современного состояния энергетики Республики Беларусь [1–3] определяются тем, что ввод в эксплуатацию двух блоков Белорусской АЭС суммарной мощностью 2400 МВт дал прирост установленной электрогенерирующей мощности Объединенной энергетической системе (ОЭС) Беларуси более чем на 20 %. Без соответствующего увеличения электропотребления это привело к образованию профицита электрогенерирующих мощностей и потребовало применения мероприятий по повышению маневренности электростанций ОЭС с расширением их регулировочного диапазона [4]. При этом одним из нежелательных последствий может стать вытеснение из графика генерации электроэнергии наиболее эффективной комбинированной выработки [5]. Вместе с тем для достижения поставленных целей в области энергетической безопасности страны [6] и максимального использования собственных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) ввод

новых мощностей, использующих местные виды топлива (МВТ), по-прежнему важен. При этом в вышеуказанных условиях несомненный интерес для исследования представляет анализ эффективности применения комбинированных энергоисточников малой мощности (мини-ТЭЦ) при их работе на МВТ.

При всей очевидности преимущества использования собственных ТЭР в структуре энергетического баланса страны в условиях применения теплофикации, оно ограничивается стоимостью капитальных вложений в такие энергоисточники. В зависимости от выбранной технологии и номинальной мощности энергоблока удельная стоимость электрической мощности лежит в диапазоне от 1500 до 3000 евро/кВт [2], что свидетельствует о мини-ТЭЦ на МВТ как об относительно дорогостоящем варианте генерирующего оборудования. И как следствие, актуальным является вопрос определения условий экономической эффективности эксплуатации существующих электростанций и установления технико-экономических требований для строительства новых мини-ТЭЦ на МВТ. Эксплуатация данного вида электростанций в сложившейся ситуации также требует решения проблемы оптимизации режимов работы электрогенерирующего оборудования в рамках суточной и сезонной неравномерности графика потребления энергии в ОЭС. В данной работе представлены результаты исследований в области повышения экономической привлекательности мини-ТЭЦ на МВТ при их структурном развитии с переходом на полигенерационные технологии и адаптацией к сформировавшимся условиям работы ОЭС Беларуси [7, 8].

Обоснование выбора варианта развития структуры мини-ТЭЦ на местных видах топлива

Для исследования эффективности эксплуатации мини-ТЭЦ на МВТ необходимо рассмотреть два граничных варианта допустимой области режимов их работы с учетом суточной неравномерности графика энергосистемы: по графику тепловой нагрузки подключенной тепловой сети и по графику электрической нагрузки энергосистемы. С целью получения максимума комбинированной выработки энергии в первом варианте требуется применение аккумулирования электрической энергии в разрезе суток, а во втором – аккумулирование тепловой энергии в рамках суточной и сезонной неравномерности ее потребления. Во втором варианте для компенсации сезонной неравномерности обычно применяют пиковые водогрейные мощности, а для компенсации суточной традиционной и наиболее доступной сегодня технологии накопления тепловой энергии – водяные тепловые аккумуляторы (АТ). Технологическая схема с их включением в достаточной мере изучена и апробирована [9], хотя в каждом конкретном случае может потребоваться оптимизация размещения АТ в структуре системы теплоснабжения (СТ). Для аккумулирования электрической энергии применяют химические электрические накопители, газокompрессорные

станции с накопителями сжатого воздуха, гидроаккумулирующие гидроэлектростанции, а в последние годы – регенеративные системы с генерацией промежуточных энергоносителей в виде водорода, аммиака, синтетического метана и ряда других энергоносителей [10, 11]. На рис. 1 приведена оценка экономической эффективности накопления и использования энергии в зависимости от удельной энергоёмкости для различных технологий хранения электрической энергии [10].

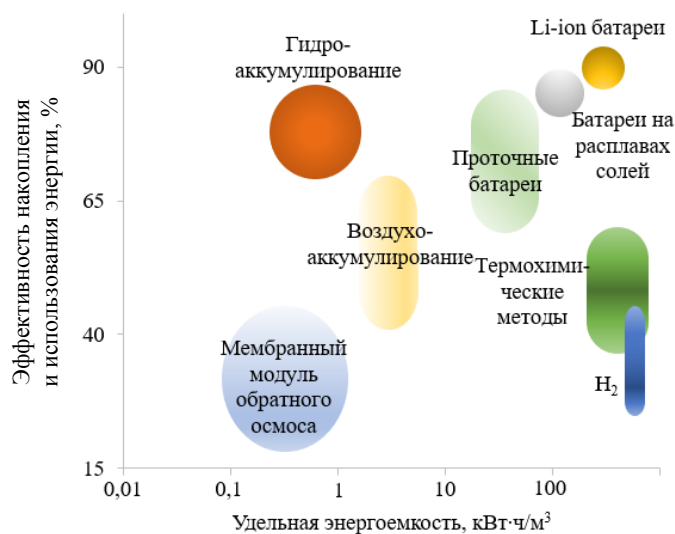


Рис. 1. Зависимость эффективности накопления и использования энергии от удельной энергоёмкости для различных технологий хранения электрической энергии

Fig. 1. Relationship between the efficiency of energy storage and its use on specific energy intensity for various electrical energy storage technologies

С целью адаптации мини-ТЭЦ на МВт к условиям работы по электрическому графику ОЭС выбраны две наиболее энергоёмкие технологии накопления энергии: на базе электрохимических батарей; «электроэнергия – водород».

