

ISSN 1813-5420

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ЕНЕРГЕТИКА

економіка, технології, екологія



Науковий журнал

№3–2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ЕНЕРГЕТИКА

економіка, технології, екологія

Науковий журнал

№ 3 (69) - 2022

Виходить 4 рази на рік
Заснований у березні 2000 року

Smart Grid системи і технології
Енергетична ефективність та енергозбереження
Енергетичні системи та комплекси
Моніторинг, діагностика та керування енергетичними процесами та
обладнанням
Технології та обладнання в енергетиці
Екологічні проблеми в енергетиці

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2022

Головний редактор – Ю.І. Якименко

Заступники

головного редактора – С.П. Денисюк, О.С. Яндульський, Є.М. Письменний

Відповідальний секретар – О.О. Закладний

РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ: А.О. Авраменко, Б.І. Басок, О.Ф. Буткевич, О.О. Вовк,
(Україна) А.В. Волошко, Г.О. Воропаєв, В.І. Дешко, В.Я. Жуйков,
С.О. Кудря, А.В. Носовський, М.Я. Островерхов,
С.М. Пересада, В.А. Попов, К.К. Ткачук, В.О. Туз,
О.Ю. Черноусенко, С.П. Шевчук, В.Ф. Шинкаренко

ЗАКОРДОННІ ЧЛЕНИ

РЕДАКЦІЙНОЇ КОЛЕГІЇ: Е. Хандшин (*Дортмундський технічний університет, інститут енергетичних систем та економіки енергетики, Німеччина*), Ричард Стржелецькі (*Інститут електротехніки, Варшава, Польща*), П.Я. Екель (*Папський католицький університет Мінас Жерайс, Бразилія*), А.В. Кузнецов (*Університет штату Північна Кароліна, США*), В.І. Олещук (*Інститут енергетики АН Молдови*), О.В. Кузнецов (*Університет прикладних наук, Німеччина*), Карлос Ф. Пфайфер (*Університетський коледж Південно-Східної Норвегії*), А. Башкіс (*Вільнюський технічний університет ім. Гедимінаса, Литва*), Опітс Йоахім (*Інститут енергетики м. Хамм, Німеччина*), В.М. Постолатій (*Інститут енергетики Академії Наук Молдови*), Рошан Шарма (*Університет Південно-Східної Норвегії*).

Веб-сайт журналу <http://energy.kpi.ua>

Журнал зареєстровано Реєстраційний номер Свідоцтва про державну реєстрацію друкованого засобу масової інформації КВ №22857-12775ПР від 14.06.2017 р.

Журнал внесено до Переліку фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора і кандидата наук відповідно до наказу МОН України № 1188 від 24 вересня 2020 р. (категорія «Б»). Журнал включено до баз даних «Наукова періодика України» НБУВ, Google Scholar, Index Copernicus, WorldCat, BASE, OpenAIRE, Джерело, URAN, Polska Bibliografia Naukowa, Research Bible, Directory of Research Journals Indexing (DRJI), Scientific Indexing Services, Cosmos Impact Factor, Infobase Index, Real Time Impact Factor, електронного архіву наукових матеріалів ELAKPI. Підписано до друку за рекомендацією Вченої ради Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (протокол № 6 від 03 жовтня 2022 р.).

Коректор В.Г. Смоляр. Комп'ютерна верстка А.Л. Кордан, О.О. Закладний

Відповідальний за випуск видання О.О. Закладний

ISSN 1813-5420 (Print), 2308-7382 (Online).

Адреса редакції 03056, Україна, м.Київ, вул.Борщагівська, 115, к.315,
тел. (38-044) 406-85-14, e-mail: sekrep@iit.kpi.ua

Видавець КПІ ім. Ігоря Сікорського Видавництво «Політехніка»,
м.Київ, вул. Політехнічна, 14, корп. 15.

Увага! Передрукування матеріалів іншими виданнями можливе лише з дозволу редакційної колегії журналу **ЕНЕРГЕТИКА: економіка, технології, екологія**

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022

NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF UKRAINE
“IGOR SIKORSKY KYIV POLYTECHNIC INSTITUTE”

POWER ENGINEERING

economics, technique, ecology

ENERHETYKA:
ekonomika, tekhnolohiyi, ekolohiya

The Scientific Journal

№ 3 (69) – 2022

Published 4 issues per year

Founded in March 2000

Smart Grid systems and technologies
Energy efficiency and energy saving
Energy systems and complexes
Monitoring, diagnosis and management of energy processes and equipment
Technologies and equipment in power engineering
Environmental problems in energy

Kyiv

Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

2022

<i>Editor-in-chief-</i>	Yu.I. Yakymenko
<i>Deputy editors-in-chief-</i>	S.P. Denysiuk, O.S. Yandulskyi, E.M. Pysmennyi
<i>Deputy</i>	O.O. Zakladnyi
EDITORIAL BOARD: (Ukraine)	A.O. Avramenko, B.I. Basok, O.F. Butkevych, O.O. Vovk, A.V. Voloshko, G. Voropaiev, V.I. Deshko, V.Ya. Zhuykov, S.O. Kudrya, A.V. Nosovsky, M.Ya. Ostroverkhov, S.M. Peresada, V.A. Popov, K.K. Tkachuk, V.O. Tuz, O. Yu. Chernousenko, S.P. Shevchuk, V.F. Shinkarenko
FOREIGN MEMBERS OF EDITORIAL BOARD:	E. Handschin (<i>Institute of Power Systems and Power Economics of Dortmund Technical University, Germany</i>), Richard Strzelecki (<i>Electro technical Institute, Warsaw, Poland</i>), P.Y. Ekel (<i>Pontifical Catholic University of Minas Gerais, Belo Horizonte, Brazil</i>), A.V. Kuznetsov (<i>North Caroline State University, USA</i>), V. Oleschuk (<i>Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova</i>), O. Kuznetsov (<i>University of Applied sciences, Germany</i>), Carlos F. Pfeiffer (<i>University College of Southeast Norway</i>), A. Baskys (<i>Vilnius Gediminas Technical University, Vilnius, Lithuania</i>), Opitz H. Joachim (<i>EIH Energy Institute Hamm, Germany</i>), V. Postolati (<i>Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova</i>), Roshan Sharma (<i>University of South- Eastern Norway</i>).
Website of the journal	http://energy.kpi.ua
Journal was registered	Certificate of State Registration Printed Media series KB №22857-12775IIP dated 14 June 2017
The Journal was registered approved by order of MES of Ukraine № 1188 of September 24, 2020 as an occupational edition. The Journal is included in databases «Scientific Periodicals of Ukraine», Google Scholar, Index Copernicus WorldCat, BASE, OpenAIRE, Djerelo, URAN, Polska Bibliografia Naukowa, Research Bible, Directory of Research Journals Indexing (DRJI), Scientific Indexing Services, Cosmos Impact Factor, Infobase Index, Real Time Impact Factor, electronic archive of research materials ELAKPI. Passed for printing under recommendation of Academic Council of National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" (protocol № 6 on October 3, 2022).	
Proofreading V.G. Smoliar. Desktop publishing A.P. Kordan, O.O. Zakladnyi. Responsible for the publication O.O. Zakladnyi.	
ISSN	1813-5420 (Print), 2308-7382 (Online).
Address of editorial office	03056, Ukraine, Kyiv, 115 Borschagivska str., office 315 tel. (38-044) 406-85-14, e-mail: sekrep@ill.kpi.ua
The publisher	Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Public house "Politehnika", Kyiv, 14 Polytechnique str., b. 15.

Attention! Reprint material in other publications only with the permission of editorial board of the journal **POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology**.

© Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2022

ЗМІСТ

SMART GRID СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЇ

С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, Г.С. Бєлоха, С.В. Зайченко. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії7

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

В.Ф. Находов, М.М. Шовкалюк, Є.О. Микита. Аналіз підходів до визначення кількості теплової енергії на потреби гарячого водопостачання під час енергосертифікації будівель.....13

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

О.С. Яндульський, В.І. Моссаковський. Критерії оцінювання встановленої трансформаторної потужності на розподільчих підстанціях електричних мереж.....22

В.А. Попов, О.В. Коцар, В.В. Ткаченко, Д.Г. Дерев'янка, О.В. Бориченко. Комплексна підготовка фахівців у галузі електричної інженерії на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського31

П.В. Шиманюк, В.О. Мірошник, І.В. Блінов. Визначення втрат електричної енергії на основі прогнозів вузлового електричного навантаження.....38

А.Ф. Жаркін, В.А. Попов, О.С. Ярмолук, В.О. Наталич. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах.....44

МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ

Н.І. Жукова, А.І. Крючков, С.В. Зайченко, В.Г. Смоляр. Оцінка енергоспоживання бурового інструменту при бурінні свердловин на закарстованих породних блоках.....53

Ю.В. Перетятко, Є.О. Троценко, Н.О. Поліщук. Моделювання та аналіз впливу підключення до мережі джерела гармонік з різним сумарним коефіцієнтом гармонійних спотворень на форму сигналів у навантаженні.....60

І.І. Пуховий, І.О. Назарова. Стиснення повітря при замерзанні води в резервуарі та його використання для зливання води з сонячних колекторів.....69

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

О.В. Виговський, В.В. Чумак, С.С. Цивінський. Визначення розподілу температурного поля в стержнях обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ для контролю та діагностики.....75

Г.Б. Варламов, І.О. Мітченко, Цзян Цзяньго, Чжан Вейцзе, У Цзунянь. Сучасні технології підвищення енергетичної та екологічної ефективності виробництва енергії.....84

В.В. Горський. Технологічна енергоемність комбінованих циклів парогазових станцій.....91

Ю.А. Онищук, С.В. Клевцов. Модуль спряження RELAP5-CFX: тестування на простих теплогідравлічних моделях.....98

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ В ЕНЕРГЕТИЦІ

В.А. Кондратюк, Є.М. Письменний. Уроки аварії на АЕС Fukushima-Daiichi для безпеки ядерної енергетики України.....107

І.В. Панасюк, Л.Д. Третьякова, Л.О. Мітюк. Метод ідентифікації небезпек та прогнозування виникнення надзвичайних ситуацій у разі забруднення ґрунту сполуками важких металів.....115

CONTENTS

SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

S. Denysiuk, D. Derevianko, H. Bielokha, S. Zaichenko. Aggregation price models for microgrids with distributed energy resources7

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

V. Nakhodov, M. Shovkaliuk, Y. Mykyta. Analysis of approaches to determining the quantity of thermal energy for the needs of hot water supply in the energy certification of buildings13

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

O. Yandulskyi, V. Mossakovskiy. Evaluation criteria of installed transformer power at distribution substations of electrical networks.22

V. Popov, O. Kotsar, V. Tkachenko, D. Derevianko, O. Borychenko The comprehensive education of electrical engineering at the Power Supply Department of Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute31

P. Shymaniuk, V. Miroshnyk, I. Blinov. Determination of electrical losses based on nodal electrical load forecasts.....38

A. Zharkin, V. Popov, O. Yarmoliuk, V. Natalych. Features of organization and use of energy storage systems in distribution networks44

MONITORING, DIAGNOSIS AND MANAGEMENT OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT

N. Zhukova, A. Kryuchkov, S. Zaichenko, V. Smoliar. Evaluation of energy consumption of drilling tools when drilling wells on karsted rock blocks53

J.V. Peretyatko, Y.O. Trotsenko, N.O. Polishchuk, Modeling and analyzing the effect of connection to the network of a harmonic source having various total harmonic distortion factors on load signal waveforms60

I. Pukhovi, I. Nazarova. Compressing air in a tank partially filled frozen water and its use to drain water from solar collectors69

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN POWER ENGINEERING

A. Vyhovskiy, V. Chumak, S. Tsyvinsky. Determination of the temperature field distribution in the winding rods of the stator of turbogenerators of type tvv for purposes of control and diagnostics75

G. Varlamov, I. Mitchenko, Jiang Jianguo, Zhang Weijie, Wu Zongyan. Modern technologies for increasing the energy and environmental efficiency of energy production84

V. Horskyi. Technological energy capacity of combined cycles of steam gas stations91

Y. Onyshchuk, S. Klevtsov. RELAP5-CFX coupling module: testing on simple thermohydraulic models98

ENVIRONMENTAL PROBLEMS IN ENERGY

V. Kondratyuk, Y. Pysmennyi, I. Ostapenko, D. Fedorov. Accident lessons at the Fukushima-Daiichi NPP for the safety of the nuclear power industry in Ukraine107

I. Panasiuk, L. Tretiakova, L. Mitiuk, Method of identifying hazards and predicting the emergency situations in case of soil contamination by heavy metal compounds115

SMART GRID СИСТЕМИ І ТЕХНОЛОГІЇ

SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

УДК 621:314

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.270225

S. Denysiuk*, Doctor of Technical Science, Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680

D. Derevianko*,**, Ph. D, Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-4877-5601

H. Bielokha*, Ph. D, Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-4277-367X

S. Zaichenko*, Doctor of Technical Science, Prof., ORCID 0000-0002-8446-5408

*National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

**Institute of Engineering Thermophysics of NAS of Ukraine

AGGREGATION PRICE MODELS FOR MICROGRIDS WITH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

The development of Microgrid states the problem of choosing the optimal technologies for its composition. This paper is to present cost based demand-side management methods for the Microgrids with Distributed Generation sources to optimize their operation. While implementing variable pricing models the aggregator should take into account characteristics of different Distributed Energy Resources (DER) (diesel engines, gas turbines, fuel cells, solar panels, small hydropower plants and wind turbines) and LCOE for each type of DER to stimulate each local electricity market participant separately. The system Microgrid using three diesel generators and the option of replacing one generator with a solar electric and wind generator installation was considered.

Keywords: Microgrids, dynamic pricing, demand-side management

Introduction. The shift towards a consumer-centric energy transition has placed particular emphasis on the improvement of the low-voltage distribution networks. This improvement is due to the integration of various types of the Distributed Energy Resources (DER), modern equipment, ICT technologies and Market mechanisms which allow such systems to operate efficiently [1, 2, 7].

The concept of the Microgrid is one of the advancements in the electricity distribution network that supports such consumer-centric approach using DERs that are independent of or only partially dependent on the main grid. It has also empowered consumers or only partially dependent on the main grid. It has also empowered consumers to support the grid by activating their assets for energy services whenever required.

Consumers can also support each other by forming a microgrid that can be managed or operated by the users of a community with or without the support from an operational entity, thereby creating a community-based microgrid (C-MG) [7].

The microgrid concept is well established and has been the subject of significant research efforts in recent years. According to [1] the defining characteristics/features of an advanced microgrid:

- 1) Geographically delimited or enclosed.
- 2) Connected to the main utility grid at one point of common coupling (PCC).
- 3) Fed from a single substation.
- 4) Can automatically transition to/from and operate islanded:
 - a) operates in a synchronized and/or current-sourced mode when utility-interconnected
 - b) Is compatible with system protection devices and coordination
- 5) Includes DER, but generator agnostic and according to needs of customer with
 - a) renewables (inverter interfaced),
 - b) fossil fuel based (rotating equipment generators), and/or
 - c) integrated energy storage,
- 6) Includes an EMS with
 - a) controls for power exchanges, generation, load, storage, and demand response,
 - b) load-management controls to balance supply and demand quickly,
- 7) Includes power and information exchanges that take place on both sides and across the PCC in real time.

To ensure the compliance of the modern Microgrids with all mentioned features, the main objective of this paper is to develop market based mechanisms needed to increase the ranges and applications of modern Microgrids. They also should ensure the capability of Microgrids in maintaining or improving the power quality, reliability, and resilience of the utility grid during times of interoperability. The fulfillment of these objectives will improve the energy infrastructure resilience, provide value added that improves electric power quality, enables assurance of power to critical loads, creates avenues for personal security, and supports emergency services.

Spinoff devices and secure communication will be beneficiaries for other applications such as more intelligent grid infrastructure, smarter loads that will be considered part of the smart grid infrastructure, building energy management, and optimized demand-side management (DSM) [1, 3, 6].

Microgrids architecture. With generation becoming more decentralized due to DER, energy markets and power grids need to adapt on the transmission and distribution level. Thus, microgrids and the associated concept of local energy markets become increasingly important for a sustainable and resilient network [4-6].

Modern Microgrids architectures should be in accordance to the Smart Grid Architecture Model (SGAM) which consists of three dimensions: Domains, Zones and Interoperability Layers (Fig. 1). It focuses on the interoperability of smart grid architectures by modelling electrical connections, information flows and communication technologies between physical components and software applications, while considering existing regulatory and business constraints. All important aspects of a smart grid are represented on the five interoperability layers: Component, Communication, Information, Function, and Business Layer.

The horizontal axis of the SGAM is structured into five domains. It consists of the traditional elements within the energy supply chain: Generation, Transmission and Distribution, and two rather decentralized domains, DER and Customer Premise.

The last domain includes (industrial, commercial and residential) prosumers.

The third dimension represents the hierarchical zones of power system management in a smart grid. It includes: Process (transformations of energy and the physical equipment involved), Field (equipment to protect, control and monitor the power system), Station (areal aggregation level for field level), Operation (power system control operation), Enterprise (commercial and organizational processes, services and infrastructures), and Market (possible market operations) [2, 5].

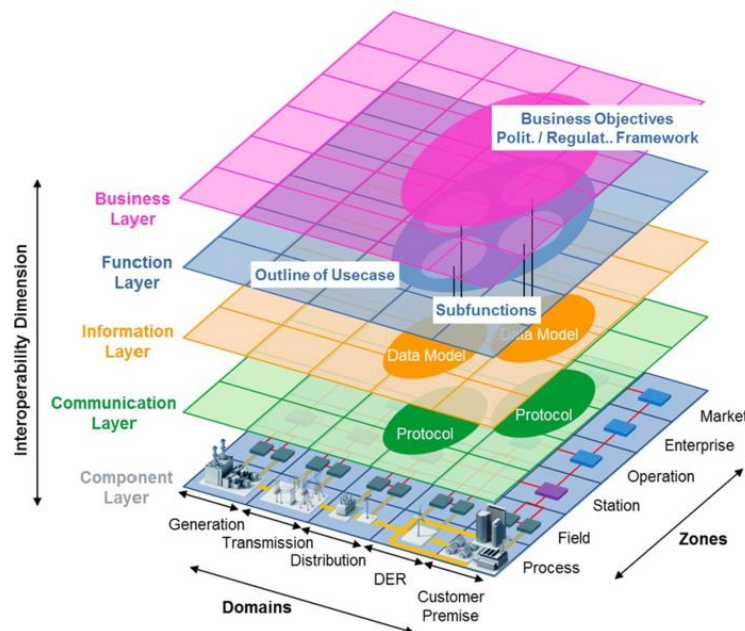


Figure 1 – Smart Grid Architecture Model (SGAM) [2].

Such architectures are presented in [7] (figure 2) represent the variety of technical and business processes which are all represented in one Microgrid model with huge amount of elements which have different purpose and technological base.

Microgrid Architecture					
Power Grid layer	Device layer	Infrastructure layer	Physical equipment	Infrastructure	Physical layer
ICT layer	Smart meter layer	Comm. Layer	Protection and control	Communications	ICT layer
	Transmission layer	Intelligence layer	Automation and control	Operation and control	Control layer
Control layer	Communication layer		Optimisation and dispatch	Climate conditions	Market and business
Business layer	Management layer	Business models	Market operations	Business	
		Regulatory framework		Policies and standards	Regulatory layer

Figure 2 – Microgrid architecture models [7]

For the layers presented on Fig.2 One can distinguish main elements (see Fig. 3) which are required to provide the achievement of the Microgrid's stable operation.

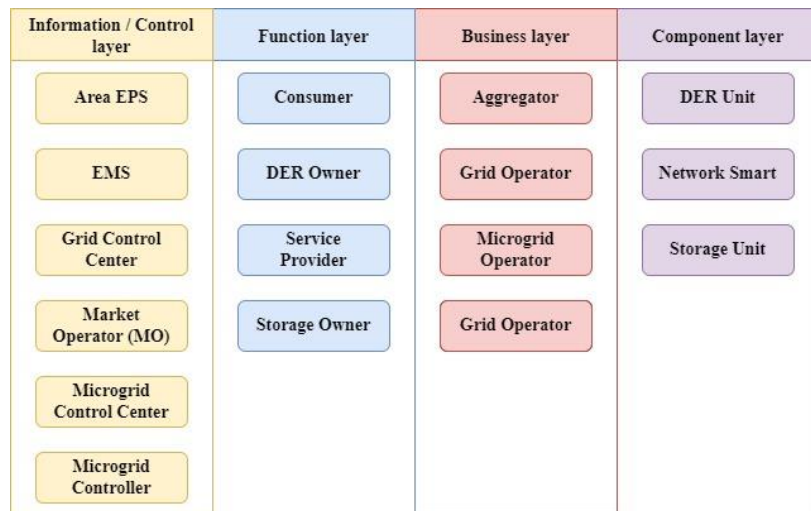


Figure 3 – Main elements of Microgrid in accordance with SGAM model

As we may see (Fig.4) such elements as “consumer”, “DER owner” and “Storage owner” can perform as a prosumer both consuming and producing electricity in the local electricity market.

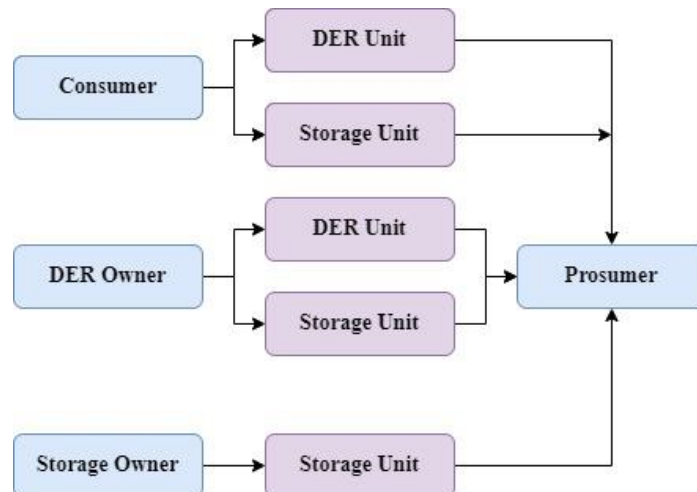


Figure 4 – Multilayer Microgrid elements interconnection

To provide the successful interaction between all these elements the market participant that purchases/sells electricity products on behalf of two or more consumers/ generators/ DERs or energy storage owners is needed. Aggregator or in case of small Microgrid – Microgrid operator performs such work.

Aggregation Price Models

One of the most complicated tasks for the aggregator is to hold the balance between diverse DER's and provide energy storage system when it is required. This complication can be solved by the application of various pricing mechanisms and DSM programs (see Fig. 5) [4, 6].

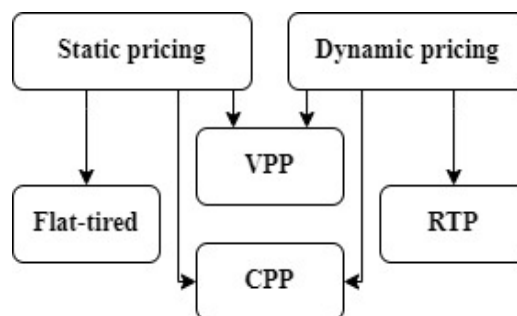


Figure 5 – DSM electricity pricing models.

While implementing variable pricing models the aggregator should take into account characteristics of different DER's and LCOE for each type of DER to stimulate each local electricity market participant separately.

The modern set of distributed technologies includes natural gas and diesel engines, gas turbines, fuel cells, solar panels, small hydropower plants and wind turbines (Table 1).

Table 1 - Characteristics of DER [3, 8].

Characteristic	PV	WP	SHPP	Fuel cell	Gas turbine	Steam turbine	Diesel generator
Output	DC	DC / AC	AC	DC	AC	AC	AC
Management	-	-	-	+	+	+	+
Type of conv.	DC-DC-AC	AC-DC-AC	Synchr. or asynchr. generator	DC-AC	-	-	-
Eff-cy	6-20%	1-35%	92-94%	up to 85 %	30-45%	20-40%	30-45%
Ability to work on schedule	Restricted	Restricted	possibly	possibly	possibly	possibly	possibly
GHG level	-	-	-	-	High	High	High

According to peculiarities described in table 1 all DER (including storage systems) can be divided into 3 groups: Non-controllable DER, controllable DER and Storage system (see. Fig. 6). For each group of DER separate pricing model should be applied.

Cost analysis is one of the important components of the analysis of the effectiveness of an investment project. This analysis is especially important at the initial stage of performance appraisal, when there is still no complete clarity regarding the tariff policy of the project [3].

In general, the costs of generation in Microgrid include: investment costs, operating costs, fuel costs, external and liquidation costs. The cost of electricity production depends solely on the type of technology and fuel [9-12].

The target function is the minimization of the total annual costs of the Microgrid system.

Multi-criteria optimization is generally a difficult task, since even with two contradictory criteria, the choice of the optimal option requires expert evaluation and is often not obvious.

Variable costs are dependent on the capacity of consumers. For diesel generators, it depends on fuel consumption and power, costs for purchasing and delivering fuel. For wind generators and solar installations, consumption is associated with the inconstancy of their potentials.

Let's consider the system of dynamic pricing in real time (RTP). Electricity prices are calculated based on at least hourly measurement of consumption or with even greater detail.

Prices change at regular intervals of 1 hour or several minutes. Changing the price in such small intervals increases the effectiveness of the pricing scheme in reflecting the actual cost of supply, but such schemes require advanced technology to communicate and manage these frequent changes.

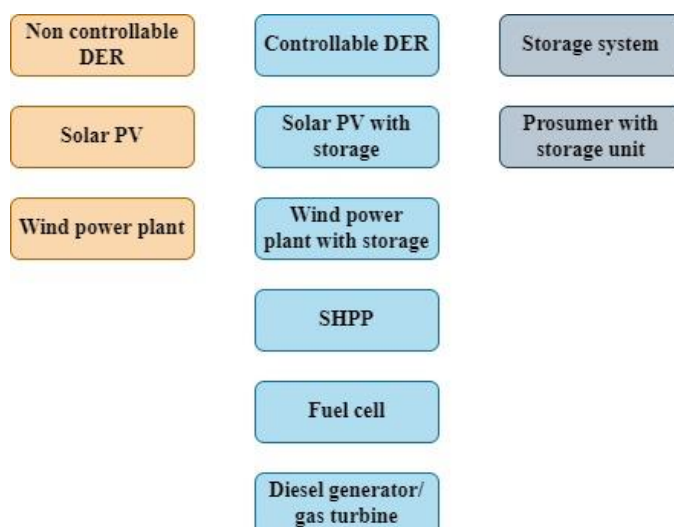


Figure 6 – DSM electricity pricing models.

The power of the consumer (load) is presented in the form of a stepped daily schedule of electrical loads (fig. 7) for 24 intervals.

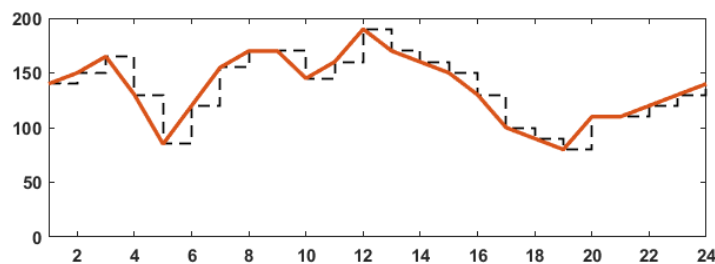


Figure 7 – Power of load

The Microgrid 1 system consists of diesel-generators.

Diesel generators have a low cost, ease of management and operation. But they have a number of disadvantages: high cost, impact on the environment and the need to deliver fuel. The introduction of renewable energy sources into the local system leads to savings in diesel fuel, but increases the installed capacity and cost of Microgrid energy equipment, and also affects reliability and operating modes.

In the system Microgrid 1, in order to reduce the cost of energy and reduce greenhouse gas emissions, one of the generators was replaced by a PV solar power plant with a DC-DC-AC converter (PV – non-controllable) (Microgrid 2).

The system Microgrid 3 consists of a solar generator with a storage system and a diesel generator as a guaranteed power source.

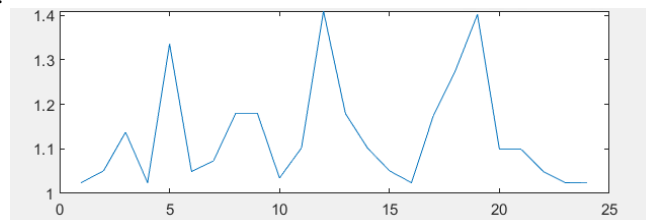


Figure 8 – Microgrid1

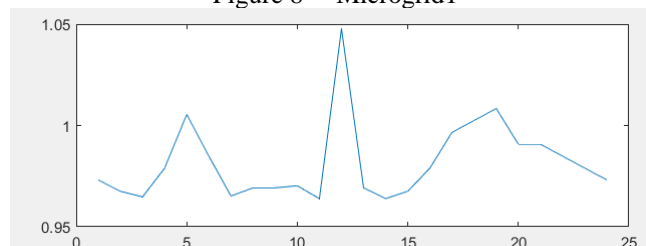


Figure 9 – Microgrid2

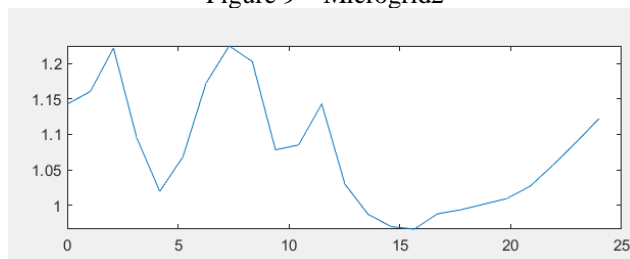


Figure 10 – Microgrid3

The analysis shows that with three types of Microgrids with different composition (fig 8 – 10). The system with a storage element has the best results, it has less energy consumption of diesel generators, which are the most expensive per 1 kW of energy.

Conclusion

The rapid development of Microgrid as part of the general power supply system states the problem of choosing the optimal technologies for its composition. The cost based approach presented in this paper allows to make optimal choice for the Microgrid structure depending only on the local prices on the market.

Methods for increasing the power factor of power converters are presented, which will increase the reliability of the system and reduce the number of failures. As a result, the cost of producing kWh of electricity will decrease.

The introduction PV with a storage system made it possible to increase energy efficiency, reduce primary fuel costs, and reduce the price due to lower current costs of PV, the cost per 1 kWh decreased by an average of 17% in relation to structures with diesel generators and depends on the characteristics of the generators, which currently generating electricity in the local system.

References

1. Bower, Ward Isaac, Ton, Dan T., Guttromson, Ross, Glover, Steven F, Stamp, Jason Edwin, Bhatnagar, Dhruv, & Reilly, Jim. The advanced microgrid. Integration and interoperability. United States. <https://doi.org/10.2172/1204100>
2. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Smart Grid Reference Architecture, Tech. Rep. November (2012).
3. Denysiuk S. Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management/ Denysiuk S., Zaichenko S., Opryshko V., Derevianko D. // EUREKA, Physics and Engineering, 2021, 2021(2). – p. 19–31.
4. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity. Journal of the Operational Research Society (2017) 68, 1131–1145.
5. Kirpes, B., Mengelkamp, E., Schaal, G. & Weinhardt, C. (2019). Design of a microgrid local energy market on a blockchain-based information system. *it - Information Technology*, 61(2-3), 87-99. <https://doi.org/10.1515/itit-2019-0012>
6. S. Denysiuk and D. Derevianko, "The Cost Based DSM Methods in Microgrids with DG Sources," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2021, pp. 544-548, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570096.
7. Trivedi R, Patra S, Sidqi Y, Bowler B, Zimmermann F, Deconinck G, Papaemmanouil A, Khadem S. Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. *Energies*. 2022; 15(3):918. <https://doi.org/10.3390/en15030918>.
8. H. Bielokha and Y. Samcheleev, "Electromagnetic compliant of voltage source with relay control," 2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), 2017, pp. 32-35, doi: 10.1109/MEES.2017.8248921.
9. Chaturvedi, Nitin. (2021). Cost-optimal Pinch Analysis for sizing of hybrid power systems. *Cleaner Engineering and Technology*. 3. 100094. 10.1016/j.clet.2021.100094.
10. Yutaka Sasaki, Toshiya Tsurumi, Naoto Yorino, Yoshifumi Zoka & Adelhard Beni Rehiara (2019) Real-time dynamic economic load dispatch integrated with renewable energy curtailment, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 9:1, 85-92, DOI: 10.1080/22348972.2019.1686861
11. Rehman, Shafiqur. Hybrid Power Systems – Sizes, Efficiencies, and Economics. *Energy Exploration & Exploitation*, Jan. 2021. Vol. 39. № 1. Pp. 3–43. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598720965022>
12. IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>

С.П. Денисюк*, д.т.н., проф. ORCID 0000-0002-6299-3680

Д.Г. Дерев'янюк**, к.т.н., доц., ORCID 0000-0002-4877-5601

Г.С. Белоха*, к.т.н., доц., ORCID 0000-0003-4277-367X

С.В. Зайченко*, д.т.н., проф. ORCID 0000-0002-8446-5408

*«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

**Інститут технічної теплофізики НАН України

ЦІНОВІ МОДЕЛІ АГРЕГУВАННЯ ДЛЯ MICROGRID СИСТЕМ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Розвиток Microgrid систем викликав появу проблем пов'язаних з вибором складових для забезпечення оптимальної структури означених систем. У даній статті представлено цінові методи керування попитом для Microgrid систем з джерелами розосередженої генерації для оптимізації їх роботи. Обґрунтовано, що під час впровадження різноманітних цінових/ тарифних моделей агрегатор повинен враховувати характеристики різних розосереджених джерел енергії (РДЕ) (дизельні генератори, газові турбіни, паливні елементи, сонячні батареї, малі гідроелектростанції та вітрові турбіни) і LCOE для кожного типу РДЕ, щоб стимулювати до участі у програмах керування попитом кожного учасника локального ринку електричної енергії окремо. Розглянуто Microgrid систему з використанням трьох дизель-генераторів і варіантами заміни одного генератора на фотоелектричну або вітрогенераторну установку.

Ключові слова: мікромережі, динамічне ціноутворення, управління попитом

Надійшла 07.09.2022

Received 07.09.2022

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

УДК 658.26

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.270242

В.Ф. Находов, д-р техн. наук., доц., ORCID 0000-0001-7643-5965
М.М. Шовкалюк, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-1898-3493
Є.О. Микита, магістр, ORCID 0000-0001-6698-7555
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ДО ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПОТРЕБИ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ПІД ЧАС ЕНЕРГОСЕРТИФІКАЦІЇ БУДІВЕЛЬ

В Україні на законодавчому рівні введено обов'язкову енергетичну сертифікацію для окремих типів нових будівель та будівель, що реконструюються. Крім того, для отримання фінансування термомодернізації будівель від різних інвестиційних фондів необхідно виконати енергетичний аудит та обґрунтувати енергозберігаючі заходи, оцінити клас енергоефективності. В Україні діє комплекс нормативно-правових актів, методичних документів, будівельних норм та стандартів в сфері енергетичної сертифікації, який постійно оновлюється. Національна методика розрахунку показників енергетичної ефективності будівель та підзаконні акти декілька разів змінювалися, зокрема в частині урахування енергопотреб на гаряче водопостачання, що в свою чергу, впливало на клас енергоефективності. В статті оцінено вплив різних підходів до розрахунку та урахування додаткових надходжень від трубопроводів гарячої води на прикладі багатоповислової будівлі. В рамках досліджень проведено детальне енергетичне обстеження із застосуванням інструментальних та аналітичних методів, сформовано розрахункову модель і виконано серію розрахунків. Показано вплив на питому енергопотребу, загальне енергоспоживання та клас енергоефективності існуючої будівлі змін у нормативній базі, особливостей урахування утилізованих тепловтрат, кількості споживачів.

