

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-4-315-331>

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 2

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. Современное развитие энергетики сопровождается рядом тенденций, среди которых можно отметить декарбонизацию процессов производства энергии, увеличение доли электроэнергии в балансе потребления энергии за счет глубокой электрификации промышленности, транспорта, теплоснабжения, децентрализацию источников энергии, увеличение доли возобновляемых источников энергии, в том числе вовлечение в оборот вторичных энергоресурсов и энергии от утилизации органических отходов, развитие практики активного потребления и просьюмерства. Для Республики Беларусь, в которой лес являются одним из основных возобновляемых природных ресурсов и важнейших национальных богатств, обеспечивающих устойчивое социально-экономическое развитие страны, ее экономическую, энергетическую, экологическую и продовольственную безопасность, в условиях декарбонизации энергетики актуальным является определение значения и места энергогенерирующего оборудования, использующего местные виды топлива (МВТ), особенно это касается теплофикационных мощностей и полигенерационных установок. В работе представлены результаты проведенного исследования оценки эффективности применения мини-ТЭЦ на МВТ. Анализ архивных данных АСУ ТП действующей мини-ТЭЦ с теплофикационной ORC-установкой (Turboden 14 CHP) позволил оценить ее маневренные характеристики с привязкой к режимам работы к системе централизованного теплоснабжения с преобладанием в ней коммунально-бытовой тепловой нагрузки. Показано, что средняя скорость изменения мощности составляет 1,5–3,0 %/мин, соответственно время выхода на номинальную мощность в обычных условиях превышает 40 мин, время пуска установки из «холодного состояния» варьируется от 20 мин до 2 ч, тем самым было подтверждено предположение, что исследуемая ORC-установка в частности и мини-ТЭЦ аналогичного типа в целом не могут рассматриваться и использоваться в качестве маневренного энергоисточника без осуществления дополнительной модернизации. Проведенное численное исследование позволило показать возможность планирования эффективных режимов работы

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

теплофикационной ORC-установки в конфигурации принципиальной тепловой схемы мини-ТЭЦ на МВТ с интеграцией в нее модуля производства водорода на базе прогноза суточного графика потребления тепловой энергии с учетом динамики изменения температуры наружного воздуха. Также представлены концептуальные структурные схемы интегрированных полигенерационных систем, отличающиеся применением оборудования генерации водорода из избыточно производимой электроэнергии при работе мини-ТЭЦ по тепловому графику и участием в покрытии графика электрической нагрузки Объединенной энергетической системы Беларуси. Показана перспективность для вновь проектируемых мини-ТЭЦ на МВТ применения тепловых схем с термохимической технологией производства водорода и режимом работы блока ОРЦ на номинальной мощности.

Ключевые слова: водород, блок ОРЦ, генерация, мини-ТЭЦ, местные виды топлива, теплоснабжение, 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 2 / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин, Е. С. Зуева // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2024. Т. 67, № 4. С. 315–331. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-67-4-315-331>

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 2

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” (Vitebsk, Republic of Belarus)

Abstract. The modern development of power engineering is accompanied by a number of trends, among which one can note the decarbonization of energy production processes; an increase in the share of electricity in the balance of energy consumption due to the deep electrification of industry, transport and heat supply; decentralization of energy sources; an increase in the share of renewable energy sources, including the involvement in the turnover of secondary energy resources and energy from the disposal of organic waste; the development of practice active consumption and prosumerism. For the Republic of Belarus, in which forests are one of the main renewable natural resources and the most important national wealth that ensure the sustainable socio-economic development of the country, its economic, energy, environmental and food security, in the context of decarbonization of the power engineering sector, it is relevant to determine the importance and location of energy generating equipment using local fuels (LF), especially for heating capacities and polygeneration plants. The paper presents the results of a study conducted to evaluate the effectiveness of using mini-CHP plants on LF. The analysis of the archived data of the automated process control system of an operating mini-CHP with a heating ORC unit (Turboden 14 CHP) made it possible to evaluate its maneuverable characteristics with reference to the operating modes of the centralized heat supply system with a predominance of municipal and household heat load in it. It has been shown that the average rate of change in power is 1.5...3.0 % min; respectively, the time to reach rated power under normal conditions exceeds 40 minutes; the time to start the unit from a “cold state” varies from 20 minutes to 2 hours. Therefore the assumption has been confirmed that the studied ORC unit in particular and mini-CHP plants of a similar type as a whole cannot be considered and used as a maneuverable energy source without additional modernization. The conducted numerical study made it possible to show the opportunity of planning effective operating modes of a heating ORC unit in the configuration of the basic thermal

circuit of a mini-CHP on LF with the integration of a hydrogen production module into it based on the forecast of the daily schedule of thermal energy consumption and taking into account the dynamics of changes in outdoor air temperature. Conceptual block diagrams of integrated polygeneration systems are also presented; they stand out for the use of hydrogen generation equipment from over-produced electricity during the operation of mini-CHP plants according to a thermal schedule and participation in the coverage of the electric load schedule of the Unified Energy System of Belarus. The use of thermal circuits with thermochemical hydrogen production technology and the operating mode of the ORC unit at rated power is shown to be promising for newly designed mini-CHPs on LF.