Согласно [11], наиболее широкое коммерческое применение среди различных электрохимических накопителей на сегодняшний день имеют литий-ионные (Li-ion) батареи, которые признаются самыми недорогими и конкурентоспособными до 2030 г. В табл. 1 приведены основные технические данные литий-ионных батарей с установленной мощностью 1 МВт за 2021 г., а также прогнозируемые технические данные на 2030 г.

Традиционная схема аккумуляции электрической энергии с применением водорода в качестве промежуточного энергоносителя состоит из систем:

- зарядки (электролизер, оборудование для подготовки воды, системы управления, вспомогательное оборудование и компрессор);

- разрядки (топливный элемент либо устройство для сжигания, модули химического связывания водорода, системы управления, вспомогательное оборудование);
- хранения (ресиверы, естественные и искусственные резервуары).

Таблица 1

Основные технические данные литий-ионных батарей [11]

Basic technical data of lithium-ion energy batteries [11]

Параметр	Литий-железо-фосфатная батарея (LFP)		Литий-никель-марганцево-кобальтовые батареи (NMC)	
	2021	2030	2021	2030
Эффективность зарядки и разрядки, %	83	85	83	85
Количество циклов зарядки-разрядки, шт.	2400	2640	1520	1672
Общее время работы, лет	Более 6	Более 7	Более 4	Более 4
Глубина разряда, в % от номинальной емкости батареи	80	80	80	80
Капитальные затраты при установленной мощности 1 МВт*, \$/кВт	1037/4023/9128	798/3024/6831	1151/4566/10405	882/3423/7769
* – капитальные затраты варьируются в зависимости от требуемого времени хранения энергии. Значение соответствует времени хранения, равному 2/10/24 ч.				

К преимуществам варианта с генерацией водорода [11, 12] следует отнести высокую энергоемкость, относительно низкую скорость саморазрядки, которая определяется количеством утечек водорода, а также отсутствием ограничений по циклам зарядки и разрядки.

Энергетическая эффективность хранения водорода от генерации до потребления определяется типом электролизера и видом компрессора, количеством утечек водорода при его хранении, а также эффективностью системы разрядки. Перспективными методами аккумуляции водорода [13] являются хранение его при высоком давлении после криогенного охлаждения ниже температуры насыщения или сорбцией в пористых материалах, с производством синтетических топлив (метанол, аммиак, синтетический природный газ), химическом гидрировании и металлгидрировании, использовании жидких органических носителей водорода (жидкости, образующие с водородом связи, что упрощает процесс транспортировки). В качестве методов использования накопленного водорода следует выделить получение электрической и тепловой энергии в топливном элементе, прямое сжигание H_2 для получения тепловой энергии, производства и внешнего использования в виде метанола, аммиака или синтетического природного газа, а также добавление водорода в сеть природного газа (ПГ). Многие исследователи [14, 15] сходятся во мнении, что существует ряд сфер, где развитие электрификации по каким-то причинам в ближайшей перспективе будет невозможным и планируемое сокращение использова-

ния ископаемых видов топлива в рамках стратегии декарбонизации экономики потребует использования чистого водорода либо метанола. Это открывает дополнительную возможность для продажи накопленного водорода без использования систем разрядки. Основные технические данные, указывающие на эффективность коммерчески используемых электролизеров, приведены в табл. 2 [16–18].

Анализ представленных в табл. 2 данных позволяют констатировать, что при применении методов точного прогнозирования графика суточного потребления электрической энергии с целью накопления избыточной энергии с использованием водорода (электролиз) допускается использование наиболее дешевых щелочных электролизеров, показатели эффективности которых идентичны их более дорогим конкурентам – электролизерам с протонообменной мембраной (PEM электролизерам). Повышенный интерес европейских стран к последним связан с главным преимуществом PEM электролизеров – быстрым включением в работу, что крайне актуально при наличии в ОЭС генерации электроэнергии на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и не так актуально в нашем случае. Общие капитальные затраты на хранение избыточной энергии в виде водорода также зависят от выбранных методов хранения и разрядки. Стоимость топливного элемента [11] в случае его применения в системе разрядки сопоставима со стоимостью электролизера и увеличивает капитальные затраты при использовании данной системы хранения энергии в два раза.

