

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

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 66, № 2
2023

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредитель

Министерство образования Республики Беларусь

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

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- Le Van Nghia, Dam Hoang Phuc, Nguyen Trong Hoan, Kharitonchik S. V., Kussyak V. A.** Research of Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles
(Ле Ван Нгиа, Дам Хоанг Пхук, Нгуен Чронг Хоан, Харитончик С. В., Кусьяк В. А. Исследование стратегии рекуперативного торможения электромо-
билей) 105
- Данилов М. И., Романенко И. Г.** Оперативная идентификация сопротив-
лений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными система-
ми учета 124

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- Романюк В. Н., Бобич А. А., Рыжова Т. В., Бубырь Т. В., Янчук В. В., Яцух-
но Я. С.** Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической
системы Беларуси. Часть 2 141
- Sednin V. A., Sednin A. V., Matsyavin A. A.** Analysis of Hydrogen Use
in Gas Turbine Plants
(Седнин В. А., Седнин А. В., Матявин А. А. Возможность использования во-
дорода в газотурбинных установках) 158

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- Русецкая М. И., Манцерова Т. Ф., Корсак Е. П.** Анализ энергетического
комплекса стран – участниц ЕАЭС и формирование групп-технологий его циф-
ровизации 169
- Некрасов С. А.** Стимулирование электропотребления регионов-аутсайдеров –
необходимое условие структурной устойчивости России 186

Главный редактор Александр Михайлович Маляревич

Редакционная коллегия

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

Ведущий научный редактор О. И. Жвирко

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

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

Подписано к печати 31.03.2023. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,5. Уч.-изд. л. 9,05. Тираж 100 экз.
Дата выхода в свет . 2023. Заказ .

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

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 02330/74 от 03.03.2014.
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© Белорусский национальный технический университет, 2023

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

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 66, No 2
2023

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founder

Ministry of Education of the Republic of Belarus

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

CONTENTS

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

- Le Van Nghia, Dam Hoang Phuc, Nguyen Trong Hoan, Kharitonchik S. V., Kussyak V. A.** Research of Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles 105
- Danilov M. I., Romanenko I. G.** Operational Identification of Resistances of Wires of 380 V Distribution Networks by Automated Accounting Systems 124

HEAT POWER ENGINEERING

- Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. N., Bubyar T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S.** Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2 141
- Sednin V. A., Sednin A. V., Matsyavin A. A.** Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants 158

POWER ENGINEERING ECONOMICS

- Rusetskaya M. I., Mancero T. F., Korsak E. P.** Analysis of the Energy Complex Member of the EAEU Countries and the Formation of Groups-Technologies of its Digitalization. 169
- Nekrasov S. A.** Stimulating Electricity Consumption in Outsider Regions is a Necessary Condition for the Structural Stability of Russia 186

Editor-in-Chief Aliaksandr M. Maliarevich

Editorial Board

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

Lead Science Editor V. I. Zhvirko

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

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

Passed for printing 31.03.2023. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet 12,5.
An edition of 100 copies. Date of publishing 2023. Order list .

ADDRESS

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

Printed in BNTU. License LP No 02330/74 from 03.03.2014.
220013, Minsk, 65, Nezavisimosty Ave.

© Belarusian National Technical University, 2023

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-105-123>

UDC 629.331.03-83-592.3

Research of Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles

Le Van Nghia¹⁾, Dam Hoang Phuc¹⁾, Nguyen Trong Hoan¹⁾, S. V. Kharitonchik²⁾,
V. A. Kusyak²⁾

¹⁾Hanoi University of Science and Technology (Hanoi, Socialist Republic of Vietnam),

²⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

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

Abstract. In the context of global energy instability caused by the transformation of global demand for energy and energy resources, one of the most important areas in the automotive industry is the development of electric vehicles. Serial production of high-tech electric vehicles with a long range contributes to the stabilization of the energy market and the sustainable development of the whole fuel-energy sector. To evaluate the possibility of optimizing the electric vehicles energy consumption, various regenerative braking strategies are discussed in the article based on the Nissan Leaf electric vehicle, which simulation model includes submodules of the traction electric motor, hybrid braking system, traction rechargeable battery and tires. In order to test the adequacy of the simulation model to reproduce the relationship between the operating parameters of electric vehicles various systems and evaluate their ability to regenerate energy during braking the simulation results were compared with the actual experimental data published by the Lab Avt research laboratory (USA). The relative error of the mathematical modeling results of the braking energy regeneration processes is 4.5 %, which indicates the adequacy of the electric vehicle simulation model and the possibility of its using as a base for research and comparison of the energy efficiency of various regenerative braking strategies. As the results of experiments have shown, the usage of the proposed control strategy of the regenerative braking maximum force allows increasing 2.14 times the energy recharging traffic to the battery as compared with the basic control strategy of fixed coefficient braking forces distribution with an increase in braking distance by 10 m. An alternative control strategy of regenerative braking optimal efficiency as compared to the basic control strategy provides a reduction in braking distance by 13.2 % at increasing by 84.4 % the amount of energy generated by the electric motor for recharging the batteries. The carried out investigations confirm the available significant potential for improving the efficiency of the electric vehicles usage by developing the control strategy and algorithms of the braking energy regeneration.

Keywords: electric vehicle, energy saving management, energy recovery, traction motor, traction batteries, simulation

For citation: Le Van Nghia, Dam Hoang Phuc, Nguyen Trong Hoan, S. V. Kharitonchik, V. A. Kusyak (2023) Research of Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 105–123. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-105-123>

Адрес для переписки

Дам Хоанг Пхук
Ханойский университет науки и технологий
ул. Дай Ко Вьет, 1,
100000, г. Ханой,
Социалистическая Республика Вьетнам
Тел.: +84 932 36-75-77
Phuc.damhoang@hust.edu.vn

Address for correspondence

Dam Hoang Phuc.
Hanoi University of Science and Technology
1, Dai Co Viet str.,
100000, Hanoi,
Socialist Republic of Vietnam
Tel.: +84 932 36-75-77
Phuc.damhoang@hust.edu.vn

Исследование стратегии рекуперативного торможения электромобилей

Ле Ван Нгиа¹⁾, Дам Хоанг Пхук¹⁾, Нгуен Чронг Хоан¹⁾, С. В. Харитончик²⁾,
В. А. Кусяк²⁾

¹⁾Ханойский университет науки и технологий (Ханой,
Социалистическая Республика Вьетнам),

²⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. В условиях энергетической нестабильности, вызванной трансформацией глобального спроса на энергию и энергоресурсы, одним из важнейших направлений в автомобилестроении является разработка транспортных средств на электрической тяге. Серийное производство высокотехнологичных электромобилей с большим запасом хода способствует стабилизации рынка энергоресурсов и устойчивому развитию всего топливно-энергетического сектора. Для оценки возможности оптимизации энергопотребления электромобилей в статье рассматриваются различные стратегии рекуперативного торможения на базе имитационной модели электромобиля Nissan Leaf, включающей субмодули тягового электродвигателя, гибридной тормозной системы, тяговой аккумуляторной батареи и шин. Результаты моделирования сопоставлялись с экспериментальными данными научно-исследовательской лаборатории Lab Avt (США), опубликованными для проверки адекватности имитационных моделей, воспроизводящих взаимосвязь между рабочими параметрами различных систем электромобиля и оценивающих их способность регенерировать энергию при торможении. Относительная погрешность результатов математического моделирования процессов рекуперации энергии составляет 4,5 %, что свидетельствует об адекватности имитационной модели электромобиля и возможности ее использования в качестве базовой для исследований и сопоставления энергоэффективности различных стратегий рекуперативного торможения. Как показали результаты экспериментов, использование предлагаемой стратегии управления максимальной силой рекуперативного торможения позволяет увеличить трафик энергии подзарядки в 2,14 раза по сравнению с базовой стратегией управления на основе фиксированного коэффициента распределения тормозных усилий по осям транспортного средства при увеличении тормозного пути на 10 м. Альтернативная стратегия управления оптимальной эффективностью рекуперативного торможения обеспечивает по сравнению с базовой стратегией уменьшение тормозного пути на 13,2 % при одновременном увеличении на 84,4 % количества вырабатываемой электродвигателем энергии для подзарядки тяговых аккумуляторных батарей. Проведенные исследования подтверждают имеющийся потенциал по повышению эффективности использования электромобилей за счет совершенствования стратегии и алгоритмов управления рекуперацией энергии торможения.

Ключевые слова: электромобиль, управление энергосбережением, рекуперация энергии, тяговый электродвигатель, тяговые аккумуляторные батареи, имитационное моделирование

Для цитирования: Исследование стратегии рекуперативного торможения электромобилей / Ле Ван Нгиа [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 105–123. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-105-123>

Introduction

The gradual transition of the automotive industry to the production of electric vehicles deals with the necessity of reducing the negative impact of traffic on the environment and, first of all, with the decreasing of the exhaust gases emission into the atmosphere, leading to climate change and global warming. A constraining factor in the launch of large-scale electric vehicles (EV) production is the relatively small driving range of the electric car on a single traction batteries charge. Brake energy recovery in EV is an ideal technical solution to this problem, because this process allows converting the vehicle's kinetic energy into electrical energy for recharging the batteries during braking, forced deceleration or downhill

movement. Regenerative braking increases the EV range about 16.3 %, at the same time reducing the total time of the braking process [1].

Another serious disadvantage of EV is the using of the batteries as the only source of energy, which requires a long charging time from an external electrical network in the optimal current mode. It should also be noted that traction batteries, having relatively low specific energy consumption and power, cannot fully satisfy the short-term needs of the traction motor for power consumption during acceleration or uphill movement, when the efficiency of electric motor energy recovery is significantly degraded [2, 3]. In addition, under various braking conditions, the feedback current generated by the generator can be quite significant [4]. At the same time, high levels of charging current negatively affect the operational life of the battery [5, 6], and the rate of energy recovery by the storage system may not reach the desired level due to the limitation caused by the characteristics of the traction motor and batteries. The disadvantages of electric vehicles include the high cost of traction batteries and the limitations of their usage in heavy vehicles [7]. However, it's also worth noting the fact that for heavy vehicles exploited in urban areas, this problem has been solved by using supercapacitors as an energy board storage device. Large urban passenger transport and delivery medium-duty trucks on electric traction are equipped with supercapacitors, which are charged both from stationary power sources at the final points of the route, and during movement around the city due to the regenerated kinetic energy during recuperation braking [8].

Nowadays, several control strategies of the regenerative braking process are used in world practice, among which one can note the sequential control strategy, the ECO strategy and the strategy of regenerative braking based on the fuzzy sets theory [9]. This paper has focused on the research of two control strategies for regeneration process, viz. a strategy for controlling the maximum force of regenerative braking and a control strategy for the optimal braking efficiency. In order to optimize energy management [10] the analysis of the complex parameters influence of the wheel electric drive, brake system, traction batteries and the chosen regenerative braking strategy on the EVs energy consumption was carried out on the basis of simulation modeling. The presented simulation model of the energy recovery system was developed on the technical and operational characteristics of the Nissan Leaf passenger car. The model allows simulating the process of braking energy regeneration at different EVs speeds and deceleration, taking into account the features of the chosen control strategy and the type of road surface. In addition, the mathematical model takes into account the level of the traction batteries charge and the tire slip coefficient in wheel contact with the road, which allows the possibility an in-depth research of the two proposed regenerative braking control strategies.

Regenerative braking principle

Regenerative braking is a high-tech, essentially energy-saving process, which consists in converting the kinetic energy of a vehicle moving in braking mode into electricity, and then using it to recharge traction batteries (or supercapacitors) and also the control system accumulator. The implementation of this process is technologically possible only on the board of the vehicles with electric

drive wheels. Equipping a car with an electric drive by integrating traction motors into the front and rear drive wheel design has a number of undeniable advantages in comparing with a conventional vehicles using an internal combustion engine as the main source of driving force. Firstly, in addition to the internal combustion engine and a multi-stage gearbox, the transmitting and distributing torque mechanisms (dry friction clutch, inter-wheel and axle differentials, multi-plate friction clutches, viscous couplings, etc.) are excluded from the vehicle design. Secondly, when power distribution between all vehicle wheels is required (for example, when driving on a snowy road, off-road or in icy conditions), there is a technical possibility of implementation the full-wheel drive. Finally, in the braking mode, forced deceleration or downhill movement, traction electric motors can be effectively used as a generator sets, realizing the process of regenerative braking [11], which saves energy consumption due to the regeneration of braking energy [12].

However, the implementation of the seemingly simple principle of braking energy recuperation requires full integration of the regenerative braking system with the EV regular braking system, which is the most important element of the driver, passengers and vehicle safety. To ensure reliable and efficient operation of the regenerative system, its integrated soft- and hardware platform must provide smooth and precise control of the combined mechanical and regenerative braking [13]. Therefore, the operation coordination of the regular hydraulic braking and the EV regenerative braking systems is an essential factor in developing a control strategy for the hybrid braking mode [14, 15]. Besides, in case of the regenerative braking system failure, safety requirements must be strictly observed. Braking torque distribution on the wheels should ensure the full usage of the EV grip weight during braking of any intensity, but at the same time, its value should have the minimum allowable value to maintain vehicle controllability during braking process.

Electric vehicle simulation model development. The EV simulation model [16], which includes submodels of traction electric motor, hybrid brake system, traction accumulator batteries, tires, driving cycle module, and the mathematical model of transient dynamics, is shown in Fig. 1.

The development of a complex EV simulation model was carried out in accordance with the practical recommendations for modeling vehicles on electric traction [10], which regulate the including tires models and the SOC percentage effect into the mathematical description of the EV dynamics and traction accumulator battery respectively.

Tire models. Tires are represented in the model by an elastic shell that deforms in the normal and tangential directions during operation. The corresponding forces F_{xf} , F_{xr} compatible with tire slip ratio can be calculated as [17]:

- front axle: $F_{xf} = \mu_f(s_f)F_{zf}$;
 - rear axle: $F_{xr} = \mu_r(s_r)F_{zr}$,
- (1)

where F_{xf} , F_{xr} are traction forces respectively on the front and rear axles, N; μ_f , μ_r are traction coefficients of the front and rear axles, respectively; s_f , s_r are the front and rear tire slip ratio, respectively; F_{zf} , F_{zr} are vertical forces respectively on the front and rear axles, N.

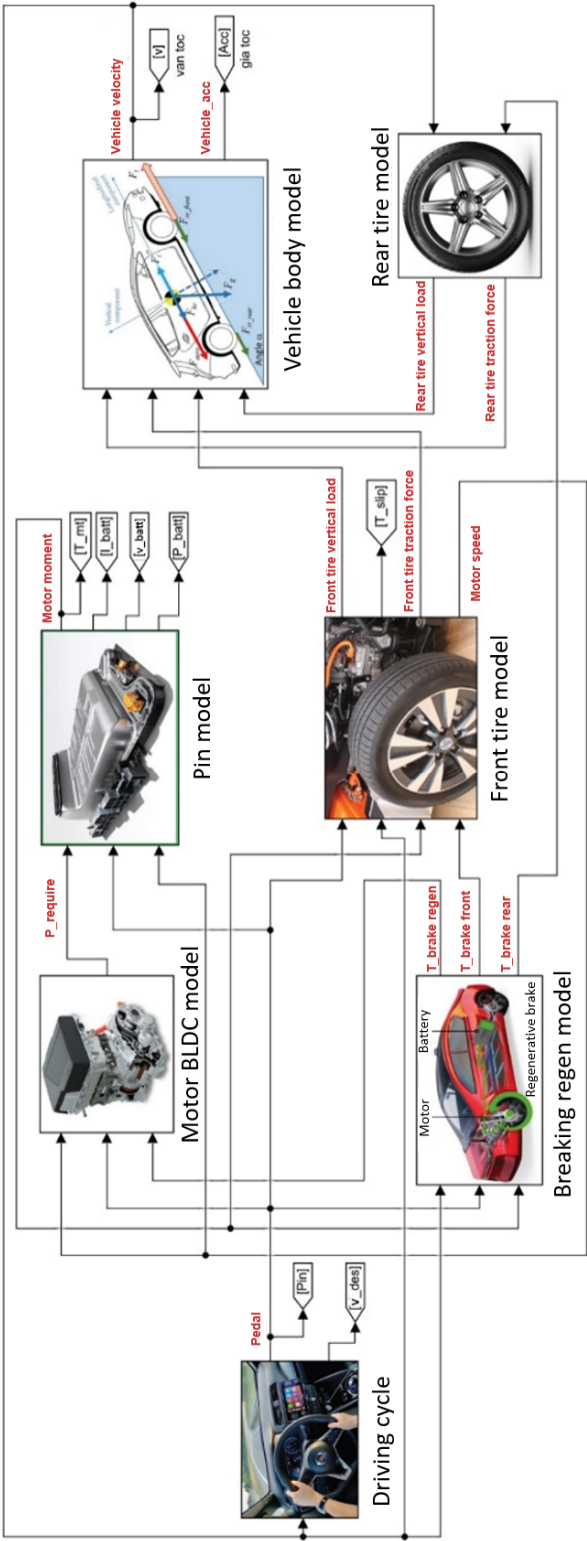


Fig. 1. Electric vehicle model

The slip ratio for each driving condition is calculated by the following equations [17]:

- acceleration: $s = \frac{v - \omega_{wh} r_{wh}}{\omega_{wh} r_{wh}} (-1 < s < 0)$;
- braking: $s = \frac{v - \omega_{wh} r_{wh}}{v} (0 \leq s \leq 1)$,

(2)

where v is vehicle speed, m/s; ω_{wh} is wheel rotation speed, rad/s; r_{wh} is wheel dynamic radius, m.

The relationship between the coefficient of traction and the slip ratio of the tires, determined experimentally, is shown in Fig. 2.

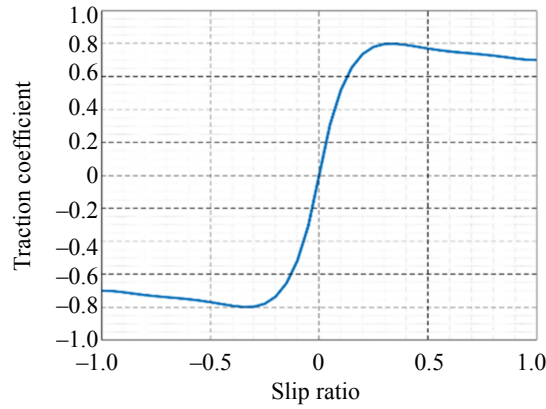


Fig. 2. The relationship between traction coefficient and tire slip ratio

Accumulator battery model. Accumulator battery equivalent circuit circuit (Fig. 3) does not directly simulate the flow of complex chemical processes inside the battery system, but allows approximating the output nonlinear characteristics and parameters of the traction accumulator battery in all EV operating modes, including the regenerative braking.

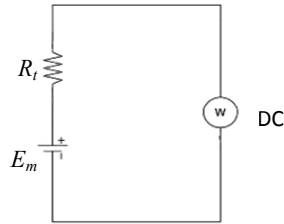


Fig. 3. Battery equivalent circuit

Each element of the equivalent circuit (internal resistance R_t , open circuit voltage E_m and direct current DC of the battery) is the basis for the construction of algebraic nonlinear equations, including constant parameters and variables. The internal resistance R_t parameters are presented in non-linear equations by constants obtained empirically using an interpolated data table.

From the equivalent circuit model, we have the output power of the battery

$$P_a = P_{yc} + P_r, \quad (3)$$

where P_a is battery output power, W; $P_a = UI$; P_{yc} is consumed power of the traction electric motor, W; P_r is capacity loss due to internal resistance R_t of the

battery, W; $P_r = R_t I^2$; U , I are respectively operating voltage, V, and operating current, A, of the battery, respectively.

To calculate the current strength of the main branch, we substitute P_a , P_r into equation (3)

$$UI = P_{yc} + R_t I^2. \quad (4)$$

Equation (4) has two solutions $I_{1,2}$ as in the bellow formuler (5). The current value will be taken according to the solution that has an absolute value less than.

$$I_{1,2} = \frac{1}{2} \left(\frac{U}{R_t} \pm \sqrt{\left(\frac{U}{R_t} \right)^2 - 4 \frac{P_{yc}}{R_t}} \right). \quad (5)$$

SOC battery capacity, as one of the main output parameters of the battery block, is calculated by

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{C} \int_{t_0}^t I(t) dt, \quad (6)$$

where $SOC(t)$ is the instant SOC at time t ; $SOC(t_0)$ is the original SOC at time t_0 ; C is battery capacity, A·h; $I(t)$ is instantaneous discharge current strength, A.

In accordance with the equivalent calculation scheme the voltage on the battery terminals is determined from the equation

$$U - U_{in} = U_{dc}, \quad (7)$$

where U_{in} is voltage drop on the internal resistance, V; U_{dc} is the same on the load, V.

Regenerative braking models. During recuperative braking, the electric traction motor performs the function of a generator, converting the vehicle kinetic energy into electric energy, which is sent back to the accumulator battery for its recharging. It was experimentally established that the torque curves in the traction mode of the electric motor and in the generator mode are symmetrical (Fig. 4), i. e. the torque accepts negative values for regenerative braking [18, 19].

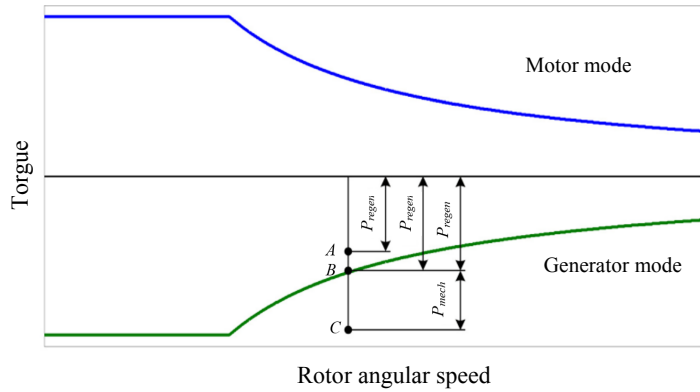


Fig. 4. Engine maximum braking curve

If required for EV deceleration the total braking moment on the front axle wheels is less than or equal to the maximum possible braking torque of the generator at a given speed (Fig. 4, points *A*, *B*), then only a recuperative brake is used for service braking. The EV regular hydraulic braking system is not activated. When the required brake moment exceeds the torque limit (Fig. 4, point *C*), the generator operates at the point of maximum torque (P_{regen}) and the rest of the power (P_{mech}) is wasted as heat on the brake discs surface due to mechanical braking. In addition, the regenerative braking system is not activated at low speeds due to low energy efficiency and therefore the required brake force on the front wheels during full vehicle stopping is created only by hydraulic actuators of the regular brake system.

To simulate this activity, the mathematical description of the transient process includes the speed-dependent recovery factor. The value of this indicator depends on the vehicle speed threshold v , m/s, during service braking. At initial braking speeds exceeding the upper threshold value v_2 of 12.0 m/s, the generator operates in the maximum renewable capacity, generating energy to recharge the batteries and participating, in parallel, in the formation of the total braking torque on the EV front axle drive wheels. If the actual vehicle speed falls below threshold v_1 in 4.47 m/s, the generator is deactivated and goes into “sleep” mode. For speeds between v_1 and v_2 , it is assumed that the percentage of brake power that can be recovered increases linearly with vehicle speed up to the point of maximum resiliency, as shown in Fig. 5.

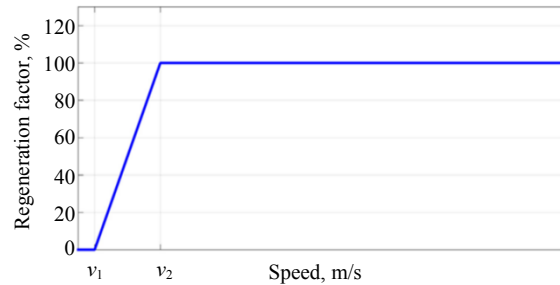


Fig. 5. Speed-dependent regeneration factor coefficient

Taking into account the dependence shown in Fig. 5, the $T(v)$ function of the electric motor braking torque T from the actual EV velocity v was built, which shows the influence of the EV speed mode on the electric motor regeneration coefficient during braking process.

Recharging the battery with regenerative energy while braking from 60 to 10 mph. The simulation results of the battery recharging with regenerative energy during braking from a speed of 60 mph (28.62 m/s) to 10 mph (4.47 m/s) were compared with the actual experiment results [20] to evaluate its validity. The main parameters and technical characteristics of the tested EV are presented in Tab. 1.

Table 1

Model parameters and EV technical characteristics

Parameters, dimensionalities	Values
Air density, kg/m^3	1.25
Battery energy, $\text{kW}\cdot\text{h}$	24
Battery round trip efficiency	0.95
Drag coefficient	0.29
Frontal area, m^2	2.19
Gear efficiency	0.95
Gear ratio	8.2
Maximum motor power, kW	80 (2730–9800 rpm)
Maximum motor torque, Nm	280 (0–2730 rpm)
Tire radius, m	0.316
EV total mass, kg	1663

The transition to the regenerative braking mode was carried when the EV reached the set speed of 60 mph with activations at that very moment the traction electric motor as a generator to recharge the accumulator battery. The changing in the regenerative braking energy efficiency during EV deceleration in the above speed range is represented in Fig. 6.

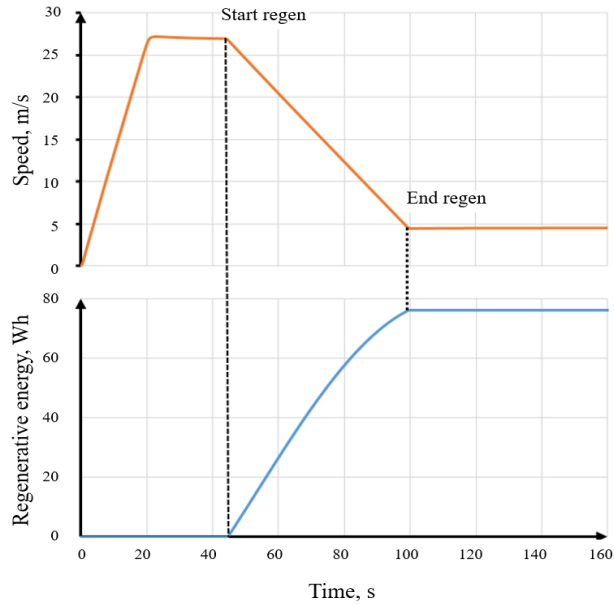


Fig. 6. Regenerative braking energy efficiency

As can be seen from modeling results the regenerative energy during EV braking from 60 to 10 mph is 76.19 W·h. According to the experimental results

of Lab AVT (USA) [20], a similar indicator of the regenerative braking energy efficiency under the identical conditions of the transition process is 79.8 W·h. Thus, the error of the regenerative braking simulation is less than 5 %, which indicates the adequacy of the EV simulation model and the correctness of the developed mathematical description. The computer experiment error depends on the conditions of using the auxiliary load, environmental conditions, weather and the road surface grip.

The presented EV model is used as a basis for evaluating the effectiveness of the two proposed regenerative braking control strategies and developing the corresponding algorithms for the recuperation process control.

Proposed regenerative braking control strategies

Control strategy of the regenerative braking maximum force. The structure of the hybrid braking system control algorithm, developed on the basis of the proposed control strategy, allows realizing the law that ensures the redistribution of the maximum total braking forces to the front axle wheels. Braking forces distribution of the specified disproportion (the maximum possible braking force (according to the grid conditions), respectively, on the front wheels, the smallest one – on the rear axle wheels) is regulated by the Economic Commission for Europe (ECE) adjustment and described by the 0-*a-b-c* curve (Fig. 7).

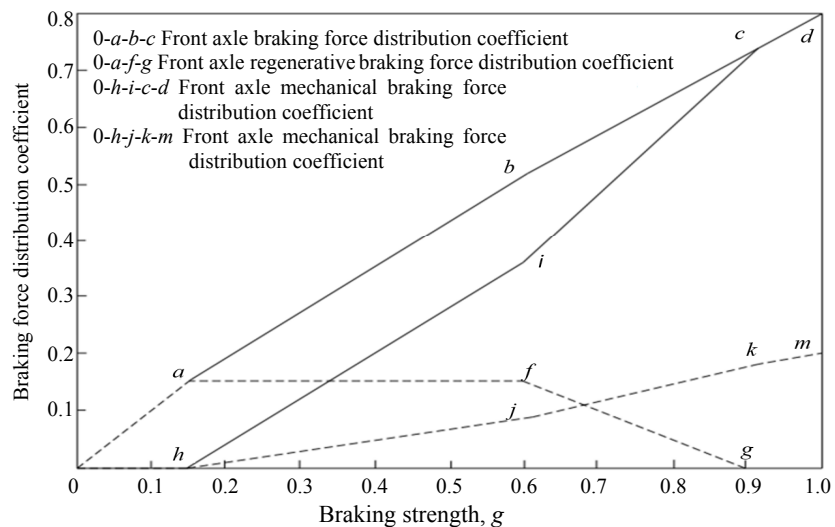


Fig. 7. The relationship between braking force distribution coefficient and braking strength

During braking with a deceleration of less than $0.2g$, the hydraulic actuators of the regular brake system are not activated [21], and the required braking force on the front wheels is created only by traction electric motor due to the activation of the regenerative braking mode. In this case, the generator braking torque is regulated with ECU by signals processing from the EV brake pedal position and wheels speed sensors. When the deceleration exceeds $0.2g$, the regular brake

system begins to create pressure in the hydraulic actuators cylinders and the mechanical braking force on the front and rear wheels begins to increase in a linear relationship, shown in Fig. 8 by the β_m line.

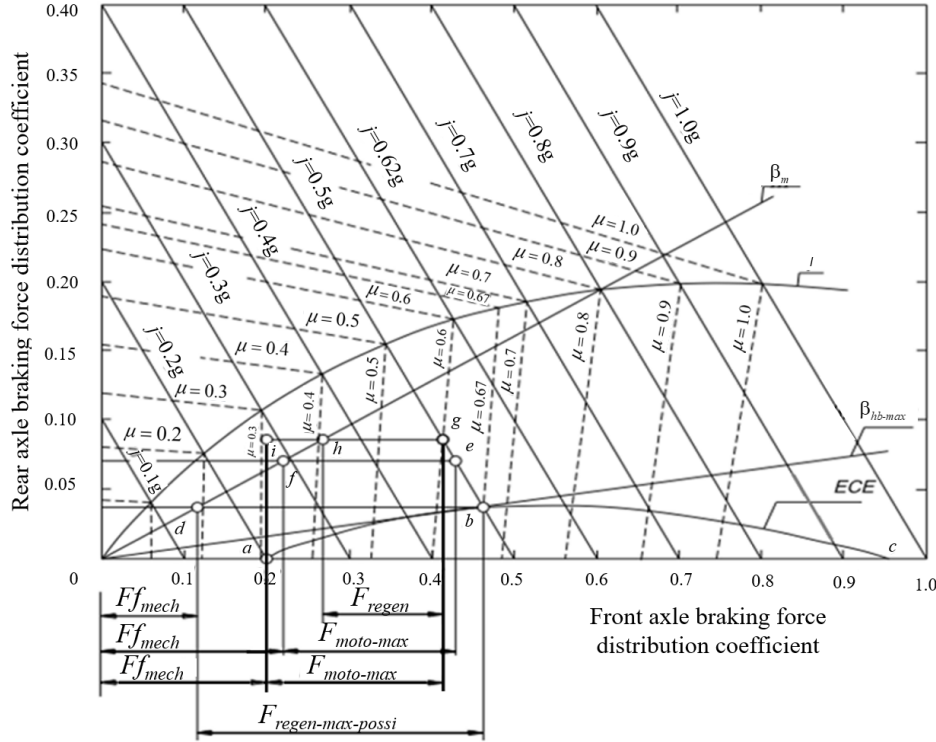


Fig. 8. Diagram of braking force distribution on the wheels

At this time, the traction motor continues to generate an electric braking torque on the front wheels, providing, together with the regular brake system, a total braking force corresponding to the distribution coefficient regulated by ECE. For example, when the EV deceleration is $0.5g$, the total braking force is at point b , and the mechanical braking force on the front and rear wheels is at point d . In this case, the maximum possible braking force for regenerative braking is $d-b$ line, marked $F_{reg-max-poss}$.