Keywords: hydrogen, ORC block, generation, mini-CHP, local fuels, 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 2. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 67 (4), 315–331. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-67-4-315-331> (in Russian)

Введение

Переход к безуглеродной энергетике сопровождается рядом тенденций, характеризующих процесс развития как энергетики, так общества в целом. В числе этих тенденций можно выделить: увеличение доли электроэнергетики в балансе потребления энергии за счет глубокой электрификации промышленности, транспорта, теплоснабжения, децентрализацию источников энергии, увеличение доли возобновляемых источников энергии, включая вовлечение в оборот вторичных энергоресурсов и энергии от утилизации органических отходов, развитие практики активного потребления и генерации энергии самим потребителем (просьюмерства) [1, 2]. С целью достижения оптимального баланса между экономичностью, надежностью и экологичностью энергетика реализация вышеуказанных тенденций в совокупности требует повышения гибкости энергетических систем, в том числе путем адаптации существующих генерирующих мощностей к условиям функционирования в рамках интегрированных энергетических систем. Гибкость энергосистемы, в первую очередь, определяется по степени взаимодействия генерирующих мощностей в рамках покрытия графика потребления энергии. Поддержания гибкости энергосистемы на требуемом уровне добиваются применением высокоманевренного генерирующего оборудования, интеграцией в энергосистему систем накопления энергии, развитием логистики передачи энергии, систем оперативного и краткосрочного прогнозирования потребности в энергии. Энергетическая гибкость становится в этом контексте системообразующим свойством энергосистемы, а эффективное управление ею – главным условием для перехода к новому энергетическому укладу [2]. Для Республики Беларусь, в которой лес является одним из основных возобновляемых природных ресурсов, актуальным является определение значения и места в составе энергогенерирующего оборудования страны теплофикационных мощностей и полигенерационных установок, использующих местные виды топлива (МВТ) в виде отходов переработки древесины [3, 4].

Анализ маневренности генерирующего оборудования мини-ТЭЦ

Как известно, понятие маневренности генерирующего оборудования ТЭС [6, 7] складывается из ряда характеристик: скорости изменения нагрузки, которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту; диапазона изменения мощности от номинальной до минимальной, возможности кратковременной перегрузки максимальной мощности, а также пусковых характеристик энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве, вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска, допустимого с точки зрения малоцикловой усталости элементов блока, числа пусков в год и за время службы, пусковых потерь топлива. Очевидно, что паросиловые установки на МВТ не соответствуют этим требованиям в полной мере, однако, учитывая широкий регулировочный диапазон ОРС-блоков для оценки динамики набора мощности исследуемой ОРС-установкой, рассмотрены графики изменения электрической мощности в дни ее запуска (рис. 1). На основе архивных данных изучены маневренные характеристики АСУ ТП мини-ТЭЦ на МВТ с теплофикационной ОРС-установкой Turboden 14 СНР по улице Павловского, 66, входящей в состав РТС-6 ГП «Минсккоммунтеплосеть» [5]. Это позволило показать возможность планирования эффективных режимов работы теплофикационной ОРС-установки, работающей в составе мини-ТЭЦ на МВТ, с интеграцией в ее принципиальную тепловую схему модуля производства водорода и использованием прогноза суточного графика потребления тепловой энергии с учетом динамики изменения температуры наружного воздуха, а также обосновать состав концептуальных структурных схем интегрированных полигенерационных систем.

Анализ вышеуказанных графиков показал, что средняя скорость роста мощности энергоблока составляет 1,5–3,0 %/мин, при этом время выхода на номинальную мощность составляет чуть больше 40 мин. Также была сделана оценка продолжительности пуска установки из «холодного состояния», под которым подразумевается время от начала потребления ею электрической мощности на собственные нужды до начала отпуска мощности от установки в электрическую сеть. Для приведенных на рис. 1 графиков переходных процессов продолжительность пусков из «холодного состояния» варьируется от 20 мин до 2 ч. Это позволяет сделать вывод о том, что исследуемая ОРС-установка в частности и мини-ТЭЦ в целом не могут рассматриваться как маневренный энергоисточник без осуществления дополнительной модернизации.

Для оценки рациональности интеграции генерирующего оборудования мини-ТЭЦ к условиям работы Объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси необходимо осуществлять прогнозирование вида суточных графиков потребления тепловой энергии. На основании прогноза профиля графиков потребления тепловой энергии в системе теплоснабжения (СТ) и отпуска в сеть ОЭС Беларуси электрической энергии возможно планирование оптимальных режимов работы комбинированной установки на базе ОРС-блока и, как следствие, определение эффективности работы мини-ТЭЦ на МВТ. В качестве примера на рис. 2 приведен суточный график электрической нагрузки ОЭС Беларуси в зимний рабочий день [8].

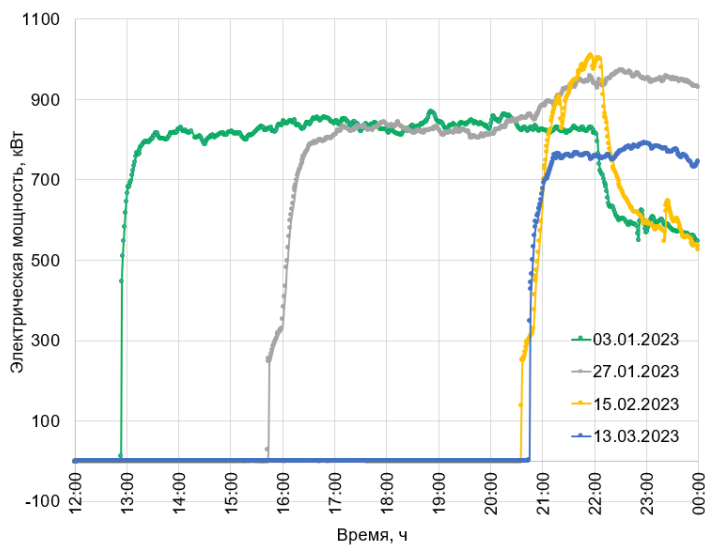


Рис. 1. Динамика изменения электрической мощности ORC-установки при ее запуске

Fig. 1. Dynamics of changes in the electrical power of an ORC unit when it is started