Ключові слова: житлова багатоквартирна будівля, енергоефективність, моделювання енергоспоживання, енергетична сертифікація, гаряче водопостачання.

Вступ. На виконання закону України «Про енергетичну сертифікацію будівель» [1], прийнятого в рамках імплементації європейської Директиви 2010/31/ЄС [2], було розроблено низку нормативно-правових актів [3-4], методичних документів [5-6], стандартів [7,8] та будівельних норм [9]. У вересні 2022 року вступають в дію нові ДБН щодо будівельних конструкцій та енергоефективності будівель [10,11], невдовзі буде змінена національна методика [7]. Також з роками змінювалися підходи до визначення показників енергоефективності будівель, зокрема: з 2006 включалися лише потреби на опалення; після 2013 року – енергопотреба [9] на опалення, охолодження та гаряче водопостачання (ГВП); із введенням енергетичної сертифікації з 2018 року при обчисленні класу енергоефективності будівель – енергоспоживання на опалення, охолодження та ГВП [5], а з жовтня 2020 року до уваги береться лише енергоспоживання на опалення та охолодження [3]. Із введенням нових мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель [3] наприкінці 2020 року внесено і зміни до методики сертифікації будівель [3], зокрема в частині енергопотреб на ГВП: замість нормативних добових витрат на одного мешканця (л/добу) до розрахунку беруться питомі витрати енергії на одиницю опалювальної площі (кВт·год/м²).

Практика діяльності на ринку енергетичної сертифікації показує, що через недосконалість і суперечливість існуючої великої бази нормативно-правових документів, особливості експлуатації будівель думки енергетичних аудиторів часто розходяться в трактуванні тих чи інших положень методики розрахунку. Науковий та практичний інтерес дослідження полягає у оцінюванні впливу на показники енергетичної ефективності різних підходів в розрахунках. Ґрунтовний аналіз енергоспоживання будівель з урахуванням різних впливових факторів, в тому числі соціальних, наведено у роботах [12-14], проте в них не було приділено уваги саме питанням витрат на гаряче водопостачання. Зважаючи на те, що за останні роки суттєво змінилася вимоги до визначення теплової енергії для споживачів ГВП та урахування утилізованих теплонадходжень, в даній роботі зосередимося саме на цих проблемах.

Мета та задачі. Метою дослідження є оцінювання енергетичних характеристик і класу енергоефективності існуючої житлової багатоквартирної будівлі у місті Києві на основі моделювання енергопотребити та енергоспоживання за умови різних підходів до урахування теплової енергії на гаряче водопостачання.

Для досягнення поставленої мети потрібно виконати наступні **задачі дослідження**:

- створити енергетичні моделі для можливості виконання розрахунків енергопотребити та енергоспоживання багатоквартирної будівлі;
- на основі детального енергетичного обстеження будівлі і визначити базовий рівень енергоспоживання за діючими вимогами національної методики;
- виконати моделювання енергопотребити та енергоспоживання будівлі з різними методиками урахування теплової енергії на ГВП, а також оцінити потенційну зміну класу енергоефективності.

Матеріал і результати досліджень. Об'єкт дослідження – односекційний монолітно-каркасний 24-поверховий багатоквартирний житловий будинок 2012 року будівництва у м. Києві (рис. 1а). В будівлі наявні приміщення різного функціонального призначення: перший поверх будинку – нежитлові комерційні приміщення, 2-23 поверхи – квартири, 24 поверх – опалюваний технічний поверх. Всього в будівлі 176 квартир та 6 нежитлових приміщень. Опалювальна площа - 15193,6 м².

В роботі [15] наведено опис будівлі, інженерних мереж і детальна характеристика зовнішніх огорожень. Для об'єкта досліджень було проведено:

- комплексне енергетичне обстеження житлової будівлі з уточненням геометричних, теплотехнічних та енергетичних характеристик,
- запропоновані та економічно обгрунтовані два пакети заходів для підвищення рівня енергоефективності («Мінімальний» та «Максимальний») та розглянуто можливості залучення інвестицій за двома програмами – Програма КМДА «70/30» та Програма «Енергодім» від Фонду енергоефективності;
- виконано порівняльну оцінку результатів розрахунків енергоспоживання за розробленою програмою у середовищі MS Excel та у спеціалізованому програмному продукті для енергоаудиторів Audytor OZC (рис. 1,б) та показано, що для системи опалення відмінності у розрахунках становлять близько 5%, але для системи гарячого водопостачання та освітлення відмінності є суттєвими.

Енергетичний сертифікат існуючої будівлі з розрахованим класом енергоефективності F внесено до загальнодержавної електронної бази [16]. Потрібно зазначити, що на момент розроблення енергосертифікату нормативи [3,6] ще не вступили в дію, розрахунки виконувалися за методикою [5] та ДСТУ Б А.2.2-12:2015 [7]).

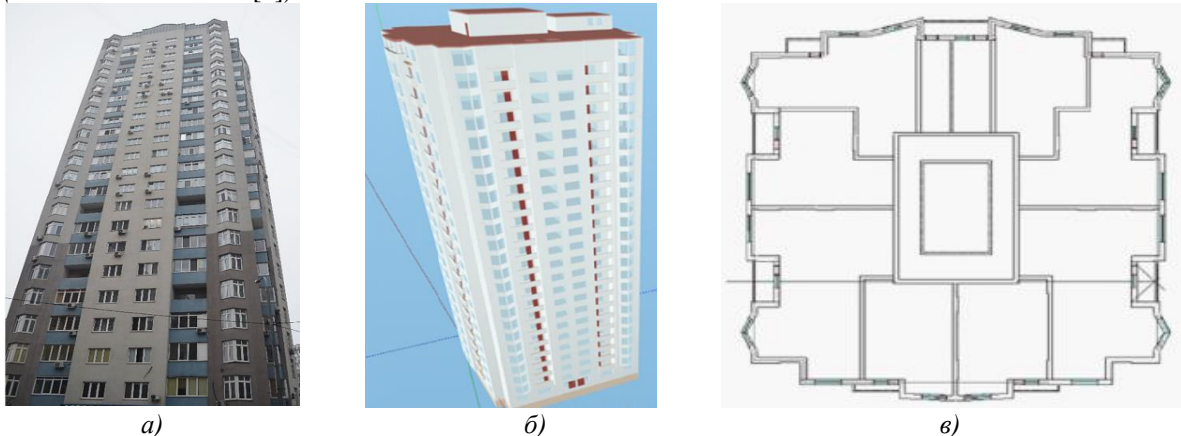


Рисунок 2 – Загальний вигляд будівлі (а - фактичний стан, б, в – 3D модель та план в Audytor OZC)

Аналіз поточного технічного стану системи ГВП

Джерело для системи гарячого водопостачання - централізоване тепlopостачання. Система ГВП розділена на дві зони, теплове навантаження I зони - 0,298 Гкал/год, II зони - 0,297 Гкал/год. Розподіл гарячої води відбувається по сталевим теплоізолюваним трубопроводам. Відповідно до зон, циркуляційні стояки розділені на дві окремі групи. Температура подавання гарячої води – 55 °С. Температурний графік циркуляційного контуру 55/45 °С. Облік гарячої води індивідуальний поквартирний. Прилади споживання гарячої води: повнорозмірні ванни 1700 мм, умивальники у ванних кімнатах, рукомийники на кухнях.

В ході енергетичного обстеження була зібрана наступна інформація про трубопроводи ГВП в підвалі, циркуляційних стояків та трубопроводи ГВП ділянки до приладів:

- матеріал труб (сталь та PEX-с); тип, товщина ізоляції δ_{iz} та її стан;
- внутрішній, зовнішній діаметри труб $d_{вн}/d_{зов}$ та їх товщина $\delta_{тр}$;
- довжини вертикальних та горизонтальних ділянок труб L_i
- наявність і тип регулюючої арматури, систем автоматики, приладів обліку.

Огляд методів урахування теплової енергії на потреби ГВП в нормативно-правовій базі. Відповідно до існуючих вимог [8], розділ “Енергоефективність” у складі проектної документації для нового будівництва, реконструкції, капітального ремонту у тому числі з метою термомодернізації громадських та житлових будівель повинен містити наступні дані щодо систем гарячого водопостачання:

- характеристика інженерних систем та інформація про альтернативні джерела енергії;
- класи енергетичної ефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління інженерних систем, визначені згідно з ДСТУ EN 15232-1 [17], який має бути не нижче класу енергетичної ефективності будівлі;
- розрахунки енергетичних характеристик будівлі, в тому числі теплонадходжень від внутрішніх джерел енергії, енергопотреб і енергоспоживання.

Опис системи ГВП в проектній документації повинен містити джерело енергії, розведення трубопроводів, циркуляцію теплоносія у системі, регулювання витрати у системі, гідравлічне налагоджування систем, облік споживання гарячої води.

За методикою [5], що діяла до 2020 року, енергопотреба для ГВП розраховувалася за формулою:

$$Q_{DHW,nd} = c_w V_w (\theta_{w,del} - \theta_{w,0}) \alpha_x, \quad (1)$$

де c_w - теплоємність води, кДж/(кг·К); V_w - річний обсяг споживання води, кг, що розраховується за формулою (2); $\theta_{w,del}$ - встановлена температура подачі гарячої води, °С; $\theta_{w,0}$ - середня річна температура холодної води, яку приймають рівною 10 °С; α_x - коефіцієнт переведення (кДж в кВт·год), що приймають $0,278 \cdot 10^{-3}$ кВт·год/кДж.

Річний обсяг споживання води, кг, розраховувався за формулою:

$$V_w = q_w n_m n_d \rho_w 10^{-3}, \quad (2)$$

де q_w - середня за рік добова витрата води, л/добу, яка визначається згідно таблиць А1 та А2 ДБН В.2.5-64:2012 [18], або розрахунковим шляхом, враховуючи фактичний обсяг споживання гарячої води відповідно до показників вузла комерційного обліку; n_m - кількість розрахункових одиниць споживання гарячої води, вид яких визначається згідно таблиць А1 та А2 [19], а кількість - згідно з фактичними значеннями; n_d - кількість діб роботи системи ГВП; ρ_w - густина води за нормальних умов, кг/м³.

За новою методикою [6], що почала діяти з кінця 2020 року, для цілей сертифікації енергоефективності енергопотреба для ГВП $Q_{DHW,nd}$ [кВт·год] потрібно визначати за питомими показниками на 1 м² залежно від типу будівель за табл.34 [7], для багатоквартирних житлових будівель це значення становить 20 кВт·год/м².

Річні тепловтрати підсистеми розподілення постачання ГВП, кВт·год, які потрібно визначати окремо для трубопроводів у неопалювальних та опалювальних об'єктах, розраховуються за формулою:

$$Q_{W,dis,ls} = \sum \psi_{w,j} L_{w,j} (\theta_{w,dis,avg,j} - \theta_{amb,j}) t_w / 1000, \quad (3)$$

де $\psi_{w,j}$ - лінійний коефіцієнт теплопередачі трубопроводу, Вт/(м·К), за додатком 2 [5]; $L_{w,j}$ - довжини секцій трубопроводів, м; $\theta_{w,dis,avg,j}$ - середня температура гарячої води у секції трубопроводу, °С; $\theta_{amb,j}$ - середня температура середовища навколо секції трубопроводу або температура опалювального чи неопалювального приміщення, °С; t_w - період використання ГВП, год/рік, що встановлюється при виявленні фактичного стану будівлі; j - індекс, що позначає трубопроводи з однаковими граничними умовами.

Річні тепловтрати циркуляційного контуру постачання гарячої води, кВт·год, включають тепловтрати трубопроводів в періоди наявності та відсутності циркуляції:

$$Q_{W,dis,ls,col,m} = Q_{W,dis,ls,col,on} + Q_{W,dis,ls,col,of}, \quad (4)$$

де:

$$Q_{W,dis,ls,col,on} = \sum \psi_{w,j} L_{w,j} (\theta_{w,dis,avg,j} - \theta_{amb,j}) t_{w,on,j} / 1000, \quad (5)$$

$$Q_{W,dis,ls,col,of} = \sum \rho_w c_w V_{w,dis,j} (\theta_{w,dis,avg,j} - \theta_{amb,j}) n_{norm} / 1000, \quad (6)$$

де $\psi_{w,j}$ - лінійний коефіцієнт теплопередачі трубопроводу, Вт/(м·К), за додатком 2 [5]; $L_{w,j}$ - довжини секцій трубопроводів, м; $\theta_{w,dis,avg,j}$ - середня температура гарячої води у секції трубопроводу, °С; $\theta_{amb,j}$ - середня температура середовища навколо секції трубопроводу або температура опалювального чи неопалювального приміщення, °С; $\rho_w c_w$ - теплоємність води, приймають 1150 Вт·год/(м³·К); $V_{w,dis,j}$ - об'єм води, що міститься в секції трубопроводу, м³, визначений за допомогою значень довжини та діаметру трубопроводу; $t_{w,on,j}$ - період циркуляції, за відсутності точних даних приймають 8760 год/рік; n_{norm} - кількість робочих циклів циркуляційного насоса протягом року, за відсутності точних даних приймають 1-2 цикли в день.

Тепловтрати використаної води при водорозборі, кВт·год, розраховуються за формулою:

$$Q_{W,em,ls} = Q_w \eta_{eq} / 100, \quad (7)$$

де Q_W – річні енергопотреби ГВП, кВт·год; η_{eq} – еквівалент збільшення, що враховує тепловтрати використаної води при водорозборі, приймають згідно з даними тепловтрат використаної води при водорозборі у будівлях без циркуляційного контуру, для багатоквартирних будівель – 25%.

Споживання додаткової енергії для насоса, кВт·год, визначається на підставі маркування потужності насоса згідно з формулою:

$$W_{W,dis,au} = P_{pmp} t_{pmp} N, \quad (8)$$

де P_{pmp} – маркування потужності насоса, кВт; t_{pmp} – час роботи насоса, год/доба, за відсутності даних приймають 24 год/доба; N – кількість діб роботи насоса протягом року.

Утилізаційні регулярні тепловтрати, кВт·год, виражають часткою тепловтрат у підсистемі розподілення ГВП з трубопроводів, що знаходяться в опалювальних приміщеннях, а часткою додаткового енергоспоживання при розподіленні за формулою:

$$Q_{W,dis,rbl} = Q_{W,dis,ls} f_{W,dis,ls,rbl} + Q_{W,dis,aux} f_{W,dis,aux,rbl}, \quad (9)$$

де $f_{W,dis,ls,rbl}$ – частка тепловтрат в підсистемі розподілення ГВП, що можуть бути утилізовані для підвищення температури приміщення; $f_{W,dis,aux,rbl}$ – частка додаткового енергоспоживання при розподіленні, що може бути утилізована для опалення приміщення, частки залежать від тривалості опалювального періоду та місця розташування насоса.

Для спрощення приймають, що 50% утилізаційних тепловтрат протягом опалювального періоду може бути утилізовано в підсистемі розподілення ГВП та 80% додаткової енергії. Методика розрахунку, викладена у ДСТУ [7] та нормативному документі [6], містить дане спрощення, яке зазвичай застосовують аудитори в Україні. Таким чином, наявна методика містить зазначення про врахування тепловтрат з трубопроводів ГВП як теплонадходжень в будівлю, але фактично відсутнє формульне представлення застосування даної примітки, чи посилання на інші стандарти, де деталізується даний метод врахування.

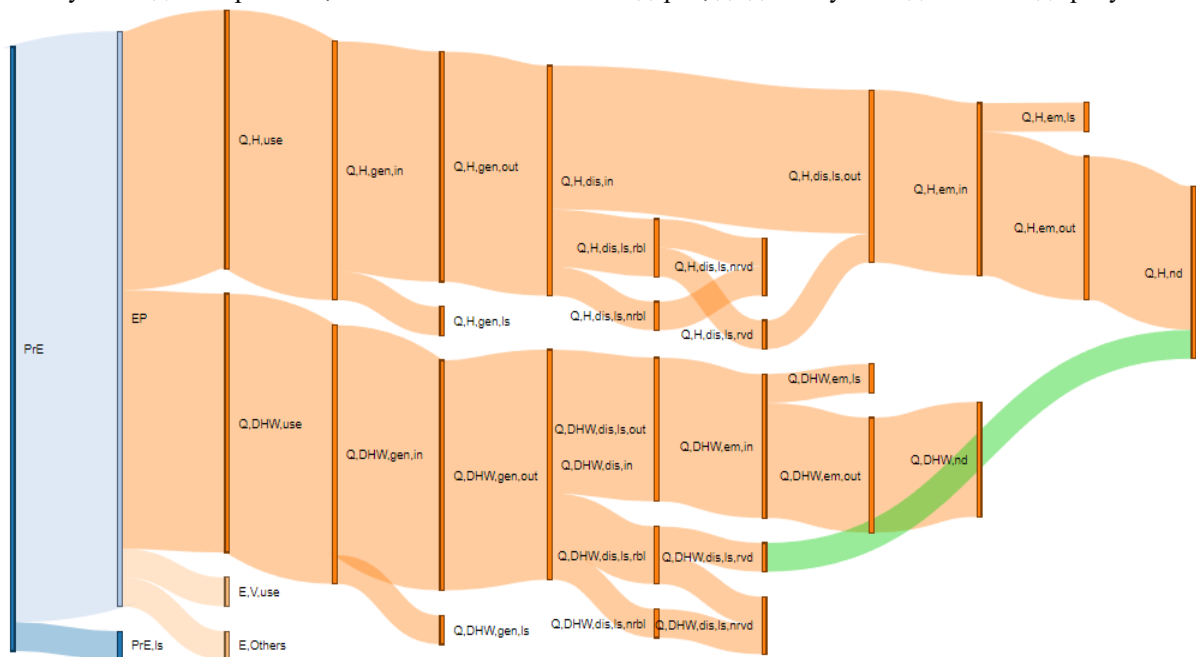


Рисунок 2 – Схема урахування енергопотреби, втрат теплової енергії та утилізаційних тепловтрат під час виконання енергетичної сертифікації будівель (на схемі використано позначення, зазначені у діючих нормативних документах [4-7])

Моделювання енергетичних характеристик будівлі. Для визначення енергоспоживання та показників енергоефективності за нормативними вимогами було сформовано розрахункову модель у програмному середовищі MS Excel (детальніше описано у роботі [15]). Під час розрахунків енергоспоживання будівлі було враховано енергетичні характеристики підсистем тепловіддачі, розподілення, генерації та акумулювання, включаючи регулювання. Тепловтрати підсистеми розподілення для системи ГВП складаються із: тепловтрат трубопроводами; тепловтрат циркуляційним контуром; тепловтрат відпрацьованої води з водовипуску користувачів. Для виконання розрахунків уточнювалися діаметри та довжини горизонтальних і вертикальних ділянок трубопроводів, температурний графік теплоносія, режим експлуатації інженерних мереж, визначалися лінійні коефіцієнти теплопередачі та утилізовані тепловтрати.

Далі буде наведено порівняльний аналіз результатів розрахунків енергопотреби на потреби ГВП та загального енергоспоживання житлової будівлі за різними підходами:

- 1) розглянуто зміну норм в частині визначення енергопотреб на ГВП:
 - за розрахунковими добовими витратами води в житлових будівлях, л/добу на одного мешканця [18], за формулами (1)-(2);
 - за питомим витратам на одиницю опалювальної площі залежно від призначення будівлі [6,7];
- 2) розглянуто різні способи урахування утилізованих втрат з розподільчих трубопроводів ГВП:
 - утилізовані втрати не враховуються при розрахунках показників енергоефективності;
 - 50% утилізаційних тепловтрат протягом опалювального періоду утилізується в підсистемі розподілення ГВП;
 - врахування тепловтрат з трубопроводів ГВП як теплонадходжень в будівлю, при цьому буде зменшена енергопотреба на опалення. Послідовність розрахунків та виконання ітерацій для уточнення наведено на рис. 3.

Результати розрахунків наведено на рисунку 4.

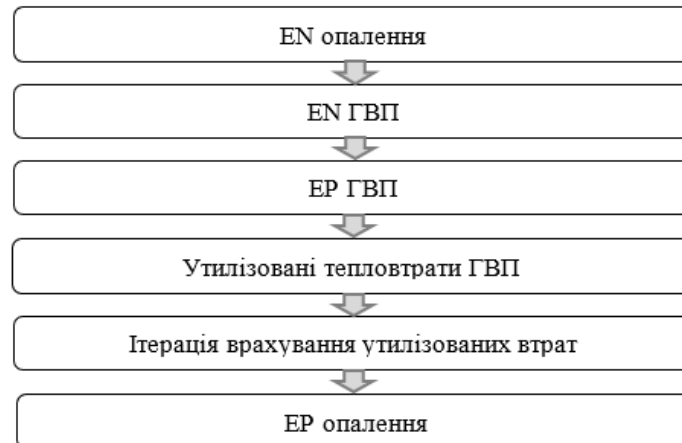


Рисунок 3 – Послідовність виконання розрахунків утилізованих втрат з розподільчих трубопроводів ГВП для уточнення енергопотреб будівлі

Зважаючи на те, що з кінця 2020 змінилися контрольні показники енергоспоживання будівель, за якими визначається їх клас енергоефективності (з введенням [3] граничні значення включають лише опалення та охолодження та не включають ГВП) цікавим буде прослідкувати на прикладі конкретної житлової будівлі, чи вплине це на її клас енергоефективності.

Клас енергоефективності на рис. 4 визначається за нормами, що діяли на момент дії різних вимог щодо урахування енергопотреб на ГВП: А за [5], Б – за [3].

Також розглянемо такий соціальний аспект в розрахунках класу енергоефективності житлової будівлі, як кількість споживачів енергоресурсу. В ході енергетичного аудиту будівлі було встановлено, що в будівлі, яка має 176 квартир, прописано 264 особи, а фактично проживає більша кількість осіб, точну кількість яких встановити проблематично.

Дослідження [14], направлені на аналіз споживання енергії житловими будівлями із розрахунку на одну людину, показали, що застосовувати існуючу норму житлової площі в Україні (13,65 м² на одну особу [20]) для визначення кількості мешканців в новобудовах не є коректним. При створенні енергетичного сертифікату даної багатоквартирної будівлі діяли вимоги обчислення енергопотреб з урахуванням нормативних витрат води на одну особу за формулами (1)-(2), тому, відповідно, значення кількості осіб в будинку суттєво впливало на клас енергоефективності, адже норми, що діяли на початку 2020 року, включали питома енергоспоживання на опалення, ГВП та охолодження будівлі.

Для порівняння в таблиці 1 наведено значення питомої енергопотреб, енергоспоживання та класу енергоефективності існуючої будівлі у разі збільшення кількості осіб (розрахунок I) та за новою методикою, що була введена на заміну цього підходу наприкінці 2020 року (розрахунок II).

Таким чином, за нормами методики, що діяла до 2020 року [5], збільшення кількості осіб, що є споживачами ГВП, на 30% (а це навіть менше, чим 2 людини на квартиру) призводить до погіршення класу енергоефективності (з F до G). Зміна методики обчислення енергопотреб на ГВП (за розрахунковими значеннями витрат води на особу та за питомими витратами на одиницю опалювальної площі залежно від призначення будівлі) призвела до змін у значенні питомих показників енергоспоживання будівлі з 148,25 до 135,88, що становить близько 9%. При цьому питома енергопотреба на ГВП ($EN_{DHW,nd}$) даної будівлі зменшилася майже в 1,5 рази. Як бачимо, визначення енергопотреб гарячого водопостачання за укрупненими показниками в кВт·год/м² призводить до того, що енергоспоживання на потреби ГВП взагалі не залежать від кількості споживачів енергоресурсу, що не є коректним і логічним.

Клас енергоефективності будівлі за новою шкалою [3], розрахований за методикою [6], що не включає енергоспоживання на ГВП, не змінився.

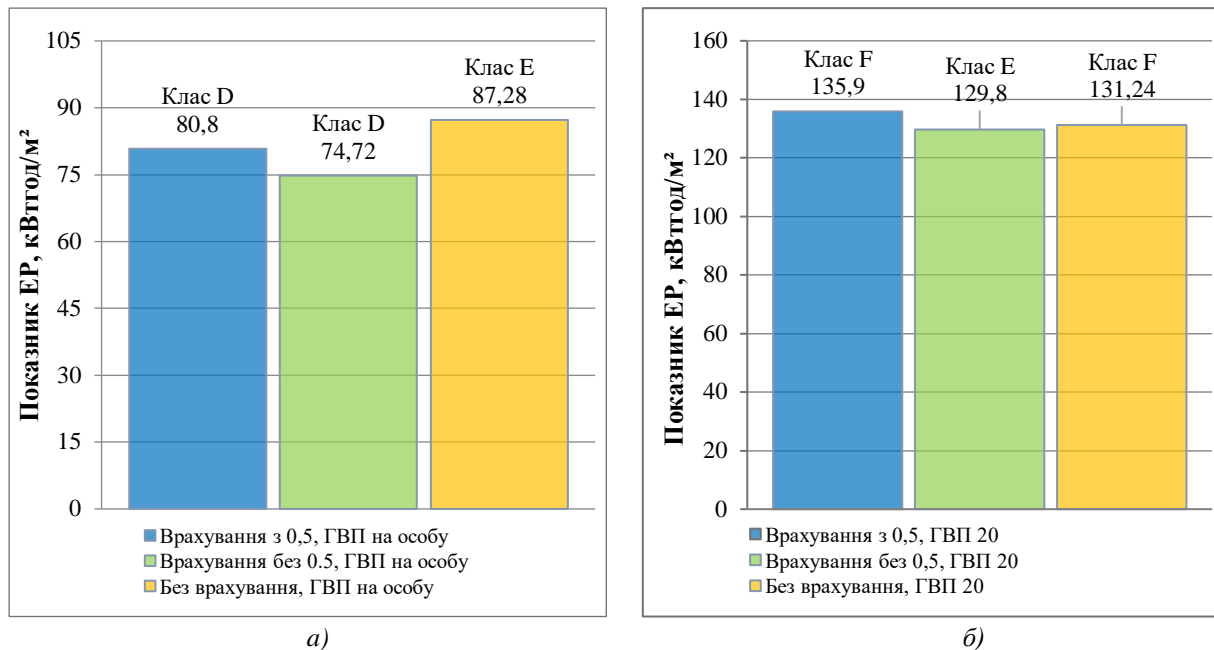


Рисунок 4 – Результати розрахунків енергоспоживання на опалення, охолодження та ГВП:
а - за розрахунковими добовими витратами води в житлових будівлях; б – за питомим витратам на одиницю опалювальної площі (20 кВт·год/м²).

1 - 50% утилізаційних тепловтрат утилізується в підсистемі розподілення ГВП; 2 - тепловтрати з трубопроводів ГВП є теплонадходженнями і зменшують енергопотребу на опалення; 3 - утилізовані втрати не враховуються.

Таблиця 1 – Розрахунки енергетичних характеристик з урахуванням зміни норм

Найменування показника	Позначення	Одиниці виміру	Кількість осіб	
			Факт. (264 особи)	+30% (343 особи)
I - Розрахунок з урахуванням соціальних аспектів (кількість мешканців) за методикою [5]				
Енергопотреба на ГВП	$Q_{DHW,nd}$	кВт·год	484332	629265
Питома енергопотреба на ГВП	$EN_{DHW,nd}$	кВт·год/м²	31,88	41,42
Енергоспоживання на ГВП	$Q_{DHW,use}$	кВт·год	1024704	1175676
Питоме енергоспоживання будівлі на потреби опалення, охолодження та ГВП	EP	кВт·год/м²	148,25	158,18
Клас енергоефективності (що включає опалення, охолодження та ГВП згідно [5])	A÷G	-	F	G
II - Розрахунок за питомими показниками енергопотреби згідно таблиці 34 [7] за методикою [6]				
Енергопотреба на ГВП	$Q_{DHW,nd}$	кВт·год	303872	303872
Питома енергопотреба на ГВП	$EN_{DHW,nd}$	кВт·год/м²	20	20
Енергоспоживання на ГВП	$Q_{DHW,use}$	$Q_{DHW,use}$	836725	836725
Питоме енергоспоживання будівлі на потреби опалення, охолодження	EP_{use}	кВт·год/м²	80,8	80,8
Питоме енергоспоживання будівлі на потреби опалення, охолодження та ГВП	$EP_{use+Q_{DHW,use}}$	кВт·год/м²	135,88	135,88
Клас енергоефективності (що визначався без ГВП по новій шкалі згідно [6], табл.1)	A÷G	-	E	E

Висновки. Для існуючої житлової багатоквартирної будівлі у м. Києві виконано комплексне енергетичне обстеження, сформовано розрахункову модель і виконано серію розрахунків з урахуванням різних підходів до визначення потреби будівлі в тепловій енергії на гаряче водопостачання. Зокрема, показано вплив на питому енергопотребу на ГВП, загальне енергоспоживання та клас енергоефективності існуючої будівлі із конкретними характеристиками інженерних систем змін у нормативній базі та особливостей урахування утилізованих тепловтрат та кількості споживачів ГВП.

Виявлено, що наявна потреба в деталізації методики розрахунку показників енергоефективності, зокрема в частині утилізації тепловтрат з трубопроводів системи ГВП. Пропонується ці додаткові теплонадходження враховувати для зменшення енергопотреб на опалення приміщень, замість урахування їх для зменшення енергоспоживання на ГВП, як їх враховують більшість енергоаудиторів. Також показано недоцільність визначення енергопотреб гарячого водопостачання за укрупненими показниками в кВт·год/м² без врахування геометричних розмірів будівлі, кількості та видів точок водорозбору, кількості осіб, що використовують гаряче водопостачання, графіків споживання, тощо.

Список використаної літератури

1. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель» №2118-VIII від 22.06.2017. Голос України. 22.07.2017. №134.
2. Directive 2010/31/eu of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast). Official Journal of the European Communities. 2010, L153. – p. 13-35.
3. Про затвердження Мінімальних вимог до енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 27.10.2020. №260. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-20>.
4. Про затвердження Порядку проведення сертифікації енергетичної ефективності та форми енергетичного сертифіката: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 р. № 172. Офіційний вісник України. 2018, № 55. С. 334.
5. Про затвердження Методики визначення енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 11.07.2018 р. №169. Офіційний вісник України. 2018, № 55. С. 301.
6. Про затвердження Змін до Методики визначення енергетичної ефективності будівель: Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 27.10.2020. №261. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1254-20>
7. ДСТУ Б А.2.2-12:2015. Енергетична ефективність будівель. Метод розрахунку енергоспоживання при опаленні, охолодженні, вентиляції, освітленні та гарячому водопостачанні. К. Мінрегіон України, 2016. 205 с.
8. ДСТУ Б А.2.2-8:2010. Проектування. Розділ «Енергоефективність у складі проектної документації об'єктів». К.: Мінрегіон України, 2010. 36 с.
9. ДБН В.2.6-31:2016. Теплова ізоляція будівель. К.: Мінбуд України, 2017. 37 с.
10. ДБН В.2.6-31:2021. Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. К.: Мінрегіон України, 2022. 27с.
11. ДБН В.1.2-11:2021 Основні вимоги до будівель і споруд. Енергозбереження та енергоефективність. К.: Мінрегіон України, 2022. 37с.
12. Efficiency of using energy in housing sector, under the general editorship of Pavlenko A.M. Politechnika Świętokrzyska. Kielce, 2020, Pp. 155. Режим доступу: <http://www.jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2020/09/EFFICIENCY-OF-USING-ENERGY-IN-THE-HOUSING-SECTOR.pdf>
13. Deshko V., Bilous I., Shovkaliuk M., Hurieiev M. Evaluation of differentiated impact of apartment building occupants' behavior on energy consumption. 2020 IEEE 7th International conference on energy smart systems. Kyiv, Ukraine, May 12-14, 2020. P. 196–200.
14. Дешко В.І. Оцінювання енергетичних показників для нових житлових будівель в Україні з урахуванням соціальних аспектів / Дешко В.І., Шовкалюк М.М., Кузьмина Ю.С. Енергетика: економіка, технології, екологія. № 1 (67). 2022. С.29-37. Режим доступу: <http://energy.kpi.ua/article/view/259146>
15. М.М. Шовкалюк, Є.О. Микита. Оцінка енергетичних характеристик житлової будівлі та сертифікація енергоефективності. Енергетика: економіка, технології, екологія. № 3 (61). 2020. С.57-65. Режим доступу: <http://energy.kpi.ua/article/view/228619>
16. Портал державної електронної системи у сфері будівництва. Офіційний сайт: <https://e-construction.gov.ua/>
17. ДСТУ EN 15232-1:2017 Енергоефективність будівель. Частина 1. Вплив автоматизованих систем моніторингу та управління будівлями (EN 15232-1:2017, IDT). К.: ДП «УкрНДНЦ», 2017. 43 с.
18. ДБН В.2.5-64:2012 Внутрішній водопровід та каналізація. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. К.: Мінрегіон України, 2013. 113 с.
19. ДСТУ Б EN 15316-1:2017 Системи теплозабезпечення будівель. Методика розрахунку енергопотреб та енергоефективності системи. Частина 1. Загальні положення (та відображення енергоефективності – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2017. 30 с.
20. Житловий кодекс. Документ № 5464-Х, поточна редакція від 01.08.2021. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5464-10#Text>.

V. Nakhodov, Dr. Eng. Sc., Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-7643-5965
M. Shovkaliuk, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-1898-3493
Y. Mykyta, Master, ORCID 0000-0001-6698-7555

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

**ANALYSIS OF APPROACHES TO DETERMINING THE QUANTITY OF THERMAL
ENERGY FOR THE NEEDS OF HOT WATER SUPPLY IN THE ENERGY CERTIFICATION OF
BUILDINGS**

In Ukraine, at the legislative level, as part of the implementation of EU Directives, mandatory energy certification has been introduced for certain types of new and reconstructed buildings. In addition, in order to receive financing from various investment funds and the possibility of participating in state or local thermomodernization programs, it is necessary to perform their energy audit and justify energy-saving measures, assess the energy efficiency class. In Ukraine, there is a complex of regulatory acts, methodical documents, construction norms and standards in the field of energy certification, which is constantly updated. The national methodology for calculating energy efficiency indicators has been passed and the by-laws have changed several times, in particular, in the part of accounting for energy consumption for hot water supply, which in turn affected the energy efficiency class. The article evaluates the influence of different approaches to the calculation and accounting of additional revenues from hot water pipelines on the example of a residential multi-story building in Kyiv. As part of the research, a detailed energy survey was carried out using instrumental and analytical methods, the geometric, thermal and energy characteristics of the building were specified, and a set of measures to increase the level of energy efficiency was proposed. As part of the research, a detailed energy survey was carried out using instrumental and analytical methods, a calculation model was formed and a series of calculations was performed. The impact on the specific energy demand, total energy consumption and energy efficiency class of the existing building of changes in the regulatory framework, the features of taking into account utilized heat losses, the number of consumers is shown.

