

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

УДК 620.91

## Влияние возобновляемых источников энергии на себестоимость производства электрической энергии

О. А. Любчик<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

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

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

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

---

### Адрес для переписки

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

---

### Address for correspondence

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

---

## Impact of Renewable Energy Sources on the Electricity Generation Cost

V. A. Liubchyk<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

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

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

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

### Введение

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

### Описание модели и целевой функции

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

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

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

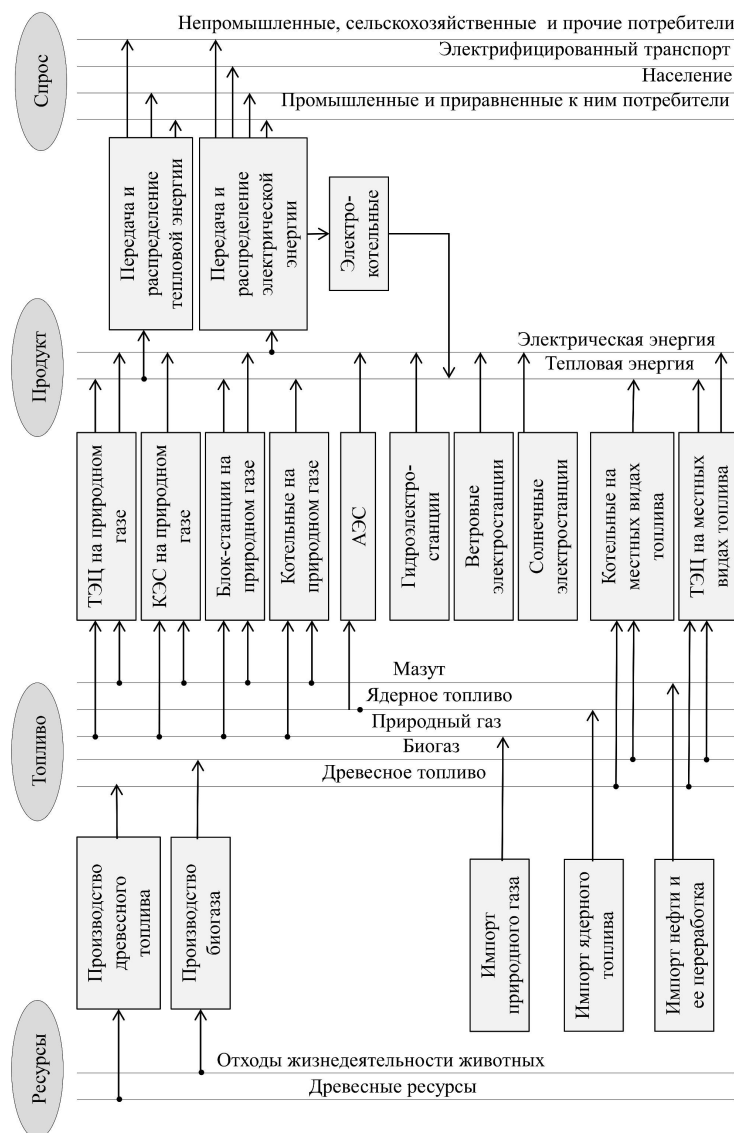


Рис. 1. Принципиальная модель энергетической системы Республики Беларусь

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В качестве горизонта расчета выбран 2030 г.

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

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

### **Определение себестоимости производства электрической энергии при повышении доли возобновляемых источников энергии**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Коэффициент аккумулялирования определяется по формуле