The battery recharge efficiency directly depends on the duration of the recuperation process in each braking cycle, i. e. the longer the regenerative brake takes part in the formation of the total braking torque on the front wheels, the more energy the battery will receive for recharging. However, for the greatest possible recovery of braking energy, the following two conditions must be satisfied.

The first condition is that the electric motor must be able to generate braking force. Assuming that at a deceleration of $0.5g$ the maximum braking force of the electric motor is limited in Fig. 8 by the $f-e$ line, then the operating point of the total braking force should be at point e , and the mechanical braking force should

be at point f . However, for producing a maximum of regenerative electrical energy per braking cycle, it is necessary to harmonize the generation of the maximum braking force by the electric motor with the ECE adjustment for the axle brake force distribution. The second condition is that the road surface grip coefficient μ must be greater than 0.67, otherwise the front axle wheels will be locked during braking. It is illustrated on Fig. 8, that in a case of deceleration $j = 0.5g$ and $\mu = 0.6$, the total braking force will be determined by the operating point g .

It should also be noted that for braking systems with ABS, the required total mechanical and regenerative braking force under identical braking conditions will differ from the operating values shown in Fig. 8. For vehicles equipped with an anti-lock braking system, the mechanical force generated by the hydraulic brake actuators when the front wheels are locked will be less than the potential values (Fig. 8, point g), approximated by the line β_m , i. e. the value of the maximum mechanical braking force on the front axle will be determined by the operating point i . In this case, the motor can still provide the greatest braking torque (Fig. 8, braking force $F_{moto-max}$) with the largest recovery energy for batteries recharging.

Thus, the ECE curve (Fig. 8), which illustrates the minimum allowable by ECE adjustment braking forces distribution along the vehicle axes, can be replaced by a simple straight line β_{hb-max} the coordinates of which can be used to form the required total braking torque depending on actual EV deceleration

$$\beta_{hb-max} = \frac{2\sqrt{0.07L_b h_g} + L_b + 0.07h_g}{0.85L}, \quad (8)$$

where L is the EV wheelbase, m; h_g is the height of the EV's center of gravity, m; L_b is the distance from the EV's center of gravity to the rear axle, m.

Equation (8) shows that, in fact, the braking forces distribution coefficient is determined by the geometric parameters of the vehicle. Having calculated the total braking force β_{hb-max} from the hydraulic brake actuators and the regenerative braking, which is necessary for providing the required EV deceleration, it is possible to construct the braking forces distribution diagram on the front and rear axles wheels based on the straight line β_{hb-max} , as shown in Fig. 8. At the same time, the control algorithm for the combined brake system is greatly simplified.

For simulation the proposed control strategy of the regenerative braking maximum force, the regenerative braking model represented by the function $T(v)$ was transformed. In particular, based on the diagram in Fig. 8, the line $0-a-f-g$ was built (Fig. 7), which allows creating the $T_1(\dot{v})$ function of the electric motor braking torque T_1 during the recovery process from the actual EV deceleration $\dot{v}$.

Optimal brake efficiency control strategy. The hybrid braking system (Fig. 9) allows to carrying out independent regulation of the total mechanical and regenerative braking forces on each wheel of an EV. During service braking, the torque generated by the hydraulic brake actuators on the front and rear wheels is H-EBS controlled by applying a PWM-signal to the appropriate proportional solenoid valve, taking into account the data processing from individual pressure feedback channels, the brake pedal position, the actual and required EV deceleration and the regenerative braking torque value transmitted to the front axle.

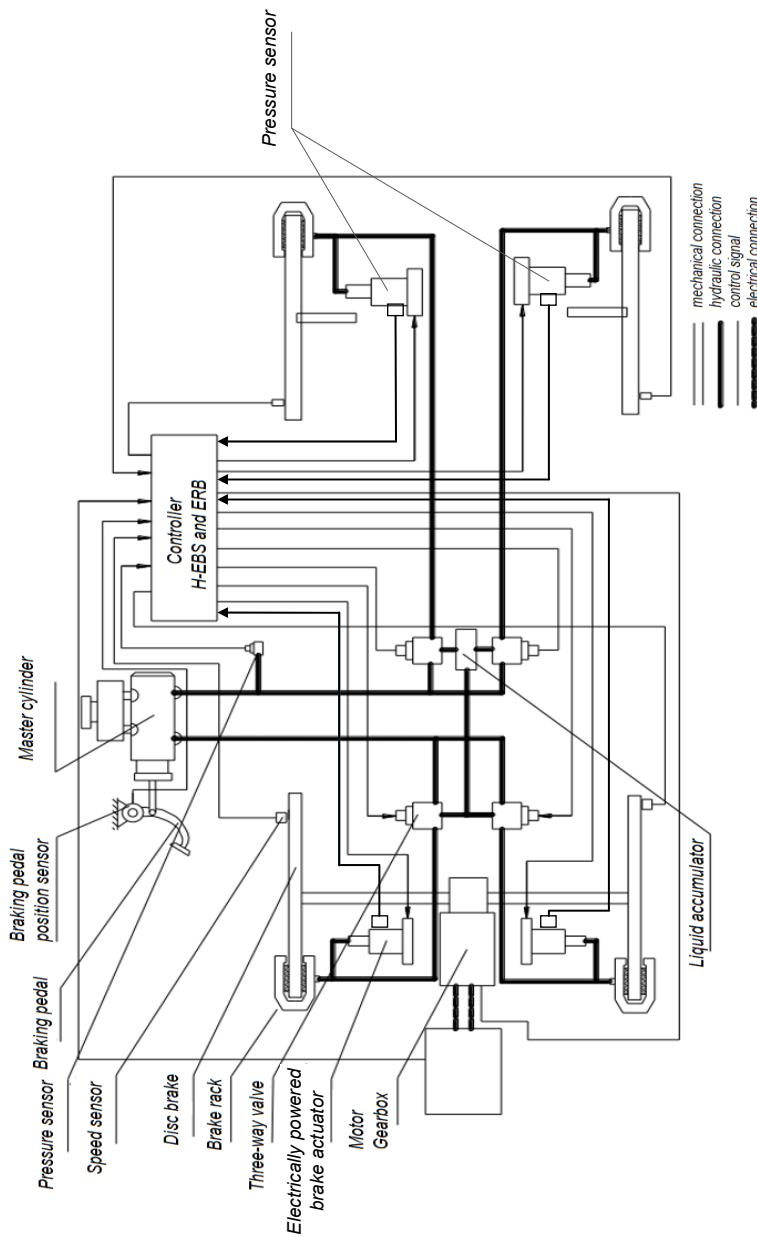


Fig. 9. Full control of hybrid braking system with H-EBS and regenerative braking

At the developing of control algorithm for the above-described combined braking system, the key point is the aspect of realizing the optimal control strategy for the total electrical and mechanical braking torque, which allows obtaining the required vehicle braking efficiency along with the maximum regenerative braking energy.

The concept realization of independent braking forces regulation on each wheel allows the hybrid braking system to precisely control the braking torque on the front and rear wheels according to the ideal brake forces distribution curve I (Fig. 8, 10). This control strategy can provide optimal braking efficiency.

When the required (on the condition of providing the necessary deceleration) total braking force on the front wheels is less than the potential capabilities of the electric motor, the braking torque on the front axle wheels is formed only by the regenerative brake without using of hydraulic brake actuators. In this case, the braking force on the rear axle wheels is created by the hydraulic actuators of the regular brake system in accordance with the distribution coefficient determined by curve I (Fig. 10). If the required total braking force on the front wheels is greater than the maximum braking force of generator, then both electric and hydraulic braking systems are used during service braking.

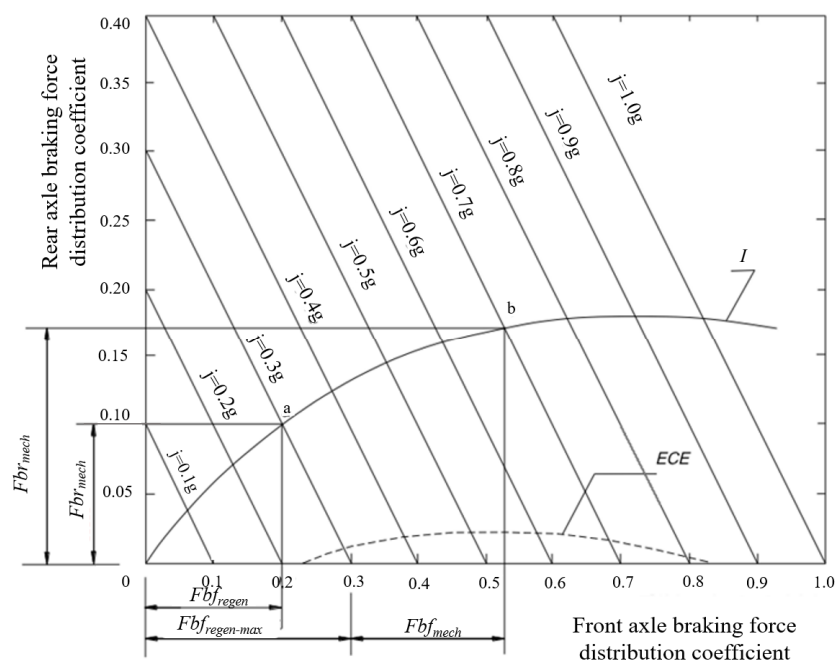


Fig. 10. Control strategy for the most optimal braking efficiency

For simulation the proposed control strategy of optimal brake efficiency, the regenerative braking model represented by the function $T(v)$ was transformed. In particular, on the diagram of Fig. 10 reconstruction path 0-a-b was

built, which allows creating the $T_2(\dot{v})$ alternative function of the electric motor braking torque T_2 in the recovery process from the actual EV deceleration $\dot{v}$.

Simulation results

In order to research the described above two regenerative braking strategies (Strategy 2 and 3), a scenario was developed to simulate the respective regenerative processes and calculate their effectiveness in terms of braking dynamics and the amount of renewable energy. The obtained results, namely the braking distance, the amount of regenerated energy for recharging per braking cycle and SOC battery capacity, were compared with similar indicators from the braking process simulation based on the basic control strategy with a fixed ratio of the braking forces distribution (Strategy 1). The transient processes simulation conditions are shown in Tab. 2.

Table 2

Scenario conditions

Condition	Value
Deceleration speed range, mph	From 60 to 10
Maximum grip coefficient $\varphi_{\max}$	0.7
SOC start at, %	50
Braking time, s	55.6 (from 100 to 155.6)

The simulation results of the regenerative braking process with display of the braking distance, the current vehicle speed and the brake pedal position are shown in Fig. 11. The braking distance comparison in the context of the three analyzed regenerative braking control strategies is shown in Fig. 12.

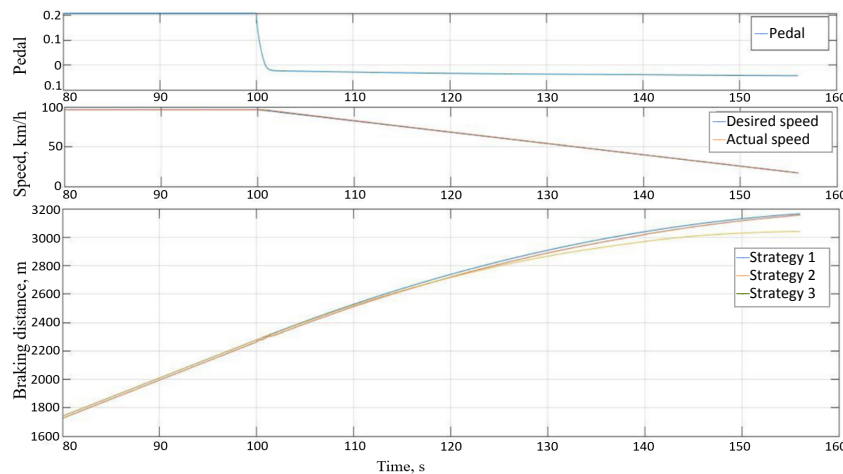


Fig. 11. Braking distance evaluation graph

As can be seen from the Fig. 12 diagrams, the usage of the optimal braking efficiency control strategy (Strategy 3) provides the shortest braking distance

during transient process. Compared to Strategy 1 (fixed ratio of the braking forces distribution) and Strategy 2 (control strategy for the regenerative braking maximum force), the braking distance at applying Strategy 3 is reduced by an average of 13.7 % and its value is 768.2 m, thus confirming the braking process optimality in terms of braking efficiency.

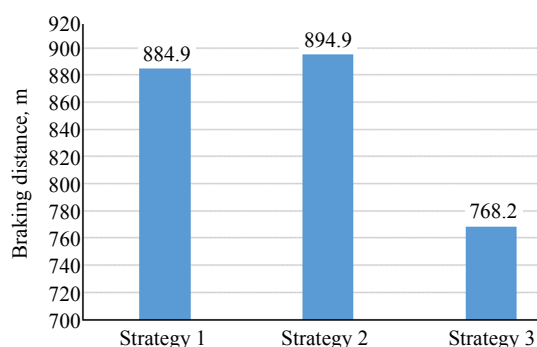


Fig. 12. Braking distance graph

The simulation results of the regenerative braking process with the display of the total regenerated energy per time and the instantaneous values of the batteries recharging capacity are shown in Fig. 13. Graphical comparison of the most important energy efficiency characteristics of the researched regenerative braking control strategies is shown in Fig. 14.

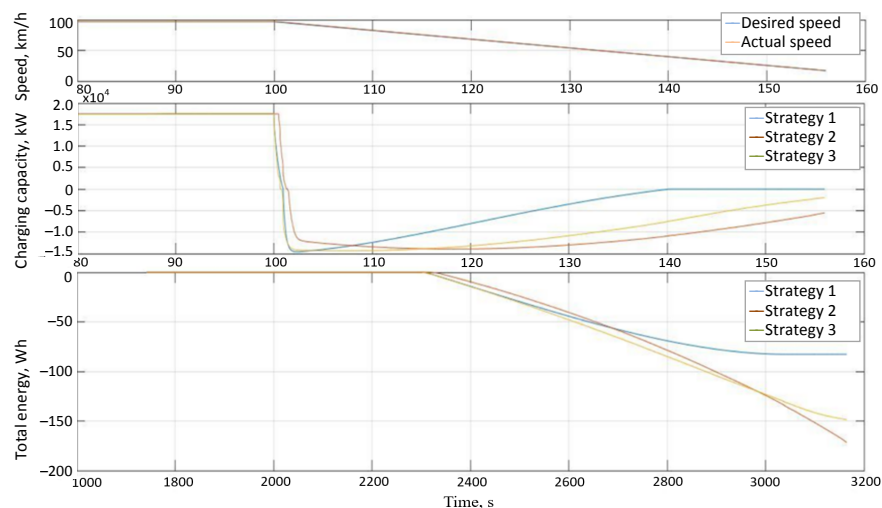


Fig. 13. Battery charging energy evaluation graph

As can be seen from Fig. 14, the peak batteries recharging capacities for various recovery braking control strategies are almost identical (deviation within 4.5 %). However, when using Strategy 2 and Strategy 3, the total energy generated by an electric motor for battery recharging is 2.14 and 1.84 times more, respectively, than when using Strategy 1.

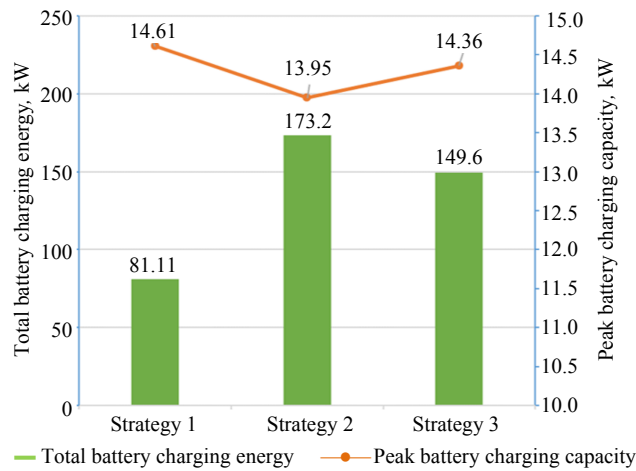


Fig. 14. Battery charging comparison results

The simulation results of the regenerative braking process with the display of SOC battery percentage and its ampere discharge are presented in Fig. 15. The graphic comparison of the indicated values in the context of three analyzed regenerative braking control strategies is presented in Fig. 16.

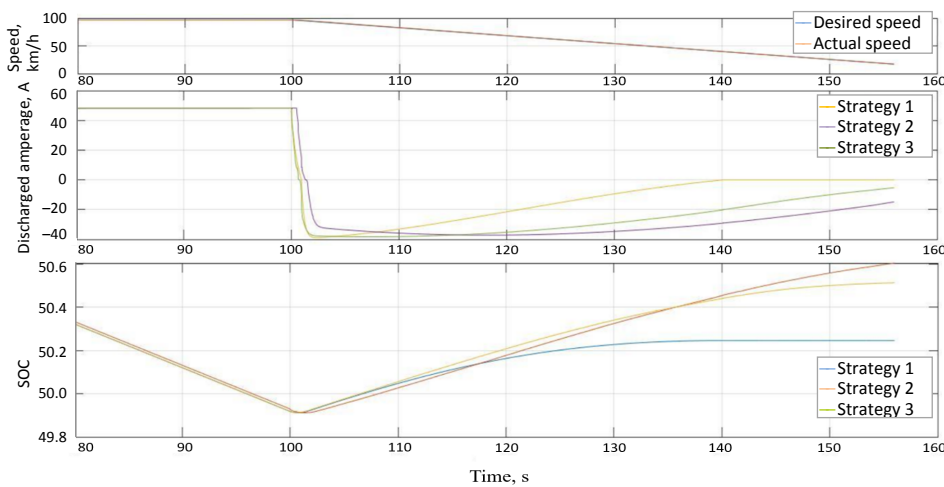


Fig. 15. The amount of SOC absorbed by the battery

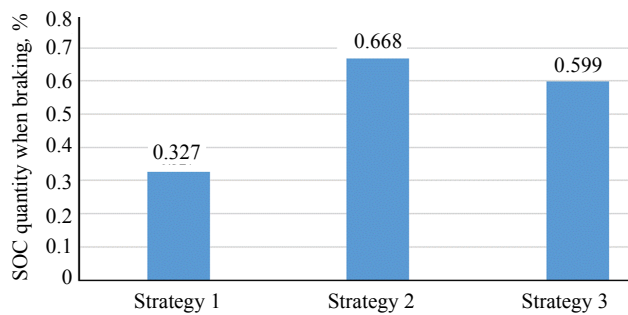


Fig. 16. SOC quantity comparison

After comparing the efficiency indicators of two proposed recovery braking control strategies (Strategy 2 and 3) with similar indicators of the Strategy 1, we can conclude that each strategy has its own advantages and disadvantages. When using the Strategy 2, the EV braking distance is the longest among the other ones, but instead, the battery receives maximum of recharging energy – 173.2 W per braking cycle. Strategy 3, on the contrary, provides the smallest braking distance, but, at the same time, the recharging energy transmitted by the generator to the battery is 13.6 % less compared to the Strategy 2 and 1.84 times more that of Strategy 1. Thus, Strategy 3 is the most optimal in terms of providing the smallest brake distance and minimal electric motor energy intake.

CONCLUSIONS

1. The relative error of the simulation results of the braking energy regeneration processes and the actual experimental data of the Lab Avt research laboratory (USA) is less than 5 %, which indicates the adequacy of the EV simulation model and the possibility of its using as a base for research and energy efficiency comparison of various regenerative braking strategies without conducting expensive bench and road tests.

2. As the simulation results shows, from two proposed regenerative braking strategies, the best one is the optimal brake efficiency control strategy, which provides a reduction in the brake distance by 13.2 % compared to the basic control strategy based on fixed ratio braking forces distribution with simultaneously increasing by 84.4 % of the total battery recharging energy produced by the electric motor in generator mode. The research confirms the existing significant potential to increase the efficiency of using electric vehicles by improving the control strategies and algorithms of the braking energy recovery.

Funding: This research was funded by HANOI UNIVERSITY OF SCIENCE and TECHNOLOGY, grant number T2020-TT-005.

REFERENCES

1. Bhurse S. S., Bhole A. A. (2018) A Review of Regenerative Braking in Electric Vehicles. *2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, 363–367. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC.2018.8525157>.
2. Nian X. H., Peng F., Zhang H. (2014) Regenerative Braking System of Electric Vehicles Driven by Brushless DC Motors. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61 (10), 5798–5808. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2300059>.
3. Bobba P. B., Rajagopal K. R. (2012) Modeling and Analysis of Hybrid Energy Storage Systems Used in Electric Vehicles. *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PEDES.2012.6484365>.
4. Onda K., Ohshima T., Nakayama M., Fukuda K., Araki T. (2006) Thermal Behavior of Small Lithium-Ion Battery during Rapid Charge and Discharge Cycles. *Journal of Power Sources*, 158 (1), 535–542. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.08.049>.
5. Schaltz E., Khaligh A., Rasmussen P. O. (2008) Investigation of Battery/Ultracapacitor Energy Storage Rating for a Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle. *2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/VPPC.2008.4677596>.
6. Wu Y., Jiang X. H., Xie J. Y. (2009) The Reasons of Rapid Decline in Cycle Life of Li-Ion Battery. *Battery Bimonthly*, 39 (4), 206–207.

7. Zhang J., Lu X., Xue J., Li B. (2008) The Regenerative Braking System for Series Hybrid Electric City Bus. *World Electric Vehicle Journal*, 2 (4), 363–369. <https://doi.org/10.3390/wevj2040363>.
8. Guo J., Wang J., Cao B. (2009) Regenerative Braking Strategy for Electric Vehicles. 2009 *IEEE Intelligent Vehicles Symposium Conference*. Xi'an, China, 864–868. <https://doi.org/10.1109/IVS.2009.5164393>.
9. Xiao B., Lu H., Wang H., Ruan J., Zhang N. (2017) Enhanced Regenerative Braking Strategies for Electric Vehicles: Dynamic Performance and Potential Analysis. *Energies*, 10 (11), 1875–1894. <https://doi.org/10.3390/en10111875>.
10. Genikomsakis K. N., Mitrentsis G. (2017) A Computationally Efficient Simulation Model for Estimating Energy Consumption of Electric Vehicles in the Context of Route Planning Applications. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 50, 98–118. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2016.10.014>.
11. Chen Lv, Junzhi Zhang, Yutong Li, Ye Yuan (2015) Novel Control Algorithm of Braking Energy Regeneration System for an Electric Vehicle during Safety-Critical Driving Maneuvers. *Energy Conversion and Management*, 106, 520–529. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.09.062>.
12. Ming Lv, Zeyu Chen, Ying Yang, Jiangman Bi (2017) Regenerative Braking Control Strategy for a Hybrid Electric Vehicle with Rear Axle Electric Drive. 2017 *Chinese Automation Congress (CAC)*. Jinan, China, 521–525. <https://doi.org/10.1109/CAC.2017.8242823>.
13. Setiawan J. D., Budiman B. A., Haryanto I., Munadi M., Ariyanto M., Hidayat M. A. (2019) The Effect of Vehicle Inertia on Regenerative Braking Systems of Pure Electric Vehicles. 2019 6th *International Conference on Electric Vehicular Technology (ICEVT)*, 179–188. <https://doi.org/10.1109/ICEVT48285.2019.8993977>.
14. Peng D., Zhang Y., Yin C. L., Zhang J. W. (2008) Combined Control of a Regenerative Braking and Antilock Braking System for Hybrid Electric Vehicles. *International Journal of Automotive Technology*, 9 (6), 749–757. <https://doi.org/10.1007/s12239-008-0089-3>.
15. Güneş B., Kiliç H. (2020) Research on Regenerative Braking Systems: A Review. *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 9 (9), 160–166.
16. Le T. N., Dinh B. T., Pham V. S., Le V. T., Nguyen T. D., Nguyen T. L., Nguyen T. D. (2021) Research on Building an Electric Car Model. *Student Forum – Sustainable Energy*, 514–520.
17. Luu V. T. (2019) *Vehicle Theory*. Ha Noi, Vietnam Education Publisher. 195.
18. Ngo P., Gulkov G. I. (2017) Calculation of a Mechanical Characteristic of Electric Traction Motor of Electric Vehicle. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (1), 41–53. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-1-41-53> (in Russian).
19. Ngo P. (2017) Calculation of Inductance of the Interior Permanent Magnet Synchronous Motor. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (2), 133–146. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-2-133-146> (in Russian).
20. 2013 Nissan Leaf Advanced Vehicle Testing – Baseline Testing Results. Available at: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fact2013nissanleaf.pdf>.
21. Chu L., Shang M., Fang Y., Guo J., Zhou F. (2010) Braking Force Distribution Strategy for HEV Based on Braking Strength. 2010 *International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation*, 759–764. <https://doi.org/10.1109/ICMTMA.2010.344>.

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140>

УДК 621.311.1

Оперативная идентификация сопротивлений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными системами учета

М. И. Данилов¹⁾, И. Г. Романенко¹⁾

¹⁾Северо-Кавказский федеральный университет (Ставрополь, Российская Федерация)

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

Реферат. Рассматриваются четырехпроводные распределительные электрические сети 0,4 кВ, оснащенные автоматизированными системами учета электрической энергии. Решается задача идентификации сопротивлений проводов распределительной сети на основе действующих значений напряжений и токов, а также их углов сдвига фаз, получаемых системой учета в узле питания сети и у ее абонентов для выбранных интервалов наблюдения. Проводится краткий анализ известных методов и технологий, применяемых в указанном направлении исследований. Отмечается важность формулируемой проблемы для прикладных задач: контроля и диагностики потерь электрической энергии, а также технического состояния сети. Предлагается метод (алгоритм), позволяющий определять неизвестные, неодинаковые комплексные сопротивления межабонентских участков распределительной сети. В этих сопротивлениях реактивные составляющие считаются равными в пределах межабонентского участка, активные – отличаются вследствие воздействия неодинаковых протекающих токов и/или погодных факторов. При этом необходимы данные двух разных режимов работы сети, которые на основе анализа динамики изменения питающих токов и/или напряжений отбираются прибором системы учета, подключенным в узле питания. Учитывая, что активные сопротивления проводов должны оставаться неизменными, для расчетов используется режим до изменения энергопотребления в сети и следующий сразу (порядка 0,1 с) после него. Приведен пример расчета, демонстрирующий достоверность предлагаемых уравнений разработанного метода на моделируемой распределительной сети. Результаты исследований ориентированы на усовершенствование автоматизированных систем учета и реализацию их новых функций, повышающих надежность распределительных сетей, а также позволяющих организовать оперативное выявление нетехнических потерь электрической энергии.

Ключевые слова: распределительная сеть, параметры сети, метод идентификации сопротивлений, четырехпроводная трехфазная цепь, сопротивления проводов, решение нелинейных уравнений

Для цитирования: Данилов, М. И. Оперативная идентификация сопротивлений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными системами учета / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 124–140. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140>

Адрес для переписки

Данилов Максим Иванович
Северо-Кавказский федеральный университет
ул. Пушкина, 1,
355017, г. Ставрополь, Российская Федерация
Тел.: +7 8652 94-59-15
mdanilov@ncfu.ru

Address for correspondence

Danilov Maxim I.
North-Caucasus Federal University
1, Pushkin str.,
355017, Stavropol, Russian Federation
Tel.: +7 8652 94-59-15
mdanilov@ncfu.ru

Operational Identification of Resistances of Wires of 380 V Distribution Networks by Automated Accounting Systems

M. I. Danilov¹⁾, I. G. Romanenko¹⁾

¹⁾North-Caucasus Federal University (Stavropol, Russian Federation)

Abstract. Four-wire distribution electrical networks of 0.4 kV equipped with automated systems of electrical energy accounting are considered. The problem of identifying the resistances of the wires of the distribution network is solved on the basis of the effective values of voltages and currents, as well as of their phase shift angles obtained by the accounting system in the power supply node of the network and from its subscribers for the selected observation intervals. A brief analysis of the known methods and technologies used in this area of research is carried out. The importance of the formulated problem for applied problems, such as control and diagnostics of electrical energy losses, as well as the technical condition of the network, is noted. A method (algorithm) is proposed that allows determining unknown, unequal complex resistances of inter-subscriber sections of the distribution network. In these resistances, the reactive components are considered equal within the inter-subscriber section; the active components differ due to the influence of unequal flowing currents and/or weather factors. At the same time, data from two different network operating modes are required, which are selected based on the analysis of the dynamics of changes of supply currents and/or voltages by the accounting system device connected to the power supply node. Considering that the active resistances of the wires must remain unchanged, the mode that is used for calculations is the one that is before the change in power consumption in the network and the next one immediately (about 0.1 s) after it. An example of a calculation that demonstrates the reliability of the proposed equations of the method that has been developed on a simulated distribution network is given. The research results are focused on the improvement of automated accounting systems and the implementation of their new functions that elevate the reliability of distribution networks, as well as allowing for the rapid identification of non-technical losses of electrical energy.

Keywords: distribution network, network parameters, resistance identification method, four-wire three-phase circuit, wire resistances, solution of non-linear equations

For citation: Danilov M. I., Romanenko I. G. (2023) Operational Identification of Resistances of Wires of 380 V Distribution Networks by Automated Accounting Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 124–140. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140> (in Russian)

Введение

Применение в распределительных сетях автоматизированных систем учета электроэнергии позволяет проводить контроль потерь электрической энергии [1, 2]. Технические потери электроэнергии (мощности) в сети определяются сопротивлениями проводов межабонентских участков и квадратом протекающего тока [2–4]. Вследствие того, что сопротивление проводов при воздействии разных токов [5–7] и климатических факторов могут изменяться [8–10], необходима организация контроля их значений [11]. В таком случае станет возможным выполнять оперативную диагностику [12] технического состояния межабонентских участков распределительной сети, выявлять несанкционированное энергопотребление [13, 14], а также вести мониторинг нетехнических потерь электроэнер-

гии [2, 14]. При анализе существующих исследований можно выделить работы [15–18], в которых по данным системы учета идентифицируется неизвестная топология (схема и фазы подключения абонентов) распределительной сети. В [11, 19–29] решается задача определения сопротивлений (параметров) межабонентских участков при известной схеме распределительной сети, а в [30, 31] проводится одновременно идентификация топологии и сопротивлений проводов межабонентских участков сети.

Отметим, что при определении топологии и параметров распределительной сети применяются два основных подхода. Первый предполагает использование действующих значений напряжений, токов и углов сдвига фаз, получаемых системой учета в узле питания сети и у ее абонентов для одного и того же интервала наблюдения [11, 16–21, 23, 26, 27, 29–31]. Данные токов и углов сдвига фаз между напряжением и током эквивалентны тому, что известны активная и реактивные мощности. Второй подход использует информацию синхронных векторных измерений (phasor measurement unit – PMU) [12, 15, 22, 24, 25, 28]. Учитывая, что в настоящее время стоимость технологий PMU высока, их внедрение в низковольтные сети затруднено. Таким образом, ниже будут отмечены основные идеи исследований, отражающих первый подход.