Keywords: residential apartment building, energy efficiency, energy consumption modeling, energy certification, hot water supply.

References

1. On the energy efficiency of buildings: Law of Ukraine № 2118, 22.06.2017. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19>.
2. Directive 2010/31/eu of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast) // Official Journal of the European Communities. 2010, L153. – p. 13-35.
3. On approval of the Minimum requirements for energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 27.10.2020. №260. Access mode: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1257-20>
4. On approval of the Procedure for certification of energy efficiency and forms of energy certificate: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 11.07.2018 № 172. Official Gazette of Ukraine. 2018, № 55. S. 334.
5. On approval of the Methodology for determining the energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 11.07.2018 №169. Official Gazette of Ukraine. 2018, № 55. S. 301.
6. On approval of Amendments to the Methodology for determining the energy efficiency of buildings: Order of the Ministry of Regional Development, Construction and Housing of Ukraine dated 27.10.2020. №261. Access mode: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1254-20>.
7. DSTU B A.2.2-12: 2015. Energy efficiency of buildings. Method of calculating energy consumption for heating, cooling, ventilation, lighting and hot water supply. K. Ministry of Regional Development of Ukraine, 2016. 205 p.
8. DSTU B A.2.2-8:2010. Designing. Section "Energy efficiency as part of project documentation of objects". K.: Ministry of the Region of Ukraine, 2010. 36 p.
9. DBN V.2.6-31:2016. Thermal insulation of buildings. K.: Ministry of Construction of Ukraine, 2017. 37 p.
10. DBN V.2.6-31:2021. Thermal insulation and energy efficiency of buildings. K.: Ministry of the Region of Ukraine, 2022. 27p.
11. DBN V.1.2-11:2021 Basic requirements for buildings and structures. Energy saving and energy efficiency. K.: Ministry of the Reion of Ukraine., 2022. 37 p.
12. Efficiency of using energy in housing sector, under the general editorship of Pavlenko A.M. Politechnika Świętokrzyska. Kielce, 2020, Pp. 155. Режим доступу: <http://www.jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2020/09/EFFICIENCY-OF-USING-ENERGY-IN-THE-HOUSING-SECTOR.pdf>
13. Deshko V., Bilous I., Shovkaliuk M., Huriev M. Evaluation of differentiated impact of apartment building occupants' behavior on energy consumption. 2020 IEEE 7th International conference on energy smart systems. Kyiv, Ukraine, May 12-14, 2020. P. 196–200.

14. Deshko V.I. Evaluation of energy indicators for new residential buildings in Ukraine taking into account social aspects / Deshko V.I., Shovkaliuk M.M., Kuzmina Yu.S. *Energy: economy, technologies, ecology*. No. 1 (67). 2022. P.29-37. Access mode: <http://energy.kpi.ua/article/view/259146>
15. M.M. Shovkalyuk, E.O. Mykyta Assessment of the energy characteristics of a residential building and energy efficiency certification. *Energy: economy, technologies, ecology*. No. 3 (61). 2020. P.57-65. Access mode: <http://energy.kpi.ua/article/view/228619/>
16. Portal of the state electronic system in the field of construction. Access mode: <https://e-construction.gov.ua/>
17. DSTU EN 15232-1:2017 Energy efficiency of buildings. Part 1. Effects of automated building monitoring and control systems (EN 15232-1:2017, IDT). K.: SE "UkrNDNC", 2017. 43 p.
18. DBN V.2.5-64:2012 Internal water supply and sewerage. Part I. Design. Part II. Construction. K.: Ministry of Regions of Ukraine, 2013. 113 p.
19. DSTU B EN 15316-1:2017 Building heat supply systems. Methodology for calculating energy consumption and energy efficiency of the system. Part 1. General provisions (and display of energy efficiency - K.: SE "UkrNDNC", 2017. 30 p.
20. Housing Code of Ukraine. Document № 5464-X, edition dated 01.08.2021. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5464-10#Text>.

Надійшла 12.09.2022

Received 12.09.2022

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311.42

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.270246

О.С. Яндутьський, д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-0362-7947

В.І. Моссаковський, аспірант ORCID 0000-0002-5096-5957

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ ВСТАНОВЛЕНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РОЗПОДІЛЬЧИХ ПІДСТАНЦІЯХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Робота присвячена підходам щодо визначення та обґрунтування оптимальної величини потужності трансформаторів на розподільчих підстанціях. Підбираючи трансформатор під графік електричного навантаження споживачів розподільчої підстанції в електричній мережі, потрібно забезпечити повне використання кожної одиниці встановленої трансформаторної потужності. На прикладах трьох трансформаторів, що належать до класів напруги 10 кВ, 35 кВ та 110 кВ показано обчислення оптимальної величини трансформаторної потужності, виконано підбір цієї потужності, виходячи з наявної номенклатури трансформаторів даного класу напруги. Здійснено техніко-економічне порівняння можливих варіантів у кількості та потужності трансформаторів для набору оптимальної потужності.

В якості оцінки встановленої трансформаторної потужності слугують втрати активної енергії, прибуток від передачі активної енергії та функція сумарних дисконтованих затрат. Обрані до встановлення на підстанцію трансформатори перевіряються на можливість працювати за найбільшого рівня температури оточуючого середовища +40°C, виходячи із температури найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток.

Робота завершується порівнянням результатів двох підходів до оцінки часу напруження та залишкового ресурсу ізоляції, - коли найбільш нагріта точка вважається нерухомою і коли вона здійснює переміщення при зміні величини електричного навантаження.

Ключові слова: графік електричного навантаження, розподільча підстанція, паралельна робота трансформаторів, навантажувальна здатність трансформатора, економічні показники, теплове зношення ізоляції, залишковий ресурс.

Вступ. У кошторисі підстанції самим вартісним є силовий трансформатор, а якщо передбачається паралельна робота декількох трансформаторів, то капітальні затрати та видатки зростають в рази. Споживачі, підключені до підстанції, формують найрізноманітніші за виглядом графіки електричного навантаження і трансформатори на підстанціях мають забезпечити транзит потужності до споживачів за цим графіком без порушення якості та надійності електропостачання. Постає питання до визначення та підбору оптимальної величини встановленої трансформаторної потужності на підстанції електричної мережі.

Вважається вкрай неефективним підбір потужності трансформаторів на підстанціях, виходячи з принципу «на розбудову», «на перспективу» тощо. Необхідно в повному обсязі використовувати кожен одиницю встановленої трансформаторної потужності.

Стандарти з керівництва навантажувальною здатністю силових трансформаторів кажуть, що для трансформатора припустимо працювати з деяким тривалим у часі перевантаженням, але даний час потрібно компенсувати роботою зі зниженим навантаженням, аби строк служби ізоляції не був вичерпаним завчасно.

Навантажувальна здатність трансформатора та залишковий ресурс визначаються температурою найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток

Мета та завдання. Визначення оптимальної величини встановленої трансформаторної потужності розподільчої підстанції електричної мережі з подальшим підбором отриманої потужності із наявної номенклатури силових трансформаторів. Для кожного отриманого значення трансформаторної потужності визначаються економічні показники та допустимий робочий діапазон температур оточуючого середовища, виходячи з номінальної величини теплового зношення ізоляції обмоток.

Матеріали досліджень. Потужність одного чи декількох трансформаторів на підстанціях в електричних мережах має бути підібрана так, аби повністю використовувався кожен кВА. В даній роботі розглядається можливість набору необхідної встановленої потужності $S_{вст}$ трансформаторного обладнання деякої розподільчої підстанції, кількість трансформаторів варіюється від одного до трьох. У випадку

набору встановленої потужності групою трансформаторів, що працюють паралельно, необхідно враховувати наступні зауваження та рекомендації:

1. мінімальне значення встановленої трансформаторної потужності не може бути меншим за середню потужність, виходячи з графіку навантаження;
2. встановлена потужність має бути меншою за пікову потужність, виходячи з графіку навантаження, щоб мало місце короточасне перевантаження трансформаторів. Тобто $P_{\max}/S_{\text{вст}} > 1$;
3. для трансформаторів, що працюють паралельно, головною умовою є рівність напруг короткого замикання;
4. номінальна потужність таких трансформаторів не повинна відрізнятися більше, ніж в три рази [1,2].

Скажемо, що в подальшому для трансформаторів, що працюють паралельно, вище зазначені пункти 3 та 4 завжди виконуються.

Згідно з методикою, представленою в [3], для визначення величини $S_{\text{вст}}$ необхідно вихідний графік навантаження перетворити на еквівалентний двоступеневий, де виділяються:

- коефіцієнт завантаження K_1 , для якого має виконуватися умова $K_1 < 1$,
- коефіцієнт завантаження K_2 , максимум навантаження, для якого має виконуватися умова $K_2 > 1$,
- тривалість максимуму навантаження K_2 , t , год.

Визначення величини $S_{\text{вст}}$ відбуватиметься за процедурою: використовуючи в [3, стор. 28] ілюстрацію з допустимою величиною навантаження, що відповідає нормальному тепловому зношенню, наносяться K_1 та K_2 , вертикаль та горизонталь яких мають перетнутися на тривалості максимуму навантаження t . Якщо перетин відбудеться в іншій точці, тобто вище або нижче часу t , то це свідчитиме про дефіцит або надлишок $S_{\text{вст}}$. Результати буде проілюстровано для наведеної в [3, 4] типової температури оточуючого середовища $\theta_a = 20^\circ\text{C}$, рис. 1.

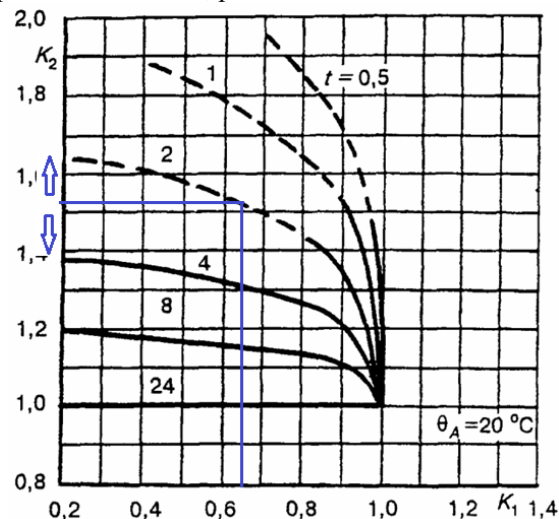


Рисунок 1 – Ілюстрація режиму навантаження та параметрів еквівалентного двоступеневого графіку навантаження

Потрібно розрахувати оптимальну величину $S_{\text{вст}}$ деякої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ що живить споживачів, які сумарно формують наступний графік навантаження [5, 6], рис. 2.

Для представленого добового графіку навантаження варто виділити такі показники, як кількість переданої активної енергії 2947,6 кВт·год, середня потужність 122,81 кВт та максимальна потужність 179 кВт.

Починаючи із мінімально можливої величини, яку доцільно обрати на рівні $S_{\text{вст}} = 126$ кВА, що набирається двома ТМ-63/10, отримано наступні показники еквівалентного двоступеневого графіку навантаження: $K_1 = 0,76$ в.о., $K_2 = 1,42$ в.о., $t = 7,1$ год, рис.3. Втім, впродовж $t = 7,1$ год для $S_{\text{вст}} = 126$ кВА перевантаження може бути лише на рівні $K_2 = 1,17$ в.о., для необхідного $K_2 = 1,42$ в.о., тривалість має бути не більше 2,5 год. Таким чином має місце дефіцит потужності для $S_{\text{вст}} = 126$ кВА. Подальший підбір потужності $S_{\text{вст}} = 130$ кВА, $S_{\text{вст}} = 140$ кВА, $S_{\text{вст}} = 150$ кВА, $S_{\text{вст}} = 160$ кВА, $S_{\text{вст}} = 170$ кВА показує, що зупинитися варто на $S_{\text{вст}} = 142$ кВА рис. 4: $K_1 = 0,79$ в.о., $K_2 = 1,26$ в.о., $t = 4,0$ год.

З використанням представленої в [7] методики буде обчислено економічні показники $S_{\text{вст}}$, необхідної для роботи за представленим графіком навантаження. Виходячи з номенклатури типу та потужності трансформаторів 10/0,4 [8, 9], обчислення проводитимуться для 2×ТМ-63, що відповідає середній потужності графіку навантаження, пари ТМ-40+ТМ-100 сумарна потужність яких є найбільш наближеною до оптимальної $S_{\text{вст}}$, та для ТМ-160, якщо виходити з найближчої можливої величини потужності одиничного трансформатора. Деякі величини, як то $S_{\text{вст}} = 150$ кВА просто неможливо набрати.

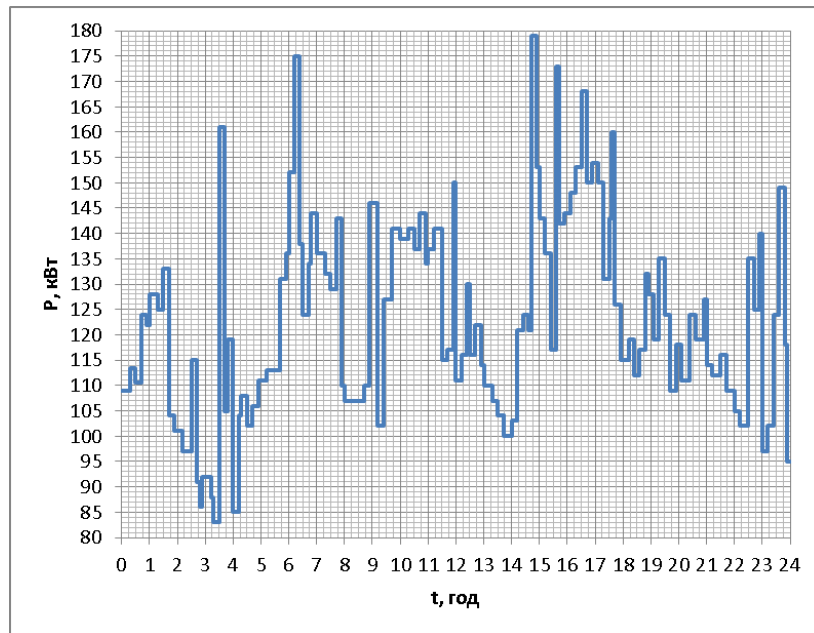


Рисунок 2 – Графік роботи споживачів трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

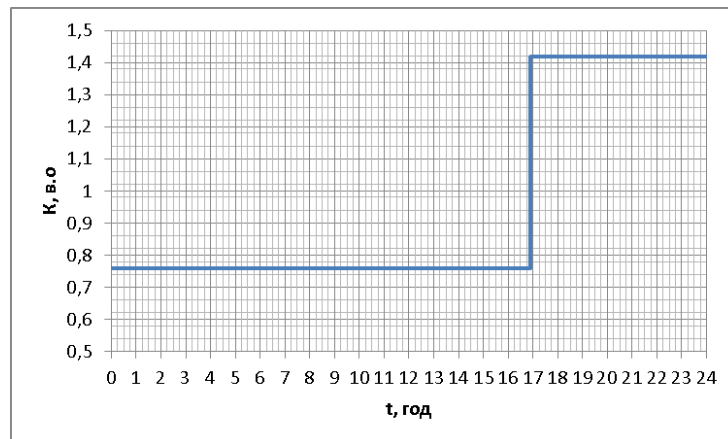


Рисунок 3 – Еквівалентний двоступеневий графік для $S_{вст}=126$ кВА

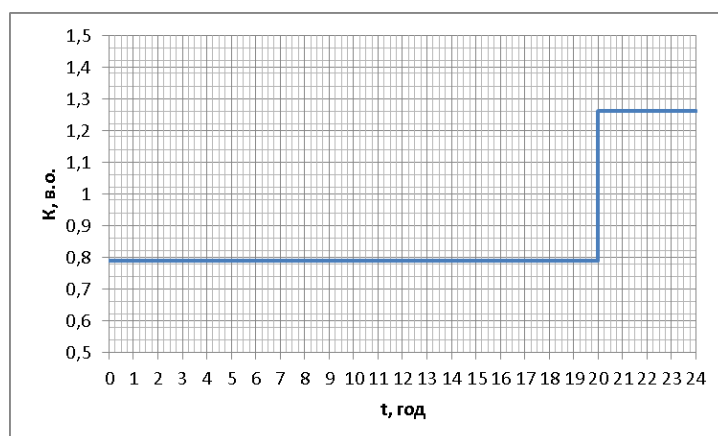


Рисунок 4 – Еквівалентний двоступеневий графік для $S_{вст}=142$ кВА. Оптимальна величина

Економічними показниками слугуватимуть: дохід, видатки на обслуговування та ремонт, видатки на амортизацію, компенсація втрат активної енергії, прибуток, чистий прибуток (з урахуванням податку) та функція сумарних дисконтованих затрат. Результати розрахунку наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Економічні показники $S_{вст}$ для підстанції 10/0,4 кВ

	2хТМ-63, грн	ТМ-40+ТМ-100, грн		ТМ-160, грн
		ТМ-40, грн	ТМ-100, грн	
Дохід	1807468,3	516418,6	1291049,7	1807468,3
		1807468,3		
Видатки на обслуговування та ремонт	1920,0	828	1140	1536,0
		1968		
Видатки на амортизацію	2880,0	1242	1710	2304,0
		2952		
Видатки на компенсацію втрат активної енергії	41636,3	11859,3	26490,24	29157,7
		38349,5		
Прибуток	1761032,0	502489,4	1261709,4	1774470,7
		1764198,8		
Чистий прибуток	1232722,4	351742,5	883196,61	1242129,5
		1234939,2		
Функція сумарних дисконтованих затрат	515562,8	161372,9	323802,4	370936,6
		485175,3		

За результатами отриманих економічних показників, а саме найбільшим значенням чистого прибутку та найменшим значенням функції сумарних дисконтованих затрат, для роботи під заданим графіком навантаження потрібно приймати ТМ-160. Співвідношення чистого прибутку $ТМ-160 > (ТМ-40 + ТМ-100) > 2 \times ТМ-63$. Співвідношення функції сумарних дисконтованих затрат $ТМ-160 < (ТМ-40 + ТМ-100) < 2 \times ТМ-63$.

Нехай група підстанцій 10/0,4 кВ отримують живлення від підстанції 35/10 кВ. Сумарно, споживачі формують графік навантаження, представлений на рис.5 [5, 6]. Потрібно обґрунтувати та отримати оптимальну величину встановленої трансформаторної потужності для підстанції 35/10 кВ.

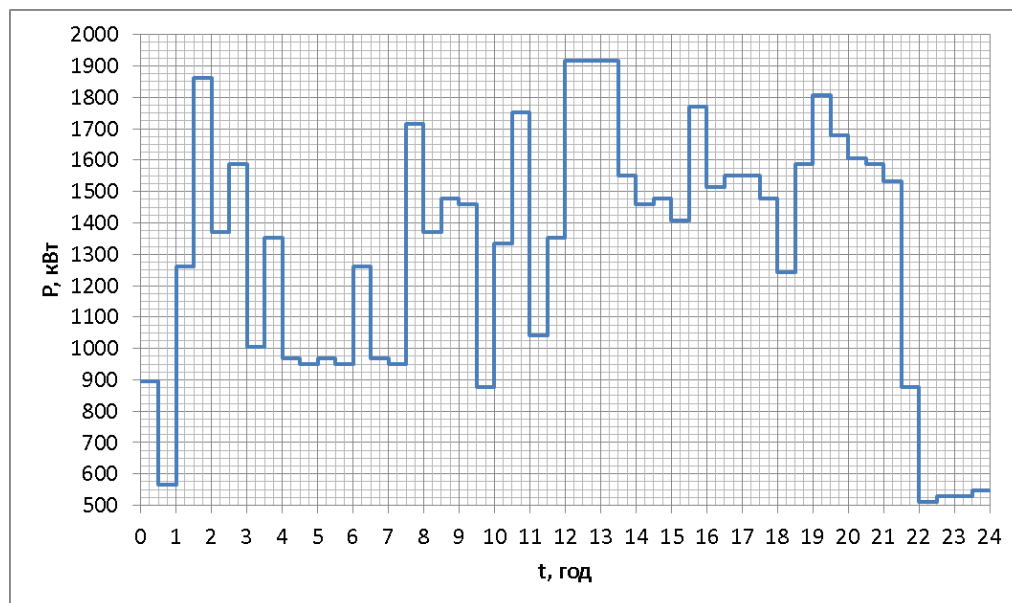


Рисунок 5 – Графік роботи споживачів, сформований для трансформаторної підстанції 35/10 кВ

Для представленого добового графіку навантаження варто виділити такі показники, як кількість переданої активної енергії 31425,46 кВт·год, середня потужність 1309,4 кВт та максимальна потужність 1917,3 кВт.

Починаючи з мінімальної величини $S_{вст}=1400$ кВА, отримано наступні показники еквівалентного двоступеневого графіку навантаження: $K_1=0,67$ в.о., $K_2=1,37$ в.о., $t=10,2$ год. Втім, впродовж $t=10,2$ год для зазначеної $S_{вст}$ можливо працювати з перевантаженням $K_2=1,135$ в.о., для необхідного $K_2=1,37$ в.о., тривалість має бути не більше 3,5 год. Таким чином має місце дефіцит потужності для $S_{вст}=1400$ кВА.

Подальший підбір потужності $S_{вст}=1500$ кВА, $S_{вст}=1600$ кВА, $S_{вст}=1700$ кВА, $S_{вст}=1800$ кВА, показує, що варто зупинитися на $S_{вст}=1570$ кВА рис. 6: $K_1=0,71$ в.о., $K_2=1,22$ в.о., $t=5,92$ год.

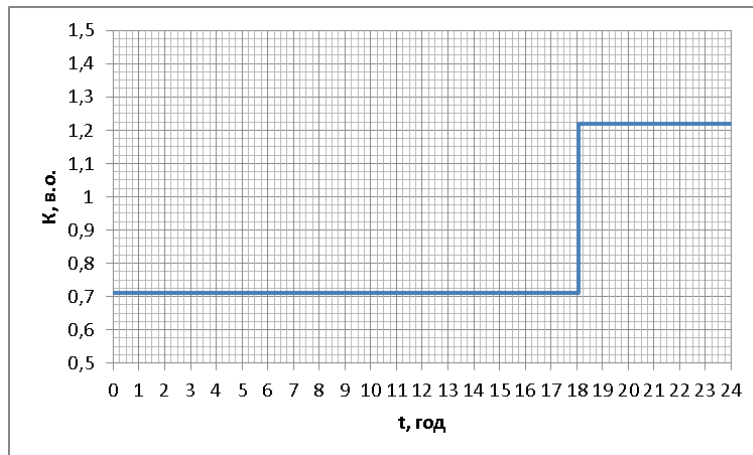


Рисунок 6 – Еквівалентний двоступеневий графік для $S_{вст}=1570$ кВА. Оптимальна величина

Виходячи з номенклатури типу та потужності трансформаторів 35/10 кВ [8, 9], обґрунтування вигідної $S_{вст}$ проводитиметься для пари ТМН-400/35+ТМН-1000/35, сумарна потужність яких відповідає середній потужності з графіку навантаження підстанції, ТМН-1600/35, якщо виходити з найближчої можливої величини потужності одиничного трансформатора, та для пари ТМН-630/35+ТМН-1250/35, де обраний варіант слугує лише порівнянням.

Виходячи з мінімального значення втрат активної енергії за добу, потрібно приймати ТМН-1600/35. Співвідношення величини втрат активної енергії виглядає наступним чином: (ТМН-400+ТМН-1000)>(ТМН-630+ТМН-1250)>ТМН-1600, тобто $448,4 > 348,3 > 330$ кВт·год.

Результати розрахунку економічних показників для зазначених варіантів $S_{вст}$ наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Економічні показники $S_{вст}$ для підстанції 35/10 кВ

	ТМН-400/35+ТМН-1000/35, грн		ТМН-1600/35, грн	ТМН-630/35+ТМН-1250/35, грн	
	ТМН-400/35, грн	ТМН-1000/35, грн		ТМН-630/35, грн	ТМН-1250/35, грн
Дохід	5505740,6	13764351,48	19270092,07	6457530,85	12812561,22
	19270092,07			19270092,07	
Видатки на обслуговування та ремонт	5520	9360	12960	6840	11712
	14880			18552	
Видатки на амортизацію	8280	14040	19440	10260	17568
	22320			27828	
Видатки на компенсацію втрат активної енергії	101857,5	164459	194827,8	71386,53	132252,8
	266316,6			203639,3	
Прибуток	5390083	13576492	19042864	6369044	12651028
	18966576			19020073	
Чистий прибуток	3773058,13	9503544,73	13330004,97	4458331,03	8855719,9
	13276602,86			13314050,93	
Функція сумарних дисконтованих затрат	1303775,5	2128190,1	2617878,3	1067265,3	1927647,8
	3431965,53			2994913,09	

За результатами отриманих економічних показників, а саме найбільшим значенням чистого прибутку та найменшим значенням функції сумарних дисконтованих затрат, для роботи під заданим графіком навантаження потрібно приймати ТМН-1600/35.

Нехай група підстанцій 10/0,4 кВ отримують живлення від підстанції 110/10 кВ. Сумарно, споживачі формують графік навантаження, представлений на рис.7 [5, 6].

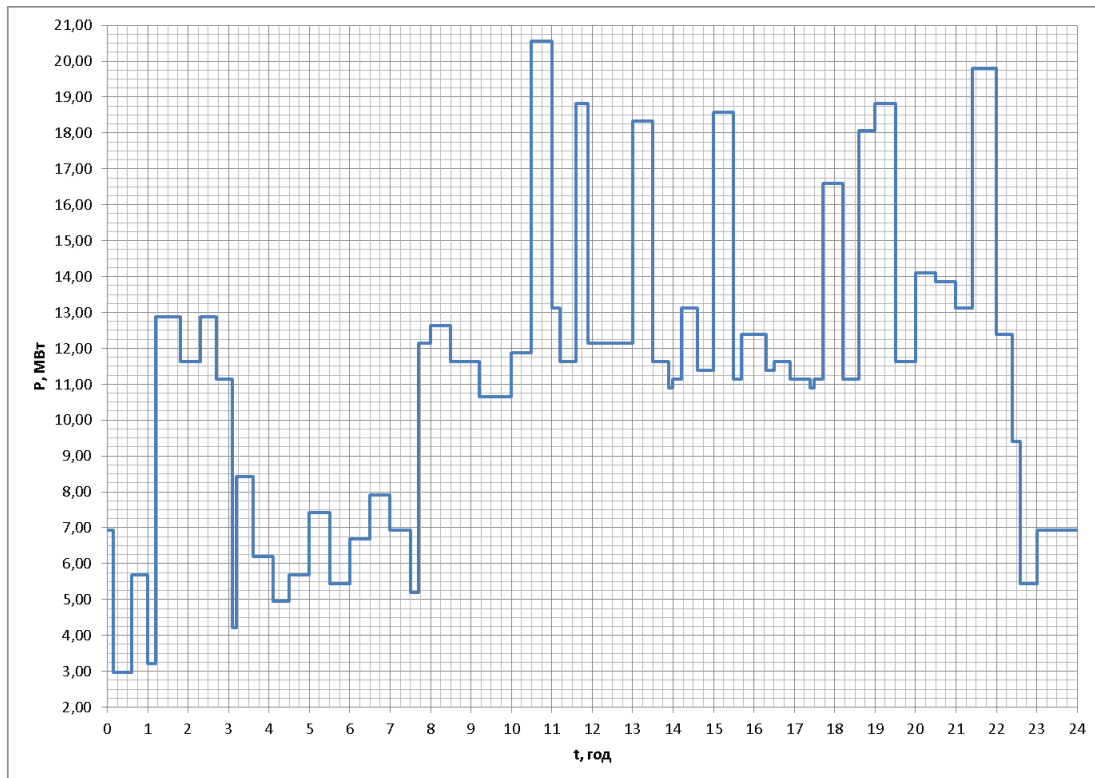
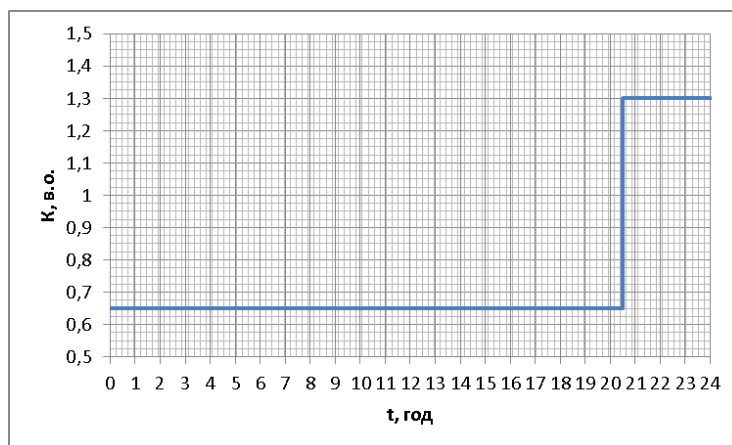


Рисунок 7 – Графік роботи споживачів, сформований для трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Для представленого добового графіку навантаження варто виділити такі показники, як кількість переданої активної енергії 271471,5 кВт·год, середня потужність 11,31 МВт, максимальна потужність 20,55 МВт.

Починаючи з мінімальної величини $S_{вст}=12000$ кВА, отримано наступні показники еквівалентного двоступеневого графіку навантаження: $K_1=0,62$ в.о., $K_2=1,71$ в.о., $t=7,4$ год. Втім, впродовж $t=7,4$ год для зазначеної $S_{вст}$ можливо працювати з перевантаженням $K_2=1,16$ в.о., для необхідного $K_2=1,71$ в.о., тривалість має бути не більше 0,9 год. Таким чином має місце дефіцит потужності для $S_{вст}=1200$ кВА.

Рисунок 8 – Еквівалентний двоступеневий графік для $S_{вст}=15800$ кВА. Оптимальна величина

Подальший підбір потужності $S_{вст}=13000$ кВА, $S_{вст}=14000$ кВА, $S_{вст}=15000$ кВА, $S_{вст}=16000$ кВА, $S_{вст}=17000$ кВА, $S_{вст}=18000$ кВА, показує, що оптимальною є величина $S_{вст}=15800$ кВА рис. 8: $K_1=0,65$ в.о., $K_2=1,3$ в.о., $t=3,5$ год.

Виходячи з номенклатури типу та потужності трансформаторів 110/10 кВ [8, 9], визначення $S_{вст}$ проводитиметься для 2хТМН-6300, сумарна потужність яких відповідає середній потужності з графіку навантаження підстанції 110/10 кВ, для ТМН-4000+ТМН-10000, потужність яких використовується для порівняння, виходячи із відносної простоти її набору, для ТМН-2500+2хТМН-6300, сумарна потужність

яких є найближчою до оптимальної величини, та ТДН-16000, що в номенклатурі потужностей є найближчою потужністю одиничного трансформатора.

Виходячи з мінімального значення втрат активної енергії за добу, потрібно приймати ТДН-16000/110: $2 \times \text{ТМН-6300} > (\text{ТМН-2500} + 2 \times \text{ТМН-6300}) > (\text{ТМН-4000} + \text{ТМН-10000}) > \text{ТДН-16000}$ або $1057502,03 > 957000,49 > 773789,6 > 582681,86$ кВт·год.

За результатами отриманих економічних показників для роботи із заданим графіком навантаження потрібно приймати ТДН-16000/110. Чистий прибуток: $\text{ТДН-16000} > (\text{ТМН-4000} + \text{ТМН-10000}) > (\text{ТМН-2500} + 2 \times \text{ТМН-6300}) > 2 \times \text{ТМН-6300}$ або $115716303,8 > 115476496,58 > 115279186,24 > 115191021,39$ грн.

Також найменше значення функції сумарних дисконтованих затрат 14182279,25 грн проти найбільшого 21456554,15 грн. для $2 \times \text{ТМН-6300}$.

Діапазон допустимих температур

Попередньо обрані трансформатори перевіряються на можливість працювати в діапазоні температур оточуючого середовища $-25^{\circ}\text{C}..+40^{\circ}\text{C}$, виходячи із даних, представлених в [3, 4]. З підвищенням рівня температури оточуючого середовища постає питання щодо необхідності зменшення навантаження, аби температура найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток не перевищила допустиме значення. Температура оточуючого середовища $+40^{\circ}\text{C}$ можна вважати критичною для перевірки.

ТМН-160/10 за температури $+40^{\circ}\text{C}$ має працювати з перевантаженням $K_2=1,12$ в.о. впродовж $t=0,9$ год. З таким перевантаженням може працювати 1,99 год, а впродовж зазначених 0,9 год витримує $K_2=1,315$ в.о. За температури 0°C із зазначеним перевантаженням $K_2=1,12$ в.о. ТМН-160/10 може працювати 24 год. Таким чином потужність трансформатора було обрано зі значним запасом.

ТМН-1600/35 за температури $+40^{\circ}\text{C}$ має працювати з перевантаженням $K_2=1,2$ в.о. впродовж $t=4,7$ год. Натомість з таким перевантаженням може працювати 1,75 год, а впродовж зазначених 4,7 год витримує лише $K_2=0,985$ в.о. Таким чином потрібно провести додаткові дослідження.

Скориставшись методикою, представленою в [4], було визначено температуру найбільш нагрітої точки θ_h на поверхні ізоляції обмоток трансформатора, що працює з у навантаження рис.5. Графік зміни температури θ_h впродовж доби представлено на рис. 9.

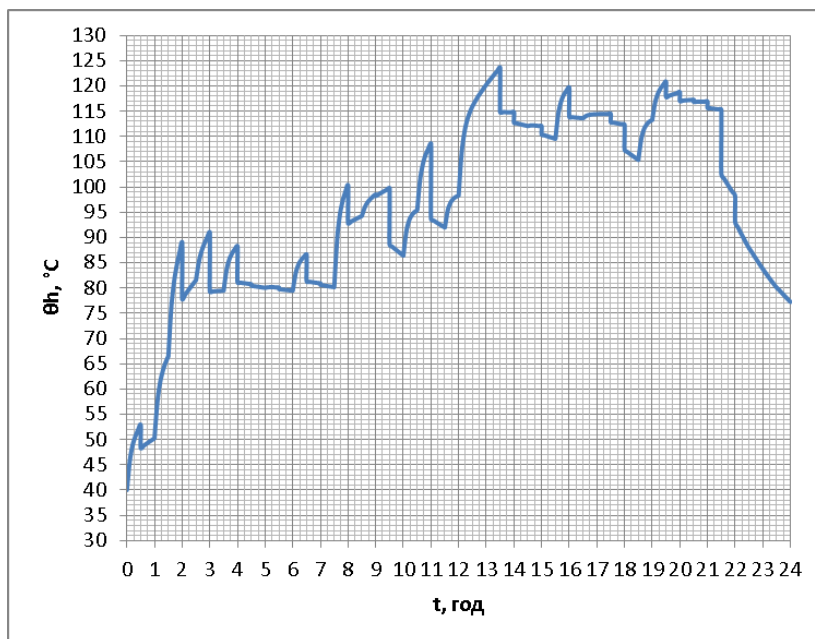


Рисунок 9 – Температура найбільш нагрітої точки ТМН-1600/35

Визначивши швидкість теплового зношення, яка виливає з правила «шести градусів»: через кожні 6°C перевищення температури понад норми, дана швидкість зростає в два рази, було визначено фактичний строк служби трансформатора. Як було раніше з'ясовано, [10], найбільш нагріта точка здійснює переміщення поверхнею обмотки, реагуючи на зміну і величини навантаження трансформатора і рівень температури оточуючого середовища. Діючими стандартами з питань керівництва навантажувальною здатністю силових оливних трансформаторів, як то [3 та 4], переміщення найбільш нагрітої точки не враховується, тому представлена там методика оцінки залишкового ресурсу показала, що за добу ТМН-1600/35 напрацював 77,31 год, тобто постарішав в 3,2 рази.