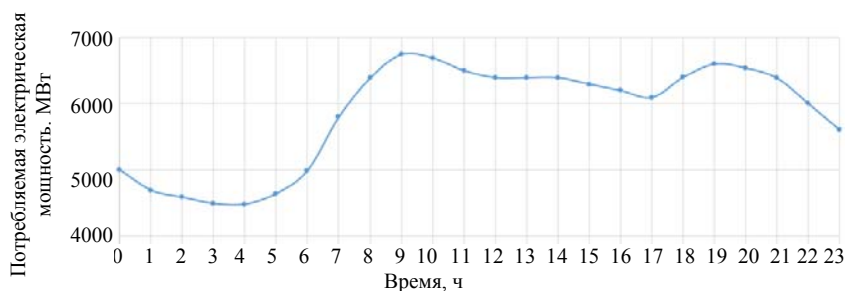


Рис. 2. Прогноз примерного профиля графика покрытия электрической нагрузки ОЭС Беларуси в зимний рабочий день

Fig. 2. Forecast of the approximate profile of the schedule for covering the electric load of the Belarusian UES on a winter working day

Ввиду отсутствия полных данных о суточном потреблении тепловой энергии непосредственно потребителями мини-ТЭЦ и котельной по улице Павловского, 66, для оценки вида прогнозируемого профиля графика суточного потребления тепловой энергии в отопительный период использована информация АСУ ТП мини-ТЭЦ котельной по улице Франциска Скорины, 48, с установленной тепловой мощностью 120 МВт и аналогичной мини-ТЭЦ по улице Павловского, 66, структурой тепловых нагрузок. На рис. 3 приведены характерные суточные графики потребления тепловой энергии соответственно в летний и зимний периоды (в относительных единицах к установленной мощности). К летнему периоду отнесен промежуток времени с мая по сентябрь включительно. Следует отметить, что приведенные графики построены для суток с наиболее характерной для рассматриваемой котельной мощностью.

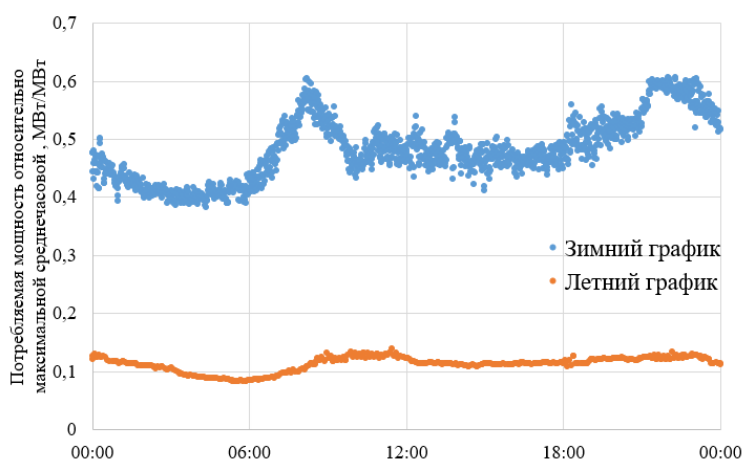


Рис. 3. Суточный график потребления тепловой энергии от котельной по улице Скорины (в относительных единицах к максимальной потребляемой мощности)

Fig. 3. Daily schedule of thermal energy consumption from the boiler house on Skaryna Str. (in relative units to the maximum power consumption)

Как известно [9], на профиль суточного графика потребления тепловой энергии оказывает влияние ряд факторов, наибольшее из которых имеют календарный день недели (рабочий, выходной, праздничный день), а также температура наружного воздуха. Общий вид суточного графика потребления тепловой энергии можно аппроксимировать системой из четырех уравнений по временным периодам суток. На рис. 4 приведены зависимости среднечасового потребления тепловой мощности (в относительных единицах к максимальной потребляемой мощности) от температуры наружного воздуха.

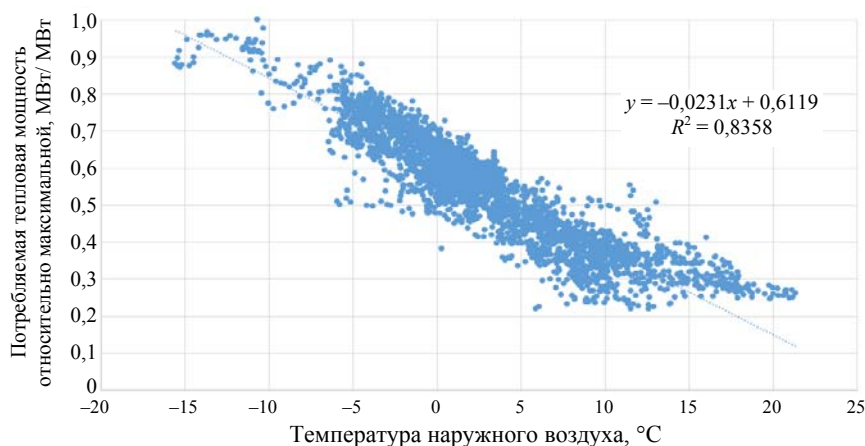


Рис. 4. Зависимость среднечасовой потребляемой тепловой мощности (в относительных единицах к максимальной мощности) от температуры наружного воздуха

Fig. 4. Dependence of the average hourly consumed thermal power (in relative units to the maximum power) on the outdoor temperature

Экспериментальные данные, представленные на этом рисунке, отражают близкую к линейной зависимость тепловой нагрузки теплоисточника от температуры наружного воздуха. На рис. 5 приведена зависимость тепловой мощности (в относительных единицах к максимальной мощности) от температуры наружного воздуха и текущего времени суток. Для осуществления кратко- и среднесрочного прогнозирования тепловой мощности построена функциональная модель с разбивкой суток на четыре временных периода, которая представлена в табл. 1.