Таблица 2

Основные технические данные коммерчески используемых электролизеров**Basic technical data of commercially used electrolysers**

Параметр	Щелочной электролиз (AEC)	Электролиз на протонообменной мембране (PEM)	Электролиз на анионообменной мембране (AEM)	Электролиз на твердых оксидах (SOEC)
Номинальная плотность тока, А/см ²	0,2–0,8	1–2	0,2–2,0	0,3–1,0
Рабочая температура, °С	70–90	50–80	40–60	700–850
Рабочее давление, бар	Менее 30	Менее 30	Менее 35	1
Диапазон загрузки, %	15–100	5–120	5–100	30–125
Энергетическая эффективность (по Q_p^H), %	50–68	50–68	52–67	75–85
Удельные затраты электроэнергии на 1 кг H ₂ , кВт·ч/кг	47–66	47–66	51,5–66	35–50
Срок эксплуатации, ч	60000	50000–80000	Более 5000	Менее 20000
Время пуска из холодного состояния до номинальной мощности, мин	30–60	Менее 20	Менее 20	Более 600
Капитальные затраты при установленной мощности от 1 МВт*, \$/кВт	270	400	–	Более 2000
* – капитальные затраты справедливы на 2022 г. и в условиях Республики Беларусь могут отличаться.				

Из вышесказанного следует, что для достижения обозначенных целей адаптации мини-ТЭЦ к условиям энергосистемы с максимальным вовлечением комбинированных мощностей в структуру выработки энергии из рассмотренных систем наибольший интерес представляет система аккумулирования с промежуточным энергоносителем в виде водорода. Несмотря на существенно более низкую энергетическую эффективность накопления и разрядки водородных систем хранения по сравнению с литий-ионными батареями, ряд конфигураций системы без использования топливных элементов оказывается значительно дешевле батарей. При этом электролизеры практически не имеют ограничения по циклам зарядки и разрядки, а также имеют низкую скорость саморазрядки. Вместе с тем следует отметить, что при накоплении электрической энергии непосредственно из ОЭС при участии в балансировке графика энергопотребления в часы суточных пиков и провалов потребления электрической энергии, ввиду того что периоды пиков потребления электрической энергии во времени короче периодов снижения мощности ее потребления, целесообразно использовать комбинацию батарей для краткосрочного накопления энергии с максимальной энергетической эффективностью и электролизеров для долгосрочного хранения энергии либо комбинацию батарей для краткосрочного накопления энергии с оборудованием для производства промежуточного энергоносителя для внутристанционного или внешнего потребления.

Анализ текущих режимов работы генерирующего оборудования мини-ТЭЦ

Для выявления требований и условий адаптации мини-ТЭЦ на МВТ путем интеграции в ее тепловую схему дополнительной электролизной установкой для производства водорода в часы минимума потребления электрической нагрузки ОЭС был выполнен анализ режимов работы действующей мини-ТЭЦ с теплофикационной ОРС-установкой в качестве генерирующего оборудования. Для определения реальных условий эксплуатации мини-ТЭЦ на МВТ исследованы режимы работы действующей ОРС-установки (графики генерации электрической и тепловой энергии). В качестве прототипа рассматривалась ОРС-установка Turboden 14 СНР мини-ТЭЦ на МВТ по ул. Павловского, 66, входящей в состав РТС-6 ГП «Минсккоммуна-теплосеть». Ее установленная электрическая мощность составляет 1280 кВт, тепловая – 5,3 МВт, электрический абсолютный КПД на номинальной мощности 19 %, тепловой КПД 79 %. Основной вид топлива – древесная щепа. Помимо мини-ТЭЦ на МВТ на рассматриваемом энергоисточнике работает пиковая газомазутная котельная с установленной мощностью 42 МВт, использующая природный газ в качестве основного топлива. В 2022 г. в состав пиковой котельной был включен водогрейный котел ETS-3700, использующий в качестве топлива древесную щепу. Мини-ТЭЦ и котельная служат для теплоснабжения микрорайона «Сосны», жилых и общественных зданий воинского городка «Сосны» и производственных зданий ГНУ «ОИЭЯИ-Сосны». Для анализа текущих режимов эксплуатации ОРС-установки использованы данные от автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) за отопительный пе-

риод с 01.10.2022 по 31.03.2023. На рис. 2а, б приведена структура выработки тепловой и электрической энергии на ORC-установке в указанный период времени.