З урахуванням переміщення найбільш нагрітої точки поверхнею обмотки з'ясувалося, що найбільші втрати у строку служби матимуть місце між 12:00 та 13:30, коли трансформатор постарішає на 14,8 год, що і виявиться найбільшою величиною старіння за 24 год. Таким чином, додаткові дослідження вказали на можливість ТМН-1600/35 працювати з таким графіком навантаження за найбільшою температури $+40^{\circ}\text{C}$.

ТДН-16000/110 за температури $+40^{\circ}\text{C}$ має працювати з перевантаженням $K_2=1,28$ в.о. впродовж $t=3,5$ год. Натомість з таким перевантаженням може працювати 1,75 год, а впродовж зазначених 3,5 год витримає лише $K_2=1,1$ в.о. Таким чином потрібно провести додаткові дослідження, як для попереднього ТМН-1600/35 за такої ж самої температури.

Вважаючи найбільш нагріту точку нерухомою, методики в [3 та 4] показали напрацювання за добу 57,54 год, тобто старіння в 2,4 рази. Оскільки найбільш нагріта точка здійснює переміщення поверхнею обмотки, то найбільші втрати у строку служби матимуть місце лише між 21:24 та 22:00, коли трансформатор постарішає на 14,96 год, що і буде найбільшим рівнем теплового зношення впродовж 24 год для представленого графіка навантаження. Додаткові дослідження показали можливість ТДН-16000/110 працювати з таким графіком навантаження за температури $+40^{\circ}\text{C}$.

Висновки

Вибір оптимальної величини встановленої трансформаторної потужності є багатокритеріальною задачею в складі якої є порівняння таких показників, як втрати активної енергії, прибуток, функція сумарних дисконтованих затрат. Техніко-економічне обґрунтування є невід'ємною складовою при проектуванні та побудові об'єктів електроенергетики.

Для кожної сторони напруги розглядалися різні варіанти набору потужності. 10 кВ: 2хТМ-63, (ТМ-40+ТМ-100), ТМ-160. 35 кВ: (ТМН-400+ТМН-1000), ТМН-1600, (ТМН-630+ТМН-1250). 110 кВ: 2хТМН-6300, ТМН-4000+ТМН-10000, ТМН-2500+2хТМН-6300 та ТДН-16000.

Для сторони 10 кВ оптимальною розрахунковою величиною є 142 кВА, а було прийнято 160 кВА. Для сторони 35 кВ доцільно обрати 1570 кВА, прийнято 1600 кВА. Для сторони 110 кВ вигідно 15800 кВА, прийнято 16000 кВА. Для зазначених сторін напруги силові трансформатори ТМ-160/10, ТМН-1600/35 та ТДН-16000/110, що характеризувалися найменшими втратами активної енергії та найбільшими економічними показниками. Два і більше паралельно працюючих силових трансформатори характеризуватимуться відносно більшими значеннями втрат активної енергії, капітальних вкладень та необхідних видатків.

Обрані для своїх класів напруги трансформатори було перевірено на можливість працювати в діапазоні температур, зазначених Стандартами з керівництва навантажувальною здатністю. Діючими стандартами не враховується переміщення найбільш нагрітої точки на поверхні ізоляції обмоток трансформатора. Через це вважалося, що ТМН-1600/35 за добу за температури оточуючого середовища $+40^{\circ}\text{C}$ напрацював 77,31 год, тобто постарішав в 3,2 рази. Урахування переміщення найбільш нагрітої точки показало старіння лише на 14,8 год за добу.

Також, для ТДН-16000/10 вважалося, що за добу за температури оточуючого середовища $+40^{\circ}\text{C}$ трансформатор напрацює 57,54 год, тобто постарішає в 2,4 рази. Уточнення в розрахунку фактичного рівня теплового зношення через врахування переміщення найбільш нагрітої точки поверхнею обмотки показали старіння на 14,96 год за добу.

Таким чином можна стверджувати, що всі трансформатори відпрацюють навіть понад норми і непотрібно буде впроваджувати заходів зі зменшення електричного навантаження споживачів.

Список використаної літератури

1. Електричні машини і трансформатори: навч. посібник/М.О. Осташевський, О.Ю. Юр'єва; за ред. д-ра техн. наук, професора В.І. Мілих. – Київ: Каравела, 2018. – 452 с.
2. Електричні машини і апарати: навчальний посібник / Ю.М. Куценко, В.Ф. Яковлев та ін. – К.: Аграрна освіта, 2013. – 449 с.
3. ГОСТ 14209-97. Керівництво з навантаження силових оливних трансформаторів
4. IEC 60076-7:2018. Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
5. І.Є. Щербак. Оцінка вирівнювання графіків електричних навантажень. Міжнародний журнал «Світлотехніка та електроенергетика», Вип. 51, №01.
6. Міністерство енергетики України. Альбом типових графіків електричних навантажень. Електронний ресурс [Режим доступу]: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245201705&cat_id=245201683
7. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергосистему та електричні мережі. Затверджено Міненерго України наказом №1ПС від 23.02.95.
8. ТОВ «Еліз». Запорізький трансформаторний завод. Електронний ресурс [Режим доступу] <http://ua.eliz.zp.ua/oil-immersed-power-transformers/>

9. ЛВ Маркет. Приватне науково-технічне товариство. Електронний ресурс [Режим доступу]: <http://www.lvmarket.com.ua/silovi-transformatori>
10. О.С. Яндульський. В.І. Моссаковский. Моделирование силовых трансформаторов для визначення положення найбільш нагрітої точки при зміні умов експлуатації. Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – Кременчук: КрНУ, 2021. – Випуск 4(129) – 192 с.

O. Yandulskyi, Dr.Sc.(Eng.), Prof. , ORCID 0000-0002-0362-7947
V. Mossakovskiy, Ph.D, ORCID 0000-0002-5096-5957
National Technical University of Ukraine
«Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

EVALUATION CRITERIA OF INSTALLED TRANSFORMER POWER AT DISTRIBUTION SUBSTATIONS OF ELECTRICAL NETWORKS

This work is devoted to approaches to determining and substantiating the optimal power value of transformers that installed at distribution substations. During the selection of the transformer under working the electrical load schedule of consumers of distribution substation in the power grid, it is necessary to ensure in full using of every unit of installed transformer capacity. For example, there are three transformers that belongs to the 10 kV, 35 kV and 110 kV voltage levels. It is shown the calculation of the optimal value of the transformer power and the selection of this power is performed, based on the nomenclature of transformers. It was carried out a technical and economic comparison of possible combinations in number and capacity of transformers to set the optimal power level.

Active energy losses, profit from the transporting of active energy and the total discounted costs function are the estimation of the installed transformer capacity. The transformers chosen for installation at the substation of the power grid are estimated for the ability to work at the highest ambient temperature level of +40°C, based on the temperature of the hot-spot point on the surface of the insulation of the windings.

This work ends by conclusion in comparison of the results of two approaches to estimating the lifetime and residual operation life - when the hot-spot point is in stationary and when it moves during electric load changes.

Keywords: *electrical load schedule, distribution substation, operation of transformers in parallel, transformer load capacity, economic indicators, thermal ageing of insulation, residual operating life.*

References

1. Electric machines and transformers: teaching. guide/M. Ostashevsky, O.Yuryev; under the editorship Dr. Tech. Sciences, Professor V. Dear - Kyiv: Caravela, 2018. - 452 p.
2. Electric machines and devices: study guide / Yu. Kutsenko, V. Yakovlev et al. - K.: Agrarian education, 2013. - 449 p.
3. DSTU 14209-97. Loading guide for oil-immersed power transformers
4. IEC 60076-7:2018. Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
5. I. Shcherbak Assessment of the alignment of electrical load schedules. International Journal "Light Engineering and Power Engineering", Vol. 51, No. 01.
6. Ministry of Energy of Ukraine. An album of typical graphs of electric loads. Electronic resource [Access mode]: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245201705&cat_id=245201683
7. Determining the economic efficiency of capital investments in the energy system and electrical networks. Approved by the Ministry of Energy of Ukraine by order No. 1PS dated 23.02.95.
8. "Elise" LLC. Zaporizhzhia Transformer Plant. Electronic resource [Access mode] <http://ua.eliz.zp.ua/oil-immersed-power-transformers/>
9. LV Market. Private scientific and technical society. Electronic resource [Access mode]: <http://www.lvmarket.com.ua/silovi-transformatori>
10. O. Yandulskyi V.Mossakovskiy. Modeling of power transformers to determine the position of the hot-spot point according the operating conditions changes. Bulletin of Mykhailo Ostrogradsky National University of Kremenchug. – Kremenchuk: KrNU, 2021. – Issue 4(129) – 192 p.

Надійшла 19.09.2022
Received 19.09.2022

В.А. Попов, докт.техн.наук, ORCID 0000-0003-3484-4597
О.В. Коцар, канд.техн.наук, ORCID 0000-0002-7958-2335
В.В. Ткаченко, канд.техн.наук, ORCID 0000-0002-4528-7661
Д.Г. Дерев'янюк, канд.техн.наук, ORCID 0000-0002-4877-5601
О.В. Бориченко, канд.техн.наук, ORCID 0000-0002-6127-2945

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»

КОМПЛЕКСНА ПІДГОТОВКА ФАХІВЦІВ У ГАЛУЗІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ НА КАФЕДРІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КПІ ім. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО

Концепція «зеленого» енергетичного переходу передбачає передусім трансформацію поглядів на розвиток енергетики, зокрема, електроенергетики у контексті її екологізації та декарбонізації з особливою увагою до проблем боротьби зі змінами клімату в рамках парадигми сталого розвитку. Така трансформація потребує виховання високоякісних фахівців – енергетиків, зокрема, електроенергетиків, які усвідомлюють нову роль і місце споживача в лібералізованих ринках електричної енергії в рамках концепції Smart Grid. Наскрізна дворівнева підготовка на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського бакалаврів та магістрів професійних за освітньо-професійними програмами «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» і «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» дозволило забезпечити промислові, енергетичні, комунальні, комерційні та інші компанії і організації, а також органи влади і місцевого самоврядування України кваліфікованими фахівцями з електропостачання міст промислових підприємств і об'єктів сільського господарства та енергетичного менеджменту, здатними спільно розв'язувати комплексні завдання з надійного електропостачання споживачів якісною електричною енергією з впровадженням енергоефективних технологій, скорочення використання викопного палива і зменшення шкідливих викидів на засадах сталого розвитку.

Ключові слова: аспірант, бакалавр, електроенергетика, електрична енергія, електрична інженерія, енергетичний менеджмент, енергоефективні технології, магістр, освіта, системи електропостачання.

Вступ. Трансформація підходів до розвитку енергетики, зокрема, електроенергетики в світі у контексті її екологізації та декарбонізації з особливою увагою до проблем боротьби зі змінами клімату вимагає, зокрема, якісної освітньої і професійної підготовки фахівців з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки на новій освітній платформі в рамках парадигми сталого розвитку. Актуальність цього завдання неухильно зростає в умовах лібералізації ринку електричної енергії України та інтегрування Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України до об'єднаних енергозон Європи ENTSO-E. Усі ці зміни відбуваються на тлі усвідомлення нової ролі і місця споживача в лібералізованих ринках електричної енергії в рамках концепції Smart Grid. Вихід на ринок активних споживачів – просюмерів – принципово змінює погляд на споживача, виключно як на користувача – клієнта електроенергетичної системи (ЕЕС). Маючи у своєму розпорядженні не лише струмоприймачі, а й генерувальні установки на базі альтернативних та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), системи накопичення енергії (СНЕ), широкий спектр засобів силової електроніки та інші технічні засоби управління енерговикористанням, просюмери здатні не лише споживати електричну енергію, а й активно постачати до ЕЕС електроенергетичні ресурси та допоміжні послуги, впливаючи при цьому на режими електричної мережі та змінюючи принципи управління ними. Така енергетична активність з боку споживачів формує потребу у висококваліфікованих фахівцях, вихованих на принципах децентралізації та лібералізації електроенергетики і здатних розв'язувати принципово нові завдання з децентралізованого управління електричними комплексами і системами та електроенергетичними процесами.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є аналіз умов, визначення напрямів і формування принципів комплексної наскрізної підготовки фахівців у галузі електричної інженерії на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Для досягнення поставленої мети в статті:

– проаналізовано освітньо-професійні програми (ОПП) першого (бакалаврського) та другого (магістерського) рівнів підготовки на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського фахівців за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» у галузі 14 «Електрична інженерія»;

- виконано порівняльний аналіз результатів фахових компетенцій за ОПП «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»;
- виконано аналіз результатів комплексного розв'язання випускниками кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського завдань надійного енергозабезпечення споживачів якісної електричною енергією на засадах ефективного і продуктивного енерговикористання;
- за результатами виконаного аналізу обґрунтовано і доведено необхідність продовження комплексної наскрізної дворівневої підготовки фахівців за ОПП «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» і «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» у галузі 14 «Електрична інженерія» на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Матеріал досліджень. Кафедру електропостачання було засновано в Київському політехнічному інституті (КПІ), по суті, ще у 1949 році як «Кафедру гірничої електромеханіки» задля задоволення потреб держави у фахівцях-електроенергетиках з метою забезпечення надійного електропостачання та ефективного управління процесами розподілу і використання електричної енергії відповідної галузі промисловості (див рис. 1) [1]. У 1959 році кафедра отримала назву «Кафедра електрифікації та автоматизації гірничих робіт», а з 1967 року – «Кафедра електрифікації гірничих робіт». Після приєднання до неї в 1972 році спеціальності «Електропостачання промислових підприємств, міст та сільського господарства», яка була переведена з електроенергетичного факультету КПІ, кафедра отримала свою сучасну назву [2]. З метою поглиблення спеціалізації і розвитку фахових компетенцій, підготовку двох груп студентів було диференційовано за напрямками «Електропостачання промислових підприємств» та «Електропостачання міст». Здебільше ця спеціалізація полягала у викладанні декількох додаткових дисциплін, напрямку курсового проєкту з дисципліни «Системи електропостачання», та дипломного проєкту. На виконання державного замовлення щодо підготовки фахівців для служб енергонагляду з 1990 року на кафедрі електропостачання було впроваджено підготовку інженерів за напрямом «Енергетичний контроль і маркетинг в електроенергетиці» [2]. Кожного року кафедра випускала по одній групі інженерів-електриків за зазначеними напрямками.

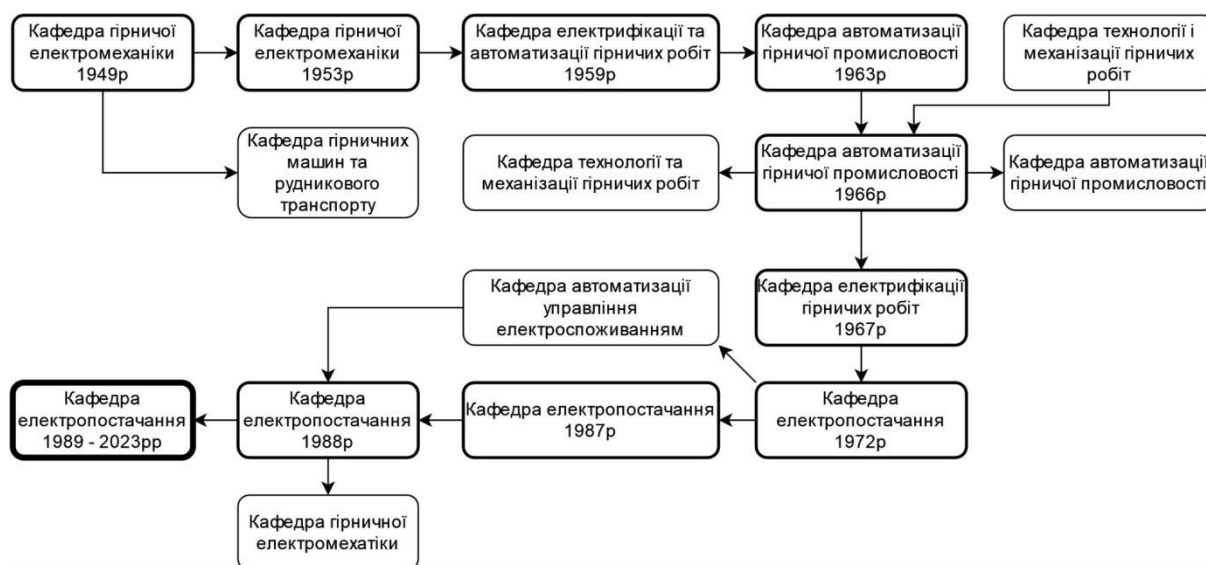


Рисунок 1 – Історичний розвиток кафедри електропостачання

З набуттям незалежності України кафедра електропостачання взяла активну участь у розбудові електроенергетичної галузі України. Зокрема, у 1997 році на кафедрі електропостачання вперше на пострадянському просторі розпочато формування системи навчання та підготовки кадрів у сфері енергозбереження. Засновано Інститут енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ», який згідно Постанов Кабінету міністрів України та наказів відповідних Міністерств став базовою установою в Україні в сфері підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації кадрів і популяризації знань у сфері раціонального використання енергетичних ресурсів, енергозбереження, енергетичної ефективності та енергоменеджменту [2]. У цьому ж році на кафедрі ЕП вперше в Україні було відкрито нову спеціальність «Енергетичний менеджмент», за якою вже з 2003 року розпочався випуск бакалаврів, фахівців та магістрів у 12 інших технічних університетах України.

Сьогодні кафедра електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського є провідною освітньою установою в Україні з комплексної наскрізної дворівневої підготовки фахівців (бакалавр, магістр) за двома освітніми

програмами: «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» і «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 Електрична інженерія. Випускники кафедри здатні розробляти, проектувати й експлуатувати сучасні енергетичні комплекси та системи, інтегровані системи електропостачання, як централізовані, так і автономні, створювати системи енергетичного менеджменту для промислових і муніципальних об'єктів на основі концепції Smart Grid, впроваджувати мікросистеми та віртуальні енергетичні станції з широким залученням ВДЕ, створювати сучасні системи енергетичного менеджменту, працювати з енергозберігаючими та енергоефективними технологіями, здійснювати моніторинг енергоспоживання на основі застосування інформаційних і комп'ютерних технологій. Але цьому досвіду передував тривалий шлях.

Молодий науковець Артур Веніамінович Праховник наприкінці 60-х років минулого століття під керівництвом тодішнього завідувача кафедрою електропостачання професора Василя Миколайовича Винославського почав досліджувати питання енергозбереження. Радянський Союз, володіючи значною частиною природних багатств Землі, ніколи не відчував нестатку, зокрема, енергоресурсів. Проте, наприкінці минулого століття суспільство замислилось з одного боку – над вичерпністю корисних копалин, зокрема, викопного палива, а з іншого боку – над незворотними змінами клімату, зокрема, через неконтрольовані викиди парникових газів. І відтоді провідним трендом стала парадигма сталого розвитку, що безумовно знайшло своє відбиття і в енергетиці, зокрема, в електроенергетиці. Формування концепції Smart Grid, децентралізація електроенергетики, лібералізація ринку електричної енергії – все це результати незворотних змін у концепції енергозабезпечення. На перше місце серед суб'єктів електроенергетики виходить споживач з його власною персоналізованою концепцією самозабезпечення. І це є абсолютно природним, адже без споживача електроенергетична система нікому не потрібна. Єдине призначення електроенергетичної системи – задоволення потреб споживача в електричній енергії. Іншого призначення у ЕЕС просто немає і бути не може.

Коли суспільство почало замислюватися над ощадним використанням паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), передусім на енергоємних промислових підприємствах, а потім й в інших компаніях, організаціях та установах, почали спочатку призначати фахівців, а потім створювати підрозділи, які опікувалися питаннями енергозбереження та раціонального використання ПЕР. Спершу на роботу до таких підрозділів наймали фахівців-енергетиків. Але швидко стало зрозуміло, що такий підхід не є ефективним, оскільки енергетики розв'язують хоча й суміжні, але принципово інші завдання. Тоді ж постало питання щодо необхідності освітньої підготовки фахівців з управління енергією – енергоменеджерів.

Енергетик та енергоменеджер, звісно, не є опонентами і спільно розв'язують комплексне завдання найбільш ефективного енергозабезпечення об'єкта, де використовується енергія. Разом з тим, на певних етапах розв'язання такого комплексного завдання вони можуть конкурувати між собою, оскільки головною метою енергетика є надійне енергозабезпечення об'єкта, а головною метою енергоменеджера є ефективне використання енергетичних ресурсів на об'єкті. І хоча обидва завдання не протирічать одне одному, на певних етапах їхнє спільне розв'язання може вступати в конфлікт. Наприклад, об'єкт електропостачання 1-ї категорії за надійністю живиться від двотрансформаторної підстанції (ТП). Обидва трансформатори знаходяться в роботі за умовами забезпечення відповідного рівня надійності електропостачання, при цьому кожний трансформатор завантажений не більше ніж на 50%. Рішенням енергоменеджера стане перемикання усього наявного навантаження на живлення від одного трансформатора і виведення з роботи другого трансформатора з метою скорочення технологічних витрат електроенергії (ТВЕ). З точки зору електроенергетики вимкнення другого трансформатора є неприйнятним за умовами забезпечення відповідного рівня надійності електропостачання об'єкта. Раціональне розв'язання цієї проблеми вимагає компромісу, а компроміс потребує передусім взаєморозуміння між енергетиками та енергоменеджерами.

Сьогодні майже на всіх промислових підприємствах функціонують відділи/департаменти/управління головного енергетика і головного енергоменеджера, кожний з яких розв'язує відповідні проблеми комплексного завдання енергозабезпечення. Втім, результати розв'язання комплексного завдання на стільки позитивні, на скільки такі фахівці спроможні взаємодіяти, розуміючи завдання партнерів, узгоджуючи власні цілі із цілями партнерів і сприяючи в такий спосіб досягненню спільного результату. А це вимагає відповідної підготовки таких фахівців.

Кафедра електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського є чи не єдиною кафедрою серед вищих навчальних закладів (ВНЗ) України, яка здійснює наскрізну дворівневу підготовку бакалаврів та магістрів професійних одночасно за освітньо-професійними програмами «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» і «Енергетичний менеджмент та енергоефективність» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 «Електрична інженерія». Результатом такого підходу є виховання кваліфікованих фахівців-електроенергетиків, які здатні не лише успішно розв'язувати завдання власної спеціальності, а й ефективно співпрацювати із фахівцями суміжних

сфер діяльності, розуміючи їхні потреби та їхні завдання і вміючи знаходити компроміс під час спільного розв'язання комплексних завдань.

Об'єктами діяльності фахівців із забезпечення споживачів електричною енергією є [3]:

- житловий сектор, будинки цивільного й комунально-побутового призначення та інші інфраструктурні об'єкти міст;
- промислові підприємства;
- об'єкти сільського господарства й агропромислові комплекси;
- електроенергетичне устаткування, зокрема, локальні генерувальні установки на базі альтернативних та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) з точки зору безпечного та надійного їх проєктування, монтажу та експлуатації;
- електротехнічні, електромеханічні, електротермічні та інші комплекси та системи з точки зору їхнього безпечного та надійного електропостачання;
- електроенергетичне, електротехнічне, електромеханічне, комутаційне та захисне обладнання, засоби автоматизації систем розподілу електричної енергії;
- інтелектуальні електроенергетичні системи, гібридні мікросистеми та системи розумного обліку з точки зору управління генеруванням, розподілом та перетворенням електричної енергії;
- проєктування та керування процесами генерування, розподілу та перетворення електричної енергії на електричних станціях, зокрема, установках розосередженої генерації, підстанціях, в електричних мережах, зокрема, в мікромережах, та розподільних пристроях середньої та низької напруги. Навчання фахівців із забезпечення споживачів електричною енергією передбачає формування таких фахових компетенцій:
 - здатності розв'язувати комплексні спеціалізовані завдання і практичні проблеми, зокрема, із залученням методів математики, фізики та електротехніки, пов'язані з роботою електричних систем та мереж, електричної частини станцій і підстанцій, пристроїв автоматичного керування, релейного захисту та автоматики, роботою електричних машин, апаратів та автоматизованого електроприводу, метрології та електричних вимірювань;
 - здатності здійснювати проєктування електричних мереж, зокрема, мікромереж, систем електропостачання міст, промислових підприємств та об'єктів сільськогосподарського призначення, із застосуванням систем автоматизованого проєктування (САПР), володіти сучасними методами розрахунків внутрішньобудинкового, внутрішньоцехового та зовнішнього освітлення, електричних та техніко-економічних показників роботи силових та електротехнологічних споживачів електричної енергії;
 - здатності здійснювати кваліфікований безпечний монтаж та експлуатацію електричних мереж, зокрема, мікромереж, систем електропостачання міст, промислових підприємств та об'єктів сільськогосподарського призначення, електроустановок споживачів з урахуванням умов забезпечення якості електропостачання відповідно до вимог та з дотриманням чинних норм та правил з охорони праці, техніки безпеки, зокрема електробезпеки, виробничої санітарії та охорони навколишнього середовища;
 - здатності здійснювати оптимізацію параметрів режимів електроспоживання та керування режимами електропостачання із застосуванням новітніх методів та сучасних програмно-апаратних засобів з орієнтацією на побудову інтелектуальних систем розподілу електричної енергії і використанням систем розумного обліку;
 - здатності реалізовувати керування попитом на електричну потужність (електроенергію) та надавати інші допоміжні послуги в умовах функціонування лібералізованих ринків електричної енергії, організовувати комерційний облік електричної енергії та взаємодіяти з постачальниками послуг комерційного обліку (ППКО), здійснювати інформаційну взаємодію з операторами ринку, систем передавання та розподілу електричної енергії, іншими суб'єктами ринку;
 - здатності оперативно вживати ефективні заходи в умовах надзвичайних (аварійних) ситуацій в електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних системах та комплексах.

Більше того, навчанням передбачено формування у студентів фахових компетенцій щодо необхідності безперервного вдосконалення власних знань та регулярного підвищення кваліфікації з новітніх технологій в галузі електричної інженерії та усвідомлення необхідності впровадження прогресивних технічних рішень, підвищення ефективності електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного устаткування, процесів та технологій виробництва, розподілу, перетворення та використання електричної енергії, що робить майбутніх фахівців із систем забезпечення споживачів електричною енергією здатними розуміти важливість продуктивного використання електроенергетичних ресурсів, скорочення використання викопного палива та зменшення шкідливого впливу на довкілля.

Моделлю фахівця із систем забезпечення споживачів електричною енергією передбачено формування здатності проєктувати, впроваджувати, здійснювати монтаж та експлуатувати інтелектуальні електроенергетичні, електротехнічні та електромеханічні системи та комплекси, як централізовані, так і децентралізовані, мікросистеми та віртуальні енергетичні станції, інтегровані системи електропостачання

міст, промислових підприємств та об'єктів сільського господарства в рамках концепції Smart Grid на засадах сталого розвитку, а також розуміти та працювати із сучасними енергоефективними устаткуванням і технологіями, здійснювати моніторинг енерговикористання із застосування сучасних інформаційних і комунікаційних технологій.

Об'єктами діяльності фахівців з енергетичного менеджменту та енергоефективних технологій є [4]:

- міста та інші населені пункти та їхні системи енергетичного менеджменту (СЕНМ);
- промислові підприємства, зокрема, підприємства електроенергетичного комплексу та їхні СЕНМ;
- об'єкти сільського господарства й агропромислові комплекси та їхні СЕНМ;
- електроенергетичне устаткування, зокрема, генерувальні установки на базі альтернативних та відновлюваних систем енергії (ВДЕ) з точки зору безпечного та ефективного вироблення електричної енергії;
- електроенергетичні, електротехнічні та електромеханічні комплекси та системи з точки зору безпечного та ефективного використання електричної енергії;
- служби енергетичного менеджменту підприємств та організацій;
- інтелектуальні електроенергетичні системи, мікромережі та системи розумного обліку з точки зору управління продуктивним генеруванням, передаванням, розподіленням та використанням електричної енергії, а також енергетичного моніторингу результатів управління;
- процеси і технології безпечного та ефективного генерування, перетворення та використання електричної енергії на електричних станціях, зокрема, установках розосередженої генерації, та в електричних мережах і системах, зокрема, в мікромережах.

Навчання фахівців з енергетичного менеджменту та енергоефективних технологій передбачає формування таких фахових компетенцій:

- здатності розв'язувати комплексні спеціалізовані завдання і практичні проблеми, зокрема, із залученням методів математики, фізики та електротехніки, пов'язані з функціонуванням електричних систем та мереж, електротехнічних та електромеханічних систем та комплексів, електричних машин, апаратів та автоматизованого електроприводу, метрології та електричних вимірювань,
- здатності здійснювати впровадження систем енергетичного менеджменту та управляти проєктами у сфері енергетичного менеджменту та енергоефективності, а також оцінювати їхні фінансові результати, із застосуванням систем автоматизованого проєктування (САПР), володіти сучасними методами розрахунків інженерних систем та огорожувальних конструкцій, внутрішньобудинкового, внутрішньоцехового та зовнішнього освітлення, електричних та техніко-економічних показників роботи силових та електротехнологічних споживачів електричної енергії з урахуванням факторів ресурсо- та енергозбереження, розраховувати електричні та техніко-економічні показники роботи електротехнологічних установок, а також оцінювати доцільність використання різного роду споживачів для певного технологічного процесу,
- здатності на підставі енергоаудиту оцінювати поточний стан об'єктів та визначати потенціал енергозбереження, планувати заходи з енергоефективності та оцінювати їхню екологічну та економічну ефективність, аналізувати та оцінювати рівень досягнутої енергетичної ефективності з використанням ключових показників результативності (KPI) та базових рівнів енергоспоживання, будувати баланси електричної потужності та електроенергії об'єктів, підприємств та організацій, визначати суттєве споживання енергії для потенційного поліпшення енергетичної результативності,
- здатності здійснювати оцінку втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання та обґрунтовувати заходи з їхнього зменшення,
- здатності складати калькуляції робіт у сфері енергоменеджменту та енергетичного аудиту, розробляти техніко-економічне обґрунтування заходів з енергоефективності,
- здатності комплексного розв'язання питань керування режимами систем електропостачання з метою якісного та енергоефективного забезпечення споживачів електричною енергією,
- здатності визначати, досліджувати та розв'язувати проблеми у сфері теплоенергетики, а також ідентифікувати обмеження, включаючи ті, що пов'язані з інженерними аспектами і проблемами охорони природи, сталого розвитку, здоров'я і безпеки та оцінками ризиків в теплоенергетичній галузі, розробляти і реалізовувати енергозберігаючі заходи під час проєктування та експлуатації тепло- та електроенергетичного обладнання різного призначення, розраховувати ефективні режими їхньої роботи, враховувати ширший міждисциплінарний інженерний контекст у професійній діяльності в сфері теплоенергетики,
- здатності об'єктивно оцінювати можливі позитивні і негативні соціальні, економічні, екологічні та технічні наслідки прийнятих рішень в системі енергетичного менеджменту.

Більше того, навчанням передбачено формування у студентів фахових компетенцій щодо здатності розв'язувати комплексні спеціалізовані завдання і практичні проблеми, пов'язані з технологіями

генерування, передавання, розподілення та постачання електричної енергії, роботою електричних систем та мереж, електричної частини станцій і підстанцій та техніки високих напруг, пристроїв автоматичного керування, релейного захисту та автоматики, роботою електричних машин, апаратів та автоматизованого електроприводу, метрології та електричних вимірювань, впроваджувати передові інтелектуальні технології забезпечення споживачів електричною енергією в рамках концепції Smart Grid, оперативно вживати ефективні заходи в умовах надзвичайних (аварійних) ситуацій в електроенергетичних та електромеханічних системах.

Формування фахових компетенцій та програмні результати навчання за відповідними освітньо-професійними програмами підготовки фахівців із забезпечення споживачів електричною енергією і фахівців з енергетичного менеджменту та енергоефективних технологій утворюють основу для їхньої фахової взаємодії на основі глибокого розуміння цілей і методів їхнього досягнення в кожній із суміжних сфер діяльності, що на практиці сприяє найбільш повному задоволенню потреб компаній в кваліфікованих кадрах, спроможних успішно розв'язувати комплексні завдання енергозабезпечення споживачів на засадах сталого розвитку.

Розширення переліку компетенцій, які набувають майбутні фахівці на підставі розглянутих освітніх програм, в певній мірі вдалося досягнути за рахунок впровадження широкого спектру вибіркових дисциплін, як на бакалаврському рівні, так і особливо на рівні підготовки магістрів, як професійних, так і науковців. Завдяки цьому кожен студент має можливість побудувати індивідуальну траєкторію навчання відповідно власним інтересам та уподобанням, суттєво розширюючи свої фахові компетенції.

Серйозною проблемою вітчизняних ЗВО технічного спрямування є відсутність достатніх ресурсів щодо масштабного оновлення існуючої лабораторної бази відповідно сучасним вимогам. Певним вирішенням зазначеної проблеми стало створення сертифікаційних програм. Завдяки цьому на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського на даний час студенти першого освітнього рівня отримали можливість ознайомитися з сучасним обладнанням на виробничих майданчиках та навчальних центрах провідних підприємств галузі, прослухати лекції з певних дисциплін фахівців практиків з багаторічним стажем роботи за відповідною проблематикою, отримати необхідну інформацію з метою виконання реальних дипломних проектів.

Висновки

Наскрізна дворівнева підготовка на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського бакалаврів та магістрів професійних за освітньо-професійними програмами «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» і «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» дозволило забезпечити промислові, енергетичні, комунальні, комерційні та інші компанії і організації, а також органи влади і місцевого самоврядування України кваліфікованими фахівцями з електропостачання міст, промислових підприємств і об'єктів сільського господарства та енергетичного менеджменту, здатними спільно розв'язувати комплексні завдання з надійного електропостачання споживачів якісною електричною енергією з впровадженням енергоефективних технологій, скорочення використання викопного палива і зменшення шкідливих викидів на засадах сталого розвитку.