В [11] предложен метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети при условии равенства в пределах межабонентских участков сопротивлений всех фазных проводов и отличии их значений от нейтрального. На основе данных интеллектуальных счетчиков в [16–18] определяется только топология распределительных сетей низкого напряжения. В [16] использован принцип анализа компонентов распределительной сети, выполняемый на основе измерений электрической энергии. В [17] проводятся обучение модели на основе статистического анализа несинхронизированных напряжений и выявляют структуру распределительной сети. При этом отмечается, что топологию сети можно определить даже по данным только нескольких приборов системы учета. В [18] используют оценки взаимной корреляции напряжений абонентов сети и узла питания в течение некоторого выбранного интервала времени. В [19] представлен метод оперативной оценки сопротивлений проводов низковольтной распределительной сети при наличии устройств с распределенной генерацией. Предполагается, что действующие значения напряжения в распределительной сети не имеют синхронизации. В [20] изложен подход для оценки параметров распределительной сети, использующий действующие значения напряжений, а также активной и реактивной мощностей с учетом погрешностей их измерений и синхронизации. Представлены выражения для расчета потоков мощности сети при неизвестных углах начальных фаз напряжений абонентов и предлагается модель для компенсации погрешностей измерения. Сопротивления линий распределительной сети с целью локализации места повреждения определяются в [21, 32, 33]. Предлагается для снижения систематических ошибок измерений применять поправочные коэффициенты. В [23] представлен метод оценки состояния сети среднего

напряжения по агрегированным данным интеллектуальных счетчиков на фидерах (линиях) низкого напряжения. Отмечается возможность дополнительно улучшить планирование и работу распределительных сетей среднего напряжения за счет ее реконфигурации [34, 35]. Метод идентификации сопротивлений межабонентских участков магистральной линии в режиме реального времени рассмотрен в [26]. Задача определения векторов тока и напряжения в распределительной сети, а следовательно, и сопротивлений ее проводов решается в [27]. При этом используется условие равенства в пределах межабонентских участков сопротивлений фазных и нейтрального проводов, а также отмечается неработоспособность подхода [26]. В [29] проведена оценка параметров распределительных трехфазных не-транспонированных линий, основанная на дисперсии нелинейной схемы наименьших квадратов с повторным взвешиванием, использующая данные действующих значений напряжения и мощности, измеренных на обоих концах линии. В [30] приведена оценка параметров и топологии для трех действующих линий низковольтной распределительной сети на основе набора данных напряжений и мощностей. В [31] предложен метод идентификации топологии и параметров распределительной сети низкого напряжения. При этом использована модель множественной линейной регрессии.

Цель данного исследования – разработка метода расчета сопротивлений проводов распределительной сети, который применим при условии равенства их реактивных составляющих в пределах межабонентского участка и учитывает сопротивление нейтрального провода. Предлагаемый метод является развитием [11, 27] и не встречается в рассмотренных выше работах. На его основе определены комплексные сопротивления проводов моделируемой распределительной сети с автоматизированной системой учета электроэнергии по действующим значениям напряжений и токов, а также углам сдвига фаз между ними, получаемых по данным двух разных режимов синхронно для одного и того же интервала наблюдения в узле питания сети и у ее абонентов.

Постановка задачи

Рассмотрим распределительную электрическую сеть напряжением 0,4 кВ, в которой установлена автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии (рис. 1).

В состав системы учета входят головной W_0 и абонентские W_v^ξ приборы, подключенные в фазах $\xi = \overline{A, B, C}$ сети. При этом v – номер абонента ($v = \overline{1, n}$), n – общее количество абонентов в фазе ξ сети. Мощности энергопотребления $\dot{p}_v^\xi = \dot{U}_v^\xi \dot{I}_v^{*\xi}$ абонентов сети представлены сопротивлениями нагрузок $\underline{Z}_v^\xi$ ($v = \overline{1, n}$) с токами $\dot{I}_v^\xi$ и напряжениями $\dot{U}_v^\xi$, где $\dot{I}_v^{*\xi}$ – сопряженный комплекс $\dot{I}_v^\xi$. Питание нагрузок абонентов $\underline{Z}_v^\xi$ выполняется источником электрической энергии с трехфазным напряжением $\dot{E}_\xi = \dot{U}_0^\xi$.

Провода межабонентских участков распределительной сети представлены комплексными сопротивлениями $\underline{z}_v^\xi$ и $\underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$), по которым протекают токи $\hat{i}_v^\xi$, $\hat{i}_v^N$.

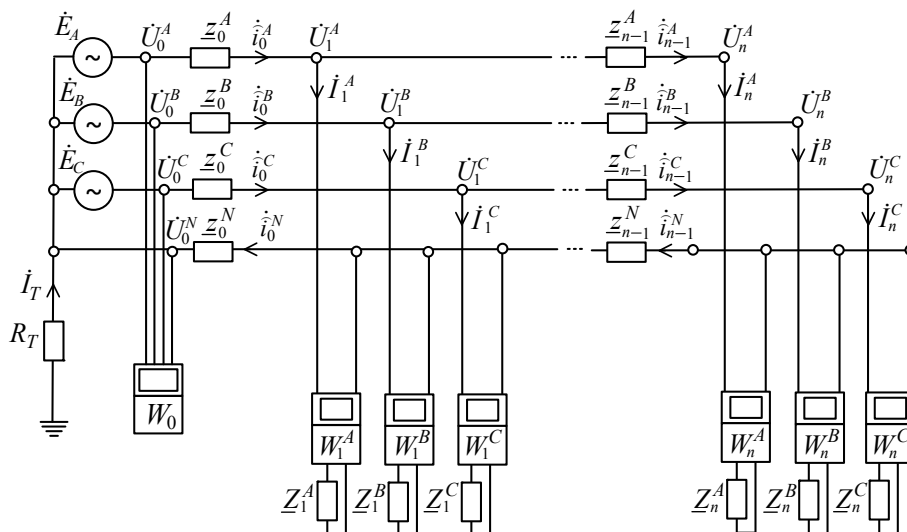


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения электрической сети

Fig. 1. Equivalent circuit of electric network

Далее считаем, что выполняются следующие допущения:

1) распределительная сеть работает в штатном несимметричном безаварийном режиме, и все ее элементы, кроме активных сопротивлений проводов, линейны, т. е. не зависят от протекающего тока;

2) в распределительной сети отсутствуют высшие гармоники токов и напряжений, которые подавляются советующими техническими средствами;

3) комплексные сопротивления проводов сети $\underline{z}_v^\xi = R_v^\xi + jX_v^\xi$ и $\underline{z}_v^N = R_v^N + jX_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) являются неизвестными, однако считаем, что реактивные сопротивления в пределах межабонентского участка одинаковы, т. е. $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$);

4) приборами W_0 и W_v^ξ ($\xi = \overline{A, B, C}$, $v = \overline{1, n}$) могут проводиться за время $\Delta t_s \sim 0,1$ с одновременные измерения действующих значений напряжений U_v^ξ и токов I_v^ξ , а также углов φ_v^ξ сдвига фаз между U_v^ξ и I_v^ξ у всех ее абонентов и в начале сети U_0^ξ , $I_0^\xi = \hat{i}_0^\xi$, φ_0^ξ . В этом случае будут известны активные $p_v^{\text{Re } \xi} = U_v^\xi I_v^\xi \cos \varphi$ и реактивные $p_v^{\text{Im } \xi} = U_v^\xi I_v^\xi \sin \varphi$ мощности ($v = \overline{0, n}$) в распределительной сети для соответствующего $\Delta t_s = \tau_{s+1} - \tau_s$, где $s = 1, 2, 3, \dots$ – номер измерения;

5) прибор W_0 собирает данные абонентов, получаемые W_v^ξ . Таким образом формируются исходные данные:

$$U_v^\xi(s); I_v^\xi(s); \Phi_v^\xi(s); v = \overline{0, n}; \xi = \overline{A, B, C}. \quad (1)$$

Для распределительной сети с сопротивлениями проводов $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) сформируем матрицу $\mathbf{Z}(s)$ следующим образом:

$$\mathbf{Z}(s) = \begin{bmatrix} \underline{z}_0^A & \underline{z}_1^A & \cdots & \underline{z}_{n-1}^A \\ \underline{z}_0^B & \underline{z}_1^B & \cdots & \underline{z}_{n-1}^B \\ \underline{z}_0^C & \underline{z}_1^C & \cdots & \underline{z}_{n-1}^C \\ \underline{z}_0^N & \underline{z}_1^N & \cdots & \underline{z}_{n-1}^N \end{bmatrix}.$$

Задача заключается в оперативном расчете прибором W_0 матрицы $\mathbf{Z}(s)$ на основе данных (1) при условиях:

$$\underline{z}_v^A \neq \underline{z}_v^B \neq \underline{z}_v^C \neq \underline{z}_v^N; \quad (2)$$

$$X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N; v = \overline{0, n-1}.$$

Таким образом, требуется найти $R_v^A, R_v^B, R_v^C, R_v^N$ и $X_v = X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$).

Теоретический анализ

Воздействие тока на сопротивления проводов сети. В [27] предложено решение для определения сопротивлений проводов $\mathbf{Z}(s)$ распределительной сети при условии $\underline{z}_v^A = \underline{z}_v^B = \underline{z}_v^C = \underline{z}_v^N$. В этом случае принимается, что равны активные $R_v^A = R_v^B = R_v^C = R_v^N$ и реактивные $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ сопротивления. Однако при несимметричном режиме токи, протекающие по фазным $\hat{i}_v^A \neq \hat{i}_v^B \neq \hat{i}_v^C$ и нейтральному $\hat{i}_v^N$ проводам межабонентского участка, могут значительно отличаться. В таком случае активные сопротивления в некоторый момент времени Δt_s будут не равны $R_v^A \neq R_v^B \neq R_v^C \neq R_v^N$, так как являются функцией протекающего по ним тока $\hat{i}_v^\xi, \hat{i}_v^N$ и времени $t = t_2 - t_1$ его воздействия. Указанные факторы изменяют температуру провода ϑ и, соответственно, его активные сопротивления [6, 12]

$$R_v^\xi(\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)) = R_v^\xi(\vartheta_n) \left(\frac{\vartheta_\gamma + \vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)}{\vartheta_\gamma + \vartheta_n} \right), \quad (3)$$

где $R_v^\xi(\vartheta_n)$ – сопротивление при температуре ϑ_n ; $\vartheta_\gamma = (1/\alpha - \vartheta_n)$ – температурная константа, зависящая от материала провода и ϑ_n (для алюминия $\alpha = 0,00403 \text{ } 1/^\circ\text{C}$; при $\vartheta_n = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\vartheta_\gamma = 228,1 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Температуру провода $\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)$ при отсутствии ветра и солнца для схемы заземления TN-C-S можно определить из уравнения теплового баланса согласно [12]:

$$\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t) = \vartheta_n + \Delta\vartheta = e^{k_9(\hat{i}_v^\xi, t)} - \vartheta_\gamma, \quad (4)$$

где

$$k_9(\hat{i}_v^\xi, t) = \frac{1}{\hat{k}_9} (\hat{i}_v^\xi)^2 (t_2 - t_1) + \ln(\vartheta_\gamma + \vartheta_n);$$

$$\hat{k}_9 = \frac{\vartheta_\gamma + \vartheta_n}{\rho_n(\vartheta_n)} S \left(c_9 S \lambda + \frac{t_2 - t_1}{S_0} \right);$$

$\rho_n(\vartheta_n)$ – удельное сопротивление материала проводника при температуре ϑ_n ; S – площадь поперечного сечения проводника; c_9 – удельная теплоемкость проводника; λ – плотность материала проводника; S_0 – термическое сопротивление окружающей среды.

Таким образом, при неизвестных и неравных сопротивлениях проводов $\underline{z}_v^A \neq \underline{z}_v^B \neq \underline{z}_v^C \neq \underline{z}_v^N$ распределительной сети может выполняться равенство их реактивных сопротивлений $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$), которые считаем не зависящими от температуры проводов.

Предлагаемый метод. Для решения сформулированной задачи запишем уравнение баланса напряжений для контуров распределительной сети в следующем виде:

$$\dot{U}_{v+1}^\xi = \dot{U}_v^\xi - \left(\hat{i}_v^\xi \underline{z}_v^\xi + \hat{i}_v^N \underline{z}_v^N \right); \quad (5)$$

$$v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{A, B, C},$$

где $\hat{i}_0^\xi = \hat{i}_0^\xi e^{j\alpha_0^\xi}$; $\hat{i}_v^N = \hat{i}_v^A + \hat{i}_v^B + \hat{i}_v^C$; $\hat{i}_v^\xi = \hat{i}_{v-1}^\xi - \dot{I}_v^\xi$.

Рассмотрим нулевой (головной) межабонентский участок с сопротивлениями $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$, тогда (5) примет вид:

$$\dot{U}_1^\xi = U_1^\xi e^{j\psi_1^\xi} = \dot{U}_0^\xi - \left(\hat{i}_0^\xi R_0^\xi + \hat{i}_0^N R_0^N + jX_0 \left(\hat{i}_0^\xi + \hat{i}_0^N \right) \right); \quad \xi = \overline{A, B, C}, \quad (6)$$

где ψ_1^ξ – углы напряжений первого абонента для фаз ξ сети.

В (6) известны модуль напряжения U_1^ξ , комплексные питающие напряжения $\dot{U}_0^\xi$ распределительной сети: $\dot{U}_0^\xi = U_0^\xi e^{j\psi_0^\xi}$; $\xi = \overline{A, B, C}$; $\psi_0^A = 0$; $\psi_0^B = -2\pi/3$; $\psi_0^C = 2\pi/3$, а также комплексные межабонентские токи $\hat{i}_0^\xi = \hat{i}_0^\xi e^{j(\psi_0^\xi - \varphi_0^\xi)}$; $\hat{i}_0^N = \hat{i}_0^A + \hat{i}_0^B + \hat{i}_0^C$.

Таким образом, неизвестными в (6) будут ψ_1^ξ , R_0^ξ , R_0^N , X_0 . Указанные параметры характеризуют сопротивления проводов $\underline{z}_0^\xi$, $\underline{z}_0^N$, а также обуславливают углы напряжений первых абонентов ψ_1^ξ . Поэтому для определения $\underline{z}_0^\xi$, $\underline{z}_0^N$ при выполнении условий (2) необходимы пять уравнений для нахождения неизвестных независимых друг от друга параметров: R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 . Для текущего момента времени Δt_s , согласно (6), можно записать только три соответствующих фазам ξ сети независимых уравнения, содержащих указанные параметры. Остальные два уравнения можно получить из другого режима $\Delta t_{s'}$ работы сети при условии, что искомые параметры должны остаться неизменными. Для этого прибор W_0 должен отслеживать изменение входных токов и/или питающих напряжений сети. В случае изменения режима сети необходимо взять данные до начала $\dot{U}_0^\xi$, U_1^ξ , $\dot{i}_0^\xi$, $\dot{i}_0^N$ и после завершения $\dot{U}_0^\xi$, $U_1^{\prime\xi}$, $\dot{i}_0^{\prime\xi}$, $\dot{i}_0^{\prime N}$ переходного процесса, время которого составляет $\sim 0,1$ с. Отметим, что при этом значения параметров $\underline{z}_0^\xi$, $\underline{z}_0^N$ не изменятся и для их нахождения можно использовать указанные данные, соответствующие двум выбранным режимам работы распределительной сети. Запишем систему уравнений для расчета R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 в следующем виде:

$$U_1^\xi = \left| \dot{U}_0^\xi - \left(\dot{i}_0^\xi R_0^\xi + \dot{i}_0^N R_0^N + jX_0 \left(\dot{i}_0^\xi + \dot{i}_0^N \right) \right) \right|; \quad \xi = \overline{A, B, C}; \quad (7)$$

$$U_1^{\prime\xi} = \left| \dot{U}_0^{\prime\xi} - \left(\dot{i}_0^{\prime\xi} R_0^\xi + \dot{i}_0^{\prime N} R_0^N + jX_0 \left(\dot{i}_0^{\prime\xi} + \dot{i}_0^{\prime N} \right) \right) \right|; \quad \xi = \overline{A, B}.$$

Для решения нелинейных уравнений (7) необходимо использовать численные методы. Решив систему (7), найдем искомые параметры R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 . Далее согласно (6) определим комплексные напряжения $\dot{U}_1^\xi$, $\dot{U}_1^{\prime\xi}$ первых абонентов фаз сети. Затем рассчитаем токи следующего межабонентского участка:

$$\dot{i}_1^\xi = \dot{i}_0^\xi - I_1 e^{j(\psi_1^\xi - \varphi_1^\xi)}; \quad \dot{i}_1^N = \dot{i}_1^A + \dot{i}_1^B + \dot{i}_1^C; \quad (8)$$

$$\dot{i}_1^{\prime\xi} = \dot{i}_0^{\prime\xi} - I_1' e^{j(\psi_1^{\prime\xi} - \varphi_1^{\prime\xi})}; \quad \dot{i}_1^{\prime N} = \dot{i}_1^{\prime A} + \dot{i}_1^{\prime B} + \dot{i}_1^{\prime C}.$$

Расчет параметров R_1^A , R_1^B , R_1^C , R_1^N , X_1 следующего межабонентского участка сети проводится по полученным данным $\dot{U}_1^\xi$, $\dot{U}_1^{\prime\xi}$, $\dot{i}_1^\xi$, $\dot{i}_1^N$, $\dot{i}_1^{\prime\xi}$, $\dot{i}_1^{\prime N}$ и значениям напряжения U_2^ξ , $U_2^{\prime\xi}$ аналогично описанному для сопротивле-

ний $R_0^A, R_0^B, R_0^C, R_0^N, X_0$. Таким образом находим для всех межабонентских участков параметры $R_v^A, R_v^B, R_v^C, R_v^N, X_v$ ($v = \overline{0, n-1}$) и определяем итоговую матрицу комплексных сопротивлений $\mathbf{Z}$. Типичная продолжительность тепловых переходных процессов составляет не более 1 ч [10]. За это время температура провода может меняться на несколько десятков градусов (10–90 °С) в зависимости от тока и времени его воздействия. При изменении температуры провода на каждые десять градусов активное сопротивление меняется на ~4 %. При увеличении температуры сопротивление растет, в обратном случае – снижается. Рассчитав сопротивление проводов для момента времени, соответствующего изменению режима в распределительной сети, следует ожидать увеличения сопротивления при возрастании входного тока и наоборот – в обратном случае. Влияние тока на температуру провода проявляется в течение десятков минут, а изменение режима вследствие подключений/отключений нагрузки абонентов сети происходит за ~0,1 с. Поэтому предлагаемый подход, основанный на использовании двух различных режимов работы, взятых до и после изменения входного тока, потребляемого абонентами сети и/или питающих напряжений, является обоснованным, активные сопротивления проводов можно считать для обоих режимов одинаковыми. В случае если режимы в распределительной сети изменяются часто, расчет параметров можно выполнять несколько раз за час.

Результаты применения предлагаемых расчетных выражений

Схема и параметры сети. Предлагаемый метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети проверим на схеме с тремя ($n = 3$) абонентами (рис. 1). Энергопотребление (мощность $p^{\text{Re}}, p^{\text{Im}}$) абонентов распределительной сети для установившихся режимов s, s' задано в табл. 1. Для указанных режимов отличаются только значения мощности у третьего абонента фазы A . Значения сопротивлений проводов $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($(\xi = \overline{A, B, C}; v = \overline{0, 2})$ межабонентских участков принимаются произвольным образом с учетом условия (2). Представим их как:

$$\begin{aligned} R_0^A &= R_1^C = R_2^B = 0,0014 \text{ Ом}; X_0 = 0,000224 \text{ Ом}; \\ R_0^B &= R_1^A = R_2^N = 0,0015 \text{ Ом}; X_1 = 0,000240 \text{ Ом}; \\ R_0^C &= R_1^N = R_2^A = 0,0016 \text{ Ом}; X_2 = 0,000256 \text{ Ом}; \\ R_0^N &= R_1^B = R_2^C = 0,0012 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (9)$$

Выбранные значения сопротивлений проводов соответствуют параметрам одножильного кабеля АПВ 1×70 длиной ~3 м при температуре 20 °С [12]. Сопротивления $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ разные для межабонентских участков и для каждой фазы, хотя условие $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N = X_v$ ($v = \overline{0, 2}$) выполняется:

$$\underline{z}_v^A = z_v^A e^{j\varphi_{z_v}^A} \neq \underline{z}_v^B = z_v^B e^{j\varphi_{z_v}^B} \neq \underline{z}_v^C = z_v^C e^{j\varphi_{z_v}^C} \neq \underline{z}_v^N = z_v^N e^{j\varphi_{z_v}^N}; \quad v = \overline{0, 2}$$

или

$$z_v^A \neq z_v^B \neq z_v^C \neq z_v^N; \quad \varphi_{z_v}^A \neq \varphi_{z_v}^B \neq \varphi_{z_v}^C \neq \varphi_{z_v}^N.$$

Питающие напряжения распределительной сети для обоих режимов s , s' одинаковы $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}$ ($\xi = A, B, C$), принимаем их согласно табл. 2.

Таблица 1

Параметры приборов учета абонентов сети
Parameters of accounting devices for network subscribers

Абоненты сети			Наименование параметра				
№	Фаза	Режим	Активная мощность p^{Re} , Вт	Реактивная мощность p^{Im} , вар	Напряжение U , В	Ток I , А	$\cos\varphi$
1	А	s	1553,8234	1553,8234	219,8719	9,994176	0,7071
		s'	1553,8234	1553,8234	219,8195	9,996555	0,7071
	В	s	1078,2091	218,9397	220,0213	5,000485	0,9800
		s'	1078,2091	218,9397	220,0023	5,000919	0,9800
	С	s	2814,2274	6448,2049	219,9307	31,989927	0,4000
		s'	2814,2274	6448,2049	219,9746	31,983552	0,4000
2	А	s	8605,4601	1747,4132	219,7634	39,956981	0,9800
		s'	8605,4601	1747,4132	219,6505	39,977522	0,9800
	В	s	3112,2043	3112,2043	220,0330	20,003003	0,7071
		s'	3112,2043	3112,2043	219,9868	20,007206	0,7071
	С	s	879,2213	2014,5491	219,9026	9,995575	0,4000
		s'	879,2213	2014,5491	220,0047	9,990939	0,4000
3	А	s	351,2271	804,7623	219,7583	3,995606	0,4000
		s'	3512,2705	8047,6228	219,5839	39,987806	0,4000
	В	s	1294,1059	262,7794	220,0430	6,001173	0,9800
		s'	1294,1059	262,7794	219,9722	6,003105	0,9800
	С	s	3418,1382	3418,1382	219,8631	21,986308	0,7071
		s'	3418,1382	3418,1382	220,0198	21,970645	0,7071

Таблица 2

Параметры прибора учета на входе распределительной сети
Parameters of the accounting device at the input of the distribution network

Фаза	Режим	Напряжение U_0 , В	Угол напряжения φ_0 , °эл.	Активная мощность p_0^{Re} , Вт	Реактивная мощность p_0^{Im} , вар	Ток $\hat{i}_0$, А	Угол тока α_0 , °эл.
А	s	220,000	0	10520,4284	4111,3230	51,341989	-21,3452724
	s'	220,000	0	13702,6935	11358,8313	80,902305	-39,6569926
В	s	220,000	-120,00	5483,2961	3593,9037	29,800535	-153,2419404
	s'	220,000	-120,00	5482,9647	3596,9657	29,806908	-153,2659035
С	s	220,000	120,00	7125,3355	11879,2072	62,964960	60,9559933
	s'	220,000	120,00	7122,1975	11874,3615	62,938734	60,9551720

Исходные данные для моделирования. По данным $p^{\text{Re}}, p^{\text{Im}}$ из табл. 1, используя сопротивления $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, 2}$), а также питающие напряжения $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}$, рассчитаем в пакете Mathcad, согласно методу [14], режимы s, s' работы распределительной сети. Таким образом, находим напряжения ($U_v^\xi, U_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$), токи ($I_v^\xi, I_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$) и углы сдвига фаз ($\varphi_v^\xi, \varphi_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$) у абонентов (табл. 1), а также мощности $p_0^{\text{Re}}, p_0^{\text{Im}}$ и токи $\hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^N$ в начале сети (табл. 2). Расчет параметров $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, 2}$) по предлагаемому методу выполняем согласно (7), (8), записанным для сопротивлений $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$. При этом из табл. 1, 2 используются следующие данные: $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}, \hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^N, U_v^\xi, U_v^{\prime\xi}, I_v^\xi, I_v^{\prime\xi}, \varphi_v^\xi, \varphi_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$.

Результаты вычислительных экспериментов с определением сопротивлений проводов распределительной сети. Сначала с использованием данных $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}, \hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^N, U_1^\xi, U_1^{\prime\xi}$ решаем систему нелинейных уравнений (7) методом Левенберга – Марквардта и находим параметры проводов $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$. Далее по (6) определяем напряжения $\dot{U}_1^\xi = U_1^\xi e^{j\psi_1^\xi}, \dot{U}_1^{\prime\xi} = U_1^{\prime\xi} e^{j\psi_1^{\prime\xi}}$, по (8) – токи $\hat{i}_1^\xi, \hat{i}_1^N, \hat{i}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^{\prime N}$. Результаты расчетов $\psi_1^\xi, \psi_1^{\prime\xi}$ и указанных токов приведены в табл. 3, столбец $v = 0$.

Для расчета сопротивлений $\underline{z}_1^\xi, \underline{z}_1^N$ (табл. 3, столбец $v = 1$) используем напряжения вторых абонентов $U_2^\xi, U_2^{\prime\xi}$ и данные $\dot{U}_1^\xi, \dot{U}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^\xi, \hat{i}_1^N, \hat{i}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^{\prime N}$. В таком случае расчет будет аналогичен описанному для сопротивлений предыдущего межабонентского участка. Затем находим расчетные значения углов $\psi_2^\xi, \psi_2^{\prime\xi}$ для напряжений $\dot{U}_2^\xi = U_2^\xi e^{j\psi_2^\xi}, \dot{U}_2^{\prime\xi} = U_2^{\prime\xi} e^{j\psi_2^{\prime\xi}}$ и токи $\hat{i}_2^\xi, \hat{i}_2^N, \hat{i}_2^{\prime\xi}, \hat{i}_2^{\prime N}$ (табл. 3, столбец $v = 1$). Расчет сопротивлений $\underline{z}_2^\xi, \underline{z}_2^N$ конечного межабонентского участка распределительной сети, углов напряжений $\dot{U}_3^\xi = U_3^\xi e^{j\psi_3^\xi}, \dot{U}_3^{\prime\xi} = U_3^{\prime\xi} e^{j\psi_3^{\prime\xi}}$ последних абонентов $\psi_3^\xi, \psi_3^{\prime\xi}$, а также токов $\hat{i}_3^\xi, \hat{i}_3^N, \hat{i}_3^{\prime\xi}, \hat{i}_3^{\prime N}$ аналогичен, только найденные токи должны быть равны нулю (табл. 3, столбец $v = 2$). В случае если указанные токи не равны нулю, то в распределительной сети имеется неучтенный ток энергопотребления [14] и найденные сопротивления проводов межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($\xi = \overline{A, B, C}, v = \overline{0, 2}$) не являются достоверными.

Анализ точности определения комплексных сопротивлений проводов распределительной сети, полученных предлагаемым методом в рассмотренном выше примере, показал следующее. Указанные сопротивления можно определить с погрешностью до $\pm 1,5\%$ при совпадении кривых погрешностей напряжения $\pm \delta_u = 0,1\%$ и тока $\pm \delta_i = 0,1\%$, а также выполнении в центре питания синхронных измерений с абсолютной погрешностью, не превышающей $\Delta\psi = \Delta\alpha = \pm 10^{-4}$ с.

Таблица 3

**Расчетные сопротивления межабонентских участков сети
и углы напряжений абонентов**
**Calculated resistances of inter-subscriber sections of the network
and voltage angles of subscribers**

Фаза	Параметр	$\nu = 0$	$\nu = 1$	$\nu = 2$
A	$\underline{z}_\nu$, Ом	$0,00140000 + j0,00022400$	$0,00150000 + j0,00024000$	$0,00160000 + j0,00025600$
B	$\underline{z}_\nu$, Ом	$0,00150000 + j0,00022400$	$0,00120000 + j0,00024000$	$0,00140000 + j0,00025600$
C	$\underline{z}_\nu$, Ом	$0,00160000 + j0,00022400$	$0,00140000 + j0,00024000$	$0,00120000 + j0,00025600$
N	$\underline{z}_\nu$, Ом	$0,00120000 + j0,00022400$	$0,00160000 + j0,00024000$	$0,00150000 + j0,00025600$
A	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	-0,00617015	-0,00933461	-0,01325063
	$\dot{\hat{i}}_{\nu+1}$, А	$40,753941 - j11,620121$	$1,597395 - j3,662403$	—
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	0,01447061	0,03615337	0,05699276
	$\dot{\hat{i}}'_{\nu+1}$, А	$55,214553 - j44,564204$	$16,031570 - j36,633501$	—
B	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	-120,00283180	-120,00676309	-120,00441114
	$\dot{\hat{i}}_{\nu+1}$, А	$-23,297173 - j9,670687$	$-3,975144 - j4,495810$	—
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	-120,01312904	-120,03046926	-120,04086581
	$\dot{\hat{i}}'_{\nu+1}$, А	$-23,307512 - j9,662694$	$-3,979285 - j4,494726$	—
C	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	120,03857318	120,05898936	120,06584212
	$\dot{\hat{i}}_{\nu+1}$, А	$11,592409 + j29,292890$	$5,666067 + j21,243668$	—
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	120,03940215	120,06037448	120,06802741
	$\dot{\hat{i}}'_{\nu+1}$, А	$11,584620 + j29,274382$	$5,661220 + j21,228750$	—
N	$\dot{\hat{i}}_{\nu+1}$, А	$29,049177 + j8,002082$	$3,288318 + j13,085455$	—
	$\dot{\hat{i}}'_{\nu+1}$, А	$43,491661 - j24,952516$	$17,713506 - j19,899477$	—

Требуемые измерения могут быть выполнены без значительного увеличения стоимости приборов учета при использовании технологии, разработанной в [24, 36]. Кроме того, установлено, что не учитывать кривые погрешностей тока и напряжения можно при синхронизации $\pm 10^{-9}$ с.

Таким образом, проведенные вычислительные эксперименты и их результаты свидетельствуют, что предлагаемый метод позволяет определять комплексные сопротивления проводов распределительной сети при условии равенства их реактивных составляющих в пределах межабонентского участка. Представленные результаты являются иллюстративными и показывают возможность расчета сопротивлений межабонентских участков распределительной сети при воздействии на них протекающих токов и температуры окружающей среды.

ВЫВОДЫ

1. Предложен метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети низкого напряжения 0,4 кВ, который использует данные автоматизированных систем учета электроэнергии. Метод позволяет определять

комплексные сопротивления проводов с активными составляющими, отличающимися по значению на различных межабонентских участках из-за воздействия протекающих токов и климатических факторов. Необходимым условием является равенство между собой реактивных составляющих для всех проводов в пределах межабонентских участков сети. При этом используются действующие значения напряжений и токов, а также углы сдвига фаз между ними, получаемые системой учета синхронно для одного и того же интервала наблюдения у абонентов и в начале распределительной сети. При расчетах необходимы данные двух разных режимов работы сети, которые выбираются головным прибором системы учета на основе анализа питающих токов и напряжений абонентов.

2. Показана возможность анализа динамики изменений сопротивлений проводов сети вследствие воздействия температуры окружающей среды и протекающего тока. Это указывает на полезность полученных результатов при реализации новых функций систем учета электроэнергии для организации в распределительной сети контроля и диагностики технического состояния ее проводов и нетехнических потерь мощности (электрической энергии).

ЛИТЕРАТУРА

1. Non-Technical Losses: a Systematic Contemporary Article Review / F. D. S. Savian [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 147. 111205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111205>.
2. Данилов, М. И. О выявлении и расчете потерь электроэнергии автоматизированными системами учета распределительных сетей при несанкционированных потреблении / М. И. Данилов // *Электричество*. 2021. № 6. С. 51–61. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2021-6-51-61>.
3. Фурсанов, М. И. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422>.
4. Воротницкий, В. Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в распределительных электрических сетях нового технологического уклада / В. Э. Воротницкий // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021. № 4. С. 88–96.
5. Rahman, M. Temperature-Dependent System Level Analysis of Electric Power Transmission Systems: A Review / M. Rahman, F. Atchison, V. Cecchi // *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 193. 107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.
6. Frank, S. Temperature-Dependent Power Flow / S. Frank, J. Sexauer, S. Mohagheghi // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013. Vol. 28, Iss. 4. P. 4007–4018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2266409>.
7. Rahman, M. Power Handling Capabilities of Transmission Systems Using a Temperature-Dependent Power Flow / M. Rahman, V. Cecchi, K. Miu // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 169. P. 241–249. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.021>.
8. Ahmed, A. Weather-Dependent Power Flow Algorithm for Accurate Power System Analysis under Variable Weather Conditions / A. Ahmed, F. J. S. McFadden, R. Rayudu // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34, Iss. 4. P. 2719–2729. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892402>.
9. Баламетов, А. Б. Моделирование режимов электрических сетей на основе уравнений установившегося режима и теплового баланса / А. Б. Баламетов, Э. Д. Халилов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 1. С. 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80>.