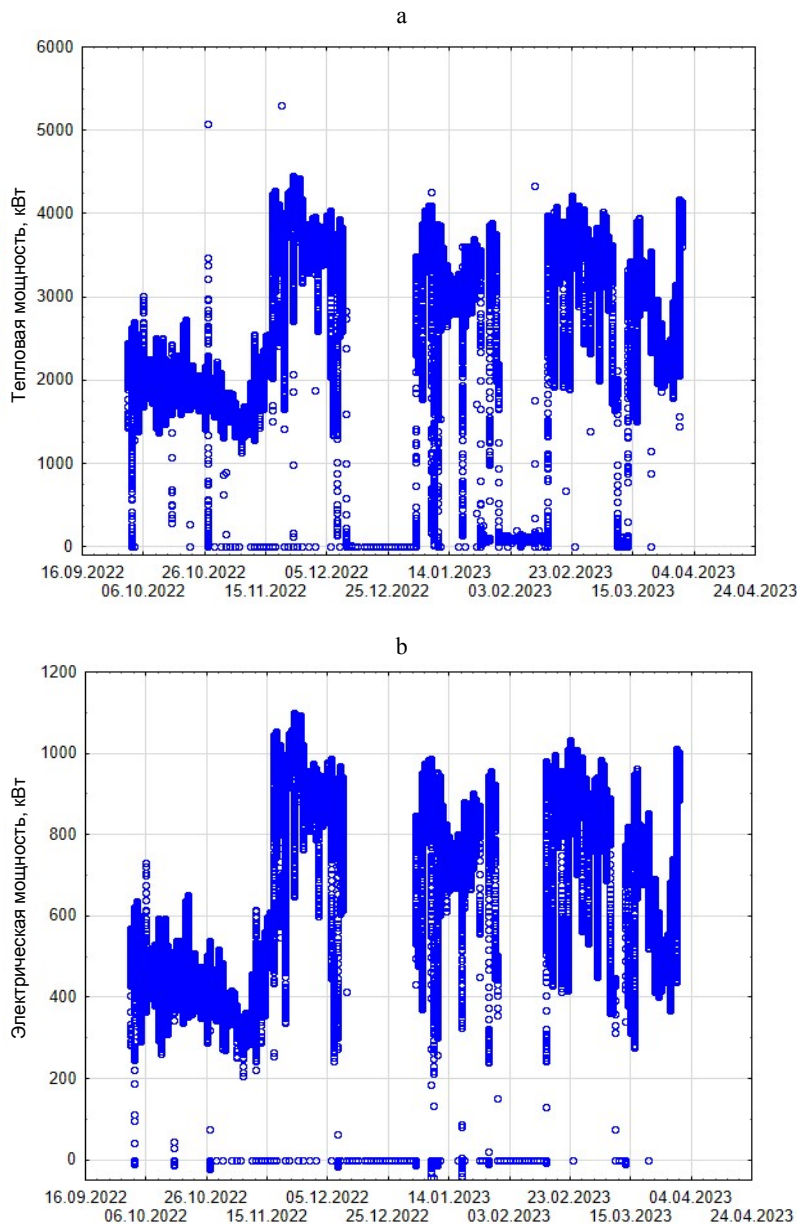


Рис. 2. Структура выработки энергии на ORC-установке в период с 01.10.2022 по 31.03.2023: а – тепловая энергия; б – электрическая энергия

Fig. 2. Structure of energy production at ORC-installation in the period from 01.10.2022 until 31.03.2023: а – thermal energy; б – electric energy

Из данных, представленных на рис. 2, видно, что ORC-установка в рассматриваемый период времени работала в переменных режимах по мощно-

сти, а в определенные периоды полностью останавливалась. Максимальная нагрузка установки по электрической энергии в указанный период составляла 87 % от номинальной электрической мощности, а минимальная без учета переходных режимов включения и выключения опускалась ниже 20 %. Очевидно, что режим работы ОРС-установки и соответственно суточный график производства тепловой и электрической энергии напрямую зависят от температуры наружного воздуха. В связи с этим интерес вызывает вид характерных в рассматриваемый период времени суточных графиков производства энергии, когда установка находилась в работе. Рассматривались режимы работы с минимальной, максимальной и наиболее характерной для отопительного периода температурой наружного воздуха (рис. 3).

Как следует из рис. 3, минимальная температура наружного воздуха в рассматриваемый период находится в интервале -20 – -15 °С (характерный график для температуры -18 °С от 07.01.2023), максимальная в интервале 15 – 20 °С (характерный график для температуры 17 °С от 08.10.2022), а наибольшее количество раз наблюдалась температура $-0,2$ °С (характерный график от 21.01.2023). На рис. 4 соответственно приведены суточные графики производства тепловой и электрической энергии в течение вышеуказанных характерных суток.

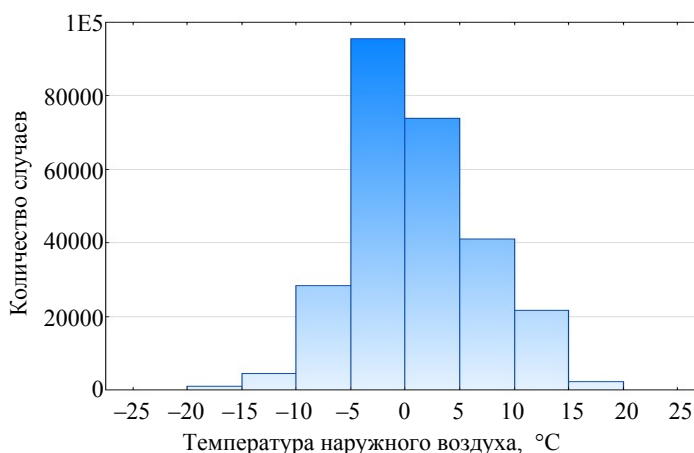


Рис. 3. Гистограмма температуры наружного воздуха в различных диапазонах исследуемого набора данных

Fig. 3. Histogram of the number of outdoor temperatures in different ranges of the studied data set

Из графиков мощности на рис. 4 следует, что распределение нагрузки в течение выбранных суток изменяется незначительно. Помимо этого, можно проследить корреляцию изменений суточных графиков выработки тепловой и электрической энергии в зависимости от температуры окружающей среды. Так, при максимальной температуре воздуха генерация минимальная, а при минимальной температуре воздуха максимальная.