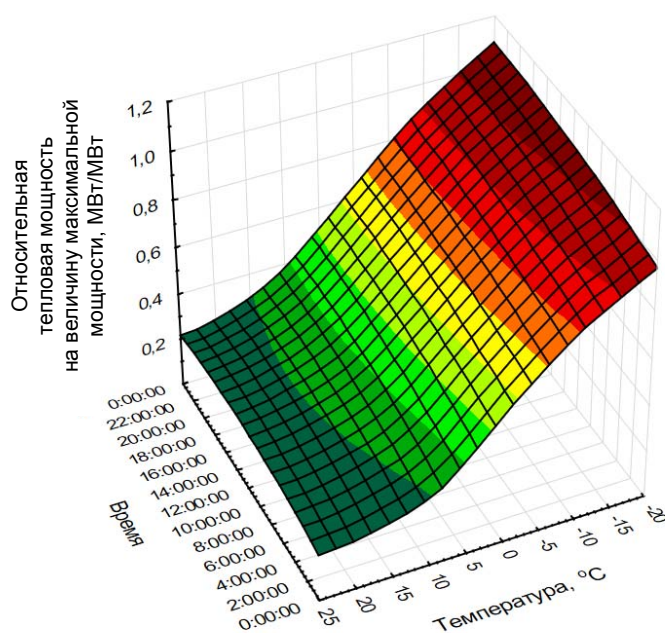


Рис. 5. Зависимость относительной тепловой мощности (в относительных единицах к максимальной мощности) от температуры наружного воздуха и текущего времени суток

Fig. 5. Dependence of the relative thermal power (in relative units to the maximum power) on the outdoor temperature and the current time of day

В качестве исходных данных для построения модели использованы значения среднечасовой температуры наружного воздуха и относительной мощности котельной в отопительный период 2023 г. Границы интервалов отрезков времени при этом определены в соответствии с предполагаемыми периодами пиков суточного потребления тепловой энергии, а также минимизации суммарного для каждого уравнения коэффициента детерминации R^2 . Следует отметить, что полученная система уравнений характеризуется коэффициентом детерминации порядка 0,9, в то время как общее уравнение без разбиения на интервалы по времени суток обладает коэффициентом детерминации, равным 0,14.

Таблица 1

**Функциональная модель относительной тепловой нагрузки Q (МВт/МВт)
в зависимости от среднечасовой температуры наружного воздуха t ($^{\circ}\text{C}$)
и текущего времени суток τ (ч)**

**Functional model of relative thermal load Q (MW/MW) depending
on the hourly average outdoor temperature t ($^{\circ}\text{C}$) and the current time of day τ (h)**

Уравнение потребляемой мощности относительно максимальной среднечасовой мощности	Интервал времени	Коэффициент детерминации R^2
$Q_1 = 0,597 + 0,003494\tau^2 - 0,02589\tau - 0,00001300t^2 - 0,02577t$	При $0 < T \leq 9$	0,89
$Q_2 = 0,466 - 0,001011\tau^2 + 0,02613\tau + 0,0003540t^2 - 0,02626t$	При $9 < T \leq 16$	0,93
$Q_3 = 0,829 + 0,000777\tau^2 - 0,02478\tau + 0,0002640t^2 - 0,02592t$	При $16 < T \leq 21$	0,93
$Q_4 = 1,343 - 0,03106\tau - 0,00005200t^2 - 0,02714t$	При $21 < T < 24$	0,91

Адаптация ORC-установки к условиям работы энергосистемы

Как отмечалось [5], при оптимизации режимов эксплуатации мини-ТЭЦ на МВТ, работающей 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, а именно работу теплофикационного блока по электрическому или тепловому графику нагрузки. В каждом из этих случаев для выдерживания суточного трафика потребления необходимо предусматривать аккумулярование соответственно тепловой или электрической энергии. Для вновь строящихся электростанций оптимизируемым параметром может выступать электрическая мощность генерирующего оборудования, поэтому целесообразно предпочтение отдать варианту с максимальным числом часов использования номинальной мощности.

Ниже представлен анализ для варианта модернизации существующей станции по целевому критерию достижения максимума коэффициента выработки электрической энергии на тепловом потреблении (максимальная доля комбинированной выработки энергии от ORC-установки мини-ТЭЦ на МВТ) в режиме работы по графику теплового потребления. В численном эксперименте установленная электрическая мощность установки принималась 1,280 МВт, а тепловая – 5,3 МВт. В условиях Республики Беларусь, не обладающей существенными запасами природного газа, водород целесообразно производить методами разложения воды. Хотя среди данных технологий производства H_2 наиболее перспективными для мини-ТЭЦ на МВТ являются электролиз и четырех- и пятиступенчатые термохимические циклы $\text{Cu}-\text{Cl}$ [10], в данном случае рассматривался вариант структуры мини-ТЭЦ с модулем производства водорода электролизом, как наиболее апробированный в энергетике [5]. На рис. 6 приведен общий вид структуры интегрированной системы с допустимой вариантностью использования генерируемого водорода.

В случае применения водорода в качестве промежуточного энергоносителя для аккумуляции избыточной электрической энергии при адаптации ORC-установки к условиям работы энергосистемы перспективным выглядит использование наиболее дешевой установки щелочного электролиза (АЕС). При этом интеграция в схему мини-ТЭЦ модуля производства H_2 посредством электролиза потребует достижения соответствующего качества исходной воды, что обычно требует дополнительной установки модуля очистки исходной воды. Согласно [11, 12], современные установки обратного осмоса потребляют от 2,8–3,3 кВт·ч энергии на 1 м^3 воды в зависимости от ее качества. С учетом того, что для производства 1 кг H_2 требуется около 9 кг H_2O , дополнительное потребление электрической энергии на 1 кг водорода составит около 0,03 кВт·ч/кг H_2 , что несопоставимо меньше, чем потребление электрической энергии коммерчески используемыми электролизерами [5]. Побочным продуктом электролиза является кислород, который в случае рассматриваемого энергоисточника может быть использован в котлах пиковой котельной путем смешивания его с воздухом, подаваемым в горелочные устройства, либо может накапливаться и направляться на нужды внешних потребителей.