10. Girshin, S. S. Development of Improved Methods for Calculating Steady States of Power Systems Taking into Account the Temperature Dependence of the Resistances of the Overhead Transmission Lines / S. S. Girshin, A. O. Shepelev // *Power Technology and Engineering*. 2020. Vol. 54, Iss. 2. P. 232–241. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01196-w>.
11. Данилов, М. И. Метод расчета и мониторинга параметров распределительной сети, контролируемой автоматизированной информационно-измерительной системой учета электроэнергии / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Энергетик*. 2021. № 5. С. 17–21. <http://doi.org/10.34831/EP.2021.90.72.004>.
12. Данилов, М. И. К проблеме диагностики технического состояния линий распределительных сетей по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов // *Контроль. Диагностика*. 2020. Т. 23, № 8. С. 56–64. <http://doi.org/10.14489/td.2020.08.pp.056-064>.
13. Ferreira, T. S. D. Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters / T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, J. C. M. Vieira // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35. P. 3671–3681. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981826>.
14. Данилов, М. И. Идентификация несанкционированного потребления электроэнергии в фазах распределительных сетей с автоматизированными системами учета / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Электрические станции*. 2022. № 2. С. 10–19. <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1087.2.003>.
15. Cavraro, G. Power Distribution Network Topology Detection with Time-Series Signature Verification Method / G. Cavraro, R. Arghandeh // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33, Iss. 4. P. 3500–3509. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2779129>.
16. Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data / S. J. Pappu [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, Iss. 5. P. 5113–5122. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2680542>.
17. Cavraro, G. Voltage Analytics for Power Distribution Network Topology Verification / G. Cavraro, V. Kekatos, S. Veeramachaneni // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, Iss. 1. P. 1058–1067. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2758600>.
18. Кузькина, Я. И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети / Я. И. Кузькина, И. И. Голуб // *Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та*. 2020. Т. 24, № 1. С. 135–144. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144>.
19. An Automated Impedance Estimation Method in Low-Voltage Distribution Network for Coordinated Voltage Regulation / S. Han [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. Vol. 7, Iss. 2. P. 1012–1020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2489199>.
20. Distribution Line Parameter Estimation under Consideration of Measurement Tolerances / A. M. Prostejovsky [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2016. Vol. 12, Iss. 2. P. 726–735. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2530620>.
21. Novel Approach to Noninvasive Measurement of Overhead Line Impedance Parameters / D. Ritzmann [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*. 2017. Vol. 66, Iss. 6. P. 1155–1163. <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2665958>.
22. Khandeparkar, K. V. Detection and Correction of Systematic Errors in Instrument Transformers Along with Line Parameter Estimation Using PMU Data / K.V. Khandeparkar, S. A. Soman, G. Gajjar // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 32, Iss. 4. P. 3089–3098. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2620990>.
23. Three-Phase State Estimation in the Medium-Voltage Network with Aggregated Smart Meter Data / F. Ni [et al.] // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2018. Vol. 98. P. 463–473. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033>.
24. Кононов, Ю. Г. Уточнение параметров участков линий сети среднего напряжения по данным синхронных измерений / Ю. Г. Кононов, О. С. Рыбасова, В. С. Михайленко // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. 2018. Т. 61, № 1. С. 77–84. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-1-77-84>.
25. Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids / P. A. Pegoraro [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*. 2019. Vol. 68, Iss. 10. P. 3871–3882. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2908703>.
26. Оморов, Т. Т. Параметрическая идентификация распределительной сети в составе АСКУЭ / Т. Т. Оморов, Р. Ч. Осмонова, Т. Ж. Койбагаров // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. 2018. Т. 18, № 1. С. 46–52. <https://doi.org/10.14529/power180106>.

27. Данилов, М. И. К проблеме определения векторов тока и напряжения в распределительной сети по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2019. Т. 19, № 4. С. 87–94. <http://doi.org/10.14529/power190410>.
28. Данилов, М. И. К проблеме определения параметров распределительной сети по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2020. Т. 20, № 2. С. 5–14. <http://doi.org/10.14529/power200201>.
29. Parameter Estimation of Distribution Lines Using SCADA Measurements / R. Dutta [et al.] // IEEE Transactions on Industrial and Measurement. 2020. Vol. 70. P. 1–11. <https://doi.org/10.1109/TIM.2020.3026116>.
30. Lave, M. Distribution System Parameter and Topology Estimation Applied to Resolve Low-Voltage Circuits on Three Real Distribution Feeders / M. Lave, M. J. Reno, J. Peppanen // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Iss. 3. P. 1585–1592. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2917679>.
31. Automated Determination of Topology and Line Parameters in Low Voltage Systems Using Smart Meters Measurements / V. C. Cunha [et al.] // IEEE Transactions on Smart Grid. 2020. Vol. 11, Iss. 6. P. 5028–5038. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3004096>.
32. Trindade, F. C. L. Low Voltage Zones to Support Fault Location in Distribution Systems with Smart Meters / F. C. L. Trindade, W. Freitas // IEEE Transactions on Smart Grid. 2017. Vol. 8, Iss. 6. P. 2765–2774. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2538268>.
33. Ершов, А. М. Система защиты воздушных линий напряжением 0,38 и 6–10 кВ от обрывов проводов / А. М. Ершов, А. В. Хлопова, А. И. Сидоров // Электрические станции. 2020. № 4. С. 28–32. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.34831/EP.2020.1065.4.005>.
34. Ayuev, B. I. Fast and Reliable Method of Searching Power System Marginal States / B. I. Ayuev, V. V. Davydov, P. M. Erokhin // IEEE Transactions on Power Systems. 2016. Vol. 31, Iss. 6. P. 4525–4533. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2538299>.
35. The Wald Sequential Analysis Procedure as a Means of Guaranteeing a High Automatic Under-Frequency Load-Shedding Response Rate at Deviations of Unified Power Quality Indices / A. L. Kulikov [et al.] // Power Technology and Engineering. 2021. Vol. 55. P. 467–475. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01383-3>.
36. Kononov, Y. G. The Low Cost Method of Measurements Synchronization in the Low-Voltage Network on Frequency and the Voltage Phase / Y. G. Kononov, P. A. Zvada, S. Rudnev // XXI IMEKO World Congress “Measurement in Research and Industry”, August 30 – September 4, 2015, Prague. Mode of access: <https://www.imeko.org/publications/wc-2015/IMEKO-WC-2015-TC4-146.pdf>.

Поступила 09.02.2022 Подписана в печать 21.04.2022 Опубликовано онлайн 31.03.2023

REFERENCES

1. Savian F. D. S., Siluk J. C. M., Garlet T. B., do Nascimento F. M., Pinheiro J. R., Vale Z. (2021) Non-Technical Losses: a Systematic Contemporary Article Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147, 111205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111205>.
2. Danilov M. I. (2021) On Identifying and Calculating Electricity Losses with Automated Metering Systems in Distribution Networks in Case of Unauthorized Consumption. *Elektrichestvo*, (6), 51–61. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2021-6-51-61> (in Russian).
3. Fursanov M. I., Zolotoy A. A., Makarevich V. V. (2018) Calculation of Technological Consumption (Loss) of Electricity in Modern 0.38–10 kV Electrical Distribution Networks. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (5), 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422> (in Russian).
4. Vorotnitskii V. E. (2021) Energy Saving and Energy Efficiency Improvement in New Technological Distribution Networks. *Elektroenergiya. Peredacha i Raspreделение = Electric Power. Transmission and Distribution*, (4), 88–96 (in Russian).
5. Rahman M., Atchison F., Cecchi V. (2021) Temperature-Dependent System Level Analysis of Electric Power Transmission Systems: A Review. *Electric Power Systems Research*, 193, 107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.

6. Frank S., Sexauer J., Mohagheghi S. (2013) Temperature-Dependent Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28 (4), 4007–4018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2266409>.
7. Rahman M., Cecchi V., Miu K. (2019) Power Handling Capabilities of Transmission Systems Using a Temperature-Dependent Power Flow. *Electric Power Systems Research*, 169, 241–249. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.021>.
8. Ahmed A., McFadden F. J. S., Rayudu R. (2019) Weather-Dependent Power Flow Algorithm for Accurate Power System Analysis under Variable Weather Conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34 (4), 2719–2729. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892402>.
9. Balametov A. B., Halilov E. D. (2020) Simulation of Electric Networks Modes Using Steady-State and Heat Balance Equations. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (1), 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80> (in Russian).
10. Girshin S. S., Shepelev A. O. (2020) Development of Improved Methods for Calculating Steady States of Power Systems Taking into Account the Temperature Dependence of the Resistances of the Overhead Transmission Lines. *Power Technology and Engineering*, 54 (2), 232–241. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01196-w>.
11. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2021) Method of Calculation and Monitoring of Parameters of a Distribution Network Controlled by an Automated Information and Measurement System for Electricity Metering. *Energetik*, (5), 17–21. <http://doi.org/10.34831/EP.2021.90.72.004> (in Russian).
12. Danilov M. I. (2020) To the Problem of Diagnostics of the Technical State of the Distribution Networks Lines According to AIMS EMA Data. *Kontrol'. Diagnostika = Testing. Diagnostics*, 23 (8), 56–64. <http://doi.org/10.14489/td.2020.08.pp.056-064> (in Russian).
13. Ferreira T. S. D., Trindade F. C. L., Vieira J. C. M. (2020) Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35 (5), 3671–3681. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981826>.
14. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2022) Identification of Unauthorized Electricity Consumption in Phases of Distribution Networks with Automated Accounting Systems. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (2), 10–19. <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1087.2.003> (in Russian).
15. Cavarro G., Arghandeh R. (2018) Power Distribution Network Topology Detection with Time-Series Signature Verification Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33 (4), 3500–3509. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2779129>.
16. Pappu S. J., Bhatt N., Pasumarthi R., Rajeswaran A. (2018) Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9 (5), 5113–5122. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2680542>.
17. Cavarro G., Kekatos V., Veeramachaneni S. (2019) Voltage Analytics for Power Distribution Network Topology Verification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10 (1), 1058–1067. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2758600>.
18. Kuzkina Y. I., Golub I. I. (2020) Identification of Smart Meter Connection Phases in Low-Voltage Distribution Network. *iPolytech Journal*, 24 (1), 135–144. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144> (in Russian).
19. Han S., Kodaira D., Han S., Kwon B., Hasegawa Y., Aki H. (2016) An Automated Impedance Estimation Method in Low-Voltage Distribution Network for Coordinated Voltage Regulation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7 (2), 1012–1020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2489199>.
20. Prostejovsky A. M., Gehrke O., Kosek A. M., Strasser T., Bindner H. W. (2016) Distribution Line Parameter Estimation under Consideration of Measurement Tolerances. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12 (2), 726–735. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2530620>.
21. Ritzmann D., Rens J., Wright P. S., Holderbaum W., Potter B. (2017) A Novel Approach to Noninvasive Measurement of Overhead Line Impedance Parameters. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 66 (6), 1155–1163. <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2665958>.
22. Khandeparkar K. V., Soman S. A., Gajjar G. (2017) Detection and Correction of Systematic Errors in Instrument Transformers Along with Line Parameter Estimation Using PMU Data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32 (4), 3089–3098. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2620990>.
23. Ni F., Nguyen P. H., Cobben J. F. G., Van den Brom H. E., Zhao D. (2018) Three-Phase State Estimation in the Medium-Voltage Network with Aggregated Smart Meter Data. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 98, 463–473. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033>.

24. Kononov Yu. G., Rybasova O. S., Mikhailenko V. S. (2018) Refinement of the Parameters of the Medium-Voltage Network Lines Sections on the Basis of the Synchronous Measurements Data. *Russian Electromechanics*, 61 (1), 77–84. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-1-77-84> (in Russian).
25. Pegoraro P. A., Brady K., Castello P., Muscas C., Meier von A. (2019) Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 68 (10), 3871–3882. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2908703>.
26. Omorov T. T., Osmonova R. Ch., Koibagarov T. Zh. (2018) Parametric Identification of a Distribution Network as Part of ASCME. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 18 (1), 46–52. <https://doi.org/10.14529/power180106> (in Russian).
27. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2019) On Determination of Current and Voltage Vectors in the Distribution Network According to AIMS EMA. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" = Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 19 (4), 87–94. <http://doi.org/10.14529/power190410> (in Russian).
28. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2020) Using AIS EM Data to Find the Parameters of a Distribution Grid. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" = Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 20 (2), 5–14. <http://doi.org/10.14529/power200201> (in Russian).
29. Dutta R., Patel V. S., Chakrabarti S., Sharma A., Das R. K., Mondal S. (2021) Parameter Estimation of Distribution Lines Using SCADA Measurements. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 70, 1–11. <https://doi.org/10.1109/TIM.2020.3026116>.
30. Lave M., Reno M. J., Peppanen J. (2019) Distribution System Parameter and Topology Estimation Applied to Resolve Low-Voltage Circuits on Three Real Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10 (3), 1585–1592. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2917679>.
31. Cunha V. C., Freitas W., Trindade F. C. L., Santos S. (2020) Automated Determination of Topology and Line Parameters in Low Voltage Systems Using Smart Meters Measurements. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11 (6), 5028–5038. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3004096>.
32. Trindade F. C. L., Freitas W. (2017) Low Voltage Zones to Support Fault Location in Distribution Systems with Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8 (6), 2765–2774. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2538268>.
33. Ershov A. M., Khlopova A. V., Sidorov A. I. (2020) Protection System of Overhead Lines with a Voltage of 0.38 and 6–10 kV Against Wire Break. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (4), 28–32. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.34831/EP.2020.1065.4.005> (in Russian).
34. Ayuev B. I., Davydov V. V., Erokhin P. M. (2016) Fast and Reliable Method of Searching Power System Marginal States. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31 (6), 4525–4533. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2538299>.
35. Kulikov A. L., Ilyushin P. V., Loskutov A. A., Sevost'yanov A. A. (2021) The Wald Sequential Analysis Procedure as a Means of Guaranteeing a High Automatic Under-Frequency Load-Shedding Response Rate at Deviations of Unified Power Quality Indices. *Power Technology and Engineering*, 55, 467–475. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01383-3>.
36. Kononov Y. G., Zvada P. A., Rudnev S. (2015) The Low Cost Method of Measurements Synchronization in the Low-Voltage Network on Frequency and the Voltage Phase. *XXI IMEKO World Congress "Measurement in Research and Industry"*, August 30 – September 4, 2015, Prague. Available at: <https://www.imeko.org/publications/wc-2015/IMEKO-WC-2015-TC4-146.pdf>.

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

УДК 621.311.22

Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси

Часть 2

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

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

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

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

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

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

Адрес для переписки

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

Address for correspondence

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

Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System

Part 2

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

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

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

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

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

Введение

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

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

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

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

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

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

Основная часть

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

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

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

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

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

Таблица 1

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

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

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



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

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

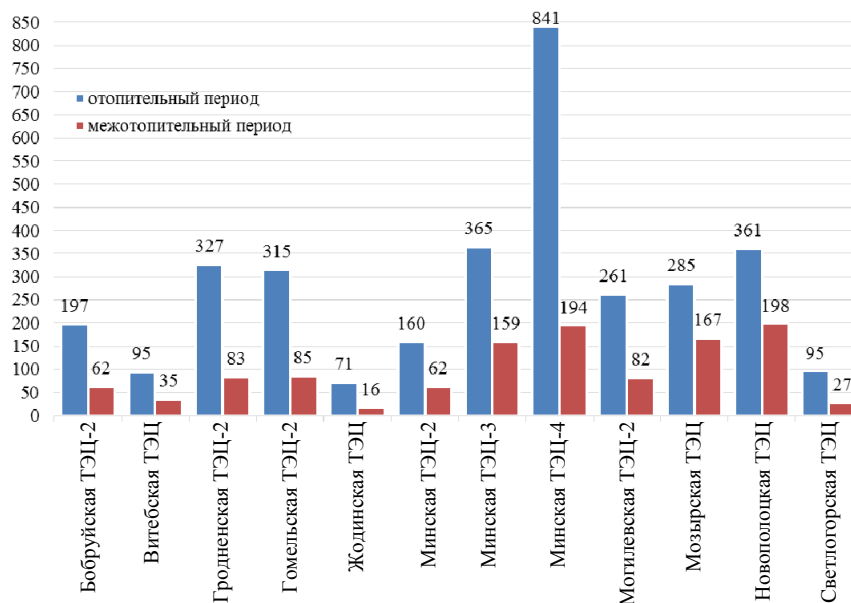


Рис. 2. Часовой отпуск тепловой энергии от крупных теплоэлектроцентралей за отопительный и межотопительный периоды 2020 г., Гкал/ч

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

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

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

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

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

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

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

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

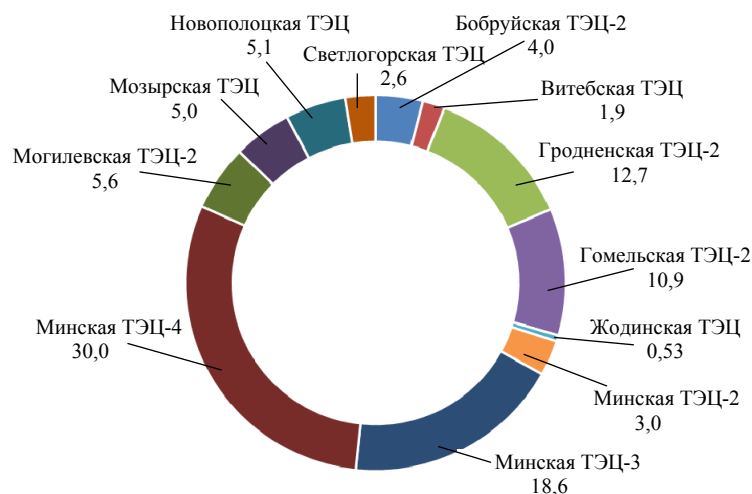


Рис. 3. Относительная доля крупных теплоэлектроцентралей в годовом отпуске электроэнергии в 2020 г., %

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

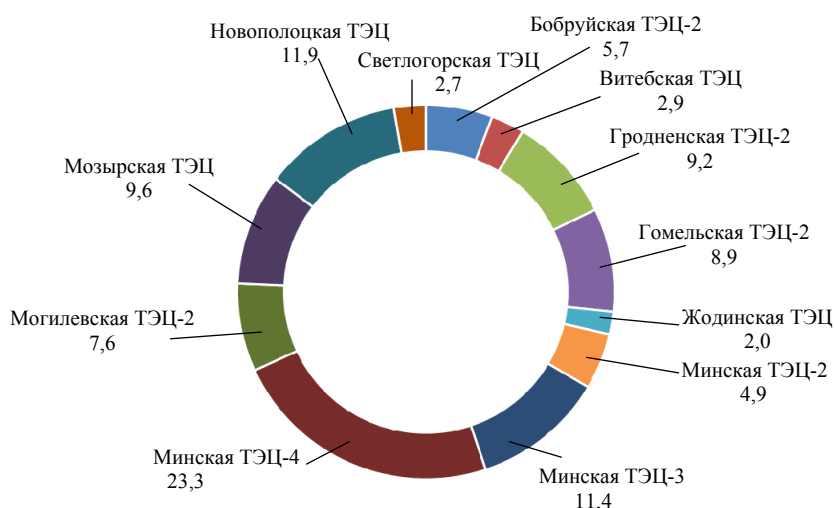


Рис. 4. Относительная доля крупных теплоэлектроцентралей в годовом отпуске тепловой энергии в 2020 г., %

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

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

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

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

Показатели работы малых ТЭЦ приведены в табл. 2.

Таблица 2

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

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

Окончание табл. 2

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

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

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

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

Таблица 3

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

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

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

Окончание табл. 3

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

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

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

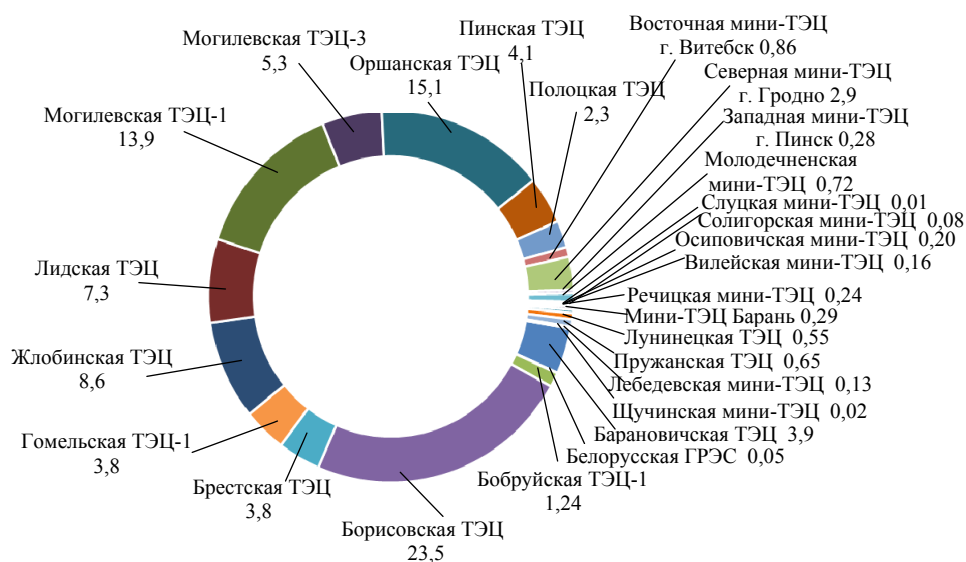


Рис. 5. Относительная доля малых теплоэлектроцентралей в годовом отпуске электроэнергии за 2020 г., %

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

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

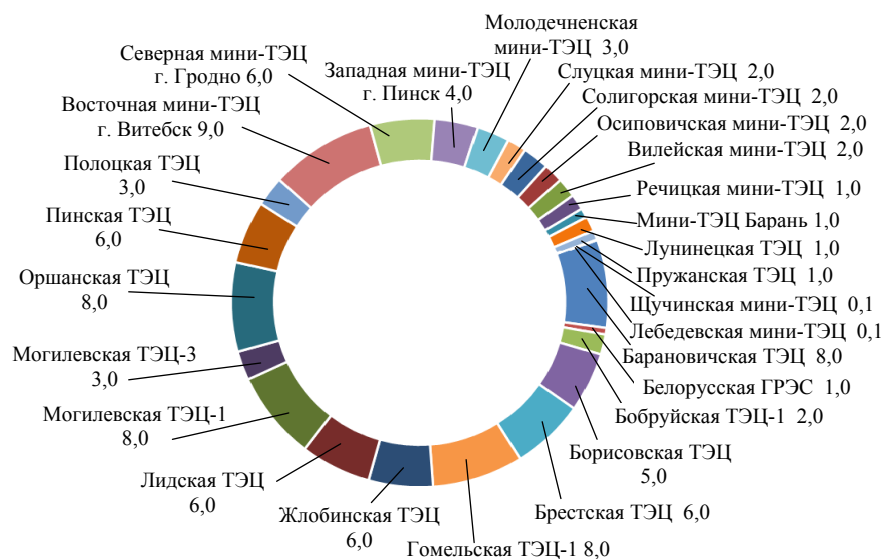


Рис. 6. Относительная доля малых теплоэлектроцентралей в годовом отпуске тепловой энергии в 2020 г., %

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

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

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

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

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

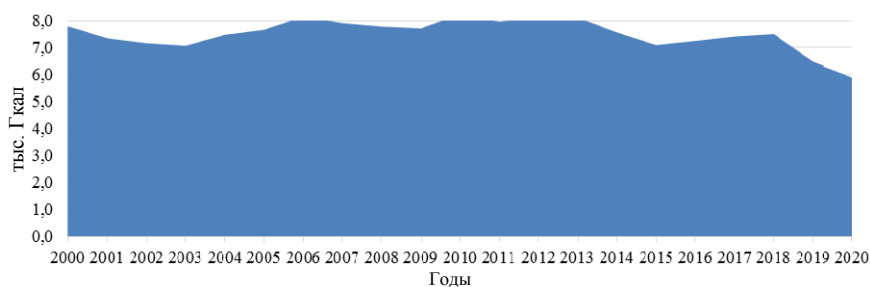


Рис. 7. Отпуск тепловой энергии с паровым теплоносителем крупных и малых теплоэлектроцентралей в годовой отпуск тепловой энергии

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

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

Оценка термодинамической эффективности крупных и малых ТЭЦ

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

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

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

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



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

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

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

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

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

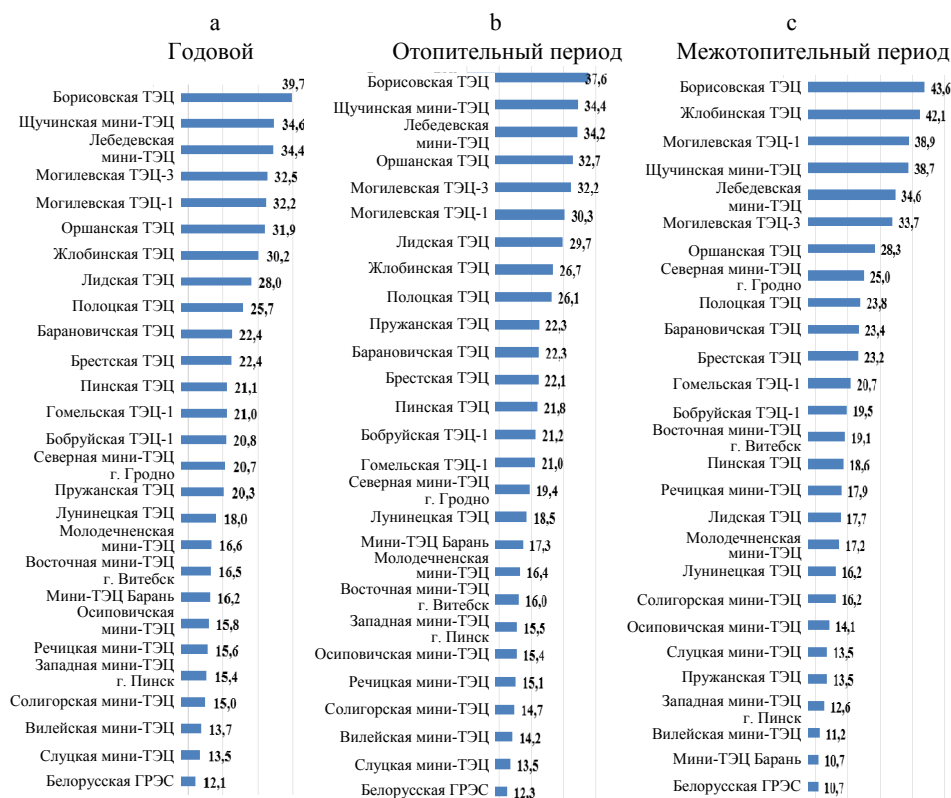


Рис. 9. Эксергетический коэффициент полезного действия, %, малых теплоэлектроцентралей за период 2020 г.: а – годовой; б – отопительный; с – межотопительный

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

ВЫВОДЫ

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

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

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

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

ЛИТЕРАТУРА

1. Бобич, А. А. Комплекс энергосберегающих мероприятий на ТЭЦ при адаптации к условиям работы энергосистемы с вводом Белорусской АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. А. Бобич. Минск, 2018. 224 с.
2. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Часть 1 / В. Н. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 1. С. 44–56. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-1-44-56>.
3. Романюк, В. Н. Интенсивное энергосбережение в теплотехнологических системах промышленного производства строительных материалов: дис. ... докт. техн. наук: 05.14.04 / В. Н. Романюк. Минск, 2010. 365 с.
4. Об утверждении концепции энергетической безопасности Республики Беларусь: пост. Совета Министров Респ. Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. 2015. 5/41477.
5. Малашенко, М. П. Повышение энергетической эффективности и снижение энергетической составляющей себестоимости продукции теплоэнергетических и теплотехнических производств в современных условиях / М. П. Малашенко, В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергоэффективность. 2019. № 8. С. 8–15.
6. Попырин, Л. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. 2006. № 2. С. 34–39.
7. Романюк, В. Н. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергетической системы Беларуси / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2015. № 4. С. 31–43.
8. Воронов, Е. О. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы / Е. О. Воронов, В. Н. Романюк, В. А. Седнин // Энергия и Менеджмент. 2016. № 3 (90). С. 2–7.
9. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. М.: Энергия, 1973. 296 с.
10. Бродянский, В. М. Эксергетический метод и его приложения / В. М. Бродянский, В. Фратшер, К. Михалек. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
11. Шаргут, Я. Эксергия / Я. Шаргут, Р. Петела. М.: Энергия, 1968. 273 с.
12. Сорин, М. В. Методика однозначного определения эксергетического КПД технических систем преобразования энергии и вещества / М. В. Сорин, В. М. Бродянский // Известия высших учебных заведений Министерства высшего и среднего специального образования СССР. Энергетика. 1985. № 3. С. 78–88.
13. Kriese, S. Exergie in der Kraftwerkstechnik. Leistungskraftwerke-Dampfkraftwerke-Gasturbinen-Warme-Kraft-Kopplung / S. Kriese. Essen: Vulkan, 1971. 148 с.
14. Mujanovic, R. Bila s Parnog Bloka po Drugom Zakonu Termodinamike / R. Mujanovic // Termotechnika. 1977. № 3. Р. 56–67.
15. Pruschek, R. Exergetische Analyse eines Kernkraftswerke / R. Pruschek // BWK. 1970. № 1. Р. 64–70.
16. Siegel, K. Exergieanalyse Heterogenen Leistungsreaktoren / K. Siegel // BWK. 1970. № 9. Р. 434–440.
17. Романюк, В. Н. Оценка термодинамической эффективности функционирования энергосистемы Беларуси в условиях работы Белорусской АЭС / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и Менеджмент. 2016. № 4 (91). С. 2–9.

Поступила 05.10.2022 Подписана в печать 09.12.2022 Опубликована онлайн 31.03.2023

REFERENCES

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

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-158-168>

UDC 697.34:004.75

Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants

V. A. Sednin¹⁾, A. V. Sednin¹⁾, A. A. Matsyavin¹⁾

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

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

Abstract. Improvement of the efficiency of modern power systems requires the development of storage technologies, optimization of operation modes, and increased flexibility. Currently, various technical solutions are used for electricity storage. The results of a literary review with an analysis of existing energy storage systems are presented, their advantages and disadvantages are considered. One of the promising solutions is the use of hydrogen as an energy storage medium. The creation of corresponding energy complexes makes it possible to obtain hydrogen by electrolysis of water, and then use it to cover peak loads. Various schemes with hydrogen-fired gas turbines with a pressure up to 35 MPa and a temperature of 1500–1700 °C were considered. The new scheme of power plant with hydrogen-fired gas turbines was synthesized, which includes a power block, hydrogen generation blocks and hydrogen and oxygen preparation unit for burning. An atmospheric electrolyzer was considered as a hydrogen and oxygen generator. For the proposed scheme, parametric optimization was performed, where the storage efficiency factor has been used as a criterion. The influence of inlet temperature in the combustion chamber, the compression rate of hydrogen and oxygen, as well as the specific energy costs of the electrolyzer were analyzed. The results of the numerical experiment were approximated in the form of polynomial dependencies, and can be used in further research on the economic efficiency of proposed power plant.