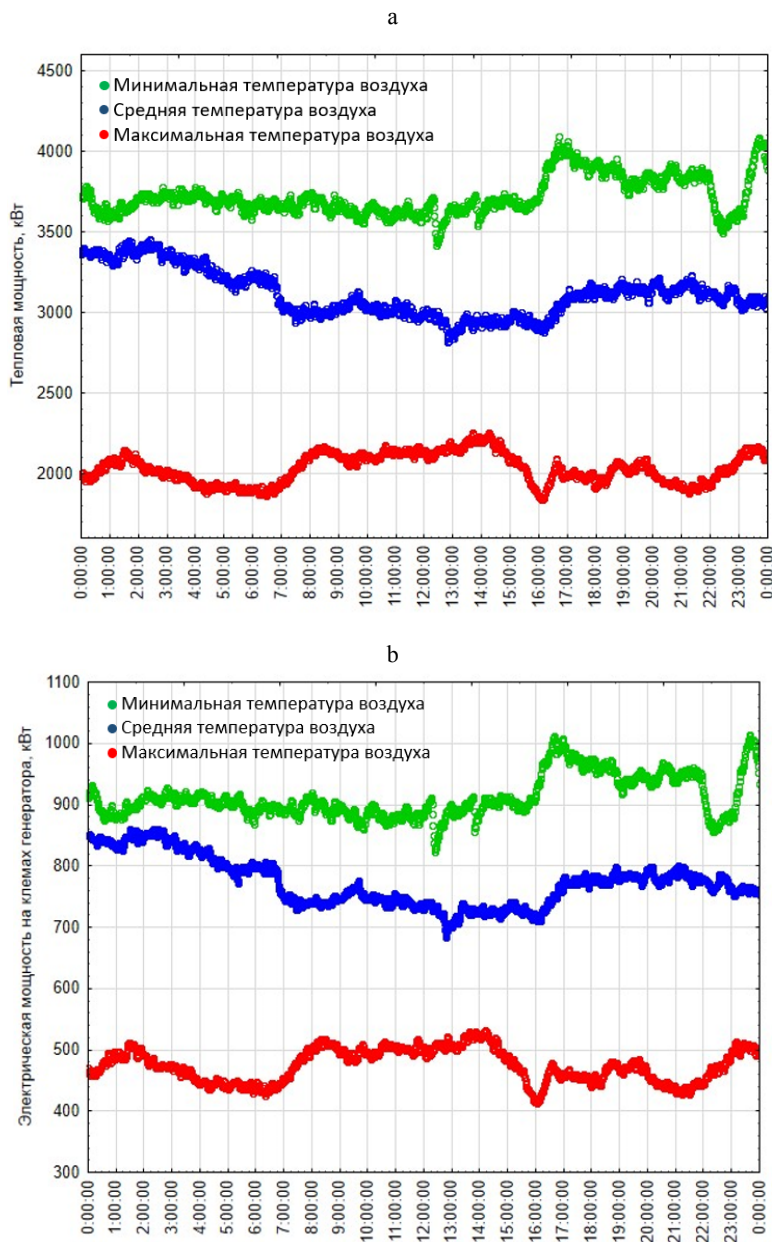


Рис. 4. Суточный график выработки энергии на ORC-установке:
 а – тепловой; б – электрической

Fig. 4. Daily schedule of energy production at the ORC-installation:
 a – thermal; b – electric

Однако данная корреляция не всегда проявляется так. Например, для 26.11.2022 со среднесуточной температурой, близкой к 0 °С, температурный график будет выше, чем при минимальной температуре наружного воздуха. На рис. 5а и 5б соответственно показана зависимость вырабатываемой тепловой и электрической мощности ORC-установки от температуры

наружного воздуха без учета переходных режимов пуска и остановки модуля и выбраковки данных.