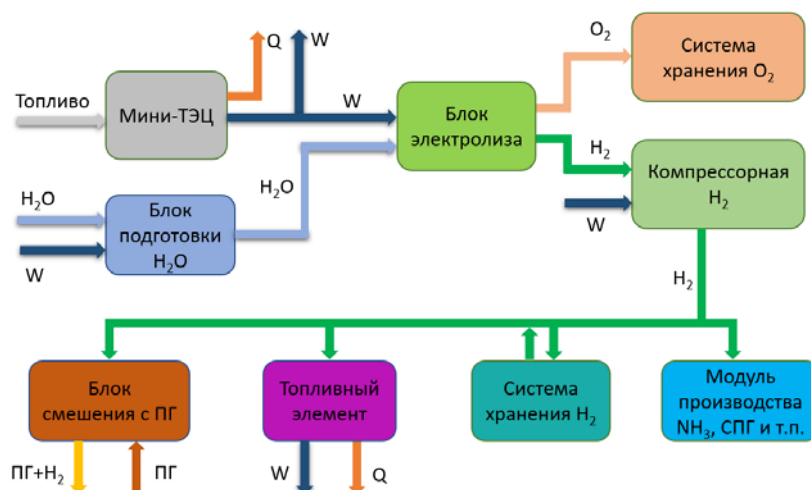


Рис. 6. Возможная конфигурация структуры мини-ТЭЦ с модулем производства и накопления H_2

Fig. 6. Possible configuration of the mini-CHP structure with the H_2 production and accumulation module

Для аккумуляции и использования избыточной электрической энергии путем преобразования ее в водород дополнительно необходим блок компримирования. Последующее использование водорода возможно по ряду вариантов, к наиболее приемлемым, согласно схеме рис. 6, можно отнести: непосредственное добавление водорода в трубопроводы природного газа для снижения его потребления по месту генерации, хранение в газообразном виде с последующим использованием в топливном элемен-

те для производства электрической энергии в периоды пиков суточного графика ОЭС; использование водорода для производства аммиака NH_3 либо синтетического природного газа (СПГ). Наиболее дорогостоящим, с точки зрения капитальных вложений и текущих расходов, вариантом из предложенных является накопление водорода с последующим его использованием в топливных элементах [13]. При этом значительные капитальные затраты вызваны непосредственной стоимостью электролизера, сопоставимой с нею стоимостью топливных элементов, а также стоимостью емкости для хранения водорода (чаще всего чистый водород в газообразном состоянии хранят при давлении в диапазоне от 35 до 70 МПа [13]). Затраты электрической энергии на сжатие H_2 до такого давления оцениваются до 6 кВт·ч на 1 кг H_2 , что оказывает существенное влияние на текущие расходы.

Для внешнего использования водорода более привлекательным выглядит вариант с производством аммиака или СПГ. Производство СПГ подразумевает дополнительный блок улавливания CO_2 из уходящих дымовых газов мини-ТЭЦ с последующим его использованием в реакции метанирования. Сравнительный анализ коммерчески доступных технологий улавливания углекислоты из дымовых газов приведен в [14]. К преимуществам производства СПГ следует отнести то, что мини-ТЭЦ на МВТ, использующая такую технологию, будет считаться энергоисточником с отрицательными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, а получаемый СПГ, в связи с тем что Республика Беларусь является одной из самых газифицированных стран мира с развитой системой газоснабжения [15], может быть использован в существующих газопроводах, благодаря чему отпадает необходимость в дорогостоящих системах разрядки накопленной энергии. В случае государственной поддержки ввода энергоисточников с такими характеристиками данная конфигурация схемы может стать оптимальной. Важным преимуществом использования варианта с аммиаком [16] является то, что процесс его сжижения похож на хорошо известный и отлаженный процесс сжижения пропана (сжижение производится при температуре окружающего воздуха при давлении 1,0 МПа), а организация системы хранения аммиака требует затрат существенно ниже, чем организация системы хранения чистого водорода. Но, естественно, что вариант с использованием аммиака в качестве промежуточного энергоносителя требует наличия дополнительного оборудования для синтеза аммиака, его транспорта и разрядки накопленной энергии [17].

Очевидно, что в нашем случае наиболее доступным из рассмотренных вариантов схем мини-ТЭЦ с модулем производства и накопления H_2 является вариант с непосредственным использованием произведенного водорода в существующей сети ПГ. Но следует учитывать, что перевод газопотребляющего оборудования на сжигание водородосодержащего топлива может потребовать дополнительной режимной оптимизации и наладки горелочных устройств, а также, что добавление в ПГ H_2 оказывает существенное влияние на теплотворную способность топлива, скорость распро-

странения и температуру пламени, время воспламенения топливно-воздушной смеси, требуемый для полного сжигания топлива коэффициент избытка воздуха и количество образующихся выбросов CO_2 и NO_x . Степень этого влияния зависит от концентрации H_2 в ПГ [18]. Отдельным вопросом из вышеперечисленных следует выделить влияние концентрации H_2 на скорость распространения пламени, так как последняя напрямую оказывает влияние на безопасность эксплуатации газопотребляющего оборудования и его срок службы. Таким образом, для оценки возможности добавления H_2 в газораспределительную сеть энергоисточника необходимо определить рабочий диапазон генерации водорода, обозначенные выше параметры и также оценить предполагаемую экономию природного газа.