Список використаної літератури

- 1.КПІ. Перше століття: Іст. огляд / Авт.-упоряд.: В.І.Лиховодов та ін.- К.: Такі справи, 2007.- 384 с.:іл. ISBN 978-966-96222-9-8.
- 2.Інститут енергозбереження та енергоменеджменту. Спеціальності та кафедри: Довідник / Уклад. М.А. Денисенко, Є.М. Іншеков, В.П. Калінчик та ін.- К.: ІВЦ «Політехніка», 2001.- 240 с. ISBN 966-622-077-6.
- 3.Системи забезпечення споживачів електричною енергією. Освітньо-професійна програма першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» / Розроблено проектною групою: В.В.Ткаченко (керівник проектної групи), О.В.Коцар, Ю.В.Чернецька, Д.В.Філянін, Ю.Ф.Тесик, К.М.Ляхова. 2022. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського – 17 с. URL: https://osvita.kpi.ua/141_OPPB_SZSEE
- 4.Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології. Освітньо-професійна програма першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» / Розроблено проектною групою: Д.Г.Дерев'янюк (керівник проектної групи), О.О.Закладний, А.В.Чернявський, О.В.Овдієнко, Ю.Є.Онщенко. 2022. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського – 24 с. URL: https://osvita.kpi.ua/141_OPPB_EMEET

V. Popov, Dr. Sc., ORCID 0000-0003-3484-4597
O. Kotsar, Ph. D, ORCID 0000-0002-7958-2335
V. Tkachenko, Ph. D, ORCID 0000-0002-4528-7661
D. Derevianko, Ph. D, ORCID 0000-0002-4877-5601
O Borychenko, Ph. D, ORCID 0000-0002-6127-2945
National Technical University of Ukraine
«Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

THE COMPREHENSIVE EDUCATION OF ELECTRICAL ENGINEERING AT THE POWER SUPPLY DEPARTMENT OF IGOR SIKORSKY KYIV POLYTECHNIC INSTITUTE

The concept of the "green" energy transition involves, first of all, the transformation of views on the development of energy, in particular, the electric power industry in the context of its greening and decarbonization, with special attention to the problems of combating climate change within the framework of the sustainable development paradigm. Such a transformation requires the education of high-quality electrical engineers, who are aware of the new role and place of the consumer in the liberalized electricity markets within the Smart Grid concept. End-to-end two-level training at the Department of Power Supply of Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute bachelors and professional masters under the educational and professional programs "Systems for providing consumers with electrical energy" and "Energy management and energy-efficient technologies" specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics" in the field of knowledge 14 "Electrical engineering" made it possible to provide industrial, energy, communal, commercial and other companies and organizations, as well as authorities and local self-governments of Ukraine with qualified specialists in the power supply of the built environment, industrial enterprises and agricultural objects and energy managers, capable of jointly solving complex the task of reliable electricity supply to consumers with high-quality electrical energy with the introduction of energy-efficient technologies, reduction of the use of fossil fuels and reduction of harmful emissions on the basis of sustainable development.

Key words: bachelor's degree, education, electrical engineering, electrical energy, electrical engineering, energy management, energy-efficient technologies, graduate student, master's degree, power supply systems.

References

- 1.KPI. The first century: Hist. review / Author-editor: V.I. Likhovodov and others.- K.: Taky spravy, 2007.- 384 p.:il. ISBN 978-966-96222-9-8.
- 2.Institute of Energy Saving and Energy Management. Specialties and departments: Handbook / Compilers M.A. Denisenko, E.M. Inshekov, V.P. Kalinchyk and others.- K.: IPC «Polytechnica», 2001.- 240 p. ISBN 966-622-077-6.
- 3.Electric power distribution systems engineering. Educational and professional program of the first (bachelor) level of higher education in the specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics" in the field of knowledge 14 "Electrical engineering" / Developed by the project group: V.V.Tkachenko (head of the project group), O.V.Kotsar, Y.V. [Chernetska](#), D.V. Filyanin, Y.F.Tesik, K.V. Lyakhova. 2022. – K.: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute – 17 p. URL: https://osvita.kpi.ua/141_OPPB_SZSEE
- 4.Energy management and energy efficient technologies. Educational and professional program of the first (bachelor) level of higher education in the specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics" in the field of knowledge 14 "Electrical engineering" / Developed by the project group: D.G. Derevianko (head of the project group), O.O. Zakladnyi, A.V. Cherniavsky, O.V. Ovdienko, Y.E. Onishchenko. 2022. – K.: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute – 24 p. URL: https://osvita.kpi.ua/141_OPPB_EMEET

Надійшла 21.07.2022
Received 21.07.2022

ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ ПРОГНОЗІВ ВУЗЛОВОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

В дослідженні запропоновано використання методів прогнозування на основі штучних нейронних мереж для розрахунку та прогнозування втрат електричної енергії. Розрахунок втрат електричної енергії виконувався на тестовій мережі CIGRE. Для визначення втрат електричної енергії було розроблено декілька підходів: прогноз втрат електричної енергії за допомогою штучних нейронних мереж, та розрахунок втрат використовуючи прогноз вузлового навантаження на основі штучних нейронних мереж, які порівнювались з класичним методом розрахунку втрат за коефіцієнтами літнього та зимового максимуму навантаження в залежності від задач прогнозування, при використанні штучних нейронних мереж величина втрат електричної енергії в розподільчих мережах зменшилась в тричі у порівнянні з розрахунком втрат за допомогою коефіцієнтів.

Ключові слова: вузлове електричне навантаження, короткострокове прогнозування, штучні нейронні мережі, LSTM, втрати, CIGRE.

Вступ. В сучасній моделі ринку електричної енергії України оператори систем розподілу (ОСР) та оператор системи передачі (ОСП) мають купувати електричну енергію для покриття втрат у власних мережах [1]. На сьогоднішній день в ОЕС України втрати електроенергії під час її розподілу в окремих регіонах можуть сягати 20%, а в більшості розподільчих електричних мережах складають понад 10%, що зокрема обумовлено неточними прогнозами навантажень. Водночас в більшості країн Європи даний показник знаходиться в межах 4-6%.

За даними Міністерства енергетики за 10 місяців 2021 року обсяг загальних технологічних втрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами усіх класів напруги склав 12,6 млрд. кВт·год або 10,74% від загального відпуску електроенергії в мережу. У порівнянні з показником 2020 року рівень загальних технологічних втрат при транспортуванні електроенергії зріс на 0,8 млрд. кВт·год (11,8 млрд кВт·год або 10,77% минулого року).

Сегмент ринку електричної енергії «на добу наперед» (РДН) є сегментом на якому здійснюється купівля та продаж електричної енергії за маржинальними цінами з її постачанням на наступний день після проведення торгів [2]. За умов незадовільних результатів прогнозування в учасників ринку виникає значний небаланс електричної енергії, яку потрібно докуповувати на балансуючому ринку, що вочевидь призводить до збільшення її вартості. Враховуючи, що в електричних мережах сьогодні втрати електроенергії часто розраховуються досить грубо в межах конкретної доби, зокрема на основі розрахунку коефіцієнтів втрат у дні літнього та зимового максимуму навантаження, то задача підвищення точності прогнозування втрат набуває значної актуальності. Це обумовлює необхідність розробки нових методів прогнозування та їх використання для визначення втрат електричної енергії в електричних мережах.

Розрахунок економічного ефекту від зменшення похибки прогнозів втрат електроенергії розподільних компаній з горизонтом випередження від 12 до 36 годин («на добу вперед») показує, що зменшення похибки на 5% зменшує загальні витрати на компенсацію небалансів на 184 млн. на рік при середній ціні похибки в 225 грн/МВт*год, що дозволить знизити тарифи на розподіл та передачу електроенергії для всіх кінцевих споживачів. Необхідність розробки сучасних методів визначення втрат електричної енергії в розподільчих мережах, дає можливість розглянути методи прогнозування на основі штучного інтелекту для задач прогнозування та розрахунку втрат електричної енергії.

На даний момент найпоширенішим підходом до прогнозування, є пряме прогнозування часових рядів втрат, але при такій постановці задачі не враховується топологія мережі, при її зміні виникають аномальні викиди в часових рядах втрати, що ускладнює побудову адекватної моделі та знижує точність прогнозування. Інший підхід полягає в розрахунку втрат на основі прогнозу навантажень вузлів з урахуванням топології мережі та режимних параметрів.

Зі збільшенням цифровізації об'єктів електроенергетики в останні роки з'являється більше публікацій щодо прогнозування сумарних і вузових навантажень енергосистеми за допомогою методів штучного інтелекту, зокрема і нейронних мереж різної архітектури: багаточаровий перцептрон у

поєднанні з методом інверсії [3], опорна векторна машина (SVM) [4], нелінійні моделі самореєсії [5] та більш просунуті глибокі нейронні мережі [6,7].

Мета та завдання. Публікація присвячена визначенню втрат електричної енергії в розподільчих мережах на основі використання штучних нейронних мереж глибокого навчання задля прогнозування навантажень в розподільних електричних мережах та порівняння різних методів визначення втрат електричної енергії.

Матеріал і результати досліджень. Задля зменшення вартості закупівлі втрат електричної енергії на ринку, запропоновано використання нових методів визначення та прогнозування втрат електричної енергії на основі методів штучних нейронних мереж глибокого навчання.

Зокрема під час дослідження опрацьовано декілька підходів до прогнозування втрат:

- Прогноз вузлових навантажень з подальшим розрахунком втрат на прогнозних даних.
- Прогноз кожного вузла навантаження окремо з подальшим об'єднанням даних та розрахунком втрат на прогнозних даних.
- Розрахунок втрат електричної енергії з подальшим прогнозом втрат.
- Розрахунок втрат на основі коефіцієнтів втрат у день зимового та літнього максимуму навантажень.

Для перевірки ефективності прогнозування в залежності від задачі використовувалися різні архітектури штучних нейронних мереж глибокого навчання, а саме: Рекурентна штучна нейронна мережа глибокого навчання типу LSTM для прогнозування вузлових навантажень та подальшого розрахунку втрат електричної енергії; Та нейронна мережа eResNet для прогнозування окремо кожного вузла навантаження окремо, та для прогнозування втрат електричної енергії.

Рекурентна нейронна мережа типу LSTM (Long-short term memory) яка описана в [8] використовувалась для прогнозування усіх вузлів навантаження. Дана нейронна мережа являє собою комбіновану архітектуру нейронної мережі основою якої слугує рекурентний модуль LSTM та багатошаровий перцептрон з двома прихованими шарами. В якості активаційної функції використовувалась функція SELU (scaled exponential linear unit) [9]. Загальна кількість параметрів мережі наведена в таблиці 1.

Для прогнозування окремо вузлів навантаження та втрат електричної енергії було використано мережу eResNet [10]. Дана нейронна мережа складається з трьох автокодувальних блоків з обхідними з'єднаннями та звичайним багатошаровим перцептроном, також особливістю цього типу архітектури є однакова кількість вхідних (dx) і вихідних (dy) нейронів і менше прихованих (dh) нейронів $dx = dy > dh$. Відомо, що використання обхідних з'єднань дозволяє значно збільшити кількість шарів нейронної мережі, що підвищує точність і стабільність результатів прогнозування. Ця архітектура еквівалентна ансамблю простих нейронних мереж. Завдяки наявності обхідних з'єднань інформація передається від входу до виходу декількома шляхами з різною кількістю шарів, що значно знижує ефект нестабільності градієнта під час навчання (зменшення або збільшення швидкості градієнта при проходженні через шари нейронної мережі).

Архітектура мережі eResNet показана на рис. 1., а в таблиці 2 наведено загальну кількість параметрів мережі eResNet.

Представлені на рис. 2-3 алгоритми прогнозування розроблені для порівняння різних підходів до виконання задач з визнання втрат електричної енергії. Навчання в обох алгоритмах проводиться за допомогою алгоритму оптимізації ADAM [11].

Таблиця 1. Загальна кількість параметрів мережі LSTM.

Назва шару	Розмірності	Кількість параметрів
Input (InputLayer)	[(None, 25, 10)]	0
Recurent (LSTM)	(None, 10)	840
Dense_1 (Dense)	(None, 20)	220
Dense_2 (Dense)	(None, 10)	210

Таблиця 2. Загальна кількість параметрів мережі eResNet.

Назва шару	Розмірність
AC1 (autocoding block)	(1, 168)
AC2 (autocoding block)	(1, 168)
AC3 (autocoding block)	(1, 168)
Dense_1 (Dense)	(168, 10)
Dense_2 (Dense)	(10, 24)

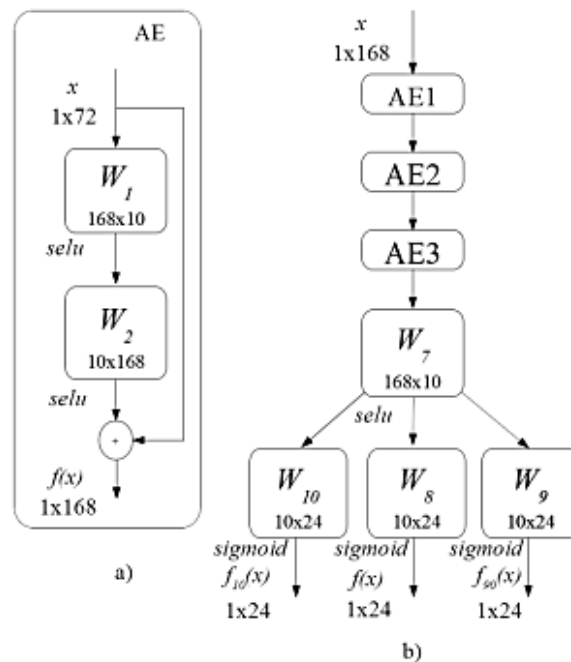


Рисунок 1. Елементи нейронної мережі: а) автокодувальний блок; б) архітектура мережі eResNet.

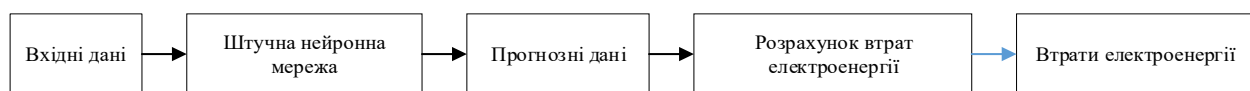


Рисунок 2. Блок-схема алгоритму розрахунку втрат на основі прогнозних значень.

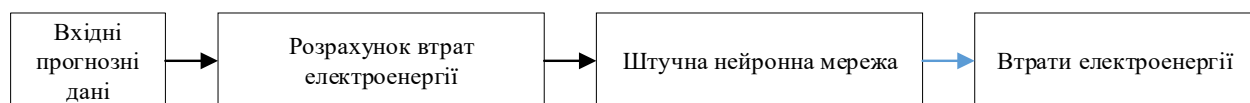


Рисунок 3. Блок-схема алгоритму для розрахунку та прогнозу втрат.

В якості даних для прогнозування та розрахунку втрат електричної електроенергії, було використано ретроспективні дані одного з операторів системи розподілу України, які включали в себе 15 вузлів навантаження за період з 2017 по 2019 роки з погодинною дискретністю що становить 24000 значень для кожного вузла, з яких було використано 14 вузлів навантаження для формування тестової електричної мережі та розрахунку втрат.

В якості модельного прикладу використано мережу середньої напруги CIGRE [12], яка показана на рисунку 4. Для побудови та аналізу тестової мережі було використано мову програмування Python та бібліотеку аналізу даних Pandapower. Дана бібліотека являє собою автономний набір інструментів для розробки та аналізу електричних системи. Бібліотека містить велику кількість різних моделей електричних мереж, серед яких є велика кількість тестових систем, а також приклади енергосистем CIGRE [13, 14].

Тестова мережа складається з двох трансформаторів потужністю 40 МВА 110/20 кВ, 15 вузлів, 18 джерел навантаження, 14 ліній, у тому числі 12 кабельних та 2 повітряних, та перемикача. Усі елементи, які використовуються в цій мережі, є елементами відповідної бібліотеки Pandapower.

Враховуючи, що величина навантаження в мережі CIGRE та даних оператора системи розподілу відрізняється, для коректного функціонування тестової мережі була проведена заміна кабельних та повітряних ліній на лінії з проводами більшого перерізу. Крім того дані вузлового навантаження оператора системи розподілу були відмасштабовані відповідно до величини навантаження тестової мережі CIGRE та розподілені відповідно до величини навантаження вузлів мережі.

З метою виконання розрахунків та навчання штучної нейронної мережі ретроспективні дані вузлового навантаження розділені на дві вибірки: навчальну та тестову. Навчальна вибірка включає в себе 23256 значень вузлового навантаження, та 744 значення вузлового навантаження в якості тестової вибірки.

Результати визначення втрат за добу та за місяць наведено на рис. 5-6.

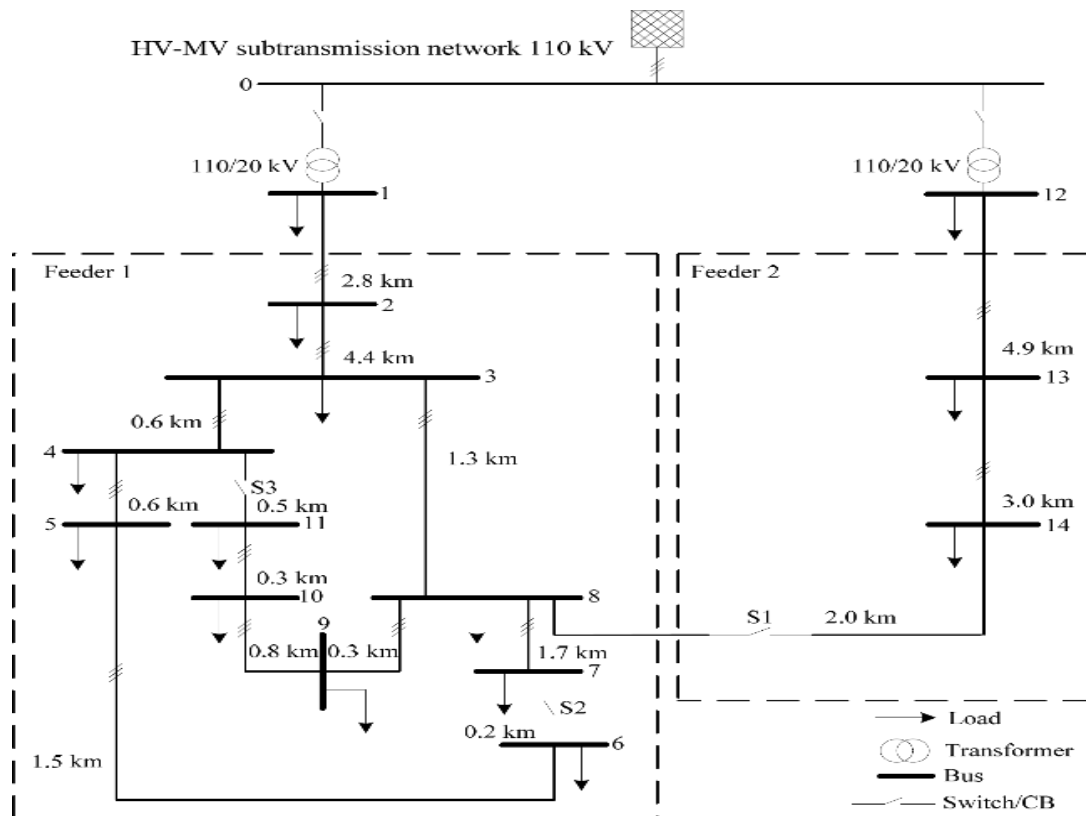


Рисунок 4. Схема мережі CIGRE.

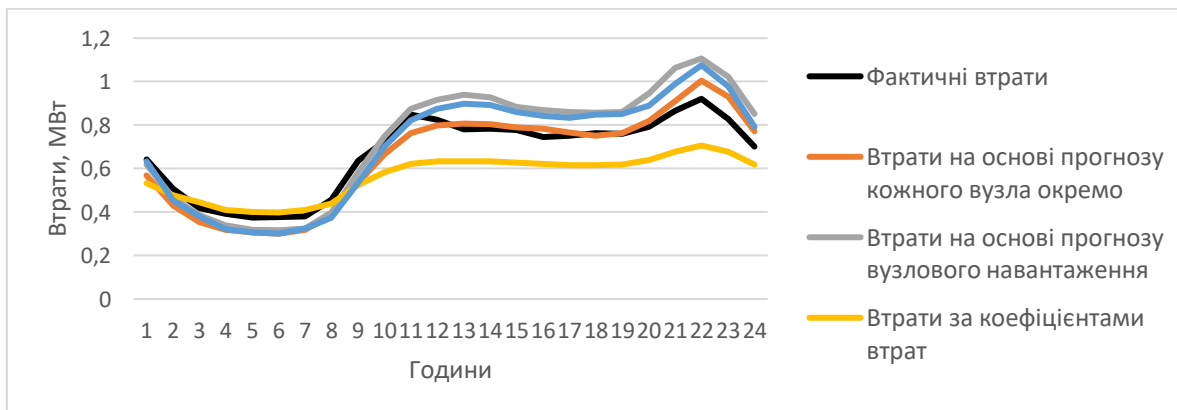


Рисунок 5. Погодинні втрати за добу з використанням різних методів прогнозування.

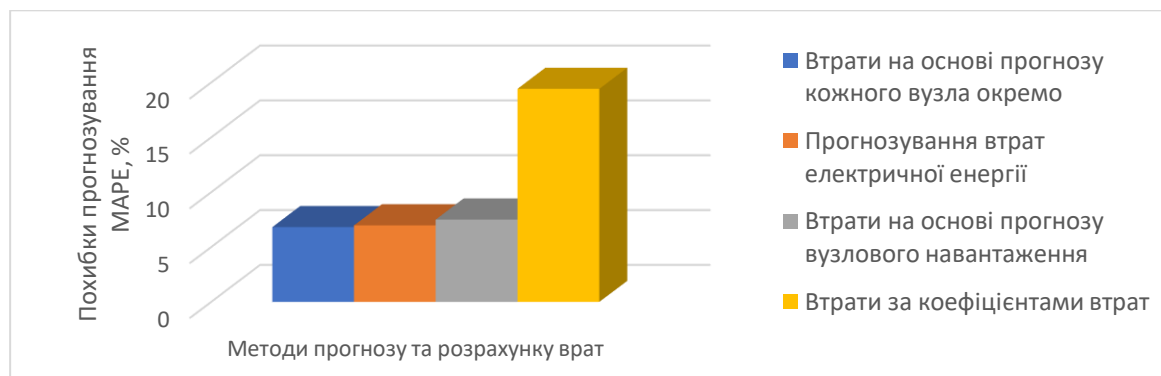


Рисунок 6. Графіки похибок прогнозування MAPE

Для оцінки точності представлених підходів використовувалась функція похибки MAPE. В таблиці 4 наведено похибки прогнозування втрат електричної енергії.

Таблиця 4 – Похибки прогнозів втрат електроенергії.

Метод прогнозування втрат	Величина похибки MAPE, %
Прогноз вузлового навантаження	7,51
Прогноз кожного вузла окремо	6,82
Прогноз втрат електричної енергії	6,98
Втрати за коефіцієнтами втрат	19,42

Як видно з табл. 4. загалом усі з досліджених методів визначення втрат на основі прогнозування мають меншу похибку ніж визначення втрат на основі розрахунку коефіцієнтів. Також видно, що прогнозування загального значення втрат в мережі та їх розрахунок за умови прогнозу навантаження в кожному окремому вузлі мають нищу похибку ніж за умов прогнозування усіх вузлів разом, що може бути обумовлено різними зв'язками між вузлами навантаження.

Висновки. За результатами дослідження показано, що застосування методів прогнозування дозволяє значно підвищити точність визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах, зокрема і з метою їх закупівлі на ринку електричної енергії, у порівнянні із підходом до розрахунку втрат, що базується на визначенні коефіцієнтів втрат. Так для модельного прикладу отримано похибку MAPE в межах 6,82-7,51%, що є значно меншою у порівнянні з розрахунком втрат за відповідними коефіцієнтами, яка становила 19,42%.

Також показано, що прогнозування загального значення втрат електричної енергії з використання штучних нейронних мереж дозволяє отримати величину похибки прогнозу MAPE для даного модельного прикладу на рівні 6.98%. При цьому найбільш точним виявився підхід, що базується на розрахунку втрат на основі прогнозування вузлового навантаження з використанням штучних нейронних мереж. Отримані результати підтверджують ефективність запропонованих підходів визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах на основі прогнозування електричних навантажень та їх загального значення.

Список використаної літератури

- 1.Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах України. Технічна електродинаміка. 2020. №5 С. 70-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>
- 2.Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні. Вісник НАН України. 2021. №3. С.20-28. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020>.
- 3.S. B. Taieb, G. Bontempi, A.F. Atiya, and A. Sorjamaa, "A review and comparison of strategies for multi-step ahead time series forecasting based on the NN5 forecasting competition," Expert Systems with Applications, vol. 39, no. 8, pp. 7067-7083,2012
- 4.G. Hou, et al., "A novel algorithm for multi-node load forecasting based on big data of distribution network," Int. Conf. on Adv.Electron. Sci. and Technol., Shenzhen, 2016, pp 655-667.
- 5.X. Wang, N. Hatziairgiyriou, and L.H. Tsoukalas, "A New Methodology for Nodal Load Forecasting in Deregulated Power Systems," IEEE Power Engineering Review, vol. 22, pp 48-51, May 2002.
- 6.G.P. Shumilova, N.Je. Gotman, and T.B.Starceva, "Prediction of the active and reactive load of EPS units using inversion of an artificial neural network," Elektrichestvo, vol 6, pp. 7-13, 2007.
- 7.Шиманюк П.В., Мірошник В.О., Блінов І.В., Черненко П.О. Аспекти врахування температури повітря для підвищення точності короткострокового прогнозування вузових навантажень. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2021. №. 2. С.50-58. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247368>.
- 8.E. Sbai, and M. Simpson. (2019). "Short-term Forecasting of Nodal Electricity Demand in New Zealand" [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/237433368_Shortterm_Forecasting_of_Nodal_Electricity_Demand_in_New_Zealand
- 9.Черненко П.О., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Однофакторне короткострокове прогнозування вузових електричних навантажень енергосистеми. Технічна електродинаміка. Київ, 2020. № 2. С.67-73. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2020.02.067>
- 10.G. Klambauer, T. Unterthiner, A. Mayr, S. Hochreiter "Self-Normalizing Neural Networks", Advances in Neural Information Processing Systems, 2017, No 30, pp. 971-980.
- 11.V. Miroshnyk, P. Shymaniuk & V. Sychova "Short Term Renewable Energy Forecasting with Deep Learning Neural Networks", Power Systems Research and Operation, 2021, Pp. 121–142. DOI: 10.1007/978-3-030-82926-1_6
- 12.D. Kingma, J. Ba "Adam. A Method for Stochastic Optimization", Proc. of the 3rd International Conference on Learning Representations (ICLR).
- 13."Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources", ELECTRA, 2014 DOI:http://e-cigre.org/publication/ELT_273_8-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources
- 14.K. Rudion, A. Orths, Z.A. Styczynski, K. Strunz "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration", 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal,

Canada, June 2006. DOI: 10.1109/PES.2006.1709447 On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.

P. Shymaniuk, ORCID 0000-0002-7585-7493

V. Miroshnyk, ORCID 0000-0001-9036-7268

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine

I. Blinov, ORCID 0000-0001-8010-5301

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

DETERMINATION OF ELECTRICAL LOSSES BASED ON NODAL ELECTRICAL LOAD FORECASTS

This study proposed the use of forecasting methods based on artificial neural networks for calculating and forecasting energy losses. The calculation of energy losses was performed on the CIGRE test network. Several approaches were developed to determine energy losses: prediction of electrical energy losses using artificial neural networks, and calculation of losses using nodal load prediction based on artificial neural networks, which were compared with the classical method of calculating losses based on summer and winter peak load coefficients. Depending on forecasting problems, when using artificial neural networks, the amount of electrical energy losses in distribution networks decreased by three times compared to the calculation of losses using coefficients.

Keywords: nodal electrical load, short-term forecasting, artificial neural network, LSTM, loss, CIGRE.

References

1. Blinov I, Miroshnyk V, Shymaniuk P "The cost of error of" day ahead" forecast of technological losses of electrical energy", *Tekhnichna elektrodynamika*, 2020, vol. 5, pp. 70-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>
2. Blinov I. Problems of functioning and development of a new electricity market model in Ukraine. *Visn. Nac. Acad. Nauk Ukr*, 2021, vol. 3. pp. 20-28. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020>.
3. S. B. Taieb, G. Bontempi, A.F. Atiya, and A. Sorjamaa, "A review and comparison of strategies for multi-step ahead time series forecasting based on the NN5 forecasting competition," *Expert Systems with Applications*, vol. 39, no. 8, pp. 7067-7083, 2012
4. G. Hou, et al., "A novel algorithm for multi-node load forecasting based on big data of distribution network," *Int. Conf. on Adv. Electron. Sci. and Technol.*, Shenzhen, 2016, pp 655-667.
5. X. Wang, N. Hatziaargyriou, and L.H. Tsoukalas, "A New Methodology for Nodal Load Forecasting in Deregulated Power Systems," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, pp 48-51, May 2002.
6. G.P. Shumilova, N. Je. Gotman, and T.B. Starceva, "Prediction of the active and reactive load of EPS units using inversion of an artificial neural network," *Elektrichestvo*, vol 6, pp. 7-13, 2007.
7. P. Shymaniuk, V. Miroshnyk, I. Blinov, P. Chernenko Aspects of temperature taking into account to increase the accuracy of short-term forecasting of node loads. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2021. Vol. 2. Pp. 50-58. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247368>.
8. E. Sbail, and M. Simpson. (2019). "Short-term Forecasting of Nodal Electricity Demand in New Zealand" [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/237433368_Short-term_Forecasting_of_Nodal_Electricity_Demand_in_New_Zealand
9. P. Chernenko V. Miroshnyk P. Shymaniuk "Univariable short-term forecast of nodal electrical loads of energy systems", *Tekhnichna elektrodynamika*, 2020, vol. 2, pp. 67-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.02.067>
10. G. Klambauer, T. Unterthiner, A. Mayr, S. Hochreiter "Self-Normalizing Neural Networks", *Advances in Neural Information Processing Systems*, 2017, No 30, pp. 971-980.
11. V. Miroshnyk, P. Shymaniuk & V. Sychova "Short Term Renewable Energy Forecasting with Deep Learning Neural Networks", *Power Systems Research and Operation*, 2021, Pp. 121-142. DOI: 10.1007/978-3-030-82926-1_6
12. D. Kingma, J. Ba "Adam. A Method for Stochastic Optimization", *Proc. of the 3rd International Conference on Learning Representations (ICLR)*.
13. "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources", *ELECTRA*, 2014 DOI: http://e-cigre.org/publication/ELT_273_8-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources
14. K. Rudion, A. Orths, Z.A. Styczynski, K. Strunz "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration", 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, June 2006. DOI: 10.1109/PES.2006.1709447 On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.

Надійшла 13.09.2022

Received 13.09.2022

ОСОБЛИВОСТІ ПОБУДОВИ ТА ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

У статті аналізуються особливості та сформульовано рекомендації щодо найбільш ефективного використання систем накопичення енергії у розподільних системах і мікросистемах в умовах розширення впровадження локальних відновлюваних джерел енергії. Узагальнено інформацію щодо різних технологій акумулювання енергії та сформульовано рекомендації відносно ефективного їх застосування для різних додатків в електроенергетиці. Розглянуто функції, які можуть і повинні вирішувати системи накопичення енергії у розподільних мережах, у результаті чого обґрунтовується доцільність формування гібридних систем накопичення. На основі аналізу бібліографії та розгляду міжнародного досвіду визначено завдання, які потребують подальших поглиблених досліджень для обґрунтованого вибору структури, параметрів, місць розміщення та режимів роботи гібридних систем накопичення енергії з урахуванням специфіки побудови та режимів роботи вітчизняних систем розподілу електричної енергії за умов інтеграції в них різноманітних локальних джерел енергії.

Ключові слова: розосереджена генерація, системи накопичення енергії, розподільні мережі, мікросистеми, відновлювані джерела енергії.

Вступ. Зусилля урядів багатьох країн щодо виконання взятих на себе міжнародних зобов'язань пов'язаних із скороченням викидів змусили енергетичний сектор знизити залежність від традиційного виробництва електроенергії на основі викопного палива на користь відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), переважно у вигляді вітру та сонця. Незважаючи на те, що виробництво електроенергії з ВДЕ є більш екологічно лояльним, висока залежність від них може суттєво ускладнити експлуатацію систем розподілу електроенергії (СРЕ) [1].

Більш того, у процесі реконструкції та розвитку сучасних СРЕ, враховуючи дедалі ширше використання ВДЕ, в останні роки активно обговорюється питання формування, так званих, мікромереж і мікросистем (англ. *microgrids*), включаючи можливість їх роботи як у режимі підключення до централізованої мережі, так і автономно.

Відповідно до [2] мікросистеми визначаються як єдиний керований об'єкт, що складається з взаємопов'язаних навантажень і різних розподілених енергетичних ресурсів у межах певних електричних кордонів, який працює як у режимі підключення до мережі, так і в ізолюваному режимі, що виникає, як правило, у тому випадку, якщо це необхідно для підтримки якості електропостачання (наприклад, у разі відмови централізованого електропостачання).

Однак, незважаючи на вже наявний позитивний досвід, процеси проєктування, керування й експлуатації мікросистем пов'язані з труднощами, зокрема, через нестабільність потужності генерованої ВДЕ, невизначеність графіків навантаження, низьку механічну інерцію, що створюється джерелами розосередженої генерації з інверторним інтерфейсом. Справді, при вирішенні зазначених питань ми опиняємося у ситуації, коли одночасно необхідно досягти кількох, найчастіше важко сумісних цілей: сприяти отриманню максимальної економічної вигоди всіма учасниками, задіяними у цьому процесі; максимально використовувати потенціал ВДЕ; виключити їх можливий негативний вплив на режими роботи електричних мереж; забезпечити як у режимі підключення до мережі, так і при переході до автономного (острівного) режиму роботи надійне електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості.

Враховуючи всі наведені вище міркування, багато фахівців сходяться на думці, що найбільш перспективною формою використання локальної генерації є формування гібридних мікросистем, коли вони включають до своєї структури як традиційні джерела розосередженої генерації змінного струму, так і альтернативні джерела постійного струму.

Однак і така форма використання розосередженої генерації не є всеосяжним рішенням усіх проблем. Так, наприклад, оскільки мікросистема може працювати як у режимі підключення до мереж енергосистеми так і в острівному (ізолюваному) режимі, її стійкість повинна вивчатися та забезпечуватися для кожного з зазначених режимів окремо.

Численні дослідження, а також вже накопичений певний досвід багатьох країн свідчать, що впровадження систем накопичення енергії (СНЕ) може бути важливим напрямом для вирішення таких питань, як забезпечення стабільності напруги та частоти, дотримання інших показників якості електроенергії та вимог до надійності електропостачання, сприяти збільшенню обсягів інтегрованих у розподільні системи ВДЕ.