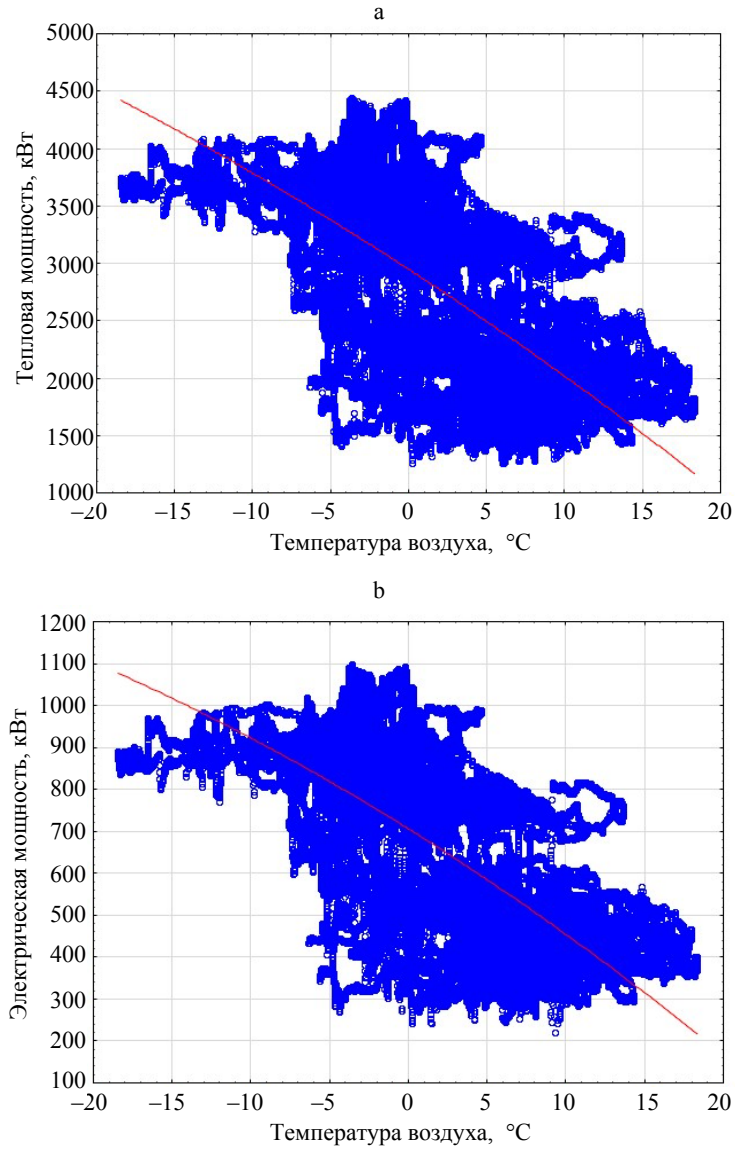


Рис. 5. Зависимость мощности ORC от температуры наружного воздуха:
а – тепловой; б – электрической

Fig. 5. Dependence of ORC power on outside air temperature:
a – thermal; b – electric

Из рис. 5 следует, что даже после исключения выпадающих показателей и периодов переходных режимов работы установки разброс имеющихся данных слишком велик для проведения прогнозирования режимов работы установки в зависимости от температуры наружного воздуха. Помимо этого, интерес вызывает зависимость величины генерации электрической

энергии на тепловом потреблении от температуры наружного воздуха, приведенная для рассматриваемого периода времени на рис. 6.

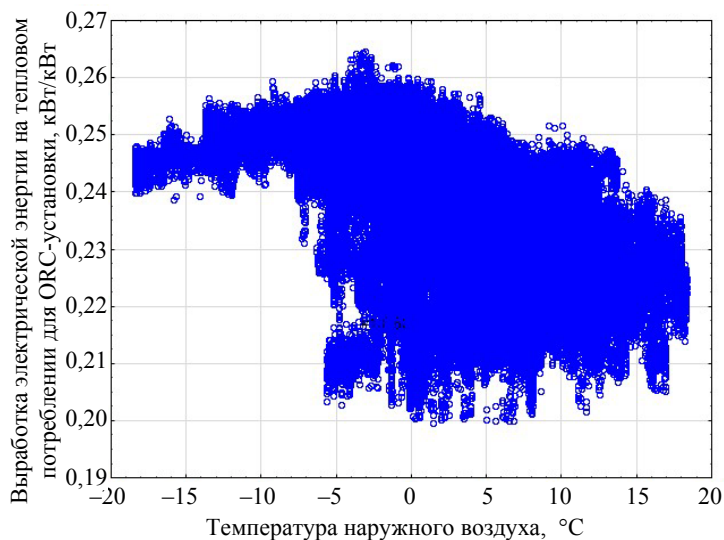


Рис. 6. Зависимость величины генерации электрической энергии на тепловом потреблении от температуры наружного воздуха

Fig. 6. Dependence of the amount of electrical energy generation based on heat consumption on outside air temperature

Из представленных данных, следует, что ОРС-установка в отопительный период эксплуатировалась в широком диапазоне генерации электрической мощности (от 17 до 87 % от номинальной электрической мощности). Выработка электрической энергии на тепловом потреблении при этом изменялась в диапазоне от 0,20 до 0,026 МВт/МВт.