Возвращаясь к анализу режима работы мини-ТЭЦ, следует отметить, что максимальная мощность модуля производства водорода электролизом, необходимая для преобразования избыточной электрической энергии, вырабатываемой ORC-установкой, может быть определена исходя из номинальной электрической мощности установки, равной 1,28 МВт. Расход генерируемого посредством щелочного электролиза водорода при удельных затратах электрической энергии в диапазоне 47–66 кВт·ч на 1 кг H_2 [5, табл. 2] соответственно будет находиться в интервале 27–19 кг/ч. С учетом обозначенных режимов работы ORC-установки по графику тепловой нагрузки текущая мощность блока электролизеров большую часть времени суток будет не полной, что позволит производить отбор избыточной электрической энергии из электрической сети ОЭС в периоды провалов потребления энергии, если это будет экономически обосновано тарифной политикой. Количество вырабатываемого водорода при работе ORC-установки рассматривалось и оценивалось в соответствии с характерным суточным графиком тепловой нагрузки (рис. 3). В период ночного провала потребления электроэнергии с 0:00 до 9:00 суммарная генерация водорода без выдачи электрической мощности в ОЭС составит около 110 кг зимой и 25 кг летом при удельных затратах на электролиз 47 кВт·ч на 1 кг H_2 или 78 кг зимой и 18 кг летом при удельных затратах на электролиз 66 кВт·ч на 1 кг H_2 . Как отмечалось выше, при использовании на мини-ТЭЦ водорода в виде его добавки в ПГ непосредственно перед пиковой котельной целесообразно рассчитать его допустимое содержание в получаемом топливном газе для определения граничных условий эксплуатации существующего газопотребляющего оборудования.

На рис. 7 приведена зависимость содержания водорода в топливном газе от текущей мощности газовой котельной. КПД котлов принят 92 %, теплота сгорания ПГ $33,16 \text{ МДж/нм}^3$, а расход водорода принят как максимальное значение при работе ORC-установки на максимальной установленной электрической мощности 1,28 МВт (максимальный расход водорода 27 кг/ч). Из зависимости, представленной на этом рисунке, следует, что допустимый верхний предел содержания водорода в ПГ, равный 10 %, не будет превышен при тепловой мощности котельной более 20 МВт, т. е. в данном случае не потребуются дополнительное проведение суще-

ственных режимно-наладочных работ на газопотребляющем оборудовании. В противном случае содержание в топливной смеси водорода более 10 % мол. может оказать существенное влияние на ключевые аспекты безопасной эксплуатации оборудования.

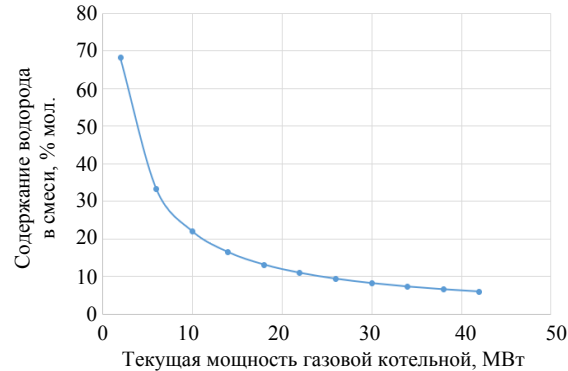


Рис. 7. Зависимость содержания водорода в топливном газе от текущей мощности газовой котельной

Fig. 7. Dependence of the hydrogen content in the fuel gas from the current capacity of the gas boiler

С учетом работы ORC-установки в соответствии с графиком тепловой нагрузки в период отсутствия выдачи электрической мощности в ОЭС с 0:00 до 9:00 избыточная электрическая энергия может быть полностью преобразована в водород. В остальное время суток вырабатываемая на ORC-установке электрическая энергия может передаваться в ОЭС. Исходя из этого система уравнений, приведенная в табл. 2, может быть преобразована для прогнозирования выработки водорода (кг/ч) и электрической энергии в зависимости от температуры наружного воздуха и текущего времени суток.

Таблица 2

Функциональная модель выработки водорода G_{H_2} (кг/ч) и электрической мощности W (МВт) в зависимости от среднечасовой температуры наружного воздуха t ($^{\circ}C$) и текущего времени суток τ (ч)

Functional model of hydrogen generation G_{H_2} (kg/h) and electric power W (MW) depending on the hourly average outdoor temperature t ($^{\circ}C$) and the current time of day τ (h)

Уравнение выработки водорода и электрической мощности	Интервал времени
$G_{H_2} = 16,26 + 0,0951\tau^2 - 0,705\tau - 0,000400t^2 - 0,702t$	При $0 < T \leq 9$
$W_2 = 0,596 - 0,001300\tau^2 + 0,03344\tau + 0,000450t^2 - 0,03360t$	При $9 < T \leq 16$
$W_3 = 1,061 + 0,000990\tau^2 - 0,03170\tau + 0,000340t^2 - 0,03320t$	При $16 < T \leq 21$
$W_4 = 1,719 - 0,03970\tau - 0,0000670t^2 - 0,03473t$	При $21 < T < 24$

Следует отметить, что, помимо рассмотренного варианта прогнозирования мощности мини-ТЭЦ в соответствии с графиком потребления тепловой энергии, возможна организация работы энергоисточника в номиналь-

ном режиме загрузки генерирующего оборудования в течение всех суток, что существенно упрощает эксплуатацию комбинированной установки, положительно сказывается на надежности ее работы и способствует более глубокому вовлечению в процесс генерации энергии комбинированной выработки. Для этого тепловая схема мини-ТЭЦ дополнительно к модулю производства водорода оснащается аккумуляторами электроэнергии и теплоты. Оптимальная мощность последних подбирается в соответствии с прогнозируемым графиком потребления тепловой энергии на основании описанных ранее факторов. В часы ночного падения потребления электрической и тепловой энергии осуществляются зарядка электрических аккумуляторов, производство водорода или избыточная выработка теплоты идет на зарядку аккумулятора теплоты. В дневное время вырабатываемая и запасенная электрическая энергия может быть выдана в ОЭС в требуемом объеме в часы характерных пиков потребления. Потребление же тепловой энергии покрывается путем отпуска непосредственно от работающих блоков мини-ТЭЦ и посредством разрядки накопленной в аккумуляторе теплоты. Общий вид концептуальной структуры мини-ТЭЦ с модулями производства водорода и аккумулятором теплоты приведен на рис. 8.