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

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

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

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

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

Таблица 1

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

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

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

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

Таблица 2

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

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

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



Таблица 3

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

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

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

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

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

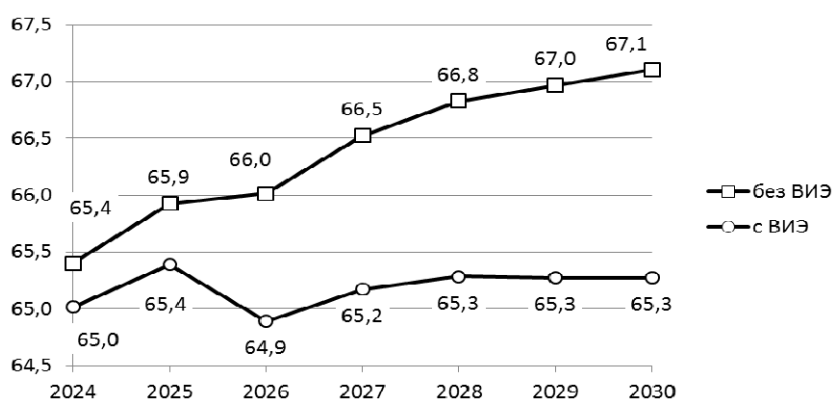


Рис. 2. Себестоимость производства электрической энергии  
(сценарий 1, подход 1, дол. США/(МВт·ч))

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

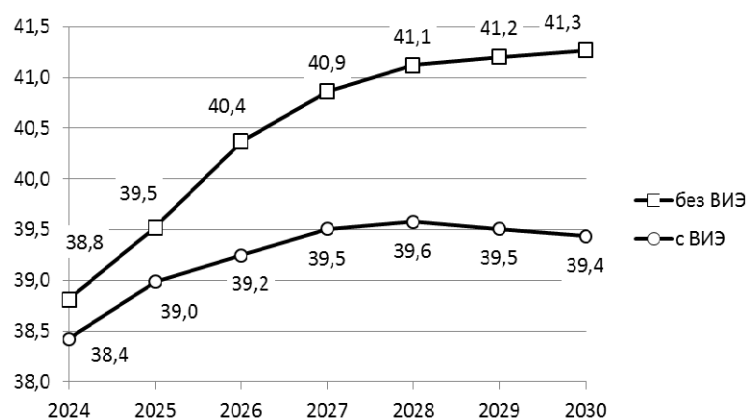


Рис. 3. Себестоимость производства электрической энергии  
(сценарий 1, подход 2, дол. США/(МВт·ч))

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

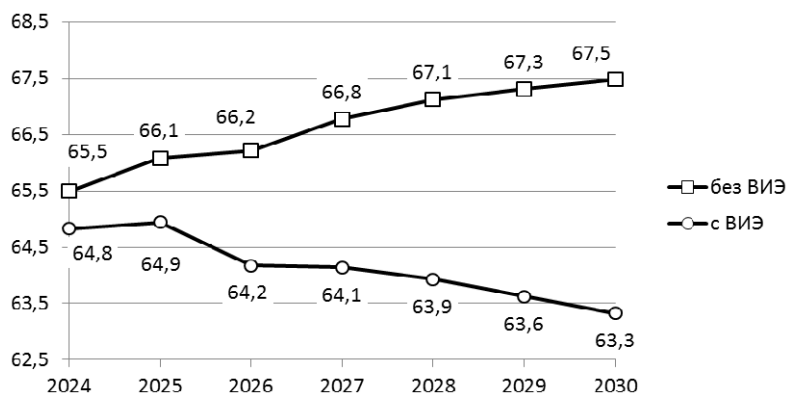


Рис. 4. Себестоимость производства электрической энергии  
(сценарий 2, подход 1, дол. США/(МВт·ч))

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

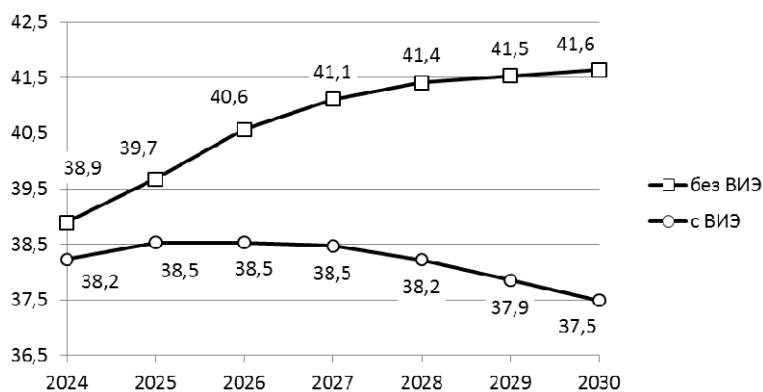


Рис. 5. Себестоимость производства электрической энергии  
(сценарий 2, подход 2, дол. США/(МВт·ч))