Keywords: hydrogen, gas turbine plants, energy storage, power generation, energy efficiency

For citation: Sednin V. A., Sednin A. V., Matsyavin A. A. (2023) Analysis of Hydrogen Use in Gas Turbine Plants. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 158–168. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-158-168>

Возможность использования водорода в газотурбинных установках

В. А. Седнин¹⁾, А. В. Седнин¹⁾, А. А. Матявин¹⁾

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

Реферат. Повышение эффективности энергетических систем требует развития их аккумулирующих способностей, оптимизации управления режимами работы и улучшения маневренности генерирующего оборудования. В настоящее время применяются различные

Адрес для переписки

Седнин Алексей Владимирович
Белорусский национальный
технический университет
просп. Независимости, 65
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Address for correspondence

Sednin Alexei V.
Belarusian National
Technical University
65, Nezavistimosti Ave.
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

технические решения для аккумулирования электрической энергии. Представлены результаты литературного обзора с анализом различных способов аккумулирования энергии, рассмотрены их преимущества и недостатки. Одним из перспективных направлений является использование возможностей водородной энергетики, а именно создание энергетических комплексов, позволяющих получать водород методом электролиза воды и далее применять его для покрытия пиковых нагрузок. Рассмотрены различные схемы энергетических блоков с сжиганием водорода и использованием паровых и газовых турбин с давлением водяного пара до 35 МПа и температурой 1500–1700 °С. Для проведения исследований синтезирована схема энергетической установки по варианту электроэнергия – водород – электроэнергия, включающая силовой блок, блоки генерации водорода и подготовки водорода и кислорода к сжиганию. Функцию генератора водорода и кислорода выполнял электролизер атмосферного типа. Для предложенной схемы выполнена параметрическая оптимизация, где в качестве критерия применялся коэффициент эффективности процесса аккумулирования, а в качестве управляемых переменных – температура пара за камерой сгорания, степень сжатия в компрессоре водорода и кислорода, а также удельные затраты электроэнергии на привод электролизера. Полученные результаты численного эксперимента аппроксимированы в виде полиномиальных зависимостей и могут быть использованы в дальнейших исследованиях экономической эффективности рассмотренной энергетической установки.

Ключевые слова: водород, газотурбинные установки, системы аккумулирования энергии, производство электроэнергии, энергоэффективность

Для цитирования: Седнин, В. А. Возможность использования водорода в газотурбинных установках / В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. А. Матявин // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 158–168. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-158-168>

Introduction

Improvement of the efficiency of modern power systems requires the development of storage technologies, optimization of operation modes, and increased flexibility to reduce the imbalance between the demand and supply of electricity through the wide introduction of variable renewable energy sources [1–5]. Various studies [6–8] show that the rapidly increasing of renewable installed capacities force the studies to improve the flexibility of power systems.

Figure 1 shows electricity production by all sources during the last decades. The growth of renewables is clearly seen during the last 5–10 years.

For power systems with a high share of combined heat and power plants and nuclear power plants the problem of power system flexibility planning is also acute.

O. Babatunde et al. showed that both large and small-scale energy storage systems attract interest in researching and further implementation [7].

Power plants that can quickly be started up when a power imbalance arises usually provide flexible generation. It is evident that increasing the share of renewable energy sources on the grid is fast transforming the power system sector and operational complexities of the power system network.

Various electricity storage systems can contribute achieving the following goals [9–12]: to balance the energy production and consumption; to reduce the total installed capacity of the power system; to increase the efficiency of energy use.

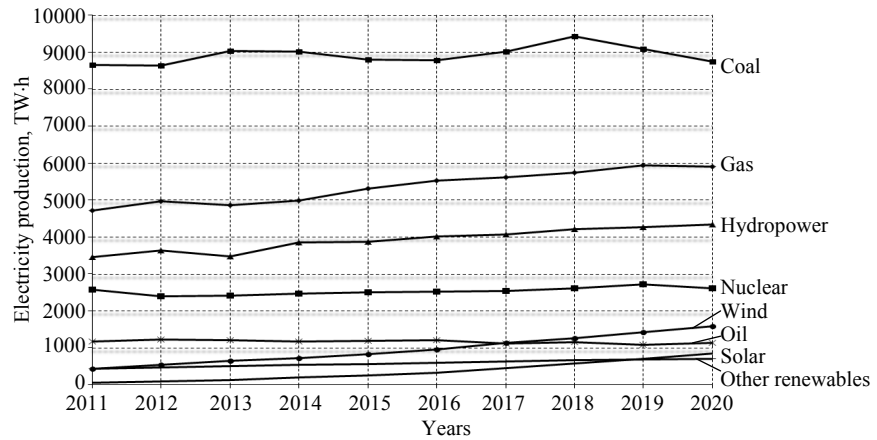


Fig. 1. Electricity production in world by source [9]

Today different types of storage systems are used. Figure 2 shows compares different storage technologies in terms of charge/discharge period and storage capacity [1].

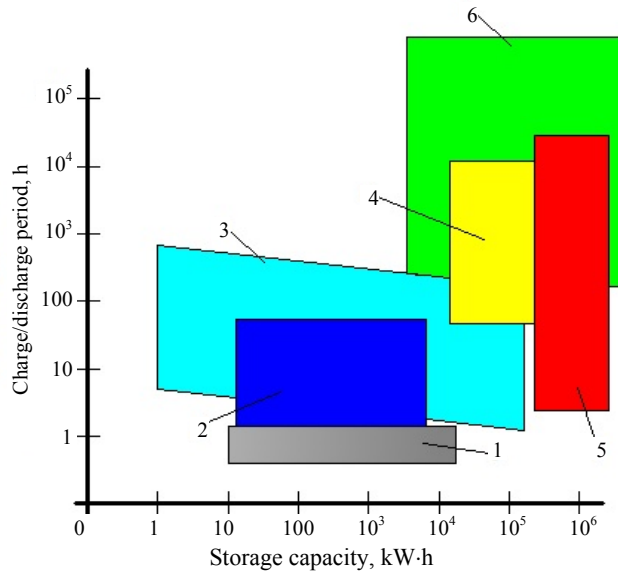


Fig. 2. Charge/discharge period and storage capacity of different electricity storage systems:
1 – fly wheels; 2 – batteries; 3 – compressed air energy storage; 4 – pumped hydro storage;
5 – hydrogen system; 6 – synthetic natural gas

Stationary Battery Energy Storage facility consists of a battery, a Power Conversion System to convert alternating current to direct current, when necessary, and the “balance of plant”, which is used to support and operate the system. The existing storage systems based on batteries consist of cells that are integrated into battery modules, which are installed in standard racks in a specialized container to create an integrated battery system.

Behabtu et al. showed that the total installed electrochemical energy storage capacity is about 9.6 GW, and predominantly consists of Li-ion batteries

(installed capacity of 8.5 GW) [13]. Very fast response rates (a fraction of a second) make Li-ion batteries good candidates for grid balancing services [14].

As described in [15], commercial application of Li-ion batteries electricity is growing rapidly. Also, there is a tendency for the cost reduction. According to the reviews of research storage systems based on Li-ion batteries are still limited in capacity and cycle charging.

Compressed air energy storage (CAES) systems use compressed air for power generation. CAES can operate with additional fuel consumption to enhance efficiency. Cost of electricity storage varies from 0.1 to 0.3 USD/(kW·h). It is worth mentioning that only two plants are under operation now with electricity to electricity efficiency of 42 and 54 %, respectively. According to [1, 15], there are limited places that are feasible for CAES to be built. The future competitiveness of CAES is based on the implementation of adiabatic systems with an efficiency of about 70 %.

Pumped hydro storage (PHS) is the most widespread power storage technology with an installed capacity of about 100 GW. The efficiency of PHS is in the range of 70 to 80 % and depends on the availability of height between two storage basins. There are also environmental restrictions that impede the introduction of new PHS. PHS is a well-known technology and new research is head to enhance the efficiency, to use underground storage like flooded mine shafts or other cavities [15].

Chemical energy storage. As defined in [13], the technologies for a long power discharge period are required. Chemical energy storage could be one of the promising solutions. In such systems, the excess of electricity is used to produce intermediate medium, store it and then produce the electricity via different technologies.

Hydrogen is one of these media and as clean fuel, it is a subject of interest for many research institutions [16]. Hydrogen would be produced from water by an electrolysis process powered by excess renewable or nuclear energy. The system layer for a chemical energy storage system encompasses hydrogen production, transmission and storage, and power production using hydrogen. As described in [17], hydrogen can be directly used as a fuel in gas turbines or converted to methane, synthesis gas, liquid fuels, or chemicals. During periods of undersupply, hydrogen could be drawn from storage and used as a fuel to produce power through either a gas turbine or a stationary fuel cell [18, 19].

There are several ways to use hydrogen as fuel for gas turbines. The existing natural gas-fired gas turbines can operate with a blend of hydrogen and natural gas. Turbine combustion systems are limited in the amount of hydrogen they can burn. The list of commercial initiatives of gas turbines manufactories to develop a new modern combustion system firing 100 % hydrogen is described in [20].

The second direction is to use stoichiometric combustion of hydrogen and oxygen mixture. Such combustion does not cause any NO_x or CO₂ emissions and could lead to 60 % efficiency achievement.

The possibility of using a hydrogen energy complex with nuclear steam turbines to produce hydrogen via electrolyze during nighttime periods was consi-

dered in [21]. In the daytime, the authors propose to burn hydrogen and use it directly in the existing or additionally installed steam turbine to produce peak power [22].

Theoretical evidence for the large-scale installations with a hydrogen-oxygen gas-turbine unit is well-known. Various cycles (Fig. 3) for the hydrogen combustion turbine system with high thermal efficiency were described in [23].

Figure 3a shows the cycle proposed by Toshiba Co in 1999, based on the Rankine cycle, and consists of four turbine parts and two combustors with H_2 - O_2 combustion in a steam flow. The regeneration heat exchanger is placed before low-pressure part. Analysis of the Toshiba cycle shows the paired values of pressure and temperature ($T_{\max} = 1700^\circ\text{C}$, $p = 7.3\text{ MPa}$, and $p_{\max} = 34.3\text{ MPa}$, $T = 876^\circ\text{C}$) allowing to obtain maximal overall thermal efficiency of 58.3 %.

Figure 3b shows the cycle proposed by Westinghouse Electric Co (1998). The concept is based on the Rankine cycle and consists of two H_2 - O_2 combustors and three turbine parts. As compared with the Toshiba cycle, there is no high-pressure turbine part and the Westinghouse cycle can be as a new Rankine cycle with one reheating stage classified. Additional H_2 - O_2 combustor provides the second reheat of steam. Analysis of this cycle also shows the paired values of pressure and temperature ($T_{\max} = 1700^\circ\text{C}$, $p = 25.0\text{ MPa}$, and $p_{\max} = 27.7\text{ MPa}$, $T = 517^\circ\text{C}$) allowing to obtain maximal overall thermal efficiency at 60.6 %.

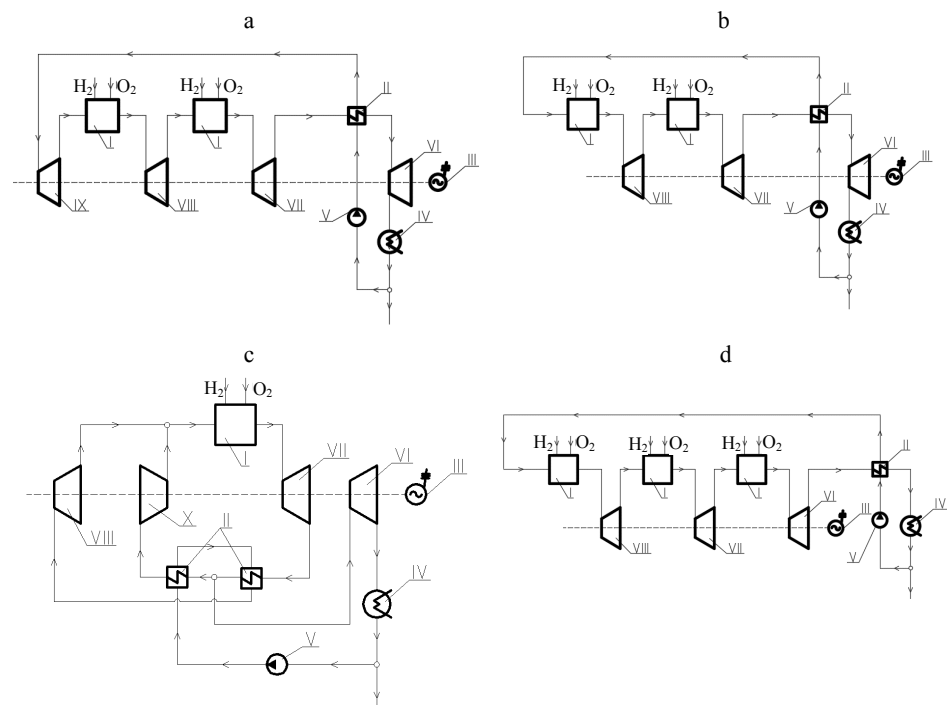


Fig. 3. Cycle diagrams of hydrogen turbines: a – Toshiba; b – Westinghouse; c – Graz; d – modified Rankine cycle; I – combustion chamber; II – heat exchanger; III – generator set; IV – condenser; V – pump; VI – high pressure turbine (HPT); VII – intermediate pressure turbine (IPT); VIII – second stage HPT; IX – first stage HPT; X – compressor

Figure 3c shows the Graz cycle originally proposed by prof. Hebert Jericha, which combines Brayton and Rankine systems and consists of one combustor, three turbine parts, heat recovery steam generator, condensing part, and compressor [23]. The top cycle is the Brayton cycle with high parameters and the bottom cycle is the Rankine cycle with low parameters. An increase in efficiency for this cycle is achieved due to a significant decrease in compression work. Analysis of the Graz cycle shows the paired values of pressure and temperature ($T_{\max} = 1700\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 5.0\text{ MPa}$, and $p_{\max} = 35\text{ MPa}$, $T = 650\text{ }^{\circ}\text{C}$) allowing to obtain maximal overall thermal efficiency of 58.0 %.

Figure 3d shows the modified Rankine cycle. Contrary to other cycles, $\text{H}_2\text{-O}_2$ combustor is located above the first stage of HPT. Heat recovery steam generator is located between the last turbine part and condenser. Analysis of this cycle shows the paired values of pressure and temperature ($T_{\max} = 1700\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 25.0\text{ MPa}$, and $p_{\max} = 27.7\text{ MPa}$, $T = 463\text{ }^{\circ}\text{C}$) allowing to obtain the maximal overall thermal efficiency of 64.7 %. It is worth mentioning that all these cycles were proposed to increase the steam temperature at the turbine inlet up to $1700\text{ }^{\circ}\text{C}$ with corresponding pressure of 35 MPa which is technically unattainable at present.

The studies also did not consider the units for the hydrogen and oxygen production and preparation for combustion.

Materials and methods

This paper considers a part of the chemical energy storage system including hydrogen production by electrolysis and power production using hydrogen. The hydrogen and oxygen are produced through an atmospheric-type electrolyzer. The power plant scheme is shown in Fig. 4 with two-stage hydrogen-fired gas turbine.

Water under atmospheric pressure 21 is delivered to electrolyser I where split into oxygen and hydrogen with the help of electricity 24. The produced hydrogen 1 and oxygen 2 are compressed II, III and taken 3, 4 to the combustion chamber IV. For lowering temperature after combustor to $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$ the preliminary heated water 20 is injected in the combustion chamber.

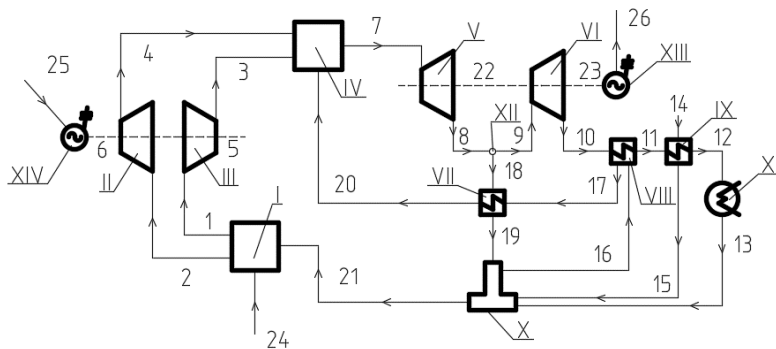


Fig. 4. Basic P&I diagram of plant cycle: I – electrolyser; II – oxygen compressor; III – hydrogen compressor; IV – combustion chamber; V – HPT; VI – IPT; VII, VIII, IX – heat-exchangers; X – atmospheric deaerator; XI – condenser; XII – flow separation point; XIII – generators; XIV – electric drive

Steam flow 7 is expanded in the HPT V, then 18 parted 9 to the IPT 22 and regeneration heat exchangers 18. The steam leaving the turbine 10 has high temperature and goes through heat recovery heat exchangers VIII, IX before exhausted 12 to a condenser XI. The condensate 13 from the condenser is fed to atmospheric deaerator X for closing the cycle. Heat recovery heat exchangers VIII, IX is used for heating make-up water 14, 15 and water after deaerator 16, 17 that used for injection in the combustion chamber 20.

In the proposed cycle hydrogen combustion with surplus oxygen was assumed. Water injection in combustion chamber helps to maintain stable hydrogen burning [24]. Thermodynamic model for proposed cycle has been created to analyse the efficiency. For this purpose, the authors used Visual Basic Application for Microsoft Excel. Further shortcut balance equations set for proposed cycle are shown. Thermodynamically properties according to [25] are considered.

The following balance equations are used:

$$\left\{ \begin{array}{l} G_{21}h_{16} + N_{24}\eta_I = G_1h_1 + G_2h_2; \\ G_{21} = G_1 + G_2; \\ G_2h_2 + N_6\eta_{II} = G_2h_4; \\ G_1h_1 + N_5\eta_{III} = G_1h_4; \\ G_{16}h_{20} + G_2h_4\eta_{IV} + G_1h_3 = G_7h_7; \\ G_{16} + G_2 + G_1 = G_7; \\ G_7h_7\eta_V = N_{22} + G_7h_8; \\ G_9h_8\eta_{VI} = N_{23} + G_9h_{10}; \\ G_{18}h_8\eta_{VII} - G_{18}h_{19} = G_{16}h_{20} - G_{16}h_{17}; \\ G_9h_{10}\eta_{VIII} - G_9h_{11} = G_{16}h_{17} - G_{16}h_{16}; \\ G_9h_{11}\eta_{IX} - G_9h_{12} = G_{14}h_{15} - G_{14}h_{14}; \\ G_{18}h_{19}\eta_X + G_{13}h_{13} + G_{14}h_{15} = G_{16}h_{16} - G_{21}h_{16}; \\ G_{13} = G_9 - G_{14}; \\ G_{12}h_{12} - Q = G_{13}h_{13}; \\ G_8h_8 = G_{18}h_8 + G_9h_8; \\ (N_{22} + N_{23})\eta_{XIII} = N_t; \\ \frac{(N_5 + N_6)}{\eta_{XIV}} = N_k, \end{array} \right.$$

where G_1, G_2 are hydrogen, oxygen flow rates; $G_7, G_8, G_9, G_{12}, G_{18}$ are steam flow rates; $G_{13}, G_{14}, G_{16}, G_{21}$ are water flow rates; h_1, h_2, h_3, h_4 are hydrogen, oxygen enthalpies; $h_7, h_8, h_{10}, h_{11}, h_{12}, h_{16}, h_{17}, h_{19}, h_{20}$ are steam enthalpies; h_{13}, h_{14}, h_{15} are water enthalpies; N_5, N_6 are adiabatic power consumption of hydrogen

and oxygen compressors; N_{22} , N_{23} are adiabatic gas turbines power output; N_{24} is electrolysis power consumption; N_t is net gas turbine power output; N_k is net power consumption of compressors; η is loss index.

Based on the developed mathematical model, a numerical experiment was carried out for the parametric optimization of the proposed cycle.

The storage efficiency factor (SEF) was chosen for cycle optimization and can be defined as

$$SEF = \frac{N_{el}}{N_i} 100 \%, \quad (1)$$

where N_{el} is power consumption for electrolysis process; N_i is power of gas turbine.

Results

Through simulation studies in cycle parameters variations the change of storage efficiency factor has been observed. Parametric optimization was carried out while turbine inlet temperature varied from 1000 to 1500 °C, pressure ratio R_p of oxygen and hydrogen compressors varied from 5 to 30, specific power consumption for electrolysis process varied from 3.6 to 4,1 kW·h/m³.

Figures 5, 6 show SEF as a function of the turbine inlet temperature and compression ratio. These results indicate that SEF vary from 35 to 45 %.

The obtained data of the numerical calculation were approximated by the second order polynomials regressions. The dependence of the SEF on the turbine inlet temperature has almost a linear form (Fig. 5), which is determined by the degree of the coefficient at x^2 . The coefficient of determination for the approximating polynomial approaches (1), which indicates almost complete coincidence of the dependence and the approximating equation.

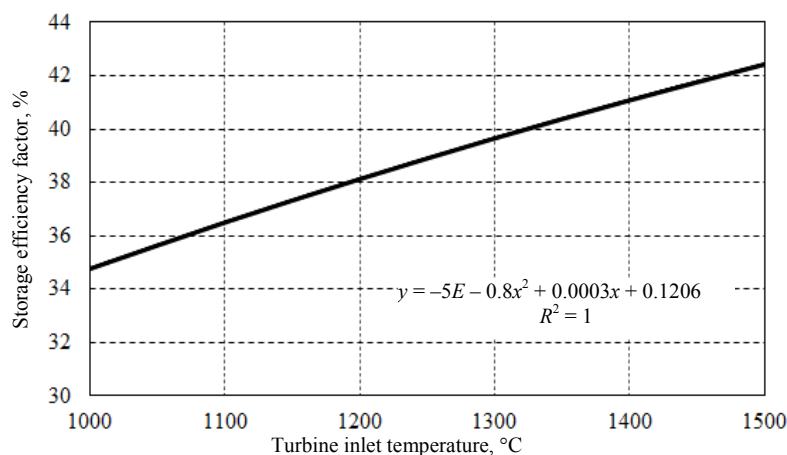


Fig. 5. Storage efficiency factor as a function of the turbine inlet temperature

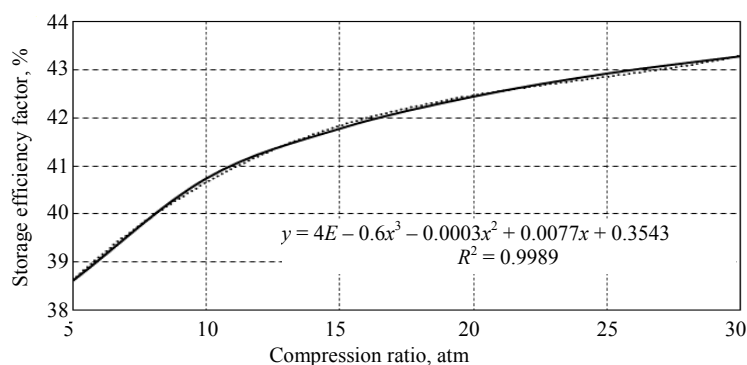


Fig. 6. The relationship between the storage efficiency factor and the compression ratio

It is possible to increase the SEF value using high-pressure electrolyzers, as well as electrolyzers using a vapor medium as a source for oxygen and hydrogen. The influence of the SEF from the power consumption on the electrolyzer drive is shown in Fig. 7. The approximating dependence also has an almost linear form, which is determined by the small value of the coefficient at x^2 .

Figure 8 shows SEF as a function of turbine inlet temperature and compression ratio R_p .

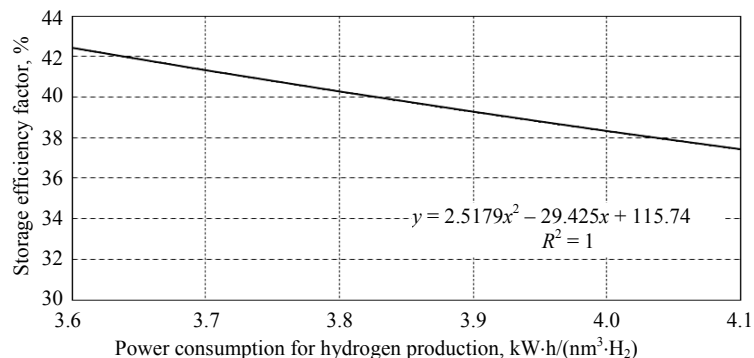


Fig. 7. The relationship between the storage efficiency factor and the power consumption

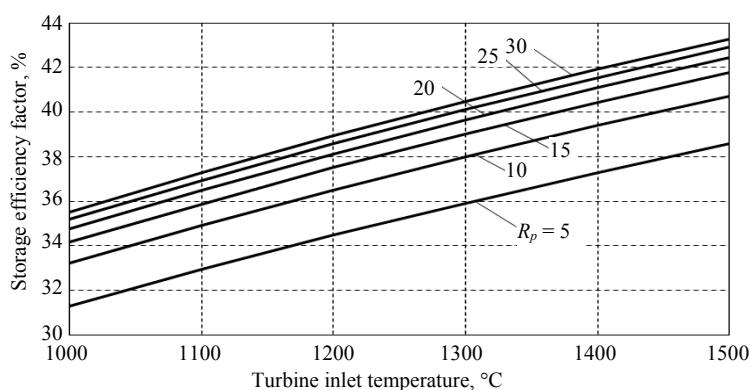


Fig. 8. The storage efficiency factor as a function of turbine inlet temperature and compression ratio

Obviously, with an increase of compressors pressure ratio, SEF will increase, while the effect will be decaying. In the case of gas turbine operation on hydrogen, an increase in the SEF is also seen, but the extremum was reached at 30 atm, and a further increase in pressure was not considered.

Increase of turbine inlet temperature also leads to SEF increase. The extremum of the function in this case will correspond to the maximum temperature.

CONCLUSIONS

1. Currently, a lot of research efforts are focused on energy storage solutions development, including both large- and small-scale systems. In this paper, a part of the chemical energy storage system including hydrogen production by electrolysis and power production using hydrogen was investigated.

2. Through simulation studies in cycle parameters variations, the change of storage efficiency factor was observed. Parametric optimization was carried out while turbine inlet temperature varies from 1000 to 1500 °C, the pressure ratio of oxygen and hydrogen compressors varies from 5 to 30, specific power consumption for electrolysis process varies from 3.6 to 4.1 kW·h/m³. The storage efficiency factor was chosen for cycle optimization. These results indicate that storage efficiency factor varies from 35 to 45 %.

3. The obtained results of the numerical experiment were approximated in the form of polynomial regressions and can be used in further research of hydrogen gas turbine cycles.

REFERENCES

1. Schaaf T., Grünig J., Schuster M. R., Rothenfluh T., Orth A. (2014) Methanation of CO₂ – Storage of Renewable Energy in a Gas Distribution System. *Energy, Sustainability and Society* 4 (2), <https://doi.org/10.1186/s13705-014-0029-1>.
2. da Silva Veras T., Mozer T. S., da Costa Rubim Messeder dos Santos D., da Silva César A. (2017) Hydrogen: Trends, Production and Characterization of the Main Process Worldwide. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (4), 2018–2033. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.219>.
3. Zhang S., Zhu Z., Li Y. (2021) A Critical Review of Data-Driven Transient Stability Assessment of Power Systems: Principles, Prospects and Challenges. *Energies*, 14 (21), 7238. <https://doi.org/10.3390/en14217238>.
4. Luo J., Zou Y., Bu S., Karaagac U. (2021) Converter-Driven Stability Analysis of Power Systems Integrated with Hybrid Renewable Energy Sources. *Energies*, 14 (14), 4290. <https://doi.org/10.3390/en14144290>.
5. Bezhan A. V. (2022) Efficiency Estimation of Constructing of Wind Power Plant for the Heat Supply Needs. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (4), 366–380. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-366-380> (in Russian).
6. Babatunde O. M., Munda J. L., Hamam Y. (2020) Power System Flexibility: A Review. *Energy Reports*, 6 (2), 101–106. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.048>.
7. Zarco-Soto F. J., Zarco-Periñán P. J., Martínez-Ramos J. L. (2021) Centralized Control of Distribution Networks with High Penetration of Renewable Energies. *Energies*, 14 (14), 4283. <https://doi.org/10.3390/en14144283>.
8. Szablicki M., Rzepka P., Halinka A. (2021) Simulation Verification of Overcurrent Protection Operation in Power Networks Integrating Renewable Energy Sources in Energy Communities. *Energies*, 14 (8), 2193. <https://doi.org/10.3390/en14082193>.

9. Electricity Production by Source, World. *Our World in Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked> (accessed 27 February 2023).
10. *Electricity Storage Technology Review. Prepared for U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy. June 30, 2020*. Available at: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20Report.pdf> (accessed 27 February 2023).
11. Schröter T., Richter A., Götze J., Naumann A., Gronau J., Wolter M. (2020) Substation Related Forecasts of Electrical Energy Storage Systems: Transmission System Operator Requirements. *Energies*, 13 (23), 6207. <https://doi.org/10.3390/en13236207>.
12. Frate G. F., Ferrari L., Desideri U. (2020) Rankine Carnot Batteries with the Integration of Thermal Energy Sources: A Review. *Energies*, 13 (18), 4766. <https://doi.org/10.3390/en13184766>.
13. Behabtu H. A., Messagie M., Coosemans T., Berecibar M., Fante K. A., Kebede A. A., Van Mierlo J. (2020) A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. *Sustainability*, 12 (24), 10511. <https://doi.org/10.3390/su122410511>.
14. Hernandez D. D., Gençer E. (2021) Techno-Economic Analysis of Balancing California's Power System on a Seasonal Basis: Hydrogen vs. Lithium-Ion Batteries. *Applied Energy*, 300, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117314>.
15. *Technology Data. Energy Storage*. Available at: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf (accessed 27 February 2023).
16. Sednin V. A., Ivanchikov E. O., Kaliy V. A., Martinchuk A. Y. (2022) Energy-and-Technology Installation Based on a Rolling Mill Heating Furnace with the Option of Hydrogen Production. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (2), 127–142. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-127-142> (in Russian).
17. Wulf C., Linssen J., Zapp P. (2018) Chapter 9 – Power-to-Gas-Concepts, Demonstration, and Prospects. *Hydrogen Supply Chain: Design, Deployment and Operation*. Academic Press, 309–345. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811197-0.00009-9>.
18. Chiesa P., Lozza G., Mazzocchi L. (2005) Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 127 (1), 73–80. <https://doi.org/10.1115/1.1787513>.
19. Ditaranto M., Heggset T., Berstad D. (2020) Concept of Hydrogen Fired Gas Turbine Cycle with Exhaust Gas Recirculation: Assessment of Process Performance. *Energy*, 192 (1), <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116646>.
20. Du Toit M. H., Avdeenkov A. V., Bessarabov D. (2018) Reviewing H₂ Combustion: A Case Study for Non-Fuel-Cell Power Systems and Safety in Passive Autocatalytic Recombiners. *Energy and Fuels*, 32 (6), 6401–6422. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00724>.
21. Aminov R. Z., Bairamov A. N., Garievskii M. V. (2020) Estimating the System Efficiency of the Multifunctional Hydrogen Complex at Nuclear Power Plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (29), 14614–14624. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.187>.
22. Aminov R. Z., Bairamov A. N., Garievskii M. V. (2019) Assessment of the Performance of a Nuclear-Hydrogen Power Generation System. *Thermal Engineering*, 66, 196–209. <https://doi.org/10.1134/S0040601519030017>.
23. Milewski J., Badyda K., Miller A. (2012) Gas Turbines in Unconventional Applications. Volkov K. (ed.). *Efficiency, Performance and Robustness of Gas Turbines*, 121–164. <https://doi.org/10.5772/37321>.
24. Jericha H. (1987) Efficient Steam Cycles with Internal Combustion of Hydrogen and Stoichiometric Oxygen for Turbines and Piston Engines. *International Journal of Hydrogen Energy*, 12 (5), 345–354. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(87\)90060-7](https://doi.org/10.1016/0360-3199(87)90060-7).
25. *Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use*. Available at: <http://tw.t.mpei.ac.ru/mcs/worksheets/iapws/IAPWS95.xmcd> (accessed 27 February 2023).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-169-185>

УДК 338.28

Анализ энергетического комплекса стран – участниц ЕАЭС и формирование групп-технологий его цифровизации

М. И. Русецкая¹⁾, Т. Ф. Манцера²⁾, Е. П. Корсак²⁾

¹⁾ОАО «Белгорхимпром» (Минск, Республика Беларусь),

²⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. В связи с нарастающей интернационализацией стран – участниц Евразийского экономического союза (ЕАЭС) предполагается создание общего рынка энергоресурсов и электроэнергетического рынка. Для обеспечения надежного функционирования энергосистем отдельных государств союза и их общего энергорынка необходимо повышать энергоэффективность и снижать издержки на каждом этапе производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии с помощью оптимизации процессов в отрасли посредством внедрения цифровых технологий. Цель данной работы – проанализировать электроэнергетические комплексы стран-участниц, рассмотреть групп-технологии цифровизации данной отрасли, сформировать алгоритм их классификации и на его основе создать саму классификацию. В статье дан обзор в динамике основных экономических показателей стран союза и основных показателей их электроэнергетических отраслей, исследованы структура производства электроэнергии, топливно-энергетический баланс, средние цены на электроэнергию, общее потребление электроэнергии по секторам. Проанализирован импортно-экспортный потенциал, а также уровень потерь электроэнергии в сетях. Произведена интерпретация цифровых технологий электроэнергетического комплекса в разрезе существующих групп-технологий цифровизации, выделены компоненты взаимосвязи цифровых технологий, разработана их классификация по стадиям производства. Выдвинуты рекомендации по дальнейшему использованию классификации для формирования индикативной системы оценки уровня цифровизации электроэнергетического комплекса. Сделан вывод о том, что цифровизация электроэнергетической системы с технической стороны повышает энергобезопасность государства и конкурентоспособность энергосистемы на мировом рынке, а с экономической – способствует снижению затрат на всех этапах технологического цикла.