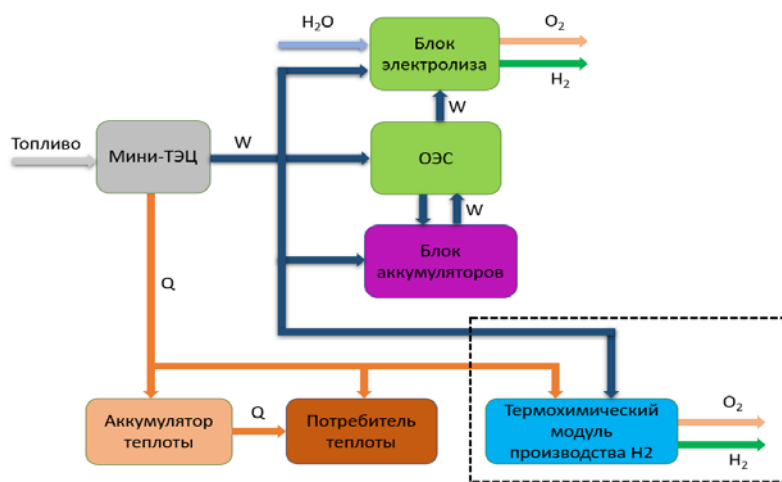


Рис. 8. Концептуальная схема мини-ТЭЦ с модулями производства H_2 и аккумулятором теплоты

Fig. 8. Conceptual diagram of a mini-CHP plant with H_2 production modules and a heat accumulator

Согласно приведенной на этом рисунке схеме электрическая энергия, вырабатываемая на мини-ТЭЦ в течение суток, может быть использована тремя способами: непосредственный отпуск в ОЭС, накопление избыточной электрической энергии в аккумуляторах электрической энергии с последующим отпуском электроэнергии в ОЭС в часы пик ее потребления,

а также обозначенный ранее вариант производства H_2 посредством электролиза в часы суточного падения потребления энергии. Следует отметить, что в условиях внедрения модуля производства водорода на существующем энергоисточнике использование электролизеров безальтернативно. Однако при проектировании новых мини-ТЭЦ на МВТ, подразумевающих установку дополнительного модуля производства водорода, имеет смысл рассматривать также внедрение термохимических циклов производства водорода, возможная принципиальная схема которых приведена в [10].

Тепловая энергия в рамках концептуальной схемы, приведенной на рис. 8, может использоваться двумя основными путями: непосредственный отпуск в тепловую сеть либо накопление в аккумуляторе теплоты с последующим потреблением. В качестве альтернативного решения для электролизеров и аккумуляторов электрической энергии в схеме выделен модуль производства водорода термохимическим методом (в синей пунктирной рамке), требующий подвода и тепловой и электрической энергии. Анализ эффективности и определение практической целесообразности применения данной концептуальной схемы интегрированной системы представляют как теоретический, так и практический интерес и являются предметом дополнительного исследования.

ВЫВОДЫ

1. Важным свойством энергетической системы является гибкость, определяемая степенью взаимодействия генерирующих мощностей в рамках покрытия графика потребления энергии. Анализ режимных характеристик генерирующего оборудования (действующая мини-ТЭЦ с теплофикационной ОРС-установкой (ОРС-установка Turboden 14 СНР мини-ТЭЦ на МВТ по улице Павловского, 66, входящей в состав РТС-6 ГП «Минском-мунтеплосеть»)) показал, что средняя скорость изменения мощности составляет 1,5–3,0 %/мин, при этом время выхода на номинальную мощность из «холодного состояния» варьировалось от 20 мин до 2 ч. Это позволило констатировать, что исследуемая ОРС-установка в частности и мини-ТЭЦ в целом не могут рассматриваться как маневренный энергоисточник без осуществления дополнительной модернизации. С целью повышения экономической привлекательности мини-ТЭЦ на МВТ рассмотрены варианты развития ее структуры посредством перехода на полигенерационные технологии и адаптации к сформировавшимся условиям работы ОЭС Беларуси.

2. Для минимизации потребления природного газа пиковыми водогрейными мощностями исследован режим загрузки ОРС-установки по варианту модернизации мини-ТЭЦ на МВТ в соответствии с тепловым графиком потребления мощности по критерию максимума электрической выработки. Проведенное численное исследование позволило показать возможность планирования эффективных режимов работы теплофикационной

ORC-установки в конфигурации принципиальной тепловой схемы мини-ТЭЦ на МВТ с интеграцией в нее модуля производства водорода на базе прогноза суточного графика потребления тепловой энергии с учетом динамики изменения температуры наружного воздуха. Разработана функциональная модель для прогнозирования выработки водорода и генерации электрической мощности в зависимости от среднечасовой температуры наружного воздуха t (°C) и текущего времени суток.