Мета та завдання

Інтеграція в розподільні системи ВДЕ зі змінною вихідною потужністю перетворила традиційну генерацію електроенергії з керованих і диспетчеризованих ресурсів на некеровані та недиспетчеризовані. Крім того, стохастична природа навантажень, що поступово ускладнюється появою в їх структурі зарядних станцій електромобілів, робить процес споживання енергії ще більш непередбачуваним. Вважається, що ефективним шляхом вирішення різноманітних проблем, що при цьому можуть виникнути, є впровадження СНЕ.

Але ефективність такого рішення значною мірою залежить від технологій накопичення енергії, вибору структури накопичувачів, параметрів окремих їх компонентів, місць розміщення та стратегії управління [3].

При цьому залишається достатньо питань щодо застосування СНЕ у конкретних умовах, враховуючи специфіку побудови та функціонування СНЕ певної країни, стан та особливості її економіки, нормативну та правову бази, що діють. До таких питань, акцентуючи увагу на використанні СНЕ саме в СНЕ, можна віднести:

- всебічний огляд СНЕ з погляду перспектив їх застосування у розподільних системах певної країни, включаючи бенчмаркінг, обґрунтування технології накопичення, вибір структури, параметрів і місць розміщення, а також правила їхньої ефективної зарядки-розрядки;
- аналіз різних аспектів використання СНЕ, таких як забезпечення якості електроенергії, зменшення впливу невизначеності навантаження та генерації з боку ВДЕ, підвищення стабільності роботи мікросистеми, забезпечуючи віртуальну інерцію. Як додаткові фактори повинні враховуватися питання підвищення ефективності роботи подібних систем за рахунок отримання можливості керування потоком потужності, управління електроспоживанням, зниження втрат енергії й оптимізації режиму напруги;
- ретельне обґрунтування оптимальних параметрів і локалізації СНЕ, а також критичний аналіз з точки зору отриманих переваг і сфери застосування, включаючи різні інструменти системного моделювання подібних систем, акцентуючи увагу на їх використання безпосередньо у розподільних системах;
- підтвердження важливості використання сучасних оптимізаційних методів (зокрема, гібридних метаевристичних) для отримання обґрунтованих рішень і демонстрація переваг даного підходу порівняно з іншими методами;
- дослідження питань, пов'язаних із оцінкою впливу СНЕ на навколишнє середовище, їхнього вкладу в енергетичну безпеку та розвитком суспільства в цілому.

Матеріал і результати досліджень

В електроенергетиці можуть використовуватись численні технології накопичення енергії, які, зазвичай, поділяються на шість груп: електричні, механічні, електрохімічні, термохімічні, хімічні та теплові. Залежно від форми зберігання та характеристик її видачі в мережу, СНЕ може виконувати безліч функцій на ринку електричної енергії [4].

Функціональні можливості та сфери застосування технологій накопичення енергії залежать від їхніх характеристик. Одна група характеристик визначається номінальними значеннями потужності й енергії. Номінальна потужність характеризує швидкість заряду/розряду, а номінальна енергія відбиває тривалість розряду. Динамічні характеристики оцінюють час відгуку та швидкість лінійної зміни параметрів накопичувача. Час відгуку – це час, протягом якого накопичена енергія переходить зі стану нульового розряду до повного розряду, а швидкість зміни – швидкість, з якої може змінюватися вихідна потужність. Габаритні характеристики, що є важливим показником при використанні СНЕ в розподільних системах, залежать від потужності накопичувача та густини енергії.

До основних характеристик СНЕ, які принциповим чином впливають на вибір СНЕ в розподільних системах, відносять.

Щільність потужності (англ. *power density*) (Вт/кг або Вт/л) – це номінальна вихідна потужність, поділена на об'єм акумуляуючого пристрою. **Щільність енергії** (англ. *energy density*) розраховується як накопичена енергія поділена на об'єм. При цьому об'єм накопичувача – це обсяг усієї СНЕ, включаючи сам накопичувальний елемент, аксесуари та відповідні конструкції, а також перетворювальну систему [5]. Ці критерії важливі у ситуаціях, коли простір обмежений та/або якщо важлива вага накопичувача, що особливо актуально при використанні СНЕ у розподільних системах.

Загальна ефективність системи зберігання – це кількість енергії, яка виходить із системи по відношенню до кількості енергії накопиченої в ній. Для накопичувачів, які використовуються дуже часто,

що має місце в розподільних системах, надзвичайно важливо мати коефіцієнт корисної дії (ККД) понад 80 % через втрати енергії у кожному циклі.

Тривалість розряду – це час, протягом якого накопичувач може розряджатися при номінальній вихідній потужності без підзарядки. Деякі типи систем зберігання можуть розряджатися з відносно високою швидкістю протягом досить коротких періодів часу, але їхня ефективність у цих випадках нижча. Наприклад, накопичувач може працювати при номінальній потужності 1 МВт протягом трьох годин при ККД 80 %; та ж установка може забезпечити 1,5 МВт протягом 10 хвилин при ККД 65 % [6].

Життєвий цикл накопичувача. Тією чи іншою мірою більшість накопичувачів енергії деградує у міру використання (тобто під час кожного циклу заряду-розряду), а також у залежності від глибини розрядки. Швидкість деградації залежить від технології зберігання енергії, умов експлуатації й інших змінних. Цей показник є особливо важливим для електрохімічних батарей, для яких неглибокий розряд менш чутливий у порівнянні з глибоким розрядом.

Час відгуку (англ. *Response Time*) – це час, необхідний для переходу від повної відсутності розряду до розряду при номінальній вихідній потужності. Як правило, час відгуку накопичувача маленький на відміну від деяких типів генерації, яким потрібно у більшості випадків не менше декількох хвилин, перш ніж вийти на повну потужність, наприклад, для турбін внутрішнього згорання. В ідеалі накопичувач має працювати з максимальною ефективністю та номінальним часом відгуку за будь-якого рівня заряду.

Важливою характеристикою системи зберігання для деяких додатків є швидкість лінійної зміни розряду (англ. *Ramp Rate*) – швидкість, з якою може змінюватися її вихідна потужність. Як правило, швидкість наростання потужності накопичувача дуже висока, від мілісекунд до декількох секунд для її зміни від нуля до максимального значення, у залежності від технології.

Швидкість зарядки (англ. *Charge Rate*) – це швидкість, з якою можна заряджати накопичувач. Якщо накопичувач не зможе досить швидко заряджатися, йому не вистачить енергії для надання необхідної послуги. Наприклад, акумулятор найчастіше заряджається зі швидкістю, аналогічною швидкості його розрядки.

Час саморозряду (англ. *self discharge time*) – це час, протягом якого накопичувач зберігає свій заряд. Електрохімічні накопичувачі більш схильні до саморозряду через хімічні реакції, які в ньому відбуваються. Ця характеристика менш важлива у разі частого використання накопичувача. Для накопичувачів, які використовуються нечасто (тобто переважно працюють в режимі очікування), цей критерій може бути дуже важливим.

Зрозуміло, що впровадження СНЕ (особливо великомасштабне) потребує значних інвестицій, їхній правильний вибір на основі очікуваного економічного ефекту є складним завданням. Тут необхідно враховувати різні аспекти їх застосування, зокрема, технічні й економічні особливості різних технологій акумулювання енергії, ступінь їх зрілості з погляду комерціалізації, вплив на навколишнє середовище, завдання, які планується вирішувати за рахунок їх застосування. Наводити числові значення зазначених характеристики для різних СНЕ не має сенсу, тому, що наявні в літературі відповідні данні варіюються у занадто широкому діапазоні. Тому у таблиці 1 та 2 наведено лише загальну інформацію щодо переваг і недоліків окремих технологій накопичення енергії та рекомендації відносно можливих сфер їх застосування, перш за все, у розподільних системах [7].

Як вже зазначалось, СНЕ потенційно мають достатньо широку сферу застосувань в електричних мережах. Досить велику групу представляють дослідження пов'язані з питаннями їх залучення з метою забезпечення якості електричної енергії в розподільних системах. СНЕ може застосовуватися для швидких, негайних і потужних відгуків на збурення, що виникають, і які тривають до декількох секунд, так і для компенсації падінь напруги. Окрім цього у розподільних мережах у багатьох випадках доцільно використовувати СНЕ з метою компенсації реактивної потужності, з одночасним вирішенням завдання компенсації падіння напруги й усунення гармонійних спотворень. У СНЕ важливим аспектом є використання розосереджених СНЕ для усунення дисбалансу в розподілі навантаження між фідерами з метою більш ефективного використання існуючих в мережі засобів регулювання напруги.

Якість електроенергії в електричній мережі визначається, насамперед, як підтримка частоти та величини напруги в межах допустимого діапазону значень при забезпеченні його синусоїдальної форми.

Остання умова є досить актуальною, оскільки більшість ВДЕ приєднуються до мережі через обладнання силової електроніки, нелінійна вольт-амперна характеристика яких породжує гармоніки в системі. Одночасно наявність нелінійних навантажень, обсяг яких зростає за рахунок появи зарядних пристроїв для електромобілів, також призводить до виникнення гармонік струму та напруги в системі, але вони можуть бути скомпенсовані належним використанням електронних перетворювачів потужності СНЕ, які діють як активний фільтр.

Крім цього, стохастично змінювані навантаження, електроприймачі зі значним споживанням реактивної потужності та перехід від роботи паралельно з енергосистемою до ізольованої роботи є додатковими факторами, які призводять і до таких проблем з якістю електроенергії як коливання потужності, а, відповідно, і напруги, провалів і стрибків напруги, низькому коефіцієнту потужності.

Таблиця 1 – Переваги та недоліки технологій накопичення енергії

Технології	Переваги	Недоліки
Електричні		
Конденсатор	Швидкий час відгуку, велика кількість циклів	Низькі потужність, життєвий цикл та ефективність
Суперконденсатор	Великий життєвий цикл і висока ефективність	Низька енергетична щільність, токсичність
Надпровідні магнітні накопичувачі (SMES)	Великі потужність і життєвий цикл та висока ефективність	Негативний вплив на здоров'я
Механічні		
Стиснене повітря (CAES)	Велика потужність, низька питома вартість відносно потужності	Негативний вплив на оточуюче середовище
Гідроакмулювання (PHS)	Велика потужність, низька питома вартість відносно потужності	Складність розміщення
Маховики (FES)	Великі потужність та ефективність	Низька енергетична щільність
Електрохімічні		
Свинцево-кислотні	Низькі капітальні витрати	Низька енергетична щільність
NaS	Великі енергетична щільність та ефективність, майже відсутній саморозряд	Висока вартість, складність утилізації
Літій-іонні	Великі щільність потужності й енергії та висока ефективність	Складність утилізації в плані переробки літію
NiCd	Великі потужність, щільність потужності й енергії та висока ефективність	Висока токсичність
Ванадій-редокс батареї	Велика потужність	Низькі щільності потужності й енергії
ZnBr	Велика потужність	Висока вартість і низька енергетична щільність
Хімічні		
Паливні комірки	Практично нульовий саморозряд	Потреба заміні каталізатору

Таблиця 2 – Рекомендовані сфери застосування

Технології	Якість електроенергії	Інтеграція ВДЕ	Резервне електро-постачання	Зсув пікового навантаження	Підвищення однорідності графіків навантаження	Обертний резерв	Розвиток електричних мереж	Регулювання напруги	Енергетичний менеджмент	Переміщення навантаження у часі
Електричні										
Конденсатор	+									
Суперконденсатор	+							±		
Надпровідні магнітні накопичувачі (SMES)	+	+				±		±		
Механічні										
Стиснене повітря (CAES)			±	+	+		+		+	+
Гідроакмулювання (PHS)			±	+	+		±		+	+
Маховики (FES)	+	+	±			±		±	±	
Електрохімічні										
Свинцево-кислотні	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
NaS	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Літій-іонні	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
NiCd	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Ванадій-редокс батареї	±	+	+	±	±	±	±	+	+	±
ZnBr	±	+	+	±	±	±	±	+	+	±
Хімічні										
Паливні комірки	±	+	±	±	±	±	±		±	±

Тому різке зниження та/або підвищення (у разі появи зворотного потоку потужності) напруги у споживачів можуть розглядатися як проблема якості електроенергії. Спільно з коливаннями напруги, що мають місце, дані фактори можуть призвести до відключення або неправильної роботи мережевого електрообладнання.

За таких ситуацій використання традиційних пристроїв регулювання під навантаженням та інших регуляторів напруги може бути неефективним. Тому необхідний інший механізм підтримки відхилень напруги в припустимому діапазоні задля стабільної роботи СРЕ.

Слід зазначити, що, оскільки в мікросистемі відношення активного опору лінії до її реактивного опору (R/X), на відміну від системи передачі електроенергії, є значним, вплив активної та реактивної потужностей на частоту та напругу не пов'язані між собою [8].

У режимі підключення до мережі мікросистема поглинає енергію з енергосистеми, коли виникає дефіцит потужності з боку її джерел, що генерують, і відправляє її назад в мережу, коли в ній виникає надлишкове вироблення енергії. У цьому випадку енергосистема компенсує невідповідність між генерацією та навантаженням і забезпечує стабільність частоти. Отже, в режимі підключення до мережі основною проблемою є не стабільність частоти, а стабільність напруги. У зв'язку з цим аналіз малих і великих збурень (перехідних процесів) може виконуватися, як правило, лише для режиму напруги.

В ізолюваному режимі, оскільки мікросистема електрично незалежна від основної мережі, вона відповідає за підтримку стабільності як напруги, так і частоти.

Крім цього, у розподільних системах часто може бути присутній великий обсяг як однофазних навантажень, так і однофазних джерел генерації. Тому для безпечної й ефективної роботи подібних систем необхідно додатково балансувати навантаження та генерацію між окремими фазами. Однофазні системи накопичення енергії можуть зменшити дисбаланс у фазах, якщо вони окремо інтегровані в кожну фазу та незалежно обмінюються активною та реактивною потужностями [9].

Впровадження СНЕ потребує ретельного визначення й урахування усіх переваг, які вони можуть забезпечити для електричних мереж. Тому, плануючи використання різноманітних накопичувачів в розподільних системах, дослідження стосовно зазначених вище аспектів їх використання мають бути значно розширені та поглиблені.

Додатково важливо зазначити, що при розгляді питань щодо якості електричної енергії практично відсутні дослідження відносно коливальних перехідних процесів, що є важливим питанням для розподільних мереж з ВДЕ, особливо з огляду на можливість формування «острівного» режиму їхньої роботи.

Важливою властивістю СНЕ в СРЕ, зокрема в мікросистемах, є можливість їх використання в якості джерела віртуальної інерції для підвищення стабільності частоти за рахунок компенсації низької інерції ВДЕ [10]. Тобто енергія, що зберігається в СНЕ, емулює кінетичну енергію, запасену в роторі синхронного генератора, яка може бути вивільнена у разі збурення або різкого дисбалансу між попитом і пропозицією. Акумуляторні СНЕ, суперконденсатори, надпровідні магнітні накопичувачі енергії та накопичувачі енергії на маховиках завдяки їхній швидкій динаміці є придатними засобами для демпфування коливань частоти в мікросистемах.

Інерція системи визначається як опір змінам частоти системи за рахунок накопичення/введення кінетичної енергії, що надходить від синхронно підключеної машини, що обертається, з системи/у систему під час виникнення дисбалансу потужності.

Кінетична енергія системи E_k розраховується як

$$E_k = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} J_i \omega_{mi}^2 \right),$$

де J – момент інерції, кг м²; ω_{mi} – кутова швидкість ротора i -ї машини, що обертається; n – загальна кількість машин.

Загальна характеристика інерції системи є відношенням загальної накопиченої кінетичної енергії в MJ при синхронній швидкості до номінального значення $MB \cdot A$ базової системи:

$$H_{sys} = \frac{E_k}{S_{base}} = \frac{\omega_{sm}^2}{2S_{base}} \sum_{i=1}^n J_i,$$

де S_{base} – базова характеристика системи, $MB \cdot A$; ω_{sm} – синхронна швидкість системи, рад/с.

Видно, що загальна інерція системи залежить від кількості машин, що обертаються, об'єднаних у систему, а також кінетичної енергії, що накопичена в їхній обертовій масі. Для порівняння, миттєвий фізичний запас силового перетворювача є енергія, яку накопичено у його конденсаторі на стороні постійного струму, та вона є незначною у порівнянні з інерцією обертання синхронних машин.

Початкове значення, так званого показника *ROCOF* (англ. *Rate-of-Change-of-Frequency*), що визначається величиною дисбалансу потужностей та інерцією системи, може бути виражене як

$$ROCOF = \frac{f_0}{2H_{sys}} \frac{\Delta P}{S_{base}} = \frac{f_0 \Delta P}{2E_k},$$

де ΔP – розмір збурення; f_0 – номінальна частота системи.

Очевидно, що початкове значення показника *ROCOF* буде більшим, якщо більше збурення потужності або менше енергії, що накопичено в системі. Оскільки найбільш традиційні генератори замінюються джерелами з інтерфейсом перетворювача, величина H_{sys} та E_k знижується. Більш того, стохастичний характер відновлюваної генерації викликає частіші та сильні порушення балансу потужності. Комбінація цих двох факторів може призвести до збільшення значення *ROCOF* і, отже, до погіршення стабільності мережі.

Традиційно відхилення частоти, викликане зміною потужності та позаштатними ситуаціями, компенсується первинним частотним регулюванням в основному за рахунок генераторів, що обертаються. Однак властива їм зона нечутливості та повільна реакція зазвичай призводять до видачі необхідної потужності приблизно через 10–20 с, що є надто повільно для системи з низькою інерцією. За допомогою швидкодіючого джерела енергії, такого як СНЕ з інтерфейсом перетворювача, можна видавати потужність для ефективного пом'якшення коливань частоти та покращення показника *ROCOF*.

Ряд технологій зберігання енергії, є потенційними кандидатами для надання подібних послуг. Так, наприклад, маховики мають час відгуку менший ніж 4 мс і час розряду до 15 хв, літій-іонні, проточні та свинцево-кислотні батареї мають час відгуку до 40 мс і можуть розряджатися як протягом декількох хвилин, так і декількох годин, суперконденсатори забезпечують час відгуку до 10 мс і тривалість розряду, який здебільше не перевищує однієї години [11].

Послуги з балансування режиму енергосистеми традиційно реалізуються на трьох рівнях відповідно до часових шкал і включають: первинне, вторинне та третинне частотні регулювання. Останнім часом у низці країн через прагнення зменшити інерцію було розроблено низку нових послуг з регулювання частоти, які характеризуються швидким відгуком на зміну частоти (англ. *FFR – fast frequency response*).

Зона нечутливості, коефіцієнт спаду, швидкість відгуку та тривалість є основними параметрами при вирішенні питань регулювання частоти. У даний час підвищення точності управління та використання силових перетворювачів (особливо для асинхронних генераторів) може значно зменшити зону нечутливості, у той час як заздалегідь задана зона нечутливості, як і раніше, широко використовується для зменшення зносу обладнання.

З точки зору мережі, більш вузька зона нечутливості та менший коефіцієнт посилення регулювання можуть покращити стабільність частоти електромережі. Однак, з іншого боку, вони можуть викликати надмірне зношування машин, що обертаються, та прискорену деградацію електрохімічних систем акумулювання.

Швидкість відгуку частотної характеристики в основному визначається часовою затримкою T_{delay} та швидкістю наростання K_p потужності. Часова затримка включає час вимірювання, передачі q активації пристрою. Висока швидкість наростання має велике значення для корисності послуги регулювання частоти, отже, системи накопичення енергії, пов'язані з перетворювачем потужності, є придатними засобом реалізації послуги швидкого відгуку на зміну частоти (*FFR*).

Обґрунтування оптимальних параметрів СНЕ включає визначення оптимальної потужності й енергетичної ємності з метою мінімізації експлуатаційних витрат при збереженні цільових показників продуктивності. Дослідження, пов'язані з питанням розміщення й обґрунтування параметрів СНЕ, можуть класифікуватися відповідно сценарію використання, завдань, які необхідно виконати, й алгоритмів і методів, що для цього використовуються.

У той же час у розподільних системах особливий інтерес представляє комплексне вирішення зазначених питань, наприклад, коли оптимальне розміщення СНЕ вбудоване в завдання оптимальної реконфігурації розподільної мережі [12] з метою підвищення очікуваної ефективності її роботи.

Управління енергоспоживанням уже багато років сприймається як ефективний засіб оптимізації режимів електричних мереж. У цьому плані СНЕ можна розглядати і як кероване джерело енергії, і як кероване навантаження. Відповідно, зазначений чинник також має бути врахований при визначенні оптимальних умов впровадження СНЕ в розподільних системах.

Специфіка застосування СНЕ у СРЕ потребує підвищеної уваги до формування протоколів (бажано інтелектуальних) їх зарядки та розрядки шляхом контролю показника *SoC* (*state of charge*).

Неконтрольована зарядка та розрядка СНЕ впливає на термін їхньої служби та призводить до зниження ємності, що відомо як старіння СНЕ, результатом чого є скорочення їхньої продуктивності. Як правило, термін служби СНЕ характеризує кількість циклів із допустимим зниженням потужності менше

80 % від його номінального значення. Оскільки СНЕ є достатньо коштовними пристроями, продовження терміну служби є для них критично важливою проблемою.

Важливо наголосити, що відсутній єдиний підхід до вирішення цього завдання. Тут можуть використовуватися як дискретні моделі, наприклад, на основі використання погодинних графіків зміни параметрів режиму, так і безперервні, орієнтовані на вирішення завдання в реальному часі, у тому числі і з використанням різних оптимізаційних алгоритмів [13–15].

У багатьох дослідженнях наголошувалося, що для знаходження обґрунтованого та сталого вирішення проблеми оптимального вибору СНЕ у розподільній мережі з інтегрованими до неї ВДЕ, обов'язково необхідно врахувати та змодельовати невизначеність навантажень і генерації з боку ВДЕ. Але в переважній більшості випадків для цієї мети застосовувалися методи, у тій чи іншій формі, орієнтовані на використання ймовірнісної інформації.

Разом із тим, можливість отримання необхідної інформації для переконливого застосування будь-яких ймовірнісних методів (зокрема визначення закону розподілу та його параметрів) на рівні СРЕ є досить спірною, особливо коли йдеться про проектну постановку завдання. Швидше за все, тут мають бути використані інші підходи для коректного обліку невизначеності інформації, оскільки врахування цього чинника є принципово важливим для вирішення питань оптимального розміщення й експлуатації СНЕ у розподільних мережах.

Вибір оптимальних місць розміщення та параметрів СНЕ у розподільній мережі є непростим завданням у математичному сенсі. У численних роботах використовувалися різні методи оптимізації: класичні, аналітичні та метаевристичні. Хоча ці підходи до оптимізації вже були застосовні для вирішення деяких завдань, вони всі мають певні недоліки. Класичні методи мають обмеження для енергосистем із високою розмірністю (що є типовим для розподільних систем). Зокрема, метод лінійного програмування відносно легко реалізувати, але зазвичай важко уявити адекватні моделі, які відповідають завданню, що розглядається, у вигляді набору лінійних рівнянь. Аналітичні методи підходять для невеликих і спрощених систем із невеликою кількістю змінних стану хоча і відносно швидко дають дуже точні результати. Тим не менш, їх важко реалізувати для великих і складних систем, пов'язаних із реальними розмірами та різноманітними характеристиками притаманними СРЕ. Окрім того вони можуть генерувати неточні рішення для завдань реального часу.

Метаевристичні підходи найбільше підходять для вирішення складних проблем у розподільних мережах і здатні забезпечити точні, ефективні й оптимальні рішення. Проте метаевристичні методи також мають деякі обмеження, оскільки вони не завжди пропонують оптимальне рішення, крім того у багатьох реальних завданнях деякі обмеження не можуть бути враховані. До цієї категорії відносять генетичні алгоритми, оптимізацію рою часток, штучну бджолину сім'ю, оптимізацію мурашиної колонії, хаотичні алгоритми та низку інших.

Хоча метаевристики мають деякі переваги, вони не володіють сильними можливостями глобального та локального пошуку і, отже, не завжди гарантують глобально оптимальне рішення порівняно з класичними підходами, такими як лінійне програмування. У багатьох випадках можна опинитися в пастці локальних оптимумів під час пошуку глобального оптимуму.

Складним виявляється облік і низки обмежень, які необхідно враховувати при вирішенні цього завдання у СРЕ. Наприклад, встановлення СНЕ не повинно бути дозволено в деяких вузлах розподільних мереж через проблеми з необхідними зонами відчуження. Однак у переважній частині існуючих досліджень екологічними та географічними обмеженнями нехтують при формулюванні проблеми.

Дослідження продовжуються з метою покращення існуючих підходів і гібридизації метаевристичних підходів за рахунок їх поєднання з іншими підходами або їх модифікаціями, що може забезпечити більш ефективні рішення [16].

Об'єднання метаевристик із іншими алгоритмами оптимізації, що отримало назву гібридний метаевристичний підхід, може забезпечити глобально оптимальні рішення для різних завдань, які вирішуються у СРЕ з розподіленими засобами генерування й акумулювання енергії [16]. Наприклад, в [17] використовується алгоритм штучної бджолиної колонії об'єднаний з оптимізацією рою часток для усунення недоліків і забезпечення добре збалансованого гібрида з потужними можливостями локального та глобального пошуків.

Висновки. На відміну від енергосистем, де передбачається використання потужних СНЕ, орієнтованих переважно на реалізацію одного-двох конкретних завдань, у розподільних мережах перед системами накопичення одночасно ставиться багато різнопланових цілей, які ефективно реалізувати, орієнтуючись на єдину технологію, практично неможливо. Таким чином, для розподільних мереж актуальною є постановка питання щодо орієнтації на гібридні системи накопичення.

За умов орієнтації на гібридні СНЕ виникає принципово нова проблема визначення оптимальних параметрів окремих компонентів таких систем, що практично не висвітлювалося в опублікованих роботах з даної проблематики. Додаткова складність розв'язання цього завдання полягає у необхідності її комплексного розв'язання, оскільки, по-перше, параметри окремих складових гібридної СНЕ швидше за

все є взаємозалежними, а по-друге, необхідно врахувати залучення СНЕ у вирішення низки оптимізаційних задач притаманних саме СНЕ.

Через високу вартість СНЕ всі їхні потенційні переваги використання у розподільних мережах і мікросистемах мають бути чітко визначено й оцінено. Слід зазначити, що, крім вартості самої технології накопичення енергії, має бути знижена вартість і допоміжного обладнання, а також монтажу, інтеграції та введення подібних систем в експлуатацію. Іноді ця складова досягає 60–70 % загальної вартості СНЕ.

З метою полегшення впровадження накопичувачів енергії доцільним є створення комплексного стандарту, що дає змогу оцінювати та порівнювати якості і продуктивність різних технологій, надає допомогу користувачам накопичувачів енергії обґрунтувати їх тип і параметри, а також оптимальне розміщення для отримання максимальної вигоди.

Мають бути сформовані відповідні правила для сприяння розгортанню накопичувачів енергії у СНЕ та мікросистемах і заохочення інвестицій з боку зацікавлених сторін. Регулюючі органи повинні надати інвесторам чіткі ринкові моделі, а також адекватні стимули, тоді як нормативні обмеження, що заважають зацікавленим сторонам отримувати дохід, мають бути зняті.

A.F. Zharkin¹, academician of the NAS of Ukraine, Dr. Sc. (Eng.), Prof., **ORCID** 0000-0001-5996-0901

V.A. Popov², Dr. Sc. (Eng.), Prof., **ORCID** 0000-0003-3484-4597

O.S. Yarmoliuk², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., **ORCID** 0000-0001-8571-2573

V.O. Natalych², student, **ORCID** 0000-0003-0242-626X

¹ **Institute of Electrodynamics, National Academy of Sciences of Ukraine**

² **National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**

FEATURES OF ORGANIZATION AND USE OF ENERGY STORAGE SYSTEMS IN DISTRIBUTION NETWORKS

The article analyzes the features and formulates recommendations for the most effective use of the energy storage systems in electrical distribution systems and microgrids in the context of expanding the use of local renewable energy sources. Information about various energy storage technologies is summarized and recommendations are formulated regarding their best applying for various applications in the electric power industry. The tasks that can and should be solved by energy storage systems in distribution networks are considered, as a result of which the expediency of forming hybrid storage systems is substantiated. Based on the analysis of the bibliography and consideration of international experience, the main problems have been identified that require further research for a reasonable choice of the structure, parameters, locations and modes of operation of hybrid energy storage systems, taking into account the specifics of the structure and operation of domestic electric distribution systems with local energy sources. Under the implementation of hybrid energy storage systems, a fundamentally new problem of determining the optimal parameters of individual components of such systems arises, which was practically not covered in published works on this issue. Additionally, difficulty in solving this task is the need for its complex solution, since, firstly, the parameters of the individual components of the hybrid energy storage system are most likely interdependent, and secondly, it is necessary to take into account the involvement of the storage systems in the solution of a number of optimization problems inherent in the electrical distribution systems. In order to facilitate the use of energy storage devices, it is advisable to create a comprehensive standard that allows you to evaluate and compare the quality and performance of different technologies, helps energy storage users justify the type and parameters, as well as optimal placement for maximum benefit.

Keywords: distributed generation, energy storage systems, distribution networks, microsystems, renewable energy sources.

References

1. Muruganantham B., Gnanadass R., Padhy N. Challenges with renewable energy sources and storage in practical distribution systems. *Renew Sustain Energy Rev.* 2017. Vol. 73. Pp. 125–134. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.089.
2. Dan T. Ton, Merrill A. Smith. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal.* 2012. Vol. 25 (8). Pp. 84–94. DOI: 10.1016/j.tej.2012.09.013.
3. Wade N.S., Taylor P.C., Lang P.D., Jones P.R. Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. *Energy Policy.* 2010. Vol. 38 (11). Pp. 7180–7188. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.07.045.
4. Schoenung S.M., Eyer J.M., Iannucci J.J., Horgan S.A. Energy storage for a competitive power market. *Annual Review of Energy and the Environment.* 1996. Vol. 21 (1). Pp. 347–370. DOI: 10.1146/annurev.energy.21.1.347.
5. Chen H., Cong T., Yang W., Tan C., Li Y., Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Progress in Natural Science.* 2008. Vol. 19 (3). Pp. 291–312. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
6. Eyer J., Corey G. Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide. Albuquerque, New Mexico and Livermore, California: Sandia National Laboratories, 2010. 232 p.

7. Choton K. Das, Octavian Bassa, Ganesh Kothapallia, Thair S. Mahmoudb, Daryoush Habibi Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. Pp. 1205–1230. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.068.
8. Nazaripouya H., Wang Y., Chu P., Pota H.R., Gadh R. Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation. *Proc. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. USA, CO, Denver, 26–30 July 2015. № 15502148. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286059.
9. Sun Sun, Ben Liang, Min Dong, Joshua A Taylor, Phase Balancing Using Energy Storage in Power Grids Under Uncertainty. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. September 2016. Vol. 31 (5): № 16230408. Pp. 3891–3903. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2492359.
10. Lamichhane S., Nazaripouya H., Mehraeen S. Microgrid stability improvements by employing storage. *Proc. IEEE Green Technologies Conference*. April, 2013. Pp. 250–258. DOI: 10.1109/GreenTech.2013.46.
11. Luo X., Wang J., Wojcik J.D., Wang J., Li D., Draganescu M., Li Y., Miao S. Review of Voltage and Frequency Grid Code Specifications for Electrical Energy Storage Applications. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 5. Pp. 1070. DOI: 10.3390/en11051070.
12. Santos S.F., Fitiwi D.Z., Cruz M.R., Cabrita C.M., Catalão J.P. Impacts of optimal energy storage deployment and network reconfiguration on renewable integration level in distribution systems. *Applied Energy*. 2017. Vol. 185 (1). Pp. 44–55. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.10.053.
13. Wang Y., Tan K., Peng X.Y., So P.L. Coordinated control of distributed energy-storage systems for voltage regulation in distribution networks. *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*. June 2016. Vol. 31 (3). № 16003723. Pp. 1132–1141. DOI: 10.1109/TPWRD.2015.2462723.
14. Nottrott A., Kleissl J., Washom B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. *Renewable Energy*. 2013. Vol. 55. Pp. 230–240. DOI: 10.1016/j.renene.2012.12.036.
15. Teng J-H., Luan S-W., Lee D-J., Huang Y-Q. Optimal charging/discharging scheduling of battery storage systems for distribution systems interconnected with sizeable PV generation systems. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. May 2013. Vol. 28 (2). № 13934132. Pp. 1425–1433. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2230276.
16. Prakash P., Khatod D.K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 57. Pp. 111–130. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.099.
17. KiRan M.S., GüNdü Z.M. A recombination-based hybridization of particle swarm optimization and artificial bee colony algorithm for continuous optimization problems. *Applied Soft Computing*. 2013. Vol. 13 (4). Pp. 2188–2203. DOI: 10.1016/j.asoc.2012.12.007.

Надійшла 26.08.2022

Received 26.08.2022

МОНІТОРИНГ, ДІАГНОСТИКА ТА КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТА ОБЛАДНАННЯМ MONITORING, DIAGNOSIS AND MANAGEMENT OF ENERGY PROCESSES AND EQUIPMENT

УДК 620.9

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.271495

Н.І. Жукова, канд. техн. наук, доц. ORCID 0000-0002-4215-6981
А.І. Крючков, канд. техн. наук, доц., ORCID 0000-0002-2234-0546
С.В. Зайченко, д-р техн. наук, проф, ORCID 0000-0002-8446-5408
В.Г. Смоляр, інженер ORCID 0000-0002-0355-0353
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОЦІНКА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН НА ЗАКАРСТОВАНИХ ПОРОДНИХ БЛОКАХ

Статтю присвячено аналізу витрат енергії у процесі буріння свердловин в закарстованих породних блоках. В роботі наведено результати експериментальних та аналітичних досліджень процесу буріння та витрат енергії на руйнування масивів гірських порід зі складною структурою, яка характеризується наявністю карстових порожнин. Проведено моніторинг роботи бурового станка в процесі буріння закарстованого блоку гірських порід. В статті для оцінки рівня енергоспоживання буровим станком запропоновано використання критерію енергоємності процесу буріння свердловин. На основі проведених досліджень встановлена залежність потужності обертача бурового станка від продуктивності буріння свердловин та визначена залежність питомої енергоємності буріння гірської породи від продуктивності буріння.

Результати проведених аналітичних і експериментальних досліджень з визначення геологічних структур колонок свердловин за енергоємністю процесу їх буріння дозволяють розробляти конструкції свердловинних зарядів для ефективного та безпечного руйнування складноструктурних масивів гірських порід.

Ключові слова: енергоспоживання, енергоємності буріння, потужність буріння, свердловина, карстові порожнини.

Вступ. Енергоспоживання при бурінні різноміцнісних масивів порід по глибині залежить від природних факторів, таких як міцність корінних порід (корисних копалин) та розміщених в них карстових порожнин тощо. Для оцінки рівня енергоспоживання буровим станком слід встановити критерій, за яким можна визначити цей рівень. Дані можливо отримати від моніторингу роботи бурового інструменту в процесі буріння свердловин.