Ключевые слова: установленная мощность, выработка, структура производства, потребление, потери, единый рынок электроэнергии, единый рынок энергоресурсов, цифровизация, технологический цикл, интернет вещей, искусственный интеллект, система распределенного реестра, виртуальная и дополненная реальность, поддерживающие функции и технологии

Для цитирования: Русецкая, М. И. Анализ энергетического комплекса стран – участниц ЕАЭС и формирование групп-технологий его цифровизации / М. И. Русецкая, Т. Ф. Манцера, Е. П. Корсак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 169–185. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-169-185>

Адрес для переписки

Русецкая Мария Игоревна
ОАО «Белгорхимпром»
просп. Машерова, 17,
220029, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 29 373-74-37
marirusetskaya03@gmail.com

Address for correspondence

Rusetskaya Maria I.
JSC “Belgorkhimprom”
17, Masherova Ave.,
220029, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 29 373-74-37
marirusetskaya03@gmail.com

Analysis of the Energy Complex Member of the EAEU Countries and the Formation of Groups-Technologies of its Digitalization

M. I. Rusetskaya¹⁾, T. F. Manceroва²⁾, E. P. Korsak²⁾

¹⁾JSC “Belgorkhimprom” (Minsk, Republic of Belarus),

²⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. Due to the increasing internationalization of the member countries of the Eurasian Economic Union (EAEU), it is planned to create a common energy market and an electric energy market. To ensure the reliable functioning of the energy systems of individual states of the Union and their common energy market, it is necessary to increase energy efficiency and reduce costs at each stage of production, transmission, distribution and sale of electricity by optimizing processes in the industry through the introduction of digital technologies. The purpose of this work is to analyze the electric power complexes of the EAEU member states and to consider groups of digitalization technologies of industries in the context of the electric power industry, to form an algorithm for creating a classification of digitalization technologies of the electric power industry and on the basis of the latter to create the classification itself. The article provides an overview of the dynamics of the main economic indicators of the Union countries and the main indicators of their electric power industries, examines the structure of electricity production, energy portfolio, average electricity prices, total electricity consumption by sector. The import-export potential and the level of electricity losses in the networks have been analyzed. The interpretation of digital technologies of the electric power complex in the context of existing groups-digitalization technologies was made, the components of the interconnection of digital technologies were identified; the classification of the above components by production stages has been developed. Recommendations on the further use of the classification for the formation of an indicative system for assessing the level of digitalization of the electric power complex are put forward. It is concluded that digitalization of the electric power system on the technical side increases the energy security of the state and the competitiveness of the energy system on the world market, and on the economic side it helps to reduce costs at all stages of the entire technological cycle.

Keywords: installed capacity, generation, production structure, consumption, losses, united electricity market, united energy market, digitalization, technological cycle, Internet of things, artificial intelligence, distributed registry system, virtual and augmented reality, supporting functions and technologies

For citation: Rusetskaya M. I., Manceroва T. F., Korsak E. P. (2023) Analysis of the Energy Complex Member of the EAEU Countries and the Formation of Groups-Technologies of its Digitalization. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 169–185. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-169-185>

Введение

Интеграционное объединение соседних стран позволяет выйти на глобальные рынки сбыта, обеспечить бесперебойность поставок товаров и снижение издержек на всех этапах производства. Сотрудничество Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики и Российской Федерации в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС) обусловлено территориальными и историческими факторами, а также схожим уровнем социально-экономического развития (табл. 1) [1–6].

Таблица 1

Основные социально-экономические показатели**The main socio-economic indicators**

Показатель	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия
Площадь, тыс. км ²	30	208	2700	300	17125
Численность населения, млн чел.	2,963	9,393	18,750	6,592	144,100
Валовой внутренний продукт на душу населения, дол.	4267,45	6411,23	9055,75	1173,61	10126,72
Индекс человеческого развития	0,776	0,823	0,825	0,697	0,824
Уровень безработицы, %	14,8	3,9	4,9	2,9	3,9

Во всех анализируемых государствах в постсоветское время изменились организационная и технологическая составляющие электроэнергетической отрасли. Ввиду отсутствия общих стандартов и центров координации были сформированы свои модели управления электроэнергетической отраслью (табл. 2). Энергосистемы стран – участниц ЕАЭС, за исключением Кыргызстана, на данный момент являются избыточными. При этом в Беларуси ведется строительство первой АЭС, а в Армении к 2026 г. ожидается вывод из эксплуатации второго блока АЭС, что приведет к дефицитности энергосистемы.

Таблица 2

Основные показатели электроэнергетической отрасли (2021 г.)**Key indicators of the electric power industry (2021)**

Показатель	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	ЕАЭС
Установленная мощность	3,4	10,1	22,9	3,9	252,03	292,3
Выработка, млрд кВт·ч	7,6	40,3	106,03	14,9	1096,5	1265,3
Потребление, млрд кВт·ч	6,6	37,9	105,2	14,9	1075,2	1239,8

Основная часть

Анализ структуры производства электроэнергии (рис. 1) показывает следующее. В Армении оно достаточно диверсифицировано: на теплоэлектростанциях (ТЭС), работающих на газу, вырабатывается 40,26 % электроэнергии, АЭС – 36,36 %, гидроэлектростанциях (ГЭС выше 25 МВт) – 11,69 %, солнечных (СЭВ), ветряных (ВЭС) электростанциях и ГЭС до 25 МВт – 11,69 %. В Беларуси практически вся электроэнергия производится на ТЭС (97,17 % на 01.01.2020), работающих на газу. В январе 2021 г. первый блок БелАЭС выведен на номинальный уровень мощности, ведется строительство второго энергоблока. В Казахстане производство электроэнергии осуществляется в основном на ТЭС (83,78 %), работающих на угле, а также на ГЭС (11,59 %). В Кыргызстане высоким потенциалом обладают водные ресурсы, в связи с этим основное производство электроэнергии осуществляется на ГЭС (81,03 %), ТЭС принадлежит около 19 %. В Российской Федерации преобладающая доля производства электроэнергии принадлежит ТЭС (59,27 %), АЭС (20,60 %) и ГЭС (19,81 %), наименьший процент производства приходится на СЭС (3,44 %) и ВЭС (0,13 %).

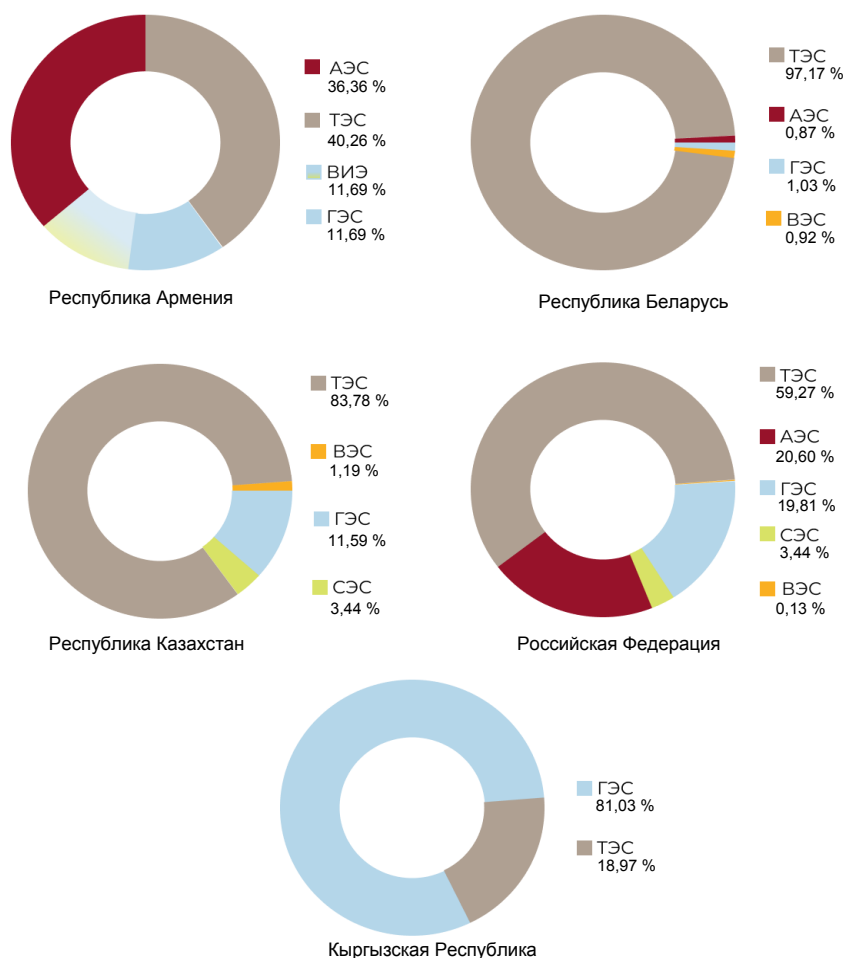


Рис. 1. Структура производства электроэнергии

Fig. 1. The structure of electricity production

Себестоимость электроэнергии определяют используемые топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) (рис. 2).

В Армении, Беларуси и России преобладает доля природного газа в производстве электроэнергии. В России, имеющей значительные запасы газа, данный фактор не оказывает существенного влияния на формирование стоимости электроэнергии; в свою очередь для Беларуси и Армении, зависящих от импортного российского газа, стоимость этого ресурса играет важную роль. В Армении не ведется добыча нефти и газа, есть залежи каменного угля (однако этот ресурс является низкосортным и может использоваться только в местных целях) и месторождения торфа. В Беларуси порядка 90 месторождений нефти, из них 2 нефтегазоконденсатных, 65 эксплуатируются, 18 законсервированы, 7 в стадии разведки, но данные месторождения покрывают только местные нужды и не могут быть использованы в промышленных масштабах.

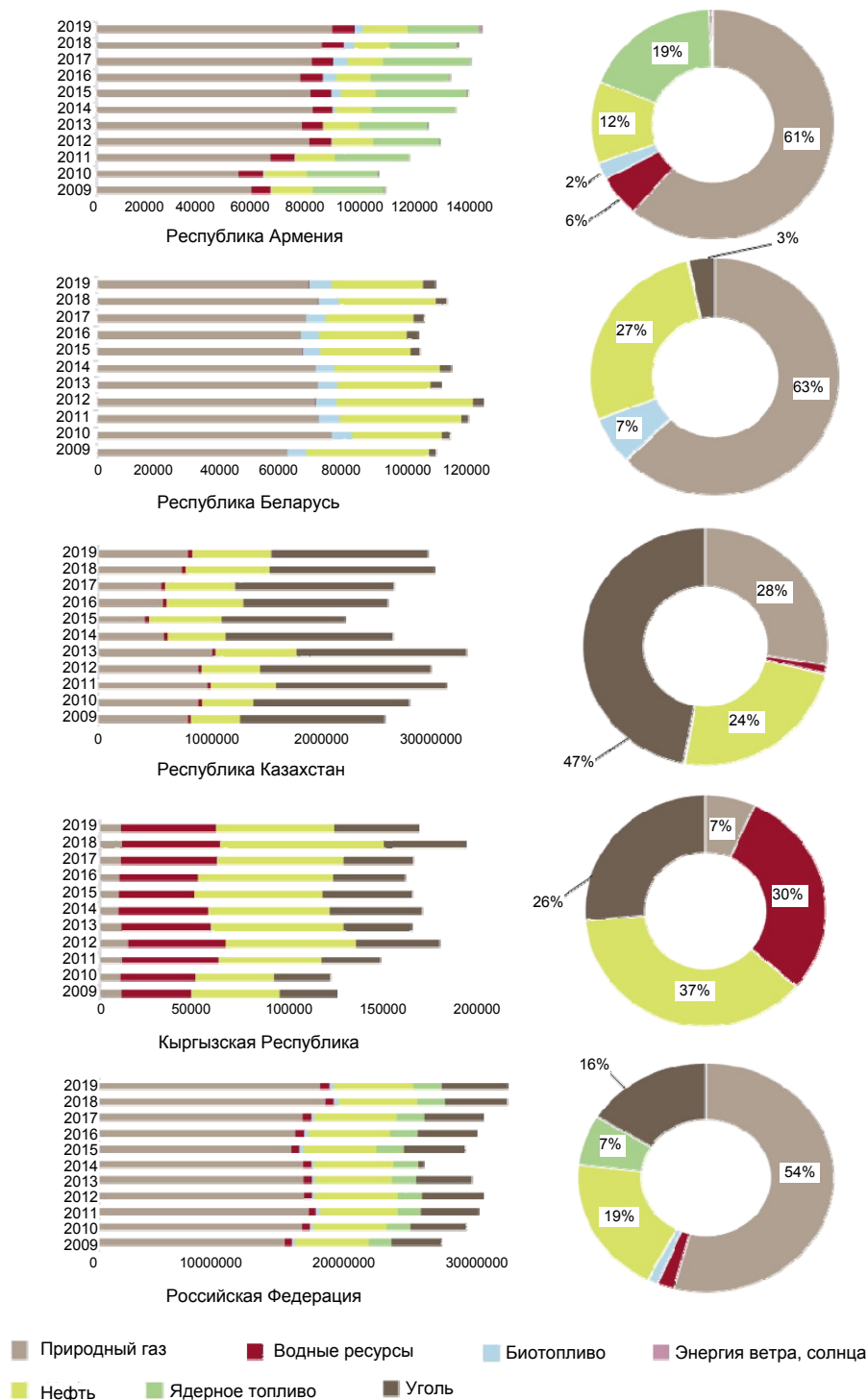


Рис. 2. Топливо-энергетический баланс, ТДж

Fig. 2. Energy portfolio, TJ

В Казахстане наблюдается меньшая зависимость от газа, его заменителем выступает добываемый в стране уголь. В Кыргызстане доля используемого природного газа наименьшая, так как имеются значительные балансовые запасы угля (1,3 млрд т) и широко применяются водные ресурсы. В целом Кыргызстан слабо обеспечен топливно-энергетическими полезными ископаемыми: запасы нефти составляют 13 млн т (ежегодная добыча 0,3 млн т), природного газа 6,5 млрд м³ (добыча 0,4 млн м³).

Россия занимает первое место в мире по запасам газа (32 % мировых запасов, 30 % мировой добычи); второе – по уровню добычи нефти (10 %); третье – по запасам угля (22 угольных бассейна, 115 месторождений, в том числе в Европейской части около 15,6 %, в Сибири 66,8 %, на Дальнем Востоке 12,9 %, на Урале 4,3 %). Таким образом, это основной экспортер ТЭР для стран – участниц ЕАЭС.

Стоимость электроэнергии определяется степенью зависимости от импорта ТЭР, наличием собственных ТЭР и уровнем развития возобновляемой энергетики (рис. 3).

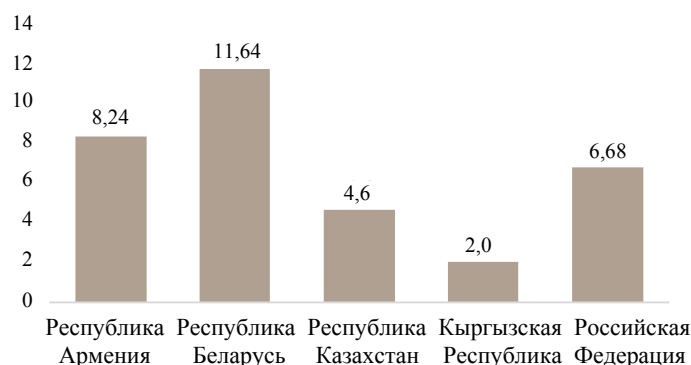


Рис. 3. Средние цены (тарифы) на электроэнергию по всем категориям потребителей, цент/(кВт·ч)

Fig. 3. Average prices (tariffs) for electricity for all categories of consumers, cent/(kW·h)

Проанализируем уровень потребления электроэнергии по секторам (рис. 4).

В Армении жилищный сектор и промышленность потребляют 33 и 27 % соответственно, коммерческие и государственные услуги 4 %, сельское и лесное хозяйство – 2 %.

В Беларуси основная доля потребления принадлежит промышленности – 43 %, что связано с энергоемкостью развитой обрабатывающей промышленности в стране; 27 % приходится на коммерческие и государственные услуги, 21 % занимает жилищный сектор.

В Казахстане промышленность потребляет 61 % электроэнергии (это самый высокий показатель среди исследуемых стран), жилищный сектор – 22 %, коммерческие и государственные услуги – 11 %.

В Кыргызстане основная часть потребляемой электроэнергии приходится на жилищный сектор – 71 %, 18 % принадлежит промышленности, 9 % – коммерческим и государственным услугам, 1 % приходится на сельское и лесное хозяйство.

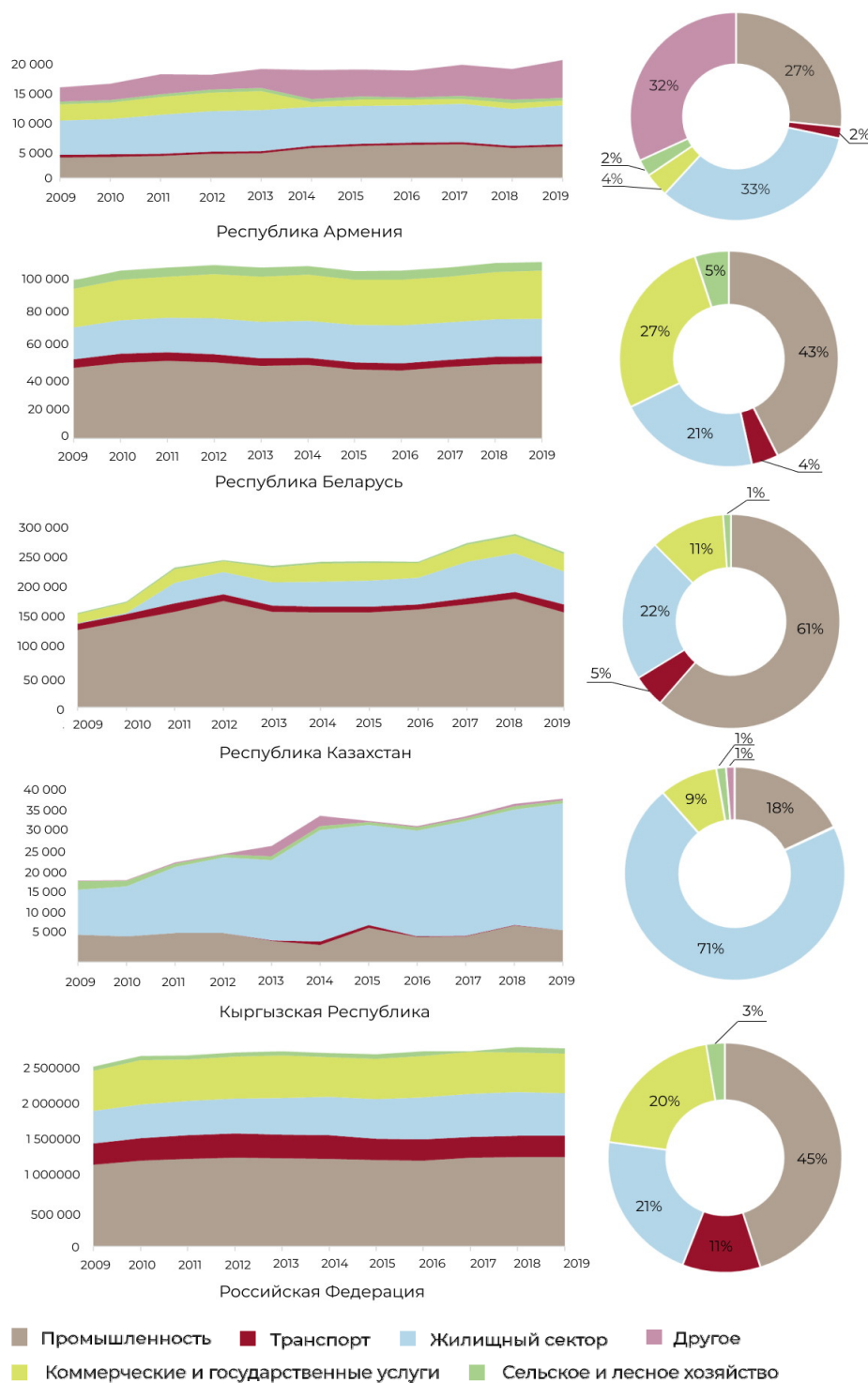


Рис. 4. Общее (конечное) потребление электроэнергии по секторам, ТДж

Fig. 4. Total (final) electricity consumption by sector, TJ

В России 45 % потребления электроэнергии принадлежит промышленному сектору, 21 % – жилищному, 20 % – коммерческим и государственным услугам.

В целом по ЕАЭС наблюдается рост потребления электроэнергии, что обусловлено увеличением доли промышленности и численности населения.

Наличие межсистемных линий электропередачи позволяет осуществлять межгосударственные перетоки электроэнергии из энергоизбыточного региона в энергодефицитный, причем не только между странами – участниками ЕАЭС, но и их соседями. Стоит отметить, что экспорт и импорт электроэнергии в Казахстане, Кыргызстане и России не превышает 1 %, в Беларуси импорт достигает 10 % от общей потребляемой электроэнергии, а в Армении экспорт составляет 10 % от выработанной электроэнергии (рис. 5).

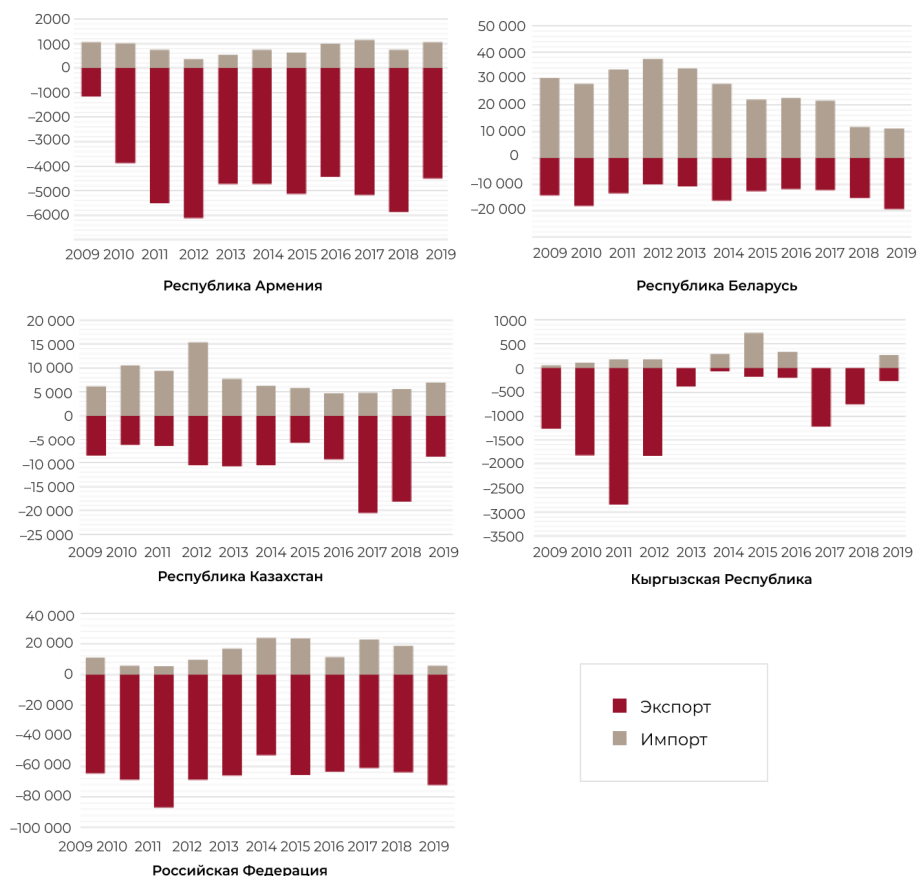


Рис. 5. Анализ экспортного и импортного потенциалов

Fig. 5. Analysis of the export and import potential

Передача электроэнергии возможна лишь в условиях синхронизации энергосистем и повышения надежности электрических сетей (рис. 6).



Рис. 6. Потери электроэнергии в сетях, %

Fig. 6. Electricity losses in the networks, %

В целом положительная тенденция снижения уровня потерь электроэнергии наблюдается во всех исследуемых государствах, за исключением Казахстана (рис. 6). Самый низкий уровень потерь зафиксирован в Беларуси (7,09 %). В Армении он составил 7,46 %, Казахстане – 9,65, России – 9,42 %. Самый высокий уровень потерь в сетях – в Кыргызстане (16,81 %).

В связи с нарастающей интернационализацией стран – участниц ЕАЭС в электроэнергетической сфере, обусловленной принятием в 2015 г. Концепции формирования общего электроэнергетического рынка Союза, предполагается создание общего рынка энергоресурсов и общего электроэнергетического рынка. Данное объединение позволит повысить эффективность использования существующих генерирующих мощностей путем уравнивания дефицитных и профицитных энергосистем, наладить торговлю электроэнергией и энергоносителями как внутри ЕАЭС, так и с соседями, а также повысить экономическую эффективность, надежность и безопасность электроэнергетического комплекса. Для обеспечения надежного функционирования энергосистем отдельных стран-участниц и общего энергорынка необходимо повышать энергоэффективность и снижать издержки на каждом этапе производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии с помощью оптимизации процессов в отрасли [7].

Ключом к интеграции рынков электроэнергии стран – участниц ЕАЭС является цифровизация электроэнергетической отрасли. Ее цель – повышение эффективности и безопасности топливно-энергетического комплекса посредством внедрения цифровых технологий в процесс производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии, а также адаптация новых бизнес-процессов в отрасли [8–10].

Задачи цифровизации: сокращение затрат с помощью автоматизации повторяющихся рутинных действий; повышение качества обслуживания;

снижение травматизма на предприятиях и трудозатрат на всем цикле жизнедеятельности отрасли; повышение гибкости электроэнергетического комплекса путем интеграции возобновляемых источников электроэнергии с дальнейшим упрощением регулирования суточного графика нагрузки.

Выделяют следующие группы цифровых технологий: интернет вещей, искусственный интеллект, системы распределенного реестра, квантовые технологии, новые производственные технологии, робототехника и сенсорики, технология виртуальной и дополненной реальности (рис. 7).

Интернет вещей представляет собой систему взаимодействия объектов (оборудования в цифровом и натуральном выражении и человека) с возможностью передачи данных по сети без необходимости связи человек – человек. В электроэнергетическом комплексе данная технология позволяет перейти от централизованной системы к распределенной.

Искусственный интеллект – это имитация человеческого мышления (поведения) с дальнейшим выполнением конкретных поставленных задач. Используется для оптимизации энергосетей путем управления потоками поставки электроэнергии во всем цикле.

Система распределенного реестра, в отличие от привычного централизованного хранения данных, позволяет применять независимые компьютеры для записи данных, общего их использования и синхронизации сделок в соответствующих электронных реестрах. Примером реализации распределенного реестра является блокчейн [11]. Для электроэнергетического комплекса можно выделить следующие технологии в рамках данной группы: цифровые платежи; сертификацию энергетических продуктов, внедрение возобновляемых источников энергии, развитие микросетей, образование единой платформы жилищно-коммунального хозяйства, оптовую торговлю электроэнергией, использование смарт-контрактов для взаимодействия с потребителем, систему векторных измерений.

Среди квантовых технологий выделяют квантовые вычисления и квантовые коммуникации. Последние обеспечивают более быструю и безопасную передачу данных, а квантовые вычисления позволяют упростить принятие стратегически важных решений в будущем, таких как строительство дополнительных блоков станций, формирование суточной нагрузки и т. д.

Новые производственные технологии – это производство элементов оборудования без физического присутствия человека при непосредственном их создании (машина создает машину). Такие технологии значительно снижают уровень брака на производстве и трудозатраты.

Робототехника и сенсорики – группа технологий по проектированию, строительству и эксплуатации роботов. В электроэнергетическом комплексе это роботизированная диагностика инфраструктуры, позволяющая упростить эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования.

К технологиям виртуальной и дополненной реальности относятся BIM-технологии и VR-тестировочные базы.

Кросс-отраслевая экосистема – это механизм координации субъектов отрасли. Выделяют следующие технологии в экосистеме: моделирование и прогнозирование параметров энергообъектов с помощью цифровых двойников, распределительную систему накопителей энергии, управление спросом и нагрузкой, защиту данных и оборудования от киберугроз, автоматизацию и стандартизацию процессов, повышение эффективности производственного персонала.

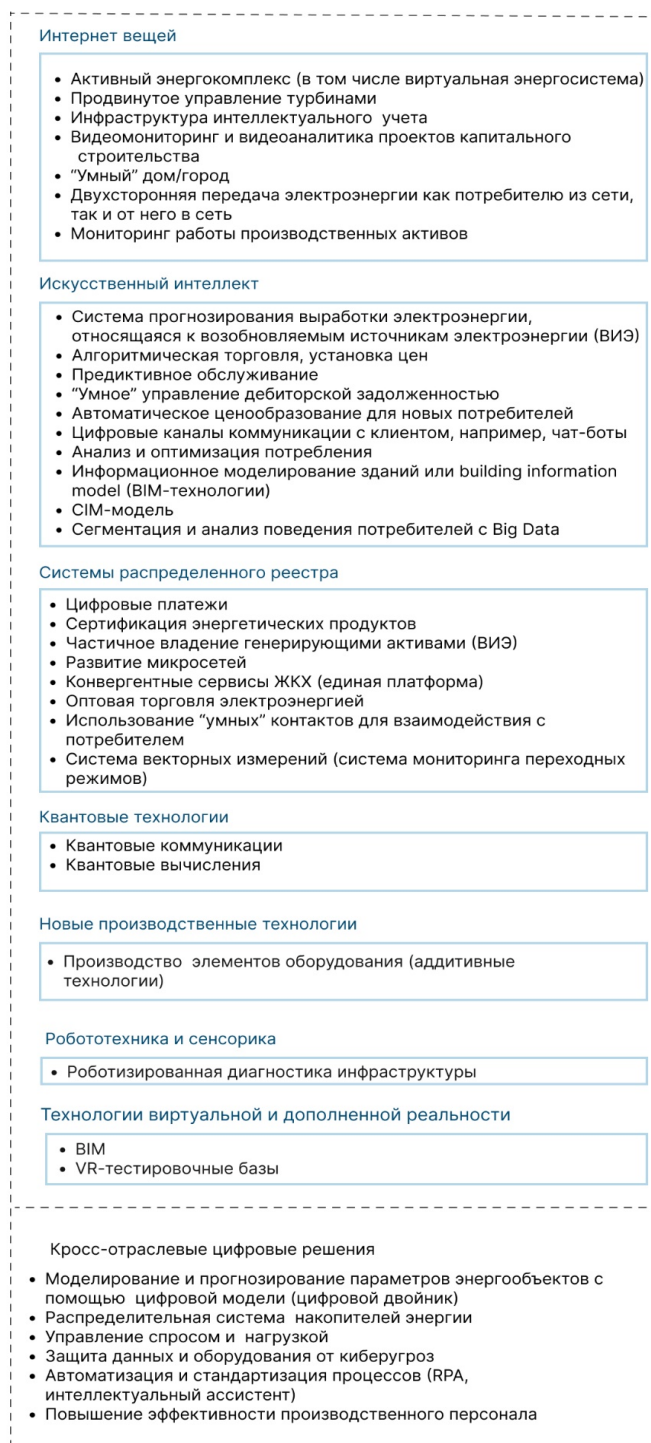


Рис. 7. Интерпретация цифровых технологий электроэнергетического комплекса в разрезе групп-технологий

Fig. 7. Interpretation of digital technologies of the electric power complex in the context of group-technologies

Для создания классификации цифровых технологий электроэнергетического комплекса сформируем группы компонентов данных технологий (рис. 8).