3. Представлены концептуальные структурные схемы интегрированных полигенерационных систем, отличающиеся применением оборудования генерации водорода из избыточно производимой электроэнергии при работе мини-ТЭЦ по тепловому графику и участием в покрытии графика электрической нагрузки Объединенной энергетической системы. Показана перспективность для вновь проектируемых мини-ТЭЦ на МВТ применения тепловых схем с термохимической технологией производства водорода и режимом работы блока ОРЦ на номинальной мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Илюшин, П. В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению / П. В. Илюшин // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 98–107. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2022-4-98-107>.
2. Холкин, Д. В. Энергетический переход в контексте «Форсайта столетия» / Д. В. Холкин, И. С. Чаусов // Энергетическая политика. 2022. № 1 (167). С. 70–81.
3. 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, И. Л. Иокова // Наука и техника. 2023. Т. 22, № 5. С. 418–427. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-5-418-427>.
4. 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. № 6. С. 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518>.
5. Игнатович, Р. С. Анализ и оптимизация режимов работы мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях профицита электроэнергетических мощностей в Объединенной энергетической системе Беларуси. Ч. 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>
6. Безлепки, В. П. Регулировочный диапазон тепловых электростанций / В. П. Безлепки. Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1980. 168 с.
7. Гиршфельд, В. Я. Режимы работы и эксплуатация ТЭС / В. Я. Гиршфельд, А. М. Князев, В. Е. Куликов. М.: Энергия, 1980. 288 с.
8. 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.
9. Седнин, В. А. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Ч. 1: Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов / В. А. 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>.

10. Седнин, В. А., Игнатович Р.С. Анализ эффективности технологии производства водорода на мини-ТЭЦ на местных видах топлива термохимическим методом / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 4. С. 354–373. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-354-373>.
11. Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal [Electronic Resource] / IRENA. 2020. Mode of access: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
12. Caldera, U. Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future / U. Caldera, C. Breyer // Water Resources Research. 2017. Vol. 53, No 12. P. 10523–10538. <https://doi.org/10.1002/2017WR021402>.
13. 2022 grid energy storage technology cost and performance assessment [Electronic Resource]: Technical Report Publ. No PNNL-33283 / V. Viswanathan [et al.]. US Department of Energy, 2022. Mode of access: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.
14. Patonia, A. Hydrogen storage for a net-zero carbon future [Electronic Resource]: OIES Paper: ET 23 / A. Patonia, R. Poudineh. Oxford Institute for Energy Studies, 2023. Mode of access: <https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/644778/et23-hydrogen-storage-for-a-net-zero-carbon-future.pdf>.
15. 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>.
16. Aziz, M. Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization / M. Aziz, A. T. Wijayanta, A. B. D. Nandiyanto // Energies. 2020. Vol. 13, No 12. P. 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>.
17. Савостьянов, А. П. Водородная энергетика и технологии. Аммиак – аккумулятор и средство доставки водорода (обзор) / А. П. Савостьянов, О. А. Кравченко // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2021. № 1 (209). С. 50–55.
18. Addressing the Combustion Challenges of Hydrogen Addition to Natural Gas: ETN Position Paper, European Turbine Network / ETN Global. 2022. 18 p.

Поступила 14.02.2024 Подписана в печать 23.04.2024 Опубликована онлайн 31.07.2024

REFERENCES

1. Ilyushin P. V. (2022) Integration of RES-based Power Plants into the Unified Energy System of Russia: Problematic Issues and Approaches to Solving Them. *Vestnik Moskovskogo Energeticheskogo Instituta = Bulletin of MPEI*, (4), 98–107. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2022-4-98-107> (in Russian).
2. Holkin D., Chausov I. (2022) Energy Transition in the Context of the “Foresight of the Century”. *Energy Policy*, (1), 70–81 (in Russian).
3. 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).
4. 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 Belarus. *Nauka I Tehnika = Science & Technique*, 22 (6), 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518> (in Russian).
5. 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. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Edu-*

- ation Institutions and Power Engineering Associations, 67 (3), 241–256. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-241-256> (in Russian).
6. Bezlepkin V. P. (1980) *Regulating Range of Thermal Power Plants*. Leningrad, Energoatomizdat Publ., Leningrad Branch. 168 (in Russian).
 7. Girshfeld V. Ya., Knyazev A. M., Kulikov V. E. (1980) *Modes of Operation and Functioning of Thermal Power Plants*. Moscow, Energiya Publ. 288 (in Russian).
 8. Babich A. A. (2018) *A Complex of Energy-Saving Measures at a CHP Plant when Adapting to the Operating Conditions of the Power System with the Commissioning of the Belarusian NPP* [Dissertation]. Minsk. 224 (in Russian).
 9. 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. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (6), 552–566. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566> (in Russian).
 10. Sednin V. A., Ignatovich R. S. (2023) Analysis of the Efficiency of Hydrogen Production Technology at Mini-CHP Plants Using Local Fuels by Thermochemical Method. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (4), 354–373. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-354-373> (in Russian).
 11. IRENA (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction*. Available at: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
 12. Caldera U., Breyer C. (2017) Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future. *Water Resources Research*, 53, 10523–10538. <https://doi.org/10.1002/2017WR021402>.
 13. Viswanathan V., Mongrid K., Franks R., Li X., Baxter R. (2022) *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. Technical Report Publ. No. PNNL-33283. US Department of Energy. Available at: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>
 14. Patonia A., Poudineh R. (2023) *Hydrogen Storage for a Net-Zero Carbon Future*: OIES Paper: ET 23. Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/644778/et23-hydrogen-storage-for-a-net-zero-carbon-future.pdf>.
 15. Sednin V. A., Ignatovich R. S. 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).
 16. Aziz M., Wijayanta A. T., Nandiyanto A. B. D. (2020) Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. *Energies*, 13 (12), 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>.
 17. Savostyanov A. P., Kravchenko O. A. (2021) Hydrogen Energy and Technologies. Ammonia–Hydrogen Storage and Supply Means (Review). *Bulletin of Higher Educational Institutions. North Caucasus region. Technical Sciences*, (1), 50–55. <http://doi.org/10.17213/0321-2653-2021-1-50-55> (in Russian).
 18. ETN Global (2022). *Addressing the Combustion Challenges of Hydrogen Addition to Natural Gas*. ETN Position Paper, European Turbine Network. 18 p.