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### ВЫВОДЫ

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

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

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

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

### ЛИТЕРАТУРА

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

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

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

## REFERENCES

1. Rečka L. (2013) *The MESSAGE Model Description*. Available at: [https://www.researchgate.net/profile/Tahereh-Vaezi/post/MESSAGE\\_Model\\_for\\_Energy\\_Supply\\_Strategy\\_Alternatives\\_and\\_their\\_General\\_Environmental\\_Impact/attachment/5ca5b3103843b01b9b976d86/AS%3A743867129278465%401554363152501/download/MESSAGE+description\\_CUNI.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Tahereh-Vaezi/post/MESSAGE_Model_for_Energy_Supply_Strategy_Alternatives_and_their_General_Environmental_Impact/attachment/5ca5b3103843b01b9b976d86/AS%3A743867129278465%401554363152501/download/MESSAGE+description_CUNI.pdf) (accessed 02 February 2021).
2. International Atomic Energy Agency (2016) *Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide*. Vienna, IAEA. 140
3. MESSAGE. *Energy Plan*. Available at: <https://www.energyplan.eu/othertools/global/message/> (accessed 02 February 2021).
4. International Institute for Applied Systems Analysis (2012) *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE)*. Available at: <https://web.archive.iiasa.ac.at/Research/ENE/model/message.html> (accessed 03 February 2021).
5. Messner S., Strubegger M. (1995) *User's Guide for MESSAGE III (IIASA Working Paper WP-95-069)*. International Institute for Applied Systems Analysis. 160.
6. *The Concept of Development of Electric Generating Capacities and Electric Networks for the Period up to 2030. Appendix to Resolution No 7 of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus Dated February 25, 2020*. Available at: [https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/Koncepcija-razvitiya-jelektrogen.moshnostej-i-jel.setej-do-2030-g\\_2020.docx](https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/Koncepcija-razvitiya-jelektrogen.moshnostej-i-jel.setej-do-2030-g_2020.docx) (in Russian).
7. Lyubchik O. A. (2021) Investigation of the Potential of Biogas Production in Livestock Complexes of the Republic of Belarus. *Energoeffektivnost' [Energy Efficiency]*, (5), 24–27 (in Russian).
8. Lyubchik O. A. (2021) Assessment of the Potential of Solar Energy in the Republic of Belarus. *Nauka – Obrazovaniyu, Proizvodstvu, Ekonomike: Mater. 19-i Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Minsk, 2021* [Science for Education, Industry, Economy: Proceedings of 19<sup>th</sup> International Scientific and Technical Conference, Minsk, 2021]. Minsk, BNTU, 11–14 (in Russian).
9. Lyubchik O. A. (2021) Assessment of the Energy Potential of the Water Flows Movement in the Republic of Belarus. *Nauka – Obrazovaniyu, Proizvodstvu, Ekonomike: Mater. 19-i Mezhdunar. Nauch.-Tekhn. Konf., Minsk, 2021* [Science for Education, Industry, Economy: Proceedings of 19<sup>th</sup> International Scientific and Technical Conference, Minsk, 2021]. Minsk, BNTU, 15–19 (in Russian).
10. Lyubchik O. A. (2021) The Use of Wood Biomass in Capacity of Fuel as a Direction for Strengthening the Energy Security of the Republic of Belarus: Assessment and Forecast of Potential. *Agropanorama*, (4), 26–30 (in Russian).
11. Lyubchik O. A. (2021) Determination of the Potential of Renewable Energy Sources in the Republic of Belarus and Assessment of their Use in the Agricultural Sector. *Energo- i Resursoberezenie: Novye Issledovaniya, Tekhnologii i Innovatsionnye Podkhody: Sbornik Trudov Mezhdunar. Konf., Karshi, 24–25 Sent. 2021 g.* [Energy and Resource Conservation: New Research, Technologies and Innovative Approaches: Proceedings of the International Conference, Karshi, September 24–25, 2021]. Tashkent, Voris-Nashriyot Publ., 281–286 (in Russian).

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