ВЫВОДЫ

1. При оптимизации режимов эксплуатации мини-ТЭЦ на местных видах топлива, работающих параллельно с ОЭС, имеющей значительный профицит электрогенерирующих мощностей, следует разделять варианты для существующих станций и для вновь строящихся. В первом случае, ввиду того что мощность оборудования известна, целесообразно рассматривать два крайних варианта, т. е. работу теплофикационного блока по электрическому или тепловому графику нагрузки, когда для выдерживания суточного трафика потребления надо предусматривать аккумуляцию соответственно тепловой или электрической энергии. При новом строительстве оптимизируемым параметром выступает мощность генерирующего оборудования, поэтому целесообразно предпочтение отдать варианту с максимальным числом часов использования номинальной мощности.

2. Для повышения экономической привлекательности рассмотрены варианты развития структуры мини-ТЭЦ на МВТ с переходом на полигене-

рациональные технологии и адаптацией к сформировавшимся условиям работы ОЭС Беларуси. Представлены результаты анализа коммерчески доступных технологий накопления избыточной электрической энергии. Установлено, что в соответствии с текущими и прогнозируемыми (до 2030 г.) стоимостными и эксплуатационными показателями для адаптации мини-ТЭЦ к работе в ОЭС в условиях профицита электроэнергетических мощностей наибольший интерес представляет система аккумулирования электрической энергии с использованием водорода в качестве промежуточного энергоносителя. Для утилизации избыточной в часы суточных провалов потребления электрической энергии от мини-ТЭЦ с теплофикационной ОРС-установкой предложена конфигурация структурной схемы с использованием модуля щелочного электролиза для производства водорода.

3. Осуществлен анализ функционирования ОРС-установки Turboden 14 СНР мини-ТЭЦ на местных видах топлива по ул. Павловского, 66, входящей в состав РТС-6 ГП «Минсккоммунтеплосеть». Выявлено, что на сегодняшний день установка работает в широком диапазоне изменения нагрузки (от 17 до 87 % от номинальной электрической мощности), при этом выработка электрической энергии на тепловом потреблении изменялась в диапазоне от 0,20 до 0,026 МВт/МВт. В связи с тем, что исследуемая ОРС-установка является составляющей энергоисточника с высокой установленной пиковой тепловой мощностью, в текущем состоянии не прослеживается прямая корреляция между температурой наружного воздуха и мощностью генерации ОРС-установки. Данное обстоятельство указывает на необходимость продолжения исследования трендов тепловых нагрузок для построения функциональных моделей для кратко- и среднесрочного прогнозирования тепловой нагрузки от времени суток и средне-часовой температуры наружного воздуха.

Исследования выполнены в Белорусском национальном техническом университете при поддержке БФФИ (проект № T22УЗБ-052 от 04.05.2022).

ЛИТЕРАТУРА

1. Седнин, В. А. О целесообразности строительства мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях Республики Беларусь. Ч. 1: Состояние использования местных видов топлива в системах теплоснабжения / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович. Наука и техника. 2023. Т. 22, № 5. С. 418–427. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-5-418-427>.
2. Седнин, В. А. О целесообразности строительства мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях Республики Беларусь. Ч. 2: Роль мини-ТЭЦ в системах теплоснабжения городов и населенных пунктов Беларуси / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович, И. Л. Иокова // Наука и техника. 2023. Т. 22, № 6. С. 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518>.
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, No. 1. Р. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>.
4. Безлепки, В. П. Регулировочный диапазон тепловых электростанций / В. П. Безлепки. Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1980. 168 с.

5. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Ч. 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>.
 6. Об утверждении концепции энергетической безопасности Республики Беларусь [Электронный ресурс]: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084 // Pravo.by. Режим доступа: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C21501084>.
 7. Седнин, В. А. Анализ эффективности технологий извлечения диоксида углерода из продуктов сгорания / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 6. С. 524–538. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-524-538>.
 8. Rong, A. Role of Polygeneration in Sustainable Energy System Development Challenges and Opportunities from Optimization Viewpoints / A. Rong, R. Lahdelma // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Т. 53. P. 363–372. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.060>.
 9. Volkova, A. Heat Storage Combined with Biomass CHP under the National Support Policy. A Case Study of Estonia / A. Volkova, E. Latosov, A. Siirde // Rigas Tehniskas Universitates Zinatiskie Raksti. 2020. Т. 24. №. 1. P. 171–184.
 10. Salinity gradient energy is not a competitive source of renewable energy / S. Lin [et al.] // Joule. 2024. Vol. 8, Iss. 2. P. 334–343. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.12.015>
 11. 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment [Electronic Resource]: Technical Report Publication No. PNNL-33283 August 2022 / V. Viswanathan [et al.]. Mode of access: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.
 12. Hydrogen or Batteries for Grid Storage? A Net Energy Analysis / M. A. Pellow [et al.] // Energy & Environmental Science. 2015. Vol. 8. №. 7. C. 1938–1952. <https://doi.org/10.1039/C4EE04041D>.
 13. Patonia, A. Hydrogen Storage for a Net-Zero Carbon Future [Electronic Resource]: OIES Paper: ET No. 23. / A. Patonia, R. Poudineh. 2023. Mode of access: <https://www.econstor.eu/handle/10419/280114>.
 14. Седнин, В. А. Место водорода в современных энерготехнологических метасистемах. Ч. 2: Водород в интегрированной энергосистеме / В. А. Седнин, А. А. Абрамовский // Энергоэффективность. 2020. № 11. С. 16–22.
 15. Место водорода в современных энерготехнологических метасистемах. Ч. 3: Водород в качестве топлива для энергетических систем / В. А. Седнин [и др.] // Энергоэффективность. 2021. № 5. С. 16–21.
 16. Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal [Electronic Resource]. 2020. Mode of access: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
 17. Water Electrolysis: From Textbook Knowledge to the Latest Scientific Strategies and Industrial Developments / M. Chatenet [et al.] // Chemical Society Reviews. 2022. Vol. 51, № 11. P. 4583–4762. <https://doi.org/10.1039/D0CS01079K>.
 18. Powerto-Gas: Technology and Business Models / M. Lehner [et al]. SpringerBriefs in Energy, 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.
- Поступила 14.02.2024 Подписана в печать 23.04.2024 Опубликована онлайн 31.05.2024