Рис. 8. Компоненты взаимосвязи цифровых технологий в контексте электроэнергетического комплекса

Fig. 8. Components of the interconnection of digital technologies in the context of the electric power complex

Выделим основные компоненты цифровизации электроэнергетического комплекса [12].

1. Данные. Интерпретация получаемой информации на каждом этапе должна отвечать принципам достоверности, надежности, возможности последующей их апробации и предиктивного анализа.

2. Активы, или физические объекты электроэнергетического комплекса, которые непосредственно участвуют в производстве и передачи электроэнергии.

3. Взаимодействие на протяжении всего цикла производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии.

4. Гибкость энергосистемы позволяет упростить интеграцию активов, а также отслеживать ценообразование конечного продукта.

Таким образом, объединив все вышеперечисленное, получаем группы компонентов цифровых технологий, которые характерны для электроэнергетического комплекса. Рассмотрим данные компоненты в контексте цикла жизнедеятельности энергосистемы, т. е. производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии (рис. 9).

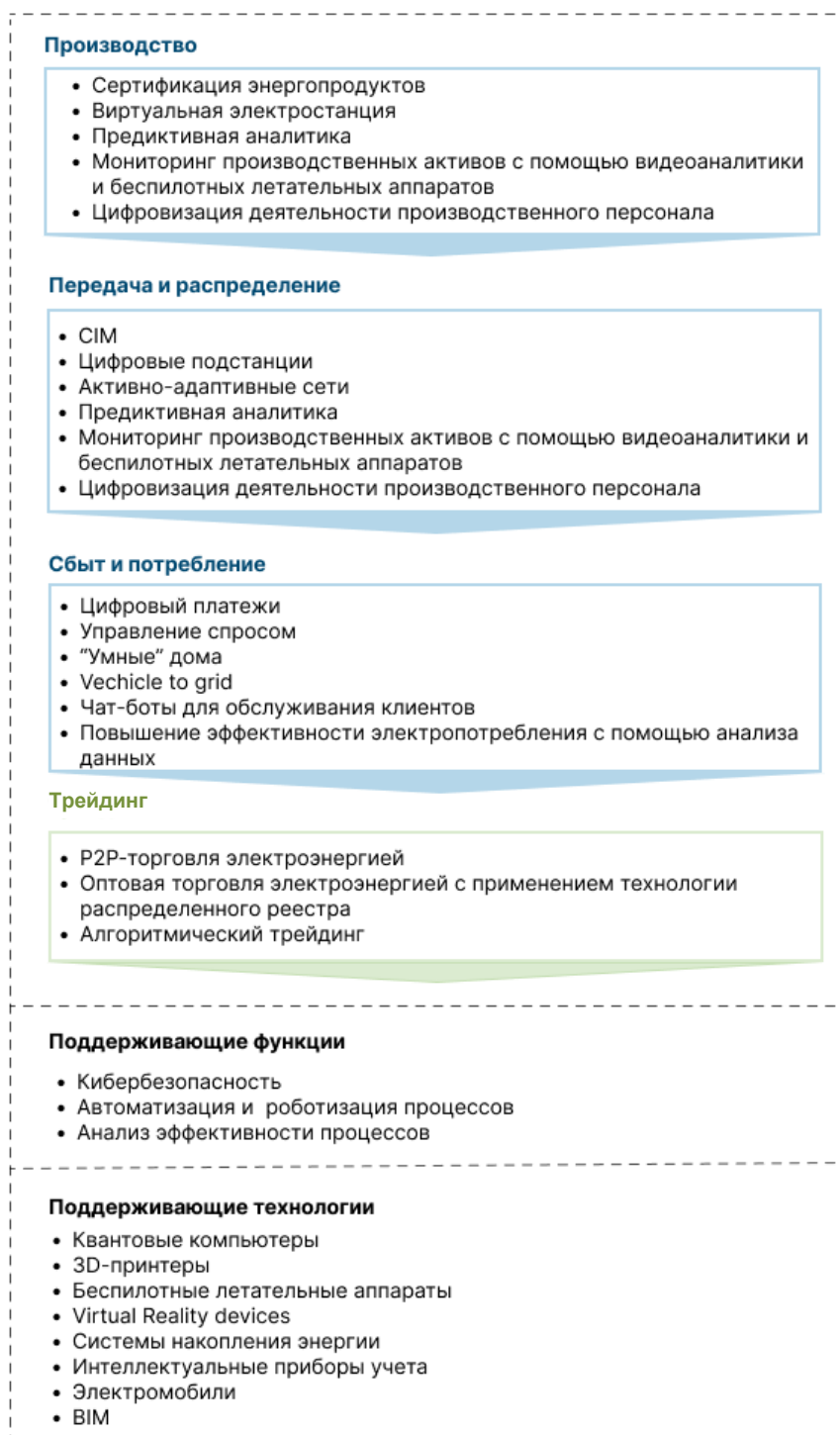


Рис. 9. Классификация цифровых технологий электроэнергетического комплекса по стадиям производства электроэнергии

Fig. 9. Classification of digital technologies of the electric power complex by stages of electricity production

В группу «Производство» входят следующие технологии: сертификация конечного продукта, т. е. обеспечение его качества; виртуальная электростанция – распределенная энергосистема, а именно объединение децентрализованных поставщиков-потребителей; предиктивная аналитика – прогнозирование спроса на электроэнергию на основе Big Data и формирование графиков нагрузки, а также автоматизированная система мониторинга и диагностики активов; цифровизация деятельности производственного персонала.

Технологии передачи и распределения электроэнергии: CIM, или набор стандартов, принятых Международной электротехнической комиссией (МЭК 61970, МЭК 61968, МЭК 62325) и направленных на регламентацию взаимодействия между элементами электроэнергетического комплекса; цифровые подстанции, благодаря которым происходит существенное сокращение затрат на наладку и монтаж оборудования, сокращение стоимости проектной документации, сокращение трудозатрат, снижение недоотпуска электроэнергии; сокращение затрат на собственные нужды; снижение земельного налога в связи с уменьшением территории; активно-адаптивные сети, благодаря которым активы энергосистемы способны поддерживать непрерывную связь с конечным потребителем; предиктивная аналитика, направленная на техническое обслуживание и ремонт сетей при помощи автоматизированной системы мониторинга и диагностики; мониторинг производственных активов благодаря видеоаналитике; цифровизация деятельности производственного персонала.

Сбыт и потребление включает следующие технологии: цифровые платежи; управление спросом, т. е. в децентрализованной системе потребитель сам выбирает поставщика электроэнергии; «умные» дома (города) с собственными источниками производства электроэнергии; vehicle to grid, или возможность подключение электромобиля в сеть как для подзарядки, так и для обратной отдачи электроэнергии, т. е. управление спросом на электроэнергию; чат-боты для обслуживания клиентов – взаимодействие с потребителем в режиме реального времени; повышение эффективности электропотребления с помощью анализа данных благодаря использованию интеллектуальной системы учета.

При оптовой модели торговли электроэнергией на стадии трейдинга можно выделить такие технологии, как P2P-торговля; оптовая торговля электроэнергией с применением распределенного реестра, т. е. возможность управления рисками; алгоритмический трейдинг.

В контексте цифровизации электроэнергетического комплекса и ее классификации необходимо выделить поддерживающие функции и технологии. Поддерживающие функции – это обеспечение кибербезопасности, автоматизация и роботизация процессов и последующий анализ эффективности. Поддерживающие технологии – квантовые технологии, 3D-принтеры, беспилотные летательные аппараты (БПЛА), система накопления электроэнергии, интеллектуальные приборы учета, электромобили, BIM-технологии.

Цифровизация электроэнергетического комплекса с технической стороны позволяет повысить энергобезопасность страны и конкурентоспособность энергосистемы на мировом рынке, а с экономической – ведет к снижению затрат на всех этапах технологического цикла (генерации, передачи и распределения). Таким образом, цифровизация способствует достижению целей устойчивого развития стран – участниц ЕАЭС [13–16].

Для детализированной оценки уровня цифровизации электроэнергетической отрасли целесообразно создание индикатора с субиндексацией по стадиям технологического цикла и учетом оценки поддерживающих функций и технологий.

ВЫВОДЫ

1. Анализ электроэнергетических комплексов стран – участниц Евразийского экономического союза показывает, что создание общего рынка энергоресурсов и общего электроэнергетического рынка будет способствовать повышению эффективности использования существующих генерирующих мощностей посредством уравнивания дефицитных и профицитных энергосистем, а также налаживанию отношений по торговле электроэнергией и энергоносителями.

2. Средством повышения эффективности электроэнергетического комплекса и смежных отраслей национальных экономик является цифровизация. С технической стороны она укрепляет энергобезопасность страны и конкурентоспособность энергосистемы на мировом рынке, с экономической – способствует снижению затрат на всех этапах технологического цикла.

3. Предложен вариант классификации технологий цифровизации в контексте технологического цикла, а также выделены поддерживающие функции и технологии. Выдвинуты рекомендации по дальнейшему использованию классификации для формирования индикативной системы оценки уровня цифровизации электроэнергетического комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корсак, Е. П. Цифровизация и ее роль в управлении топливно-энергетическим комплексом Республики Беларусь / Е. П. Корсак, М. И. Русецкая, А. Д. Полухович // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия D. Экономические и юридические науки. 2020. № 13. С. 46–51.
2. Armenia [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/countries/armenia>. Date of access: 25.09.2022.
3. Belarus [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/countries/belarus>. Date of access: 25.09.2022.
4. Russia [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/countries/russia>. Date of access: 25.09.2022.
5. Kazakhstan [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/countries/kazakhstan>. Date of access: 25.09.2022.
6. Kyrgyzstan [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/countries/kyrgyzstan>. Date of access: 25.09.2022.

7. Головенчик, Г. Г. Рейтинговый анализ уровня цифровой трансформации экономик стран ЕАЭС и ЕС / Г. Г. Головенчик // Цифровая трансформация. 2018. № 2. С. 5–18.
8. Русецкая, М. И. Понятие «Цифровизация» / М. И. Русецкая // Современные технологии и экономика энергетики: III Междунар. науч.-практ. конф. СПб.: СПбПУ Петра Великого, 2020. С. 159–161.
9. Русецкая, М. И. Перспективы цифровой трансформации / М. И. Русецкая // Актуальные проблемы энергетики 2019: материалы студ. науч.-техн. конф. Минск: БНТУ, 2019. С. 506–509.
10. Русецкая, М. И. Экономическая целесообразность использования цифровых технологий в электроэнергетическом комплексе / М. И. Русецкая, Е. П. Корсак // Социально-экономическое развитие организаций и регионов в условиях цифровизации экономики: Междунар. науч.-практ. конф. Витебск: ВГТУ, 2020. С. 306–309.
11. Русецкая, М. И. Blockchain как новый уровень энергетики / М. И. Русецкая, Я. А. Ста-сул // Модернизация хозяйственного механизма сквозь призму экономических, правовых, социальных и инженерных подходов: сб. материалов XI Междунар. науч.-практ. конф., 23 ноября 2017 г.: в 2 т. Минск: БНТУ, 2017. Т. 2. С. 211.
12. Цифровая трансформация электроэнергетики России [Электронный ресурс]. 2020. Режим доступа: <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2020/04/strategiya-tsifrovoy-transformatsii-elektroenergetiki.pdf>. Дата доступа: 25.09.2022.
13. Русецкая, М. И. Анализ развития энергетических рынков мира / М. И. Русецкая, В. Н. Богурин // Актуальные проблемы энергетики: материалы 75-й науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Секция «Экономика и организация энергетики». Минск: БНТУ, 2019. С. 82–87.
14. Русецкая, М. И. Энергетическая политика в области энергоэффективности в странах Евразийского экономического союза / М. И. Русецкая // Экономика энергетики и энергосбережение: материалы междунар. науч. конф., 10 апреля 2018 г. СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2018. С. 190–192.
15. Падалко, Л. П. Реструктуризация Белорусской энергосистемы: проблемы, перспективы / Л. П. Падалко, О. П. Сидляевич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2001. № 1. С. 95–103.
16. Pysmenna, U. Ye. Maintaining the Sustainable Energy Systems: Turning from Cost to Value / U. Ye. Pysmenna, G. S. Trypolska // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 1. С. 14–29. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-14-29>.

Поступила 20.12.2022 Подписана в печать 21.02.2023 Опубликована онлайн 31.03.2023

REFERENCES

1. Korsak E., Rusetskaya M., Paliukhovich A. (2020) Digitalization and its Role in the Management of the Energy Industry of the Republic of Belarus. *Vestnik Polotskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Seriya D. Ekonomicheskie i Yuridicheskie Nauki = Vestnik of Polotsk State University. Part D. Economic and Legal Sciences*, (13), 46–51 (in Russian).
2. Armenia. *IEA*. Available at: <https://www.iea.org/countries/armenia> (accessed 25 September 2022).
3. Belarus. *IEA*. Available at: <https://www.iea.org/countries/belarus> (accessed 25 September 2022).
4. Russia. *IEA*. Available at: <https://www.iea.org/countries/russia> (accessed 25 September 2022).
5. Kazakhstan. *IEA*. Available at: <https://www.iea.org/countries/kazakhstan> (accessed 25 September 2022).
6. Kyrgyzstan. *IEA*. Available at: <https://www.iea.org/countries/kyrgyzstan> (accessed 25 September 2022).
7. Goloventchik G. G. (2018) Rating Analysis of the Level of Digital Transformation of the Economies of EAEU and EU the Countries. *Tsifrovaya Transformatsiya = Digital Transformation*, (2), 5–18 (in Russian).

8. Rusetskaya M. I. (2020) The Notion of Digitalization. *Sovremennye Tekhnologii i Ekonomika Energetiki: III Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf.* [Modern Technologies and Energy Economics: III International Scientific and Practical Conference]. St. Petersburg, Peter the Great SPbPU, 159–161 (in Russian).
9. Rusetskaya M. I. (2019) Prospects of Digital Transformation. *Aktual'nye Problemy Energetiki 2019: Materialy Stud. Nauch.-Tekhn. Konf.* [Topical Issues of Power Engineering 2019: Proceedings of Student Scientific and Technical Conference]. Minsk, BNTU, 506–509 (in Russian).
10. Rusetskaya M. I., Korsak E. P. (2020) The Economic Feasibility of Using Digital Technologies in the Electric Power Complex. *Sotsial'no-Ekonomicheskoe Razvitie Organizatsii i Regionov v Usloviyakh Tsifrovizatsii Ekonomiki: Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf.* [Socio-Economic Development of Organizations and Regions in the Conditions of Digitalization of the Economy: International Scientific and Practical Conference]. Vitebsk, VSTU, 306–309 (in Russian).
11. Rusetskaya M. I., Stasul Ya. A. (2017) Blockchain as a New Level of Power Engineering. *Modernizatsiya Khozyaistvennogo Mekhanizma Skvoz' Prizmu Ekonomicheskikh, Pravovykh, Sotsial'nykh i Inzhenernykh Podkhodov: Sb. Materialov XI Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf., 23 Noyabrya 2017 g.* [Modernization of the Economic Mechanism through the Prism of Economic, Legal, Social and Engineering Approaches: Collection of Materials of the XI International Scientific and Practical Conference, November 23, 2017. Vol. 2]. Minsk, BNTU, 211 (in Russian).
12. *Digital Transformation of the Russian Electric Power Industry* (2020). Moscow. Available at: <https://www.digital-energy.ru/wp-content/uploads/2020/04/strategiya-tsifrovoy-transformatsii-elektroenergetiki.pdf> (accessed 25 September 2022) (in Russian).
13. Rusetskaya M. I., Bogurina V. N. (2019) Analysis of the Development of the World's Energy Markets. *Aktual'nye Problemy Energetiki: Materialy 75-i Nauch.-Tekhn. Konf. Studentov i Aspirantov. Sektsiya "Ekonomika i Organizatsiya Energetiki"* [Topical Issues of Power Engineering: Materials of the 75th Scientific and Technical Conference of Students and Postgraduates: Section "Economy and Organization of Energy"]. Minsk, BNTU, 82–87 (in Russian).
14. Rusetskaya M. I. (2018) Energy Policy in the Field of Energy Efficiency in the Countries of the Eurasian Economic Union. *Ekonomika Energetiki i Energoberezhenie: Materialy Mezhdunar. Nauch. Konf., 10 Aprelya 2018 g.* [Energy Economics and Energy Conservation: Proceedings of the International Scientific Conference, April 10, 2018]. St. Petersburg, Polytechnic University Publishing House, 190–192 (in Russian).
15. Padalko L. P., Sidlyarevich O. P. (2001) Restructuring of the Belarusian Energy System: Problems, Prospects. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*; (1), 95–103 (in Russian).
16. Pysmenna U. Ye., Trypolska G. S. (2020) Maintaining the Sustainable Energy Systems: Turning from Cost to Value. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (1), 14–29. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-14-29>.

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-186-200>

УДК 338.984; 338.001.36

Стимулирование электропотребления регионов-аутсайдеров – необходимое условие структурной устойчивости России

С. А. Некрасов¹⁾

¹⁾Центральный экономико-математический институт РАН (Москва, Российская Федерация)

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

Реферат. В настоящее время происходит мировое увеличение удельного потребления электроэнергии на душу населения. Однако эта тенденция обусловлена ростом электропотребления в развивающихся странах, тогда как в развитых наблюдается процесс его стабилизации и даже сокращения. Таким образом, можно говорить о снижении дифференциации по удельному потреблению электроэнергии между развитыми и развивающимися странами. В России же в 1990–2012 гг. происходило увеличение расхождения регионов по данному показателю, и в итоге различия в электровооруженности между регионами-лидерами и аутсайдерами достигли 20-кратного значения. В регионах юга России удельное потребление электроэнергии ниже, чем в ряде развивающихся стран. Но если последние идут по пути его увеличения и, как следствие, повышения производительности труда, то в российских регионах-аутсайдерах наблюдается его снижение. Низкая энерговооруженность – одна из причин недостаточного уровня производительности труда. Выявлена закономерность возрастания рентабельности проданных товаров, работ, услуг по мере увеличения удельного потребления электроэнергии в российских регионах с низкой электровооруженностью и снижения – с высокой. Показано, что негативная тенденция дифференциации электропотребления регионов России сменилась в 2013–2018 гг. на схождение. Обосновано, что в регионах-аутсайдерах лимитирующим фактором роста электропотребления является не отсутствие энергетических мощностей, а недостаточное развитие сектора потребления электроэнергии. Поэтому для обеспечения структурной устойчивости российской экономики следует сфокусировать усилия на стимулировании небытового электропотребления путем развития перерабатывающих отраслей экономики, создания промышленных и сельскохозяйственных предприятий в регионах с низкой электровооруженностью.

Ключевые слова: удельное потребление электроэнергии, теория техноценозов, производительность труда, стоимость электроэнергии, рентабельность, структурная устойчивость экономики

Для цитирования: Некрасов, С. А. Стимулирование электропотребления регионов-аутсайдеров – необходимое условие структурной устойчивости России / С. А. Некрасов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 186–200. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-186-200>

Адрес для переписки

Некрасов Сергей Александрович
Центральный экономико-математический институт РАН
просп. Нахимовский, 47,
117418, г. Москва, Российская Федерация
Тел.: +7 916 475-36-14
san693@mail.ru

Address for correspondence

Nekrasov Sergey A.
Central Economics and Mathematics Institute RAS
47, Nakhimovsky Ave.,
117418, Moscow, Russian Federation
Tel.: +7 916 475-36-14
san693@mail.ru

Stimulating Electricity Consumption in Outsider Regions is a Necessary Condition for the Structural Stability of Russia

S. A. Nekrasov¹⁾

¹⁾Central Economics and Mathematics Institute of the Russian Academy of Sciences
(Moscow, Russian Federation)

Abstract. Currently, there is a worldwide increase in electricity per capita consumption (EPC). However, this trend is due to the growth of electricity consumption in developing countries, while in developed countries there is a process of its stabilization and even reduction. Thus, it can be said that there is a decrease in the differentiation in specific electricity consumption between developed and developing countries. In Russia, in 1990–2012 there was an increase in regional divergence in this indicator. As a result, the difference in the specific power capacity between the leading regions and outsider ones reached a 20-fold value. In the regions of the south of Russia, the EPC is lower than in a number of developing countries. But if the latter are on the road of increasing the EPC and, as a result, increasing labor productivity, then in the Russian outsider regions there is a decrease in it. Low specific power capacity is one of the reasons for the insufficient level of labor productivity. A pattern of increasing profitability of goods, works, and services sold has been revealed as the specific consumption of electricity increases in Russian regions of low electric specific power capacity and decreases in Russian regions of the high one. It is shown that the negative trend of differentiation of power consumption in the regions of Russia changed in 2013–2018 to convergence. It is substantiated that in the outsider regions, the limiting factor in the growth of electricity consumption is not the lack of energy capacity, but the insufficient development of the electricity consumption sector. Therefore, in order to ensure the structural stability of the Russian economy, efforts should be focused on stimulating non-household electricity consumption by developing the processing industries of the economy, creating industrial and agricultural enterprises in regions with low electric power. Therefore, in order to ensure the structural stability of the Russian economy, efforts should be focused on stimulating non-household electricity consumption by developing the processing industries of the economy, creating industrial and agricultural enterprises in regions of low electric specific power capacity.

Keywords: specific electricity consumption, theory of technocenoses, labor productivity, price of electricity, profitability, structural economic resilience

For citation: Nekrasov S. A. (2023) Stimulating Electricity Consumption in Outsider Regions is a Necessary Condition for the Structural Stability of Russia. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 186–200. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-186-200> (in Russian)

Введение

Энергетика в современном мире играет ведущую роль, являясь основой развития всех прочих отраслей материального производства и социальной сферы, обеспечивая экономическую безопасность государства и его суверенитет. В силу ее стратегической значимости энергетике уделяется первоочередное внимание [1]. Согласно базовому прогнозу Международного энергетического агентства, потребление электроэнергии к 2040 г. увеличится на 60 % от сегодняшнего уровня, что является значительно более высоким показателем по сравнению с другими видами энергии [2]. Удельное потребление электроэнергии (УПЭ, МВт·ч/год на человека) позволяет исследовать закономерности изменения электропотребления стран с учетом особенностей их социально-экономического, технико-технологического развития и развития страновых энергосистем [3].

Мировой рост энергопотребления обусловлен выравниванием удельного энергопотребления на душу населения между развивающимися и развитыми странами [1]. Если в 1960-х гг. УПЭ в таких странах отличалось более чем в 20 раз, то к 2010-м гг. различие сократилось примерно до 7 раз. Тенденция выравнивания надежно подтверждена статистическими данными и объясняется более высокими темпами индустриализации в развивающемся мире по сравнению с развитыми странами [1]. Особенностью УПЭ развитых стран в последние десятилетия стало прекращение его роста, а в ряде случаев и снижение, обусловленное более эффективным использованием энергии в сочетании с энергосбережением [4, 5]. Так, в 1990–2018 гг. УПЭ Швеции уменьшилось более чем на 13 % (до 13,2 МВт·ч/год на чел.); Канады – на 8 % (до 14,3 МВт·ч/год на чел.); Великобритании – на 7 % (до 4,6 МВт·ч/год на чел.). В 2000–2018 гг. снижение УПЭ стало отличительной чертой Норвегии (с 24,9 до 23,7 МВт·ч/год на чел.), США (с 12,9 до 12,2 МВт·ч/год на чел.) и Австралии (с 9,8 до 9,3 МВт·ч/год на чел.); в 2006–2018 гг. – Германии (с 6,6 до 6,4 МВт·ч/год на чел.), Италии (с 5,5 до 5 МВт·ч/год на чел.) и Франции (с 7 до 6,6 МВт·ч/год на чел.). Неизменно УПЭ в Нидерландах на уровне 6,73 МВт·ч/год на чел. на протяжении 2006–2018 гг. При этом на фоне качественно иной демографической динамики развивающихся стран по сравнению с развитыми рост УПЭ Китая за 1990–2018 гг. составил 842 % (до 4,43 МВт·ч/год на чел.), Индонезии – 486 % (до 0,88 МВт·ч/год на чел.), Индии – 268 % (до 0,92 МВт·ч/год на чел.), Турции – 252 % (до 3,06 МВт·ч/год на чел.), Мексики – 85 % (до 2,21 МВт·ч/год на чел.), Бразилии – 72 % (до 2,5 МВт·ч/год на чел.).

Таким образом, для развитых стран характерны стабилизация, а в ряде случаев и уменьшение потребления электроэнергии каждым жителем (при сокращении численности населения), а для развивающихся – рост этих показателей. В результате все больше увеличивается доля развивающихся стран в мировом электропотреблении.

Цель статьи – проанализировать электропотребление российских регионов и выявить закономерности изменения его динамики во взаимосвязи с обеспечением структурной устойчивости экономики.

Объект и методы исследования

Анализ потребления электроэнергии в российских регионах в 1990–2018 гг. В России в целом потребление электроэнергии в 2016 г. достигло уровня 1990 г. (1073,839 млрд кВт·ч) и к 2018 г. увеличилось на 3 % (до 1108,134 млрд кВт·ч). Если в 1990 г. УПЭ составляло 7,27 МВт·ч/год на чел., то в 2018 г. – 7,54 МВт·ч/год на чел. Более чем за четверть века рост УПЭ не превысил 3,7 %, а его динамика приобрела характерный для развитых стран асимптотический характер. Вместе с тем более чем в 60 % российских регионов УПЭ увеличилось. Избирательное рассмотрение динамики электропотребления в отдельных регионах используется в качестве аргумента для увеличения энергетических мощностей. В результате за десятилетие (2008–2017 гг.), прошедшее после завершения рефор-

мы электроэнергетики, введено в эксплуатацию 39,8 ГВт новых энергетических мощностей, в том числе 30,6 ГВт ТЭС. Однако это не привело к повышению электропотребления в стране, что подтверждается показателями 1990 и 2018 гг. При этом более высокий рост мощности электростанций по сравнению с ростом потребления ведет к снижению коэффициента использования установленной мощности всей энергосистемы, увеличению удельного расхода топлива на производство электроэнергии, издержек на ее выработку [6]. Поэтому при анализе особенностей регионального электропотребления требуется не избирательный подход в границах одного региона, где обоснованность роста мощности энергосистемы не вызывает никаких сомнений, а системный.

В первом приближении можно выделить три группы регионов (на 2018 г.): с высоким УПЭ (более 8,5 МВт·ч/год на чел.); со средним УПЭ (от 4 до 8,5 МВт·ч/год на чел.); с низким УПЭ (менее 4 МВт·ч/год на чел.) (рис. 1).

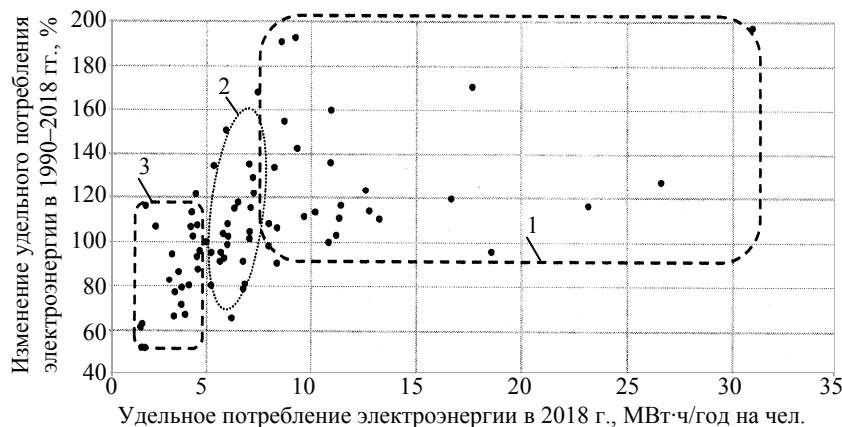


Рис. 1. Распределение регионов по удельному потреблению электроэнергии:
1 – с высоким уровнем; 2 – средним; 3 – низким [7, 8]

Fig. 1. Distribution of regions by specific electricity consumption:
1 – of a high level; 2 – of a medium level; 3 – of a low level [7, 8]

Для регионов первой группы (рис. 1, область 1) характерно увеличение УПЭ. По истечении 28 лет с точностью до 4 % этот показатель остался неизменным только в Красноярском крае (18,6 МВт·ч/год на чел.), Свердловской и Челябинской областях (11,2 и 10,8 МВт·ч/год на чел.). В пределах 11–17 % УПЭ выросло в Ленинградской, Иркутской, Белгородской, Липецкой и Кемеровской областях, Республике Карелии и Пермском крае. Отметим регионы, где УПЭ увеличилось в наибольшей степени: Хакасия, Сахалинская и Калужская области (более чем на 90 %), Магаданская и Амурская области (более чем на 60 %), Архангельская область и Республика Якутия (более чем на 40 %), Тюменская, Вологодская и Мурманская области (более чем на 20 %). Основа валового регионального продукта (ВРП) регионов, в которых рост УПЭ превышает 20 %, – добыча полезных ископаемых и их первичная переработка (черная и цветная металлургия).

Исключением является Калужская область, где увеличение УПЭ не связано с развитием сырьевого сектора экономики, а обусловлено реализацией новых инвестиционных проектов, преимущественно в автомобилестроении. Доля автопрома в экономике данного региона в 2006–2019 гг. увеличилась с 1 до 35 % и составляет порядка 300 млрд рублей [9].

Для регионов второй группы (рис. 1, область 2) характерна разнонаправленная динамика: как снижение этого показателя в Волгоградской области на 1/3, Тульской и Курганской областях на 20 %, Чувашии и Башкирии на 19 %, так и его рост в Забайкальском крае на 69 %, на Камчатке на 51 %, в Приморье на 36 %. Как и в регионах первой группы, лидерами во второй являются территории, экономика которых ориентирована на добычу и первичную переработку полезных ископаемых, а аутсайдерами – регионы с промышленным и сельскохозяйственным производством. Во второй группе следует отметить рост УПЭ в Москве с 4,2 до 4,5 МВт·ч/год на чел. и Санкт-Петербурге с 3,9 до 5,3 МВт·ч/год на чел. В условиях возрастания доли коммунально-бытового потребления в этих городах, несмотря на появление практически в каждом домохозяйстве новых типов электроприборов (всевозможной цифровой техники, стиральных машин-автоматов и т. п.), увеличение доли электроплит, рост оказался весьма незначительным, а уровень УПЭ остается ниже среднероссийского показателя.

Развитым странам присуща общая закономерность – более низкий уровень УПЭ в столице и крупных городах по сравнению со средним значением. В 2008 г. соотношение между удельным потреблением Нью-Йорка и США (7,8 и 12,0 МВт·ч/год на чел.) составляло 0,6; Торонто и Канады (11,8 и 17,0 МВт·ч/год на чел.) – 0,69; Лондона и Великобритании (5,1 и 7,0 МВт·ч/год на чел.) – 0,73; Токио и Японии (6,3 и 8,1 МВт·ч/год на чел.) – 0,78 [10]; Москвы и России (4,5 и 7,3 МВт·ч/год на чел.) – 0,62. В результате вывода промышленных предприятий за пределы мегаполиса и изменения профиля деятельности промзон УПЭ Москвы практически не изменилось за 28 лет и наиболее близко в этом ряду к соотношению США/Нью-Йорк, характерному для страны, в значительной степени самообеспеченной природными ресурсами, с развитой добывающей промышленностью. Прогнозируется, что электропотребление жителя Торонто в 2006–2030 гг. снизится на 31 % с 11,8 до 8,14 МВт·ч/год на чел. [11] и в итоге будет выше показателя Российской Федерации по состоянию на 2018 г. на 8 %, Москвы на 81 %, Санкт-Петербурга на 53 %.