Розв'язання задачі вибору критерію енергоємності технологічних процесів буріння свердловин на блоці можливе за умови оцінки витрат енергоспоживання в залежності від міцності і структури по глибині свердловини, яку проходить буровий інструмент. Єдиним кількісним показником, який в значній мірі може відображати як властивості пробурених порід, так і параметри процесу, є критерій енергоємності. В якості такого критерію для оцінки рівня енергоспоживання можливо прийняти питому енергоємність [1, 2, 3].

Мета та завдання. Метою дослідження є розробка критерію для оцінки рівня енергоспоживання бурового інструменту та дослідження фізичних процесів, які відбуваються при його взаємодії з корінними гірськими породами й шарами пустих порід.

Матеріал і результати досліджень. Для розв'язання поставленої задачі проведено дослідження процесу буріння свердловин буровим станком в масивів гірських порід зі складною структурою, яка характеризується наявністю карстових порожнин.

Відсутність структурно-геологічних даних щодо площі кар'єрного поля, а особливо – детальних по глибині блоку, що підривається, призводить до непрогнозованих витрат енергії на процес буріння та

небезпечних проявів вибуху, результатом чого є підвищений вихід негабариту та негативний вплив сейсмічних хвиль на навколишнє середовище [4, 5].

При відпрацюванні уступу його верхня частина порушена вибухом зарядів вище розташованого горизонту в області перебування свердловин, тому властивості гірського масиву за висотою уступу нестабільні. За результатами вимірювань на кар'єрах встановлено, що відносна стабільність буріння порід спостерігалась з глибини 6–8 м [6, 7].

На рис. 1 показано зв'язок між енергоємністю та часом буріння порід з коефіцієнтом міцності від 8 до 18–20. Ця залежність апроксимується формулою лінійного вигляду: $e_6 = 30t$ (де t – час буріння породи, год.).

Аналітичний опис процесу буріння базується на урахуванні основних кінематичних, силових і енергетичних параметрів для аналізу взаємозв'язку продуктивності і енергоємності буріння по всій глибині свердловини [5, 7, 8].

Згідно з гіпотезою Кірпічова-Кіка енергія, витрачена для однакової зміни форми геометрично подібних і однорідних тіл, змінюється пропорційно об'ємам або масі цих тіл.

Вираз для визначення потужності буріння (кВт) має вигляд

$$N_6 = N_x \exp(e_p \Pi_6 / N_x), \quad (1)$$

де N_x – потужність холостого ходу обертача бурового станка, кВт; e_p – питома енергоємність руйнування гірської породи шарошковым долотом, Дж/м³; Π_6 – продуктивність бурового станка, м³/с.

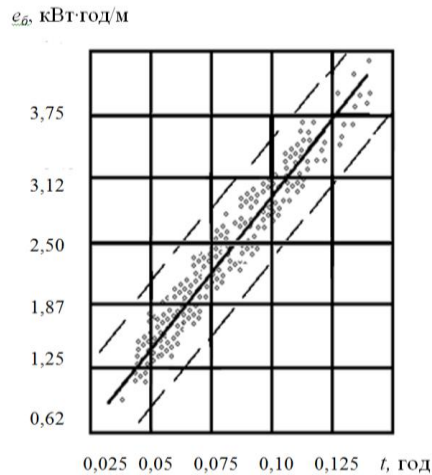


Рисунок 1 - Залежність між питома енергоємністю e_6 та часом t буріння 1 м свердловини

Порівняння експериментальних значень потужності, яка споживається обертачем бурового станка, з розрахунковими показує їх достатню збіжність (рис.2). Із аналізу рис. 2 видно, що залежність $N_6 = f(\Pi_6)$ має криволінійний характер. Зі збільшенням Π_6 величина N_6 , що витрачається обертачем бурового станка, також зростає. Максимальна потужність досягається при бурінні свердловин в міцних породах (габро) і дорівнює 68 кВт (при $\Pi_6 = 0,210^{-3}$ м³/с), а мінімальна – у гіпсах, але при $\Pi_6 = 1,110^{-3}$ м³/с вона досягає практично таких самих значень як і при бурінні, наприклад, в габро при $\Pi_6 = 0,210^{-3}$ м³/с, тобто 68 кВт.

Потужність буріння, яка витрачається обертачем при проходці свердловин в гранітах і аргілітах, займає проміжне положення (рис. 2). При бурінні свердловин в гранітах зі збільшенням Π_6 від $0,110^{-3}$ до $0,410^{-3}$ м³/с величина N_6 зростає від 15 до 68 кВт, а в аргілітах при збільшенні Π_6 від $0,110^{-3}$ до $0,810^{-3}$ м³/с – від 12 до 68 кВт.

Енергоємність процесу буріння (Дж/м³) свердловин визначають діленням виразу (1) на продуктивність бурового станка [7]. Тоді

$$e_6 = \frac{N_x}{\Pi_6} \exp\left(\frac{e_p \rho \Pi_6}{N_x}\right) \rightarrow \min, \quad (2)$$

де ρ – щільність гірської породи, кг/м³.

З рис. 3 видно, що залежність енергоємності буріння має екстремальний характер і показує, що для кожної гірської породи з енергоємністю руйнування e_p , існує оптимальне значення продуктивності буріння Π_6 , для якого енергоємність мінімальна [7].

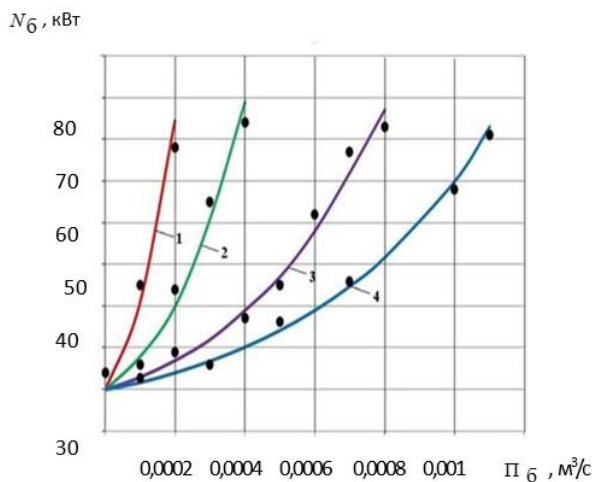


Рисунок 2 - Залежність потужності, що споживається обертачем бурового станка від його продуктивності при бурінні свердловин в суцільних гірських породах: 1 – габро середньозернисті; 2 – вивітрілі граніти; 3 – аргіліти; 4 – гіпси

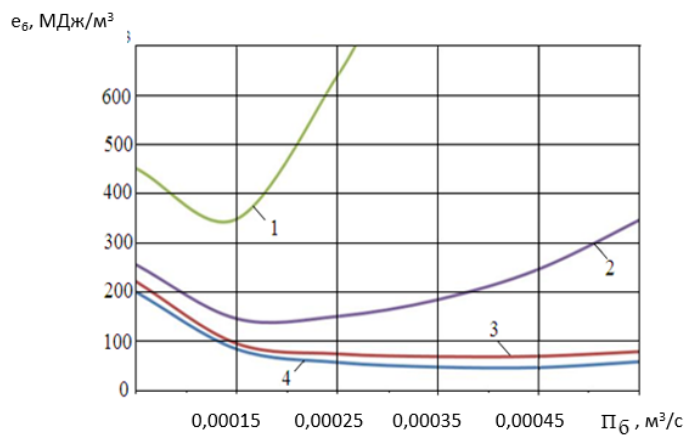


Рисунок 3 - Залежність енергоємності буріння від продуктивності буріння свердловин для різних типів гірських порід: 1 – габро середньозернисті; 2 – вивітрені граніти; 3 – аргіліти середньої щільності; 4 – гіпси

Встановлена функціональна залежність $e_6 = f(\Pi_6)$ для різних гірських порід дозволяє виявити взаємозв'язок кінематичних і силових параметрів, а також мінімум питомої енергоємності даного процесу.

Для умов, що розглядаються, $e_6 = f(\Pi_6)$ аналогічна $N_6 = f(\Pi_6)$. Стосовно габро і гранітів величина e_6 змінюється криволінійно і зростає зі збільшенням Π_6 , набуваючи при цьому екстремального значення. При бурінні свердловин в аргілітах і гіпсах e_6 зі збільшенням Π_6 має практично сталі значення (рис.3). В закарстованих масивах гірських порід (як правило карбонатних – гіпси, вапняки, доломіти) не виключається можливість перетину карстової порожнини свердловиною. При цьому карст може мати різну форму і відрізнятися геометричними розмірами за його висотою і довжиною (рис. 4).

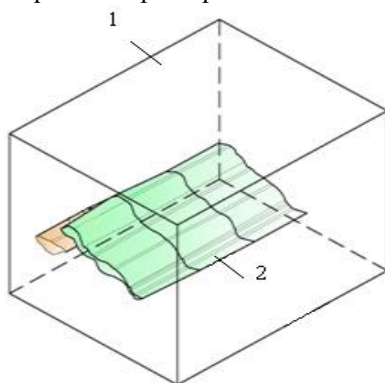


Рисунок 4 - Елемент гірського масиву (1) з карстовою порожниною (2)

На рис 5 показано загальний вигляд закарстованого блоку порід з розрізами по рядах свердловинних зарядів.

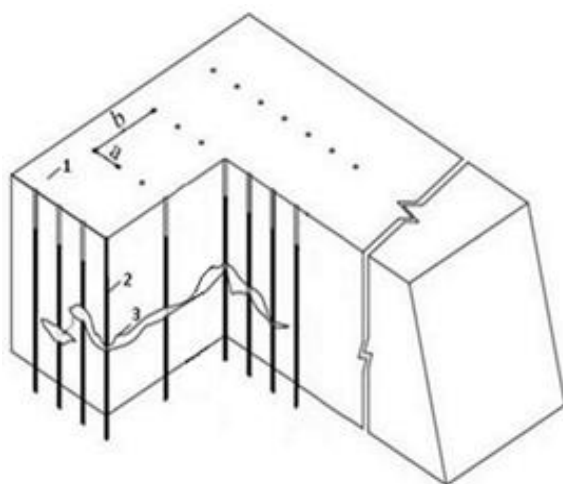


Рисунок 5 - Схема закарстованого блоку порід з перерізами по рядах свердловин:

1 – блок, що підривається; 2 – свердловина; 3 – карст

На рис. 6 наведено розрізи по кожному ряду зарядів ВР окремо (4 ряди по 7 свердловин у ряді). При цьому для кожної свердловини по рядах наведено потужності карстової порожнини, яка коливається в межах від 0,3 до 1,0 м (табл. 1). Глибина залягання карстової порожнини наведена в табл. 2.

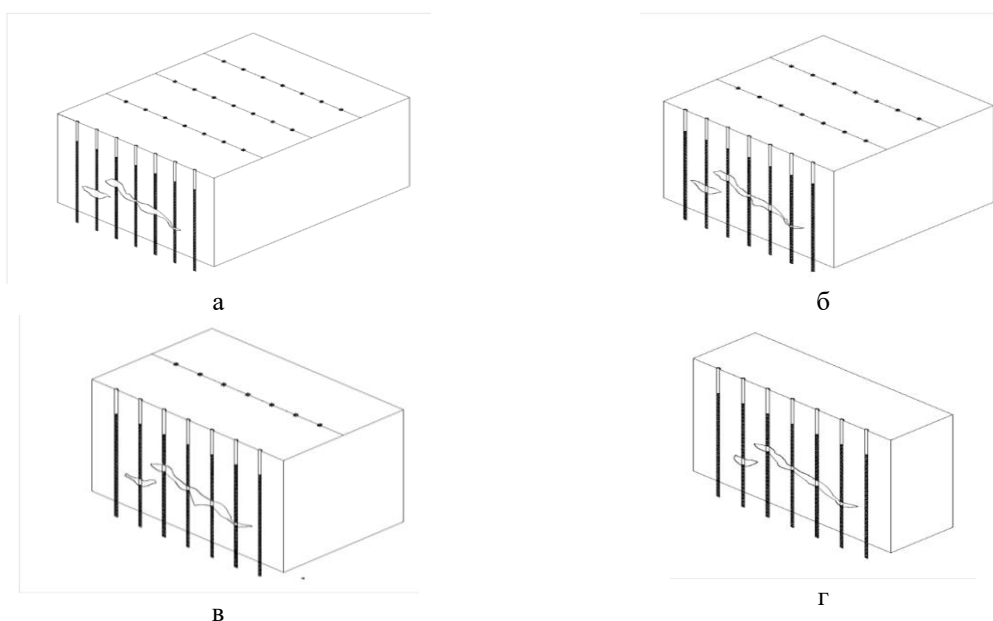


Рисунок 6 - Розрізи по рядах свердловин при їх бурінні на блоці: а – по 1-му ряду; б – по 2-му ряду; в – по 3-му ряду; г – по 4-му ряду

Наявність карсту в гірському масиві значною мірою впливає на стабільність буріння свердловин зі збільшенням їх глибини.

При перетині карсту свердловиною, у місці його розташування відбувається різка втрата потужності буріння, яка за висотою карсту дорівнює потужності холостого ходу обертача бурового станка.

Таблиця 1- Потужності карстових порожнин, одержані за величиною потужності обертача бурового станка при бурінні свердловин

№ ряду свердловин	Свердловина та потужність карстової порожнини, м						
	1	2	3	4	5	6	7
1	0	1,0	0,9	0,28	0,7	0,3	0
2	0	0,85	0,83	0,4	0,74	0,27	0
3	0	0,7	0,75	0,5	0,6	0,34	0
4	0	0,74	0,6	0,45	0,62	0,4	0

Таблиця 2 - Глибина залягання карстової порожнини, м

№ ряду свердловин	№ свердловини у ряді						
	1	2	3	4	5	6	7
1	0	$\frac{7,24}{8,24}$	$\frac{5,26}{6,16}$	$\frac{6,9}{7,18}$	$\frac{6,91}{7,61}$	$\frac{8,39}{8,69}$	0
2	0	$\frac{7,37}{8,22}$	$\frac{5,43}{6,26}$	$\frac{6,9}{7,3}$	$\frac{6,93}{7,67}$	$\frac{8,25}{8,52}$	0
3	0	$\frac{7,92}{8,62}$	$\frac{5,61}{6,36}$	$\frac{6,6}{7,1}$	$\frac{6,93}{7,53}$	$\frac{8,25}{8,59}$	0
4	0	$\frac{7,92}{8,66}$	$\frac{5,61}{6,21}$	$\frac{6,6}{7,05}$	$\frac{6,93}{7,55}$	$\frac{8,25}{8,65}$	0

Примітка. Цифра у чисельнику означає глибину залягання покрівлі карстової порожнини, у знаменнику – підшви карстової порожнини

Подальше буріння свердловин відбувається зі збільшенням потужності обертача. У табл. 3 наведено результати моніторингу потужності обертача бурового станка при бурінні 7-ми свердловин глибиною 12,5 м для 1-го ряду блоку порід.

Як приклад на рис. 7 наведено діаграму зміни потужності при бурінні свердловини №2, а на рис 8 – її графічну залежність $P_G = f(l_{cv})$ у закарстованих гіпсах.

З діаграми і графіка видно, що при бурінні свердловини №2 максимальна потужність обертача 68 кВт досягається на глибині 6 м, потім відбувається спад потужності до 9,8 кВт (потужність холостого ходу) з подальшим її підвищенням до значення 67 кВт на глибині 12,5 м.

Таблиця 3 - Результати моніторингу витрат потужності обертача бурового станка при бурінні свердловин у закарстованих гіпсах

Св.1		Св.2		Св.3		Св.4		Св.5		Св.6		Св.7	
l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт	l_{cv} , м	N_6 , кВт
1	55	1	55	1	56	1	57	1	54	1	55	1	57
2	61	2	62	2	61	2	62	2	61	2	63	2	63
3	65	3	64	3	63	3	64	3	65	3	64	3	64
4	67	4	66	4	66	4	67	4	66	4	66	4	66
5	68	5	67	5	67	5	68	5	67	5	67	5	68
6	65	6	68	5,26	9,8	6	67	6	68	6	68	6	65
7	68	7,24	9,8	6,16	9,8	6,9	9,8	6,91	9,8	7	67	7	68
8	67	8,24	9,8	8	49	7,18	9,8	7,61	9,8	8,39	9,8	8	66
9	65	9	50	9	60	9	61	9	59	8,68	9,8	9	64
10	67	10	64	10	65	10	64	10	62	10	60	10	67
11	65	11	67	11	67	11	67	11	66	11	65	11	65
12	68	12	68	12	68	12	68	12	67	12	67	12	68
12,5	68	12,5	67	12,5	68	12,5	67	12,5	68	12,5	66	12,5	68

Залежність $N_6 = f(l_{cv})$ апроксимується рівнянням

$$N_6 = -\frac{N_{\max} - N_{xx}}{l_n^2} l_{cv}^2 + 2 \frac{N_{\max} - N_{xx}}{l_n} l_{cv} + N_{xx}, \quad (3)$$

де N_{\max} – максимальна потужність буріння, кВт; N_{xx} – потужність холостого ходу обертача, кВт; l_{cv} – глибина свердловини при N_{\max} , м.

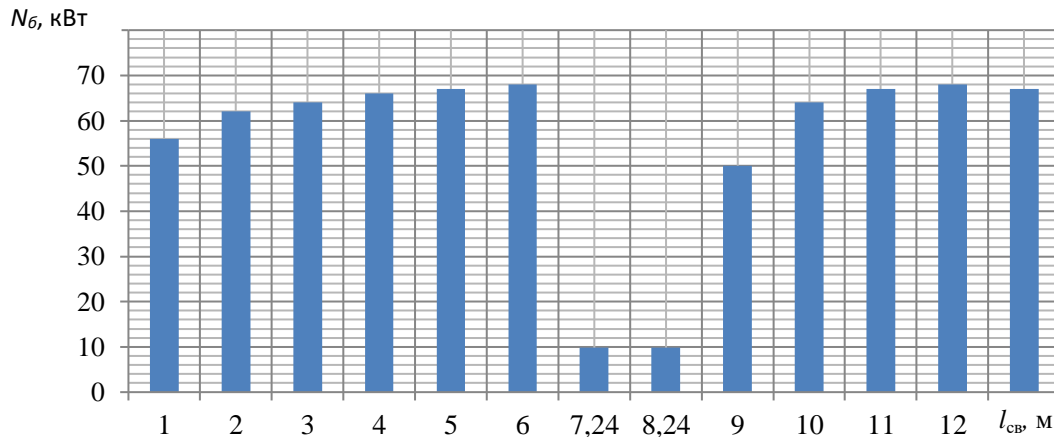


Рисунок 7 - Характерна діаграма зміни потужності, витраченої обертачем за глибиною, при бурінні свердловини №2 в закарстованих гіпсах

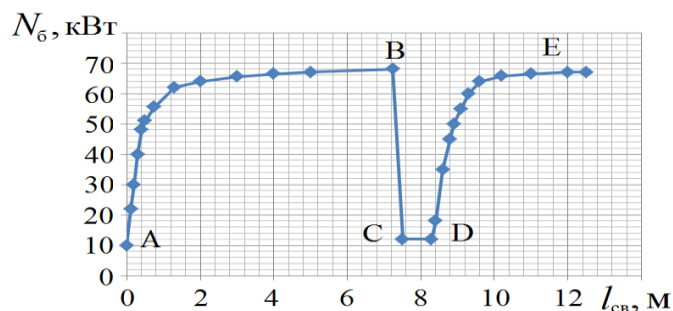


Рисунок 8 - Характерний графік зміни N_6 від l_{cb} в гіпсі з карстовою порожниною: AB – початок буріння; BC – вихід на стелю карстової порожнини; CD – проходження карстової порожнини (холостий хід обертача); DE – продовження буріння свердловини до кінцевої глибини

Висновки

На основі результатів аналітичних і експериментальних досліджень встановлено:

- потужність обертача бурового станка експоненціально залежить від продуктивності буріння;
- питома енергоємність буріння конкретної гірської породи екстремально залежить від його продуктивності;
- оптимальному значенню продуктивності буріння відповідають мінімальні значення енергоємності процесу;
- обґрунтована залежність $N_6 = f(l_{cb})$ стосовно до процесу буріння вибухових свердловин у закарстованих породах необхідна для встановлення взаємозв'язку енергоємностей буріння і підтримання з подальшим розробленням нових, удосконалених конструкцій зарядів.

Список використаної літератури

1. Тангаев И.А. Буримость и взрываемость горных пород / И.А. Тангаев. – М.: Недра, 1978. – М.: Недра, 1978. – 184 с.
2. Крючков А.И. Энергетические характеристики горных пород при разрушении / А.И. Крючков // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». 36. наук. праць. – К.: НТУУ «КПІ», 2001. – Вип. 6. – С. 13 – 17.
3. Оценка буримости пород по удельной энергоёмкости шарошечного бурения / И.А. Тангаев, Я.М. Додис, И.Е. Шумсков, К.Ш. Шауханов // Горн. журнал. – 1974. – №4. – С. 56–59.
4. Бойко В.В. Проблеми сейсмічної безпеки вибухової справи у кар'єрах України / В.В. Бойко. – К.: ТОВ «Видавництво Сталь», 2012. – 235 с.
5. Крючков А.І. Визначення параметрів міцності гірських порід у кінетичній теорії руйнування аналітичним методом / А.І. Крючков, Н.І. Жукова // Проблеми охорони праці в Україні. 36. наук. праць. – К.: ННДІОП, 2000. – Вип. 3. – С. 78–82.

6. Соболевський Р.В. Управління якістю бурових робіт для підвищення ефективності алмазно-канатного різання / Р.В. Соболевський, В.О. Шлапак, О.В. Камських // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – Кременчук, 2015. – № 5. – С. 106 – 111.

7. Жукова Н.І. Обґрунтування енергозберігаючої технології бурових робіт на кар'єрах будівельних матеріалів / Н.І. Жукова // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». Зб. наук. праць. – К.: НТУУ «КПІ». – 2003. – Вип. 8. – С. 49–54.

8. Войтенко Ю.І. Про енергоємність руйнування гірських порід та шляхи її зменшення / Ю.І.Войтенко, А.М.Шукуров // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». Зб. наук. праць. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – Вип. 31. – С. 11 – 25.

N. Zhukova , Ph.D., Assoc. Prof. **ORCID** 0000-0002-4215-6981

A. Kryuchkov, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof. **ORCID** 0000-0002-2234-0546

S. Zaichenko, Dr. Eng. Sc., Prof. **ORCID** 0000-0002-8446-5408

V. Smoliar, Eng. **ORCID** 0000-0002-0355-0353

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

EVALUATION OF ENERGY CONSUMPTION OF DRILLING TOOLS WHEN DRILLING WELLS ON KARSTED ROCK BLOCKS

The article is devoted to the analysis of energy consumption in the process of drilling wells in karst rock blocks. The paper presents the results of experimental and analytical studies of the drilling process and energy consumption for the destruction of rock massifs with a complex structure characterized by the presence of karst cavities. The operation of the drilling machine during the drilling of the karst rock block was monitored. In the article, the use of the criterion of energy intensity of the well drilling process is proposed to assess the level of energy consumption by the drilling rig. On the basis of the conducted research, the dependence of the rotary power of the drilling machine on the productivity of drilling wells was established, and the dependence of the specific energy intensity of rock drilling on the drilling productivity was determined.

The results of the conducted analytical and experimental studies on the determination of the geological structures of well columns by the energy intensity of their drilling process allow the development of designs of well charges for effective and safe destruction of complex rock massifs.

Key words: *energy consumption, energy consumption of drilling, drilling capacity, well, karst cavities.*

References

1. Tangaev I.A. Byrimost i vzryvaemost gornyx porod / I.A.Tangaev. – M.: Nedra, 1978. – 184 p.
2. Krychkov A.I. Energeticheskie harakteristiki gornyx porod pri razrusheniy / A.I. Krychkov // Visnyk NTUU «KPI». Serya «Girnichtvo». Zb. nauk. prac.– K.: NTUU «KPI», 2001. – Vip. 6. – P. 13 – 17.
3. Ocenka burimosti porod po udelnoy energoemkosti sharoshechnogo burenia / I.A. Tangaev, Y.M. Dodis, I.E. Shumskov, K.S. Shauhanov // Gorn. zhurnal. – 1974. – №4. – P. 56–59.
4. Boiko V.V. Problemu seismichnoi bezpeku vybuhovoy spravy y karierah Ukrainy / V.V. Boiko. – K.: TOV «Vydavnistvo Stal», 2012. – 235 p.
5. Krychkov A.I. Vuznachenny parametriv micnosti girskih pored u kinetichnii teorii ruynuvanny analitichnum metodom/ A.I. Krychkov, N.I. Zhukova // Problemu ohoronu praci v Ukraini. Zb. nauk. prac. – K.: NNDIOP, 2000. – Vyp. 3. – P. 78–82.
6. Sobolevskiy R.V. Upravlinny yakistu byrovuh robit dlya pidvyshchennya efektyvnosti almazno-kanatnogo rizannya/ R.B. Sobolevskiy, V.O. Shlapak, O.V. K Kamskih// Visnyk Kremenchuckogo nacionalnogo universitetu imeni Muhaila Ostrogradskogo. – Kremenchuk, 2015. – № 5. – P. 106 – 111.
7. Zhukova N.I. Obgruntuvannya energozberigauchoy tehnologii burovih robit na karierah budivelnih materialiv/ N.I. Zhukova // Visnyk NTUU «KPI». Serya «Girnichtvo». Zb. nauk. prac.– K.: NTUU «KPI», – 2003. – Вип. 8. – P. 49–54.
8. Voitenko Yu.I. Pro energoemnist ruynuvannia girskih pored ta shlyahi ii zmenshennya/ Yu.I.Voitenko, A.M.Shakurov // Visnyk NTUU «KPI». Serya «Girnichtvo». Zb. nauk. prac.– K.: NTUU «KPI», 2016. – Vup. 31. – P. 11 – 25.

Надійшла 21.07.2022

Received 21.07.2022

MODELING AND ANALYZING THE EFFECT OF CONNECTION TO THE NETWORK OF A HARMONIC SOURCE HAVING VARIOUS TOTAL HARMONIC DISTORTION FACTORS ON LOAD SIGNAL WAVEFORMS

This article examines the effect of a network connected source of harmonics having a total harmonic distortion factor varying from 5% to 15% on load voltage and current waveforms. When a source of higher harmonics is connected to the network, both in the network and in the load, the effective values of voltage and current increase, that can negatively affect the cable line insulation, accelerating its destruction and aging.

To analyze the consequences of a power quality deterioration, a 20 kV network was simulated, consisting of a 20 kV symmetrical generator, an XRUHAKXS-20(1x120/50) power cable line 20 km long, a step-down transformer 20/0.4 kV with a power of 2 MVA, with windings connected in delta-star, and a three-phase symmetrical load.

The values of the currents flowing through the cable conductor, obtained as the result of simulation were used to calculate the voltage drop between the cable conductor and its shield. Results obtained show that the connection of a harmonic distortion source to a network leads to a magnification of a current flowing through the cable conductor by more than 2%. The model proposed in the article can be used further for a more detailed study of solar photovoltaic plants connection to the grid.

One of the biggest problems regarding solar power plants is that its electricity generation is intermittent. Thus, future efforts should be focused on modeling and studying the higher harmonics generation during switching on and off of the solar photovoltaic plants.

Keywords: *solar photovoltaic plants, total harmonic distortion factor, harmonic source.*

Introduction. Application of renewable energy sources is an important direction that increases the level of energy security and reduces related environmental impacts, including greenhouse gas emission. Currently, for environmental, economic and geopolitical reasons, there is an active transition to renewable energy sources and solar energy generation shares a significant part. In general, solar photovoltaic panels, as well as small wind turbines are classified as sources of distributed generation. When operating in the system, a source of distributed generation is connected to the distribution network at medium voltage up to 35 kV [1]. Connecting distributed generation source to a distribution network has a positive effect on its performance, but at the same time creates new challenges that have to be faced when managing power supply modes with distributed generation [1, 2]. Every year, the share of distributed generation in the world, including the use of local sources of solar energy, is constantly growing. At the same time, the integration of distributed generation sources can have a significant impact on the operation of the electrical distribution network, causing technical problems related to power quality, voltage stability and harmonic distortion [2-4]. Statistical data shows that there is a problem of power quality deterioration at the point of connection of photovoltaic power stations, specifically voltage increase [5] and harmonics increase [6]. Besides, solar power is intermittent. Since solar panels generate direct current, it becomes necessary to use inverters to convert direct current to alternating current, and then the voltage is supplied to a step-up transformer, after which it is fed to the grid. Photovoltaic inverters are considered the power electronic devices, which are the main sources of harmonic distortion [7]. It is obvious that when such a source is connected to the network, the non-sinusoidal signal in the network increases, which may lead to an increase in power losses, as well as to an overload of distribution networks due to an increase in the effective value of the current and voltage distortion. In particular, due to harmonics, the destruction and aging of the cable line insulation is accelerated. Voltage harmonics affect the electrical insulation by increasing partial discharge intensity [8]. Therefore, the purpose of this study is to simulate and analyze the effect of a non-sinusoidal signal produced by a source of harmonics on the insulation of the electrical network.

Purpose of work: The aim of this work is to analyze the impact of a non-sinusoidal alternating current voltage signal produced by a harmonic source on the electrical insulation of the cable line.

Research material. The quality of electricity must meet the requirements of international standard [9]. The current standards establish certain maximum deviations from the main indicators of the power quality from the established standard values. In this paper the voltage non-sinusoidal coefficient (voltage total harmonic distortion factor) was considered as the main criterion for the electric power quality.

To analyze the consequences of a power quality deterioration, a 20 kV network was considered, consisting of a 20 kV symmetrical generator, an XRUHAKXS-20(1x120/50) power cable line 20 km long, a step-down transformer 20/0.4 kV with a power of 2 MVA, with windings connected in delta-star, and a three-phase symmetrical load. The scheme diagram is shown below in Fig. 1.

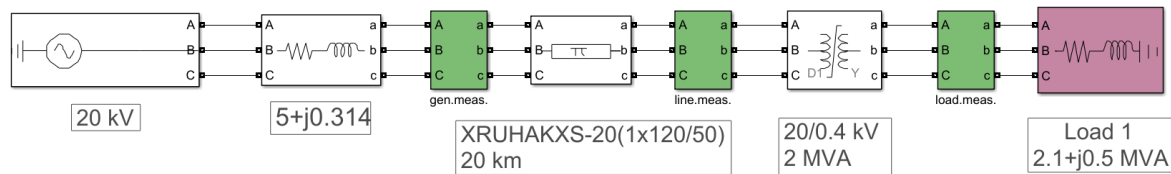


Figure 1 – Simulation of a 20 kV symmetrical network.

The electric network simulation was performed with a help of MATLAB® and Simulink® software [10, 11]. The obtained voltage and current waveforms are shown in Fig. 2, Fig. 3 and Fig. 4. The graphs show only linear values.

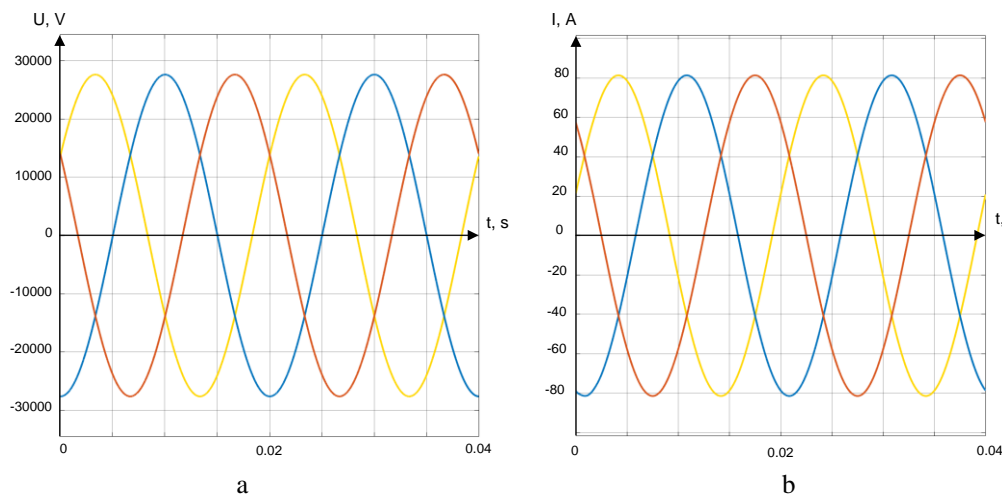


Figure 2 - Generator voltage and current waveforms (gen.meas.): a – line voltage plots; b – line current plots.

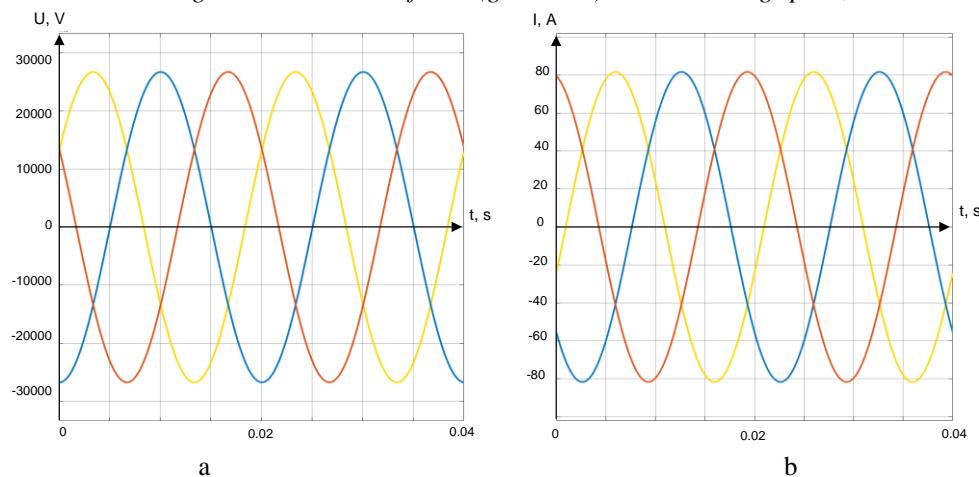


Figure 3 – Voltages and currents waveforms at the end of the line (line.meas.): a – line voltage plots; b – line current plots.

The effective values of line voltages are $\dot{U}_{generator} = 19520.0$ V in Fig. 2-a; $\dot{U}_{line} = 18940.0$ V in Fig. 3-a and $\dot{U}_{load} = 370.3$ V in Fig. 4-b.

Renewable energy is a relevant and important energy industry, the role of which is growing every year around the world. However, as noted above, an increase in the number of connections of solar photovoltaic cells to the power grid can have an impact on the quality of electricity in the network, and the importance of improving the quality of electricity remains an urgent problem for both electricity producers and consumers, which is especially acute in low voltage networks. The occurrence of non-sinusoidal currents and voltages, voltage unbalance and its fluctuations are associated with a low power factor of non-linear loads on the part of consumers

and a high level of current harmonics generated by solar photovoltaic inverters in a low voltage network on the part of electricity producers.