REFERENCES

1. Sednin V. A., Ignatovich R. S., Iokova I. L. (2023) On the Feasibility of Building Mini-Thermal Power Plant Using Local Fuels in the Conditions of the Republic of Belarus. Part 1. State of Use of Local Fuels in Heat Supply Systems. *Nauka i Tehnika = Science & Technique*, 22 (5), 418–427. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-5-418-427> (in Russian).
2. Sednin V. A., Ignatovich R. S., Iokova I. L. (2023) On the Feasibility of Building Mini-Thermal Power Plant Using Local Fuels in the Conditions of the Republic of Belarus. Part 2. Role of Mini-Thermal Power Plant in Heat Supply Systems of Cities and Settlements in Bela-

- rus. *Nauka i Tehnika = Science & Technique*, 22 (6), 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518> (in Russian).
3. Mikhalevic 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. Bezlepkin V. P. (1980) *Regulating Range of Thermal Power Plants*. Leningrad, Energoatomizdat Publ., Leningrad Branch. 168 (in Russian).
 5. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. V., Bubyr T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (2), 41–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-41-157> (in Russian).
 6. *On Approval of the Concept of Energy Security of the Republic of Belarus: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, December 23, 2015, No. 1084*. Pravo.by. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C21501084> (in Russian).
 7. Sednin V. A., Ignatovich R. S. (2022) Analysis of the Efficiency of Technologies for Extraction Carbon Dioxide from Combustion Products. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 524–538. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-524-538> (in Russian).
 8. Rong A., Lahdelma R. (2016) Role of Polygeneration in Sustainable Energy System Development Challenges and Opportunities from Optimization Viewpoints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 363–372. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.060>.
 9. Volkova A., Latosov E., Siirde A. (2020) Heat Storage Combined with Biomass CHP under the National Support Policy. a Case Study of Estonia. *Rigas Tehniskas Universitates Zinatniskie Raksti*, 2020, 24 (1), 171–184.
 10. Lin S., Wang Z., Wang L., Elimelech M. (2024) Salinity Gradient Energy is Not a Competitive Source of Renewable Energy. *Joule*, 8 (2), 334–343. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.12.015>.
 11. Viswanathan V., Mongird K., Franks R., Li X., Sprenkle V. 2022 *Grid Energy Storage Technology cost and Performance Assessment*. Technical Report Publication No. PNNL-33283 August 2022. Available at: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.
 12. Pellow M. A., Emmott C. J. M., Barnhart C. J., Benson S. M. (2015) Hydrogen or Batteries for Grid Storage? A Net Energy Analysis. *Energy & Environmental Science*, 8 (7), 1938–1952. <https://doi.org/10.1039/C4EE04041D>.
 13. Patonia A., Poudineh R. (2023) *Hydrogen Storage for a Net-Zero Carbon Future*. OIES Paper: ET No 23. Available at: <https://www.econstor.eu/handle/10419/280114>.
 14. Sednin, V. A., Abrazovsky A. A. (2020) The Place of Hydrogen in Modern Energy Technology Metasystems. Part 2. Hydrogen in an Integrated Energy System. *Energoeffektivnost' [Energy Efficiency]*, (11), 16–22 (in Russian).
 15. Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Kuz'mich K. A., Ivanchikov E. O. (2021) The Role of Hydrogen in Modern Energy Technological Metasystems. Part 3. Hydrogen as a Fuel for Energy Systems. *Energoeffektivnost' [Energy Efficiency]*, (5), 16–21 (in Russian).
 16. *Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal* (2020). Available at: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
 17. Chatenet M., Pollet B. G., Dekel D. R., Dionigi F., Deseure J., Millet P. (2022) Water Electrolysis: From Textbook Knowledge to the Latest Scientific Strategies and Industrial Developments. *Chemical Society Reviews*, 51 (11), 4583–4762. <https://doi.org/10.1039/D0CS01079K>.
 18. Lehner M., Tichler R., Steinmüller H., Koppe M. (2014) *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. SpringerBriefs in Energy. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.