В третьей группе (рис. 1, область 3) УПЭ в 1990–2018 гг. снижалось, рост отмечается только в республиках Дагестан (на 16 %) и Тыва (на 7 %). Наибольшее снижение УПЭ произошло в Чеченской Республике и Республике Северная Осетия (более чем на 47 %) (табл. 1). В республиках Кабардино-Балкария, Марий Эл, Калмыкия и Ивановской области УПЭ уменьшилось более чем на 1/3, в Ставрополье, Тамбовской и Орловской областях – более чем на 20 %. Также УПЭ снизилось в Брянской, Пензенской и Псковской областях. Ниже 3,3 МВт·ч/год на чел. в Крыму, Адыгее, Карачаево-Черкесии, Ингушетии. Двенадцать регионов-аутсайдеров (кроме

республик Тыва и Алтай) расположены на юге России, уровень УПЭ в них не превышает 3,2 МВт·ч/год на чел.

Таблица 1

**Удельное потребление электроэнергии в регионах
с низкой электровооруженностью [7, 8]**

Specific electricity consumption in regions of low specific electric power capacity [7, 8]

№ п/п	Регион	Удельное потребление электроэнергии, МВт·ч/год на чел.			Изменение удельного потребления электроэнергии, вычисленное как соотношение показателя в конце периода к его значению в начале периода		
		1990	2013	2018	1990–2018	1990–2012	2013–2018
1	Ингушетия	нет данных	1,4	1,6	нет данных	нет данных	1,11
2	Кабардино- Балкария	3,0	1,7	1,9	0,62	0,58	1,08
3	Чечня	3,6	1,8	1,9	0,53	0,49	1,07
4	Калмыкия	3,1	1,7	2,0	0,63	0,53	1,17
5	Дагестан	1,8	1,7	2,1	1,16	0,69	1,23
6	Северная Осетия- Алания	4,0	3,2	2,1	0,52	0,77	0,65
7	Тыва	2,4	2,3	2,5	1,07	0,97	1,08
8	Алтай	нет данных	2,6	2,7	нет данных	нет данных	1,05
9	Карачаево- Черкессия	нет данных	2,9	3,0	нет данных	нет данных	1,04
10	Адыгея	нет данных	2,9	3,2	нет данных	нет данных	1,09
11	Крым	4,4	нет данных	3,2	0,73	нет данных	1,10*
12	Брянская область	3,9	3,3	3,2	0,83	0,85	0,97
13	Псковская область	3,5	3,0	3,3	0,95	0,91	1,11
14	Ивановская область	5,2	3,3	3,4	0,67	0,65	1,04
15	Тамбовская область	4,5	3,2	3,5	0,77	0,70	1,09
16	Пензенская область	4,2	3,4	3,6	0,87	0,80	1,06
17	Ставрополье	5,3	3,6	3,8	0,72	0,71	1,04
18	Орловская область	4,8	3,6	3,8	0,80	0,76	1,04
19	Марий Эл	5,9	4,5	4,0	0,67	0,77	0,88

Примечание: * – изменение за 2015–2018 гг.

В результате совместного анализа динамики численности населения и объемов электропотребления выявлена следующая закономерность. Происходит перераспределение населения с северных территорий с высоким УПЭ (Мурманской, Вологодской, Архангельской, Иркутской, Магаданской, Кемеровской, Амурской областей, Пермского края, республик Коми и Карелия, Чукотки и т. д.) в регионы со значительно более низким УПЭ – столичные агломерации (Москва, Санкт-Петербург, Московская и Ленинградская области) и на юг страны (Кубань, регионы Северо-Кавказского федерального округа. Поэтому несмотря на рост УПЭ в большинстве регионов по отдельности, в целом по стране этот показатель практически постоянен.

Взаимосвязь УПЭ и рентабельности экономической деятельности региона. Согласно Большому энциклопедическому словарю, электрифика-

ция – это широкое внедрение в производство и быт электрической энергии для повышения производительности труда и эффективности производства. Поэтому УПЭ является одним из определяющих факторов производительности труда и уровня социально-экономического развития региона. Рассмотрим взаимосвязь УПЭ с такой интегральной характеристикой деятельности региональных экономик, комплексно отражающей степень эффективности использования материальных, трудовых, денежных ресурсов и природных богатств, как рентабельность. На рис. 2 представлена взаимосвязь УПЭ и рентабельности проданных товаров, работ, услуг, позволяющая констатировать:

- крайне низкую, а в ряде случаев отрицательную рентабельность продажи товаров, работ, услуг в регионах с УПЭ менее 3 МВт·ч/год на чел.;
- возрастание рентабельности по мере увеличения УПЭ до 13,5 МВт·ч/год на чел.;
- снижение рентабельности проданных товаров, работ, услуг при возрастании УПЭ более 13,5 МВт·ч/год на чел., что стало иметь более выраженный характер в 2017 г. по сравнению с 2015 г.

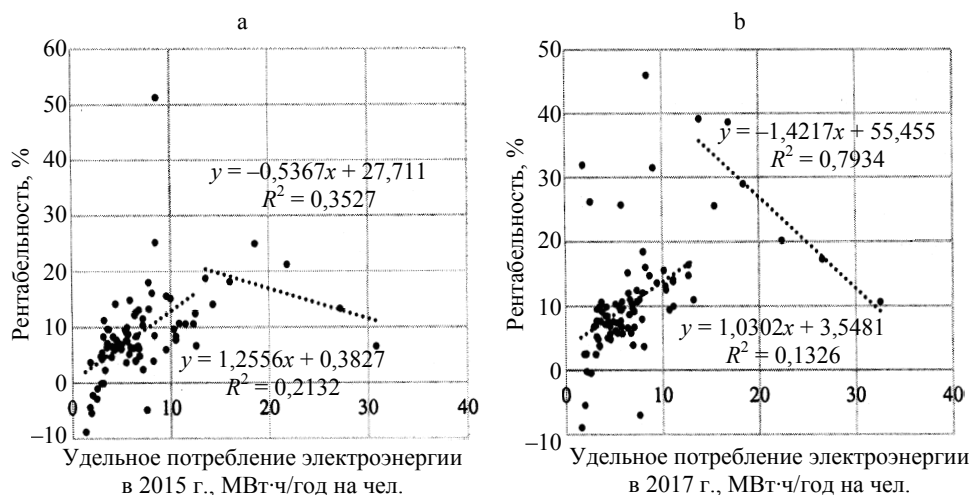


Рис. 2. Взаимосвязь удельного потребления электроэнергии и рентабельности проданных товаров, работ, услуг [7, 8, 12]

Fig. 2. The relationship of specific electricity consumption and profitability of goods, works, services sold [7, 8, 12]

Электропотребление российских регионов как техноценоза. Для детального исследования полученных зависимостей и выявления закономерностей динамики их изменения применена методология теории техноценозов [13, 14]. Техноценоз – это определенная исторически сложившаяся, взаимосвязанная совокупность субъектов и объектов социокультурно-технической сферы, имеющих отношение к производству и потреблению. Для техноценоза существует понятие развития как необходимого, существенного, необратимого, содержательного, целенаправленного изменения (движения во времени). Внутривидовой и межвидовой отборы определяют

вектор развития технoценoза, задавая динамику структуры и обеспечивая ее устойчивость [15].

Если все регионы расположить по объему потребления электроэнергии, получим H -распределение $A(x) = A_1/x^\beta$, где x – порядковый номер региона, β – характеристический параметр технoценoза. Российские регионы с достоверностью 0,8 являются технoценoзами: суммарно на долю первых шести регионов-лидеров (Тюменской, Иркутской, Свердловской, Московской областей, Москвы и Красноярского края) приходилось 32,5 % всего электропотребления в стране; доля шести регионов с минимальным потреблением (республики Калмыкия, Алтай, Тыва, Карачаево-Черкессия, Чукотский автономный округ, Еврейская автономная область) всего 0,43 %. Годовое электропотребление в Тюменской области и Республике Калмыкии различается в 182 раза. Как элементы любого технoценoза, они имеют слабые связи [16]. Распределение регионов по объему электропотребления с точки зрения теории технoценoзов исследовалось на протяжении 20 лет [16], но его закономерности изучены недостаточно.

Для анализа УПЭ регионов также применимо H -распределение. По сути УПЭ является мультипликативной сверткой двух негауссовых распределений: численности населения в регионе и объема потребления электроэнергии. По абсолютному значению наибольшее УПЭ в 2018 г. в Республике Хакасии и Тюменской области (30,9 и 26,6 МВт·ч/год на чел.), наименьшее – в республиках Ингушетии и Кабардино-Балкарии (1,6 и 1,9 МВт·ч/год на чел.). Соотношение максимального и минимального УПЭ в России составляет чуть меньше 20-кратной величины. Столь высокая дифференциация, превышающая разницу УПЭ развитых стран, – следствие диспропорций развития российской экономики, накопленных в предыдущие десятилетия.

Различия в объеме электропотребления Республики Алтай и Тюменской области, республик Ингушетии и Татарстан, Псковской и Московской областей обусловлены объективными предпосылками (площадью, численностью населения и т. п.). Но причин для 20-кратного различия в электропотреблении на душу населения граждан одного государства, проживающих в разных регионах, таких предпосылок значительно меньше. Сокращение разрыва в потреблении электроэнергии на человека – долгосрочная закономерность развития мировой экономики, поскольку в результате повышения благосостояния жителей развивающихся стран исторические причины их энергетической бедности переходят на второстепенный план. В пределах одного государства жители регионов с УПЭ, отличающимся в 20 раз, не обладают равными возможностями для развития различных видов экономической деятельности. Из столь существенной дифференциации УПЭ следует, что в экономическом пространстве, которое на протяжении более чем сотни лет является единым, в настоящее время объединены регионы с уровнем электровооруженности, характерным для развитых и развивающихся стран.

Дифференциация элементов техноценоза определяется коэффициентом β в формуле H -распределения и показывает качественную трансформацию, произошедшую в российской экономике. После быстрого роста абсолютной величины дифференциации регионов по объему электропотребления в 1990–1995 гг. темп дальнейшего расхождения снизился, но общая тенденция осталась неизменной в последующие 15 лет. Качественные изменения направленности процесса произошли в 2012 г., когда началось снижение дифференциации (рис. 3).

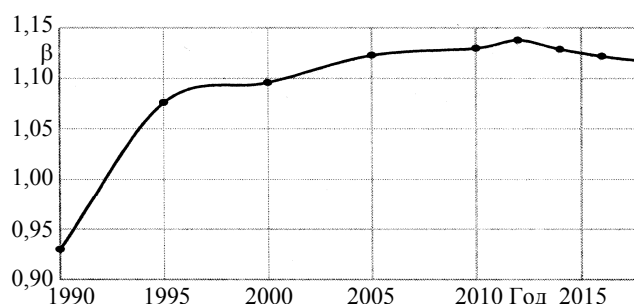


Рис. 3. Динамика коэффициента β в H -распределении регионов по объему электропотребления [7, 8]

Fig. 3. Dynamics of the coefficient β in the H -distribution of regions by volume of electricity consumption [7, 8]

Полученные результаты и обсуждение

Исследование особенностей регионального электропотребления с использованием инструментария управления устойчивостью экономических систем на основе теории техноценозов [17–19] позволило выразить закономерности, отражающие происходившие в России процессы: накопление структурных диспропорций национальной экономики (в частности, рост дифференциации регионов в 1990–2012 гг.), начало качественных изменений, переход к росту структурной устойчивости экономики как системы после 2012 г.

В развивающихся странах лимитирующий фактор электропотребления – возможность производства электроэнергии при существующем состоянии энергосистемы. В российских же регионах с УПЭ менее 4 МВт·ч/год на чел. проблема заключается не в увеличении производства электроэнергии, не в ее передаче из соседних регионов, а в отсутствии роста потребления при текущем уровне социально-экономического развития. Низкое электропотребление обусловлено слабой развитостью промышленности и сельского хозяйства. И если в развивающихся странах по мере развития этих секторов экономики в 1990–2018 гг. УПЭ повысилось на десятки, а в ряде случаев и на сотни процентов, то для российских регионов-аутсайдеров характерна противоположная тенденция – снижение электропотребления на душу населения. Скромный рост УПЭ в Дагестане и Тыве за четверть века – это старт с низкой базы, несопоставимый с динамикой развивающихся стран, и он лишь подтверждает данное утверждение. Узкое место – это не энергодефицитность регионов, не технические ограничения увеличения производства электроэнергии [20]. Соответственно, вывод о необходимости наращивания энергетических мощностей и строительства

новых электростанций, который может быть получен при рассмотрении проблемы на мезоэкономическом, отраслевом уровне электроэнергетики как отдельной системы, является неверным.

Согласно закону наименьших, устойчивость целого зависит от наименьших относительных сопротивлений всех его частей во всякий момент [20]. Поэтому усилия необходимо сфокусировать на развитии сектора потребления электроэнергии с целью сокращения расхождения российских регионов по величине УПЭ на первом этапе до семикратной величины – значения, сопоставимого с пятикратной разницей в УПЭ развитых стран. Однако в настоящее время действует механизм, направленный на дальнейшее увеличение региональной дифференциации по объему электропотребления. Если в «Тюменьэнерго», «Белгородэнерго», «Кузбассэнерго» потери на передачу электроэнергии не превышают 7 %, то в «Мариэнерго» они составляют 20,6 %, «Костромаэнерго» – 22,4, «Псковэнерго» – 23,4, «Бурятэнерго» – 23,6, «Дальэнерго» – 24,6, «Дагестанэнерго» – 29,8, «Калмэнерго» – 33,6 %. Данный факт не объясняется только коммерческими потерями, снижение которых в той или иной степени происходит во всех регионах, а отражает общую закономерность. В регионах с наименьшими удельными потерями электроэнергии доля промышленного потребления превышает 70 %, в отличие от регионов – антилидеров по удельным сетевым потерям. В Дагестане промышленность занимает 8,5 % ВРП, в Калмыкии – 5,5 %. Доля потерь в сетях 0,4–10 кВ составляет 60 % суммарных потерь электроэнергии в стране. Учитывая, что нагрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти [21].

Несмотря на изменение динамики коэффициента β в H -распределении регионов по объему электропотребления, в российской экономике продолжают нарастать структурные деформации. При выборе локализации новых проектов, наряду с уровнем развитости транспортной инфраструктуры, наличием рынков сбыта, сырьевой базы, немаловажным фактором инвестиционной привлекательности является соотношение стоимости электроэнергии для промышленных и сельскохозяйственных потребителей с аналогичными показателями в соседних регионах. В результате появляется положительная обратная связь: по мере снижения промышленного производства растут потери электроэнергии и, как следствие, цены на электроэнергию. То есть создаются условия, при которых промышленное и сельскохозяйственное производство перетекает в соседние регионы с меньшим уровнем потерь и, соответственно, более низкими издержками энергообеспечения. А регионы-аутсайдеры становятся все менее привлекательными для развития бизнеса и продолжают сокращать промышленное производство [6]. Фактически происходит все более интенсивное вытеснение из регионов с низкой долей промышленности любых форм экономической деятельности. Причина роста интенсивности этого негативного процесса заключается в повышении стоимости электроэнергии для предприятий и населения в 2008–2017 гг., которое опередило инфляцию в 1,6 раза для предприятий и в 1,3 раза для населения [22]. Это повысило степень влияния на социально-экономическое развитие регионов положительной обратной связи: рост удельных потерь в электросетях, повышение цен на электроэнергию, вытеснение любых форм экономической деятельности в соседние

регионы с меньшими издержками энергоснабжения, миграция населения в экономически более благополучные регионы, снижение электропотребления в регионах-аутсайдерах, дальнейший рост удельных потерь электроэнергии. Таким образом, под влиянием объективного фактора – увеличения стоимости электроэнергии происходит интенсификация разделения регионов по двум группам: с относительно благоприятными условиями для развития всевозможных форм экономической деятельности или со снижением структурной устойчивости экономики (регионы-аутсайдеры).

Тектология говорит о перспективах эволюционирования такой системы: «Для положительного подбора в природе, т. е. для сохранения или развития данного комплекса в данной среде, требуется, чтобы была благоприятна вся совокупность условий среды; для отрицательного подбора, т. е. дезорганизации данного комплекса, достаточно одного неблагоприятного условия, непригодности хотя бы в одном отношении к одной части среды. Для ослабления, а затем и гибели организма нет надобности в нарушении всех или многих условий: вопрос решается отсутствием одного из них» [20].

Расхождение элементов системы – необратимый процесс. «Разделенные части комплекса впоследствии могут быть вновь объединены между собой; но это никогда не будет простым воссозданием прежнего комплекса» [20]. Поэтому крайне актуально поддерживать начавшийся в 2012 г. процесс схождения российских регионов по объему электропотребления, пока не начались необратимые последствия расхождения уровня социально-экономического развития различных территорий. Решением данной проблемы является не увеличение энергетических мощностей для роста производства электроэнергии, не повышение электропотребления в энергообеспеченных регионах, особенно с УПЭ более 12 МВт·ч/год на чел. (для них характерно снижение рентабельности проданных товаров, работ, услуг по мере роста энергоемкости производимой продукции), а повышение инвестиционной привлекательности регионов с низкой электровооруженностью, в частности создание условий для повышения спроса на электроэнергию. Примером развития в этом направлении является экономика Беларуси, где в 1990 г. УПЭ составляло 3,89 МВт·ч/год на чел. Столь скромный стартовый уровень был характерен только для Брянской и Псковской областей (3,85 и 3,53 МВт·ч/год на чел.), расположенных в сопоставимых климатических условиях. Другие регионы с более низкой электровооруженностью (Кабардино-Балкария, Чечня, Калмыкия, Дагестан и Тыва) находятся в иных климатических условиях и характеризуются существенно отличающейся, менее продолжительной историей становления производительных сил. Экономическая политика, направленная на рост потребления электроэнергии, привела к росту УПЭ в 2013–2018 гг. на 24,1 % и еще на 4,2 % в 2019 г. В итоге УПЭ в Беларуси в 2013–2019 гг. увеличилось на 29,3 % и составило 4,3 МВт·ч/год на чел.

В соответствии с общим законом спроса и предложения, для увеличения потребления какого-либо ресурса следует снизить его цену. Рост электропотребления – это повышение доступности электроэнергии. Данный процесс должен иметь целенаправленный характер. Задачей экономической политики является стимулирование развития ИТ-сферы, промышленного, сельскохозяйственного производства, интенсификация бизнес-процессов, а не расширение перечня регионов с дотируемой электроэнергией. Поэтому снижение цен на электроэнергию следует произвести не для всех

потребителей, а в тех отраслях экономики, где данная мера приведет к росту электропотребления, необходимого для повышения производительности труда. Это все группы потребителей, за исключением жилищно-коммунального хозяйства и населения.

Государственное регулирование цен на энергоносители с целью устранения накопленных дисбалансов социально-экономического развития во все не противоречит основам рыночной экономики. Например, в Великобритании правительством разработана схема субсидирования мероприятий по повышению эффективности систем отопления частных домовладений и снижению энергетических потерь [23]. Ожидание решения проблемы такого рода без государственного вмешательства в надежде на самоорганизацию отрасли является неконструктивным. «В настоящее время отрасль в финансовом отношении процветает, и энергокомпаниям ничего менять не хочется, так как сегодня в электроэнергетику перекачиваются из реального сектора экономики сотни миллиардов рублей, и отказываться от таких денег энергокомпаниям не согласны. Они для этого пролоббировали принятие соответствующей нормативно-правовой базы в условиях, когда потребители оказались не организованы для защиты своих интересов, а государство как нормативно-правовой регулятор отношений в обороте электроэнергии и ценовой политике не смогло обеспечить баланс экономических интересов, тем самым запустив энергетический тормоз развития экономики» [24].

Результатом роста потребления электроэнергии промышленными, сельскохозяйственными и иными потребителями будет синергический эффект, заключающийся для экономики в появлении новых точек роста, создании рабочих мест, повышении бюджетных доходов всех уровней, а для электроэнергетики – в снижении потерь в электрических сетях.

В заключение следует вспомнить, что в структуре сметы плана ГОЭЛРО на развитие энергетики (строительство электростанций и электросетей) предусматривалось 7 % от общей суммы капитальных затрат, на транспорт – 47 %, обрабатывающую индустрию – 29 %, добывающие отрасли – 17 % [25]. Начиная с первых шагов становления советской энергетики, объем финансирования развития сектора потребления кратно превосходил затраты на строительство электростанций и электросетевой инфраструктуры. Стимулирование развития сектора электропотребления в регионах с УПЭ менее 4 МВт·ч/год на чел. и повышение в них производительности труда является задачей, имеющей стратегическое значение для обеспечения структурной устойчивости социально-экономического развития России. Без ее решения у граждан регионов с уровнем электровооруженности развитых и развивающихся стран едва ли сможет сохраняться ощущение принадлежности к единому экономическому пространству.

ВЫВОДЫ

1. Мировой рост потребления электроэнергии – долгосрочная тенденция, которая сохранится еще многие десятилетия. Однако в развитых и развивающихся странах динамика изменения электропотребления различается. Рассмотрение удельного потребления электроэнергии на душу населения позволяет отделить изменение электропотребления, вызванное изменением количества населения и хозяйственной деятельности. В развитых странах с 2000-х гг. удельное потребление электроэнергии приобрело

асимптотический характер, а в некоторых из них стало снижаться. В итоге мировой рост электропотребления преимущественно обеспечивается за счет развивающихся стран. Результатом является снижение дифференциации по удельному потреблению электроэнергии на душу населения между этими двумя группами стран.

2. В отличие от общемировой тенденции, в России в 1990–2012 гг. непрерывно повышалось различие регионов по удельному потреблению электроэнергии на душу населения. В условиях, когда дифференциация электровооруженности регионов приближается к 20-кратному значению, возникают риски снижения структурной устойчивости системы – ее способности обеспечивать свое функционирование в изменяющихся воздействиях внешней среды.

3. Повышение структурной устойчивости возможно путем сокращения разрыва в электровооруженности различных регионов. Особенностью российских регионов-аутсайдеров является отсутствие роста удельного потребления электроэнергии (особенно на юге), тогда как в развивающихся странах этот показатель увеличивается. Проблема не имеет решения на отраслевом уровне электроэнергетики, поскольку обусловлена не отсутствием энергетических мощностей или возможностей передачи электроэнергии из соседних регионов, а недостаточным развитием промышленного и сельскохозяйственного производства в регионах с удельным потреблением электроэнергии менее 4 МВт·ч/год на чел. В данном случае необходимо развитие сектора потребления энергии – создание новых промышленных и сельскохозяйственных предприятий, в первую очередь в регионах-аутсайдерах. Эти процессы начались, и после 2012 г. произошло качественное изменение динамики удельного потребления электроэнергии. Рост дифференциации объемов электропотребления в 1990–2012 гг. сменился ее уменьшением в 2013–2018 гг. Но темпы снижения расхождения недостаточны, поэтому требуется государственная поддержка по созданию промышленных и сельскохозяйственных предприятий в регионах с низким уровнем электропотребления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велихов, Е. П. Энергетика в экономике мира XXI века / Е. П. Велихов // Труды Московского физико-технического института. 2011. Т. 3, № 4. С. 6–15.
2. World Energy Outlook (WEO-2018) [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>. Date of access: 12.09.2020.
3. Огороков, В. Р. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность / В. Р. Огороков, И. О. Волкова, Р. В. Огороков // Академия энергетики. 2010. № 3. С. 74–82.
4. Грунтович, Н. В. Влияние структуры потребления топливно-энергетических ресурсов предприятия при внедрении мероприятий по энергосбережению / Н. В. Грунтович, Е. П. Шенец // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2014. № 2. С. 58–66.
5. Шенец, Е. Л. Оценка энергоэффективности промышленных печей на основе моделирования режимов потребления топлива / Е. Л. Шенец // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 2. С. 169–180. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-169-180>.
6. Maza, A. The World per Capita Electricity Consumption Distribution: Signs of Convergence? / A. Maza, J. Villaverde // Energy Policy. 2008. Vol. 36, Iss. 11. P. 4255–4261. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.036>.
7. Потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/el-potr.xls>.

8. Численность населения Российской Федерации по муниципальным образованиям [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/compendium/document/13282>.
9. Доля автопрома в экономике Калужской области за 13 лет выросла с 1 % до 35 % [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/7038823>. Дата доступа: 12.05.2021.
10. Некрасов, С. А. Возобновляемая энергетика: перспективы корректировки развития энергоснабжения в России / С. А. Некрасов, И. Д. Грачев // Проблемы прогнозирования. 2020. № 1. С. 99–109.
11. Energy Efficiency and Beyond. Toronto's Sustainable Energy Plan. 2007 [Electronic Resource]. Mode of access: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf>. Date of access: 12.05.2021.
12. Рентабельность проданных товаров, работ, услуг [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://fedstat.ru/indicator/51643>.
13. Кудрин, Б. И. Классика технических ценозов: Общая и прикладная ценология / Б. И. Кудрин. Томск: ТГУ – Центр системных исследований, 2006. 220 с. (Ценологические исследования; вып. 31).
14. Гнатюк, В. И. Закон оптимального построения техноценозов / В. И. Гнатюк. М.: ТГУ – Центр системных исследований, 2005. 384 с. (Ценологические исследования; вып. 29).
15. Симонов, Н. С. Начало электроэнергетики Российской империи и СССР как проблема техноценоза / Н. С. Симонов. М.: Инфра-Инженерия, 2017. 640 с.
16. Кудрин, Б. И. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 гг. / Б. И. Кудрин // Электрика. 2010. № 8. С. 3–15.
17. Кузьминов, А. Н. Управление устойчивостью региона: ценологическая модель / А. Н. Кузьминов // Экономика региона. 2009. Т. 7, № 2. С. 142–152.
18. Кузьминов, А. Н. Ценологические особенности моделирования регионального рынка как механизма распределения ресурсов / А. Н. Кузьминов // Экономический вестник Ростовского государственного университета. 2007. Т. 5, № 4, ч. 2. С. 127–131.
19. Фуфаев, В. В. Экономические ценозы организаций / В. В. Фуфаев. Абакан: Центр системных исследований, 2006. 86 с.
20. Богданов, А. А. Тектология: Всеобщая организационная наука: в 2 кн. / А. А. Богданов. М.: Экономика, 1989. Т. 2. 352 с.
21. Черкасова, Н. И. Основы управления техногенными рисками и эффективностью функционирования систем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей: дис. ... д-ра техн. наук. Барнаул: АГТУ им. И. И. Ползунова, 2017. 365 с.
22. «10+10»: Энергетика РФ в ожидании новой реформы для выхода из инвестиционной паузы [Электронный ресурс] // АКРА. Режим доступа: <https://www.acra-ratings.ru/research/691>. Дата доступа: 18.04.2021.
23. Energy Company Obligation 2018–2022. Policy Guidance for Obligated Suppliers, Manufacturers and Installers on Applying for Demonstration Actions, Innovation Score Uplifts and Insitu Performance. [Electronic Resource]. 2019. Mode of access: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/920296/energy-company-obligation-guidance-2018-2022.pdf.
24. Кутовой, Г. П. 80 лет: формула успеха / Г. П. Кутовой // Региональная энергетика и энергосбережение. 2017. № 5–6. С. 23–26.
25. Гвоздецкий, В. Л. План ГОЭЛРО – стратегическая программа социально-экономического и научно-технического развития Советского государства / В. Л. Гвоздецкий // Слово: образовательный портал. Режим доступа: <http://www.portal-slovo.ru/impressionism/36313.php>. Дата доступа: 18.04.2021.

Поступила 08.06.2021 Подписана в печать 08.11.2022 Опубликовано онлайн 31.03.2023

REFERENCES

1. Velikhov E. P. (2011) Energetics in the 21st Century Global Economy. *Trudy Moskovskogo Fiziko-Tekhnicheskogo Instituta = Proceedings of the Moscow Institute of Physics and Technology*, 3 (4), 6–15 (in Russian).
2. World Energy Outlook 2018. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (accessed 09.12.2020).
3. Okorokov V. R., Volkova I. O., Okorokov R. V. (2010) Intelligent Energy Systems: Technical Capabilities and Efficiency. *Akademiya Energetiki [Academy of Energy]*, (3), 74–82 (in Russian).

4. Gruntovich N. V., Shenets E. L. (2014) Influence of Consumption Structure for Enterprise While Introducing Energy Saving Measures. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (2), 58–66 (in Russian).
5. Shenets Ya. L. (2022) Evaluation of the Energy Efficiency of Industrial Furnaces Based on the Modeling of Fuel Consumption Modes. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (2), 169–180. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-169-180> (in Russian).
6. Maza A., Villaverde J. (2008) The World per Capita Electricity Consumption Distribution: Signs of Convergence? *Energy Policy*, 36 (11), 4255–4261. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.036>.
7. *Electricity Consumption by Constituent Entities of the Russian Federation*. Available at: <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/el-potr.xls> (in Russian).
8. *The Population of the Russian Federation by Municipalities* [Electronic Resource]. Available at: <https://rosstat.gov.ru/compendium/document/13282> (in Russian).
9. *The Share of the Automotive Industry in the Economy of the Kaluga Region Has Grown from 1 % to 35 % over 13 Years*. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/7038823> (accessed 12.05.2021) (in Russian).
10. Nekrasov S. A., Grachev I. D. (2020) Renewable Energy: Prospects for Energy Development Correction in Russia. *Studies of Russian Economic Development*, 31 (1), 71–78. <https://doi.org/10.1134/S1075700720010104>.
11. *Energy Efficiency and Beyond. Toronto's Sustainable Energy Plan*. 2007. Available at: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf> (accessed 12.05.2021).
12. *Profitability of Sold Goods, Works, Services*. Available at: <https://fedstat.ru/indicator/51643> (in Russian).
13. Kudrin B. I. (2006) *Classics of Technical Cenoses: General and Applied Cenology. Price Research. Issue 31*. Tomsk, TSU – Center for System Research. 220 (in Russian).
14. Gnatyuk V. I. (2005) *The Law of Optimal Construction of Technocenoses. Price Research. Issue 29*. Moscow, TSU – Center for System Research. 384 (in Russian).
15. Simonov N. S. (2017) *The Beginning of the Electric Power Industry of the Russian Empire and the USSR as a Problem of Technocenosis*. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ. 640 (in Russian).
16. Kudrin B. I. (2010) Energy Efficiency: Rating of Russian Regions by Electricity Consumption for 1990–2010. *Electrica = Electrics*, (8), 3–15 (in Russian).
17. Kuzminov A. N. (2009) Management of the Stability of the Region: a Cenological Model. *Ekonomika Regiona* [Economics of the Region], (2), 142–152 (in Russian).
18. Kuzminov A. N. (2007) Cenological Features of Regional Market Modeling as a Resource Allocation Mechanism. *Ekonomicheskii Vestnik Rostovskogo Gosudarstvennogo Universiteta* [Economic Herald of the Rostov State University], 5 (4), Part 2, 127–131 (in Russian).
19. Fufae V. V. (2006) *Economic Cenoses of Organizations*. Abakan, Center for System Research. 86 (in Russian).
20. Bogdanov A. A. (1989) *Tectology (General Organizational Science). Vol. 2*. Moscow, Ekonomika Publ. 352 (in Russian).
21. Cherkasova N. I. (2017) *Fundamentals of Managing Technogenic Risks and the Efficiency of Functioning of Power Supply Systems for Agricultural Consumers*. Barnaul, ASTU Named after I. I. Polzunov. 365 (in Russian).
22. “10 +10”: The Energy Sector of the Russian Federation in Anticipation of a New Reform to Exit the Investment Pause. *ACRA*. Available at: <https://www.acra-ratings.ru/research/691> (accessed 18.04.2021) (in Russian).
23. *Energy Company Obligation 2018–2022. Policy Guidance for Obligated Suppliers, Manufacturers and Installers on Applying for Demonstration Actions, Innovation Score Uplifts and In-situ Performance*. 2019. Available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/920296/energy-company-obligation-guidance-2018-2022.pdf.
24. Kutovoy G. P. (2017) 80 Years Old: a Formula for Success. *Regional'naya Energetika i Energobezrezhenie* [Regional Energy and Energy Saving], (5–6), 23–26 (in Russian).
25. Gvozdetzky V. L. (2004) Plan GOELRO – a Strategic Program for the Socio-Economic and Scientific-Technical Development of the Soviet State. *Slovo: Obrazovatel'nyi Portal* [Word: Educational Portal]. Available at: <http://www.portal-slovo.ru/impressionism/36313.php> (accessed 18.04.2021) (in Russian).