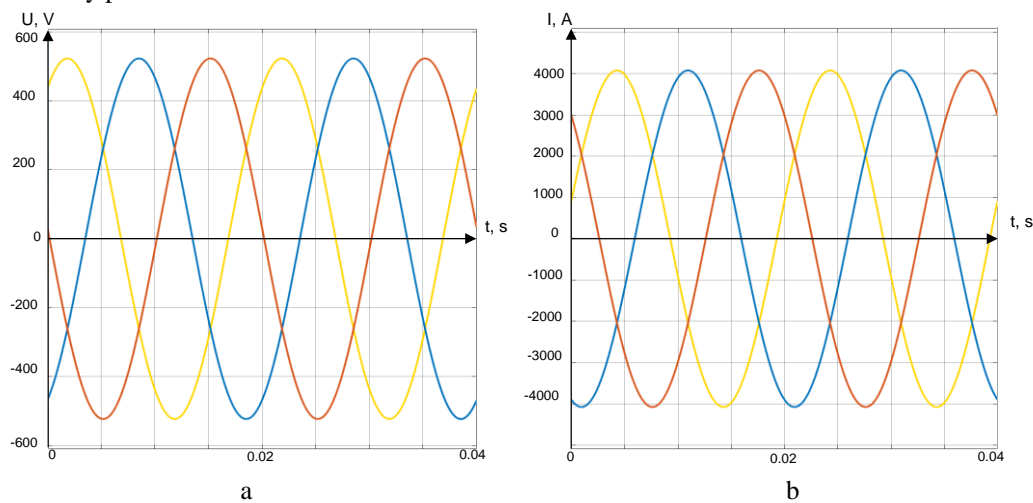


Figure 4 – Load voltage and current waveforms (load.meas.):
a – line voltage plots; b – line current plots.

Figure 5 shows the scheme diagram, where a harmonic source is connected to the network from the high voltage side with a total harmonic distortion factor of 5% and a voltage of 20 kV, at the output of which one obtain a non-sinusoidal symmetrical signal, shifted between phases by 120 degrees with the same harmonic content for each of the phases.

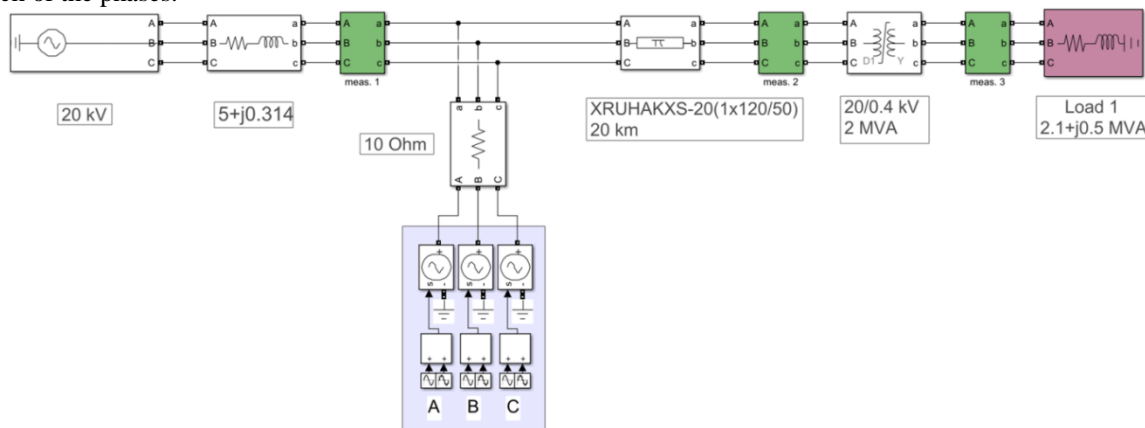


Figure 5 – Simulation of a 20 kV symmetrical network with a connected source of harmonics having a varying total harmonic distortion factor.

Three-phase symmetrical voltage with the same harmonic content for each phase of a non-sinusoidal signal with a 20 kV voltage is supplied to the output of the unit, obtained by adding two sinusoids to facilitate observation and control of the influence of a non-sinusoidal signal on a sinusoidal signal in the network. Changes in the 20 kV network will be studied at non-sinusoidal coefficients (total harmonic distortion factor) of 5%, 8% and 15%. In its turn, the obtained voltage and current waveforms are shown in Fig. 6, Fig. 7 and Fig. 8.

According to the results of the virtual experiment, it can be seen that the non-sinusoidal voltage increased due to the connection of a non-sinusoidal power source with a 5% total harmonic distortion factor. According to the graphs, at point after the power line, the non-sinusoidal voltage is increased, and the non-sinusoidal current is decreased. Changes are observed throughout the network, the effective values of line voltages have also changed. Specifically, generator voltage is increased by 170.0 V that is 0.87% greater than at a pure sinusoidal waveform; voltage at the end of line is increased by 190.0 V that is 1.0% greater than at a pure sinusoidal waveform; and finally, load voltage is increased by 3.9 V that is 1.05% greater than at a pure sine wave.

Model in Fig. 5 was used for simulation at 8% total harmonic distortion factor. Simulated voltage and current waveforms obtained in symmetrical network with a connected source of harmonics having an 8% total harmonic distortion factor are shown in Fig. 9, Fig. 10 and Fig. 11.

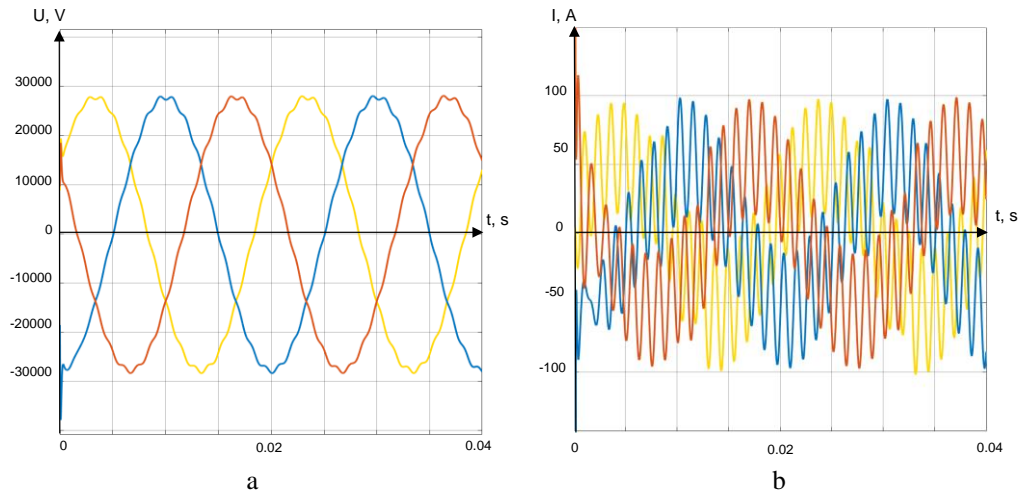


Figure 6 – Generator voltage and current waveforms (meas. 1): a – line voltage plots; b – line current plots.

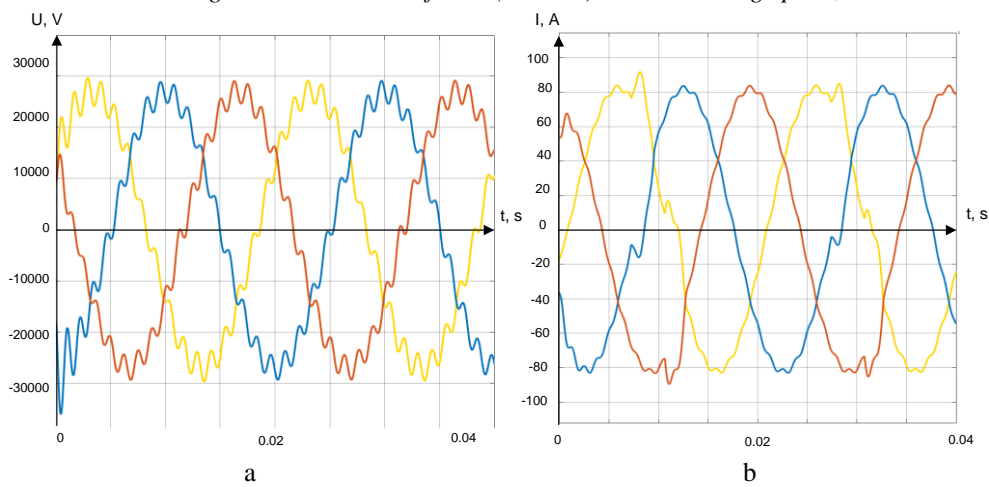


Figure 7 – Voltages and currents waveforms at the end of the line (meas. 2): a – line voltage plots; b – line current plots.

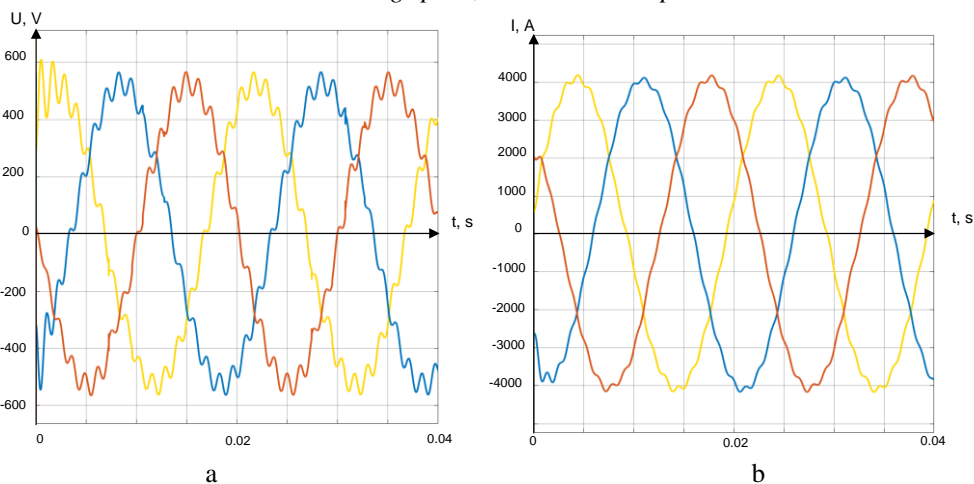


Figure 8 – Load voltage and current waveforms (meas. 3): a – line voltage plots; b – line current plots.

Above plots show an increase in the harmonic content. The changes are more significant than when connecting a source with a total harmonic distortion factor of 5%, the effective values of the line voltages also have changed. Specifically, generator voltage is increased by 180.0 V that is 0.92% greater than at a pure sine wave; voltage at the end of line is increased by 310.0 V that is 1.64% greater than at a pure sine wave; load voltage is increased by 5.6 V that is 1.51% greater than at a pure sinusoidal voltage waveform.

In practice voltage total harmonic distortion factor is rarely higher than 15%. Therefore, such a case is of rather theoretical interest. Simulated voltage and current waveforms obtained in symmetrical network with a

connected source of harmonics having a 15% total harmonic distortion factor are shown in Fig. 12, Fig. 13 and Fig. 14.

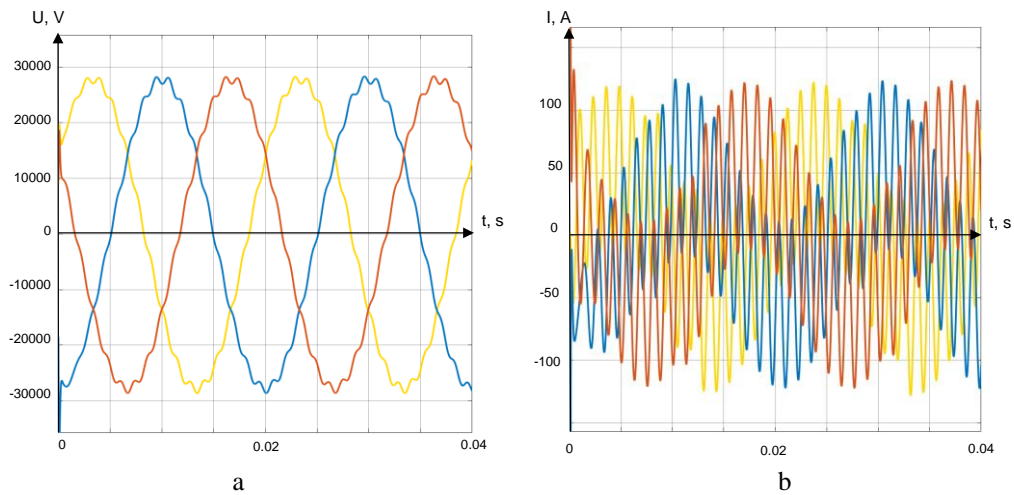


Figure 9 – Generator voltage and current waveforms (meas. 9):
a – line voltage plots; b – line current plots.

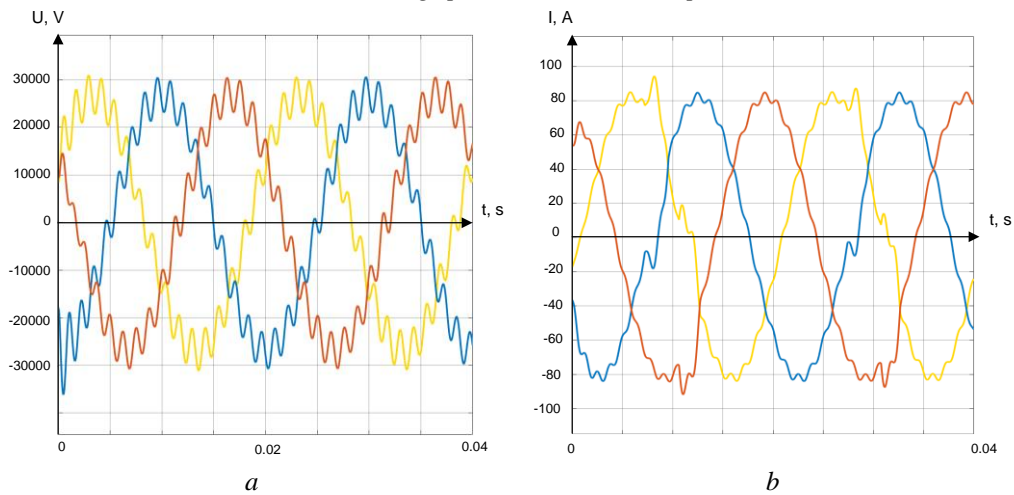


Figure 10 – Voltages and currents waveforms at the end of the line (meas. 10):
a – line voltage plots; b – line current plots.

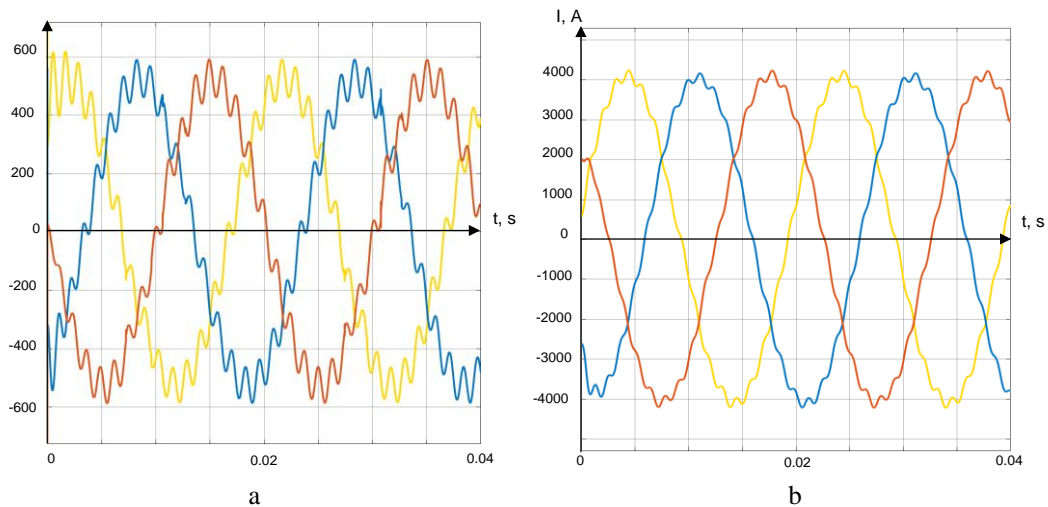


Figure 11 – Load voltage and current waveforms (meas. 11):
a – line voltage plots; b – line current plots.

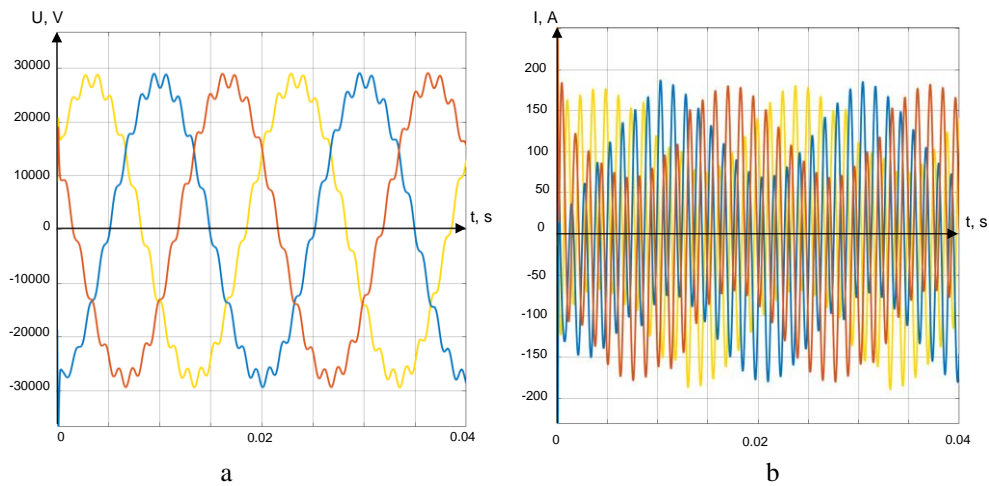


Figure 12 – Generator voltage and current waveforms (meas. 13):
a – line voltage plots; b – line current plots.

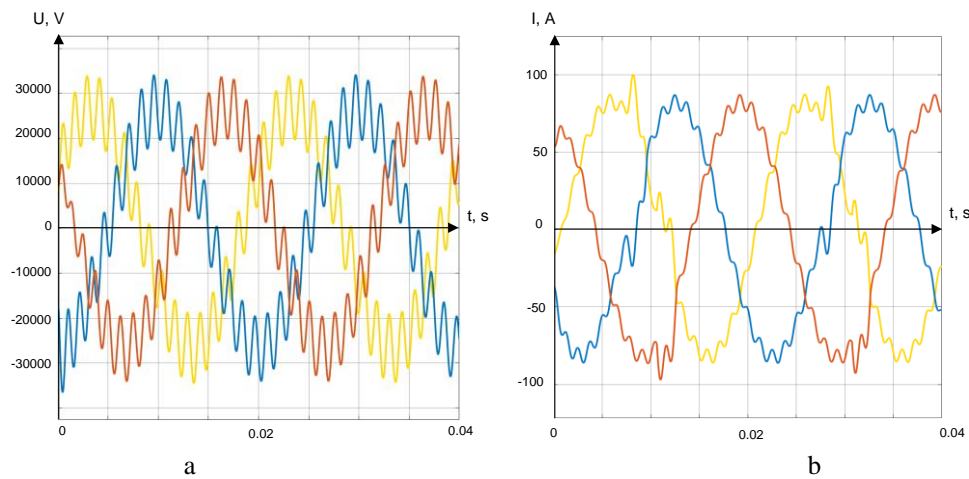


Figure 13 – Voltages and currents waveforms at the end of the line (meas. 14):
a – line voltage plots; b – line current plots.

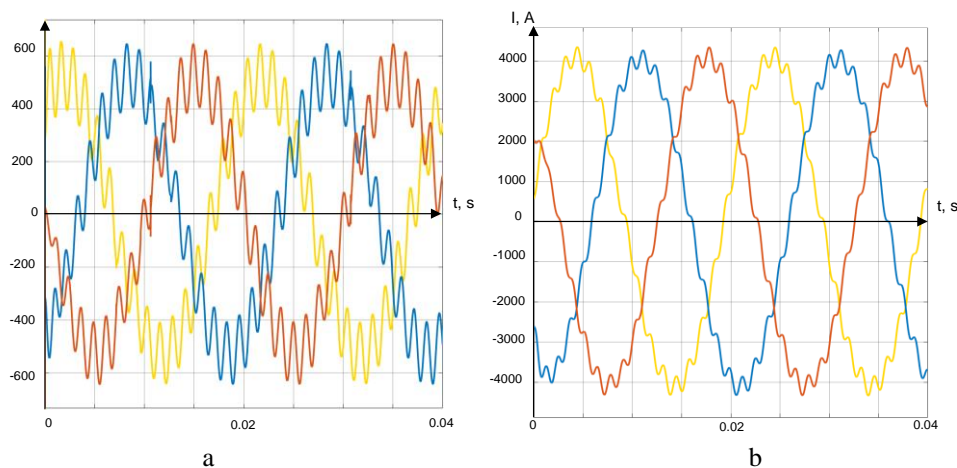


Figure 14 – Load voltage and current waveforms (meas. 15):
a – line voltage plots; b – line current plots.

According to Fig. 12, Fig. 13 and Fig. 14, generator voltage is increased by 200.0 V that is 1.02% greater than at a pure sinusoidal waveform; voltage at the end of line is increased by 790.0 V that is 4.17% greater than at a pure sinusoidal waveform; and finally, load voltage is increased by 12.5 V that is 3.38% greater than at a pure sine wave. The simulation results are summarized in Table I.

Table I. The effective values of network line voltages, depending on total harmonic distortion factor of connected source of harmonics.

Total harmonic distortion factor of harmonic source, %	Effective line voltage in the network					
	Generator voltage, V	Voltage magnification, %	Voltage at the end of line, V	Voltage magnification, %	Load voltage, V	Voltage magnification, %
–	19520	–	18940	–	370.3	–
5	19690	0.87	19130	1.00	374.2	1.05
8	19700	0.92	19250	1.64	375.9	1.51
15	19720	1.02	19730	4.17	382.8	3.38

Since the harmonic issue is one of the most important in power systems, it is important to estimate harmonics risk to cable insulation, shortened life, etc. For a cable line with a given line length of 20 km, a shield grounding scheme with a full transposition cycle was chosen (refer to Fig. 15).

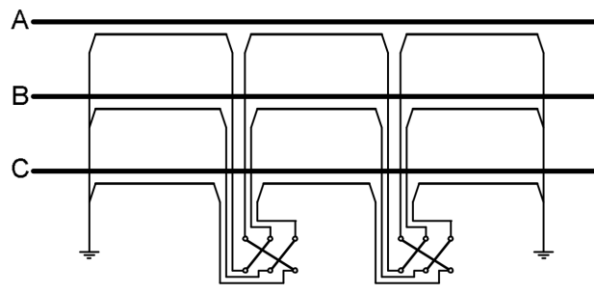


Figure 15 – Cable shield grounding scheme with a full transposition cycle.
Internal cable design is shown in Fig. 16.

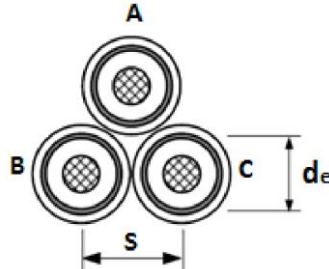


Figure 16 – A three-phase cable basic dimensions.

In Fig. 16: $d_e = 35 \times 10^{-3}$ m is cable diameter; $s = d_e$ is distance between the central axes of conductors, when triangular cable laying method applied.

The values of the currents flowing through the cable conductor, obtained from the simulation above, were used to calculate the voltage drop between the cable conductor and its shield. The calculation results are presented in Table II.

Table II. The effective values of voltage drop between cable shield and conductor, depending on total harmonic distortion factor of connected source of harmonics.

Total harmonic distortion factor of harmonic source, %	Effective value of phase current				Voltage between cable shield and conductor, V	Voltage magnification, %
	Load current, A	Current magnification, %	Current through conductor, A	Current magnification, %		
–	2881	–	57.76	–	16.770	–
5	2901	0.69	59.25	2.58	17.203	2.58
8	2902	0.73	59.28	2.63	17.212	2.64
15	290	0.87	59.40	2.84	17.246	2.84

According to Table II, the connection of a non-sinusoidal distortion source leads to a magnification of a conductor current by more than 2%. According to experimental measurements presented in [12], the current distortions caused by photovoltaic inverters may reach up to 2% of fundamental frequency current. Following expressions were used for computation.

Longitudinal linear resistance between the conductor and the cable screen (Ω/m) is given as follows:

$$Z_{c-s} = R_s + j \cdot \omega \cdot M_{c-s}; Z_c = R_s + j \cdot \omega \cdot M_c. (1)$$

In expressions (1): R_s is an active resistance of the shield, Ω/m ; M_{c-s} is a mutual inductance between the conductor and the shield, H/m . In its turn:

$$R_s = \frac{\pi \cdot \mu_0 \cdot f}{4}; M_{c-s} = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot D_e}{d_s}\right); M_c = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(\frac{D_e}{s}\right). (2)$$

In expressions (2): $D_e = 2.24 \cdot \sqrt{\frac{P_s}{\omega \cdot \mu_0}}$ is an equivalent rated reverse current depth, m; $U_{c-s} = \frac{(Z_{c-s} - Z_c) \cdot I_c \cdot l_c}{3 \cdot N}$

is a voltage drop between the shield and the conductor, V. In its turn, ω means angular frequency in radians per second; $\mu_0 = 4 \cdot \pi \times 10^{-7} \text{ H}/\text{m}$ is a magnetic permeability in a classical vacuum; I_c is a current flowing through the conductor, A; l_c is a power cable length, m; $N = 1$ is a number of transposition cycles.

Power electronic converters or inverters that do not create pure sinusoidal signals and are components in electricity generation by power plants based on non-traditional renewable energy sources, such as solar power plants, generate harmonics into the system when connected to a low voltage network. With an insignificant power capacity of such power generating installations, they do not cause significant distortions in the waveform of the voltage and current of the general power system into which the generation takes place. But with an increase in the power capacity of these power generating installations, when it becomes commensurate with the power of the general power system, distortions in the waveform of the voltage and current of the general network, which may occur, should be the subject of further study.

Conclusions. This article examines the effect of a network connected source of harmonics having a total harmonic distortion factor varying from 5% to 15% on load voltage and current waveforms. When a source of higher harmonics is connected to the network, both in the network and in the load, the effective values of voltage and current increase, which can negatively affect the cable insulation, accelerating its destruction and aging. Results obtained show that the connection of a harmonic distortion source to a network leads to a magnification of a current flowing through the cable conductor by more than 2%. The model proposed in the article can be used further for a more detailed study of solar photovoltaic plants connection to the grid. One of the biggest problems regarding solar power plants is that its electricity generation is intermittent. Thus, future efforts should be focused on modeling and studying the higher harmonics generation during switching on and off of the solar photovoltaic plants.

References

1. Denisuk, S. P., Bazuk, T. M. (2012), "Analysis of Influence of Sources of Distributed Generation of Electrical Construction and Features Virtual Power", *Electrification of Transport*, No. 4, pp. 23-29.
2. Iweh, C. D., Gyamfi, S., Tanyi, E., Effah-Donyina, E. (2021), "Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits", *Energies*, Vol. 14(17): 5375, pp. 1-34. doi: 10.3390/en14175375.
3. Yandulskyy, O., Trunina, G., Nesterko, A. (2015), "The Optimal Voltage Regulation of Distribution Power Network With Source of Distributed Generation in View of Their Affiliation to One Owner With Using of Active Power Reserve", *Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University*, Vol. 2 (91), pp. 50-54.
4. Denysiuk, S., Baziuk, T., Derevianko, D. (2013), "Performance Evaluation of Distributed Sources of Electricity Generation, Including Renewables, in Electric Power Systems", *Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University*, Vol. 3 (80), pp. 54-59.
5. Sahara, A., Budko, V., Budko, M., Kozachuk, O. (2022), "Features of Photovoltaic Station Operation on AC Voltage That Exceeds Acceptable Limits", *Vidnovliuvana Energetyka*, Vol. 1(68), pp. 53-59, doi: 10.36296/1819-8058.2022.1(68)836.
6. Liang, X., Andalib-Bin-Karim, C. (2018), "Harmonics and Mitigation Techniques Through Advanced Control in Grid-Connected Renewable Energy Sources: A Review", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 54, No. 4, pp. 3100-3111, doi: 10.1109/TIA.2018.2823680.
7. Dartawan, K., Hui, L., Austria, R., Suehiro, M. (2012), "Harmonics Issues That Limit Solar Photovoltaic Generation on Distribution Circuits", *Proceedings of the World Renewable Energy Forum, Denver, CO, USA*, pp. 13-17.

8.Trotsenko, Y., Brzhezitsky, V., Protsenko, O., Chumack, V., Haran, Y. (2018). "Effect of Voltage Harmonics on Pulse Repetition Rate of Partial Discharges", *Technology Audit and Production Reserves*, Vol. 2, No. 1(40), pp. 37-44, doi:10.15587/2312-8372.2018.126626.

9.DSTU EN 50160:2014 (2014), "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks", Kyiv: Ministry of Economic Development and Trade of Ukraine, pp. 1-27.

10.Klee, H., Allen, R. (2011). Simulation of dynamic systems with MATLAB® and Simulink®. Second Edition. CRC Press. ISBN-13: 978-1-4398-3674-3.

11.Priemer, R. (2013). MATLAB® for Electrical and Computer Engineering Students and Professionals: With Simulink®. IET. ISBN 978-1-61353-188-4.

12.Torquato, R., Freitas, W., Hax, G. R. T., Donadon, A. R., Moya, R. (2016), "High frequency harmonic distortions measured in a Brazilian solar farm", *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 623-627, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783482.

Ю.В. Перетятко, канд.тех.наук, доц., **ORCID** 0000-0003-1397-8078

Є.О. Троценко, канд.тех.наук, доц., **ORCID** 0000-0001-9379-0061

Н.О. Поліщук, студент, **ORCID** 0000-0002-7899-0177

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО МЕРЕЖІ ДЖЕРЕЛА ГАРМОНІК З РІЗНИМ СУМАРНИМ КОЕФІЦІЄНТОМ ГАРМОНІЙНИХ СПОТВОРЕНЬ НА ФОРМУ СИГНАЛІВ У НАВАНТАЖЕННІ

У цій статті досліджується вплив підключення до мережі джерела гармонік із сумарним коефіцієнтом гармонійних спотворень, що змінюється в межах від 5% до 15% на форму напруги та струму навантаження. При підключенні до мережі джерела вищих гармонік як в мережі, так і в навантаженні діючі значення напруги і струму зростають, що може негативно позначитися на ізоляції кабельної лінії, прискорюючи її руйнування і старіння.

Для аналізу наслідків погіршення якості електроенергії було змодельовано мережу класу напруги 20 кВ, яка складається з симетричного генератора 20 кВ, силової кабельної лінії XRUHAKXS-20(1x120/50) довжиною 20 км, понижувального трансформатора 20/0,4 кВ. потужністю 2 МВА, з обмотками, з'єднаними в трикутник-зірка, і трифазним симетричним навантаженням.

Отримані в результаті моделювання значення струмів, що протікають по жилі кабелю, були використані для розрахунку падіння напруги між жилою кабелю та його екраном. Отримані результати показують, що підключення до мережі джерела гармонійних спотворень призводить до збільшення струму, що протікає по провіднику кабелю, більш ніж на 2%. Запропонована в статті модель може бути використана надалі для більш детального дослідження підключення сонячних фотоелектричних установок до мережі.

Однією з найбільших проблем сонячних електростанцій є періодичність виробництва електроенергії. Таким чином, майбутні зусилля мають бути зосереджені на моделюванні та вивченні генерації вищих гармонік під час увімкнення та вимкнення сонячних фотоелектричних установок.

Ключові слова: сонячні фотоелектричні установки, сумарний коефіцієнт гармонійних спотворень, джерело гармонік.

Надійшла 1.09.2022

Received 1.09.2022

СТИСНЕННЯ ПОВІТРЯ ПРИ ЗАМЕРЗАННІ ВОДИ В РЕЗЕРВУАРІ ТА ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ ДЛЯ ЗЛИВАННЯ ВОДИ З СОНЯЧНИХ КОЛЕКТОРІВ

Розглядається використання ефекту збільшення об'єму льоду при замерзанні води для стиснення повітря в резервуарі, частково заповненому водою. Метою дослідження є створення умов для руху поверхні льоду та визначення кінцевого тиску повітря після замерзання води. Розроблений спосіб стиснення повітря та виконані теоретичні і експериментальні дослідження кінцевого тиску повітря. Проведена експериментальна перевірка запатентованого способу стиснення повітря з забезпеченням рухомої поверхні льоду шляхом накладання теплоізоляції на повітряну камеру верхівки резервуару. Для цього виготовлені два стискувачі повітря різного розміру з використанням холоду з повітря та з суміші льоду з сіллю. Отримані надлишкові тиски повітря від 0,3 до 0,5 бар. Проведений термодинамічний аналіз процесу. Отримане рівняння для визначення тиску при повному замерзанні води, при постійному перерізі стискувача повітря. Розрахунки стиснення близькі до експериментальних даних. Дослідження показали реальну технічну можливість стиснення повітря при замерзанні води в жорсткому герметичному резервуарі та його використання для автоматичного зливання води з сонячних колекторів при початку морозів. Запропонований і експериментально досліджений спосіб забезпечення руху льодяної поверхні відносно стін резервуару при стисненні повітря в резервуарі, шляхом теплоізоляції повітряного простору. Основні результати досліджень: отримано: термодинамічним аналізом рівняння для кінцевого тиску стиснутого льодом повітря; при використанні резервуару з постійним горизонтальним перерізом кінцевий тиск не залежить від площі перерізу і зростає з підвищенням рівня води; проведені експерименти на двох установках показали, що надлишковий тиск сягає 0,3 – 0,5 бар; резервуар з водою, що замерзає, пропонується використовувати як температурний датчик, а стиснене повітря може приводити в рух клапан прямої дії; розрахунки часу замерзання води для стиснення повітря показали його значне скорочення при зростанні коефіцієнта обрешітки резервуару.

Ключові слова: замерзання води в резервуарі, створення рухомої поверхні льоду, стиснення повітря льодом, використання стисненого повітря для зливання води з сонячних колекторів в морози.

Вступ Отримання енергії з довкілля приваблює як дослідників, так і конструкторів нової техніки. Якщо теплова енергія довкілля для отримання теплоти і холоду використовується дуже широко, наприклад, в теплових насосах, то виробництво механічної і електричної енергії обмежується термодинамічним використанням різниць температур між поверхневими та глибинними водами океану та між океанською водою в холодним повітрям в арктичній і антарктичній зонах. Відомий патент [1], в якому пропонується використовувати теплоту кристалізації води в циклі, де розпилені краплі води нагрівають стиснене холодне повітря в ізотермічному процесі. Відзначимо, що вода в краплях замерзає лише при температурах, нижчих мінус 20 – 25 °C через відсутність центрів кристалізації.

В нашій роботі розглядається використання ефекту розширення льоду при замерзанні води (збільшення об'єму в порівнянні з водою, яка кристалізується) для стиснення повітря. Останнє може бути використано в пристроях автоматики і для інших цілей, коли не потрібна значна витрата повітря.

Однією з аномалій води є її густина. Більшість рідин, кристалів і газів зменшуються при нагріванні та збільшуються при охолодженні, аж до процесу конденсації або кристалізації. Густина води під час охолодження від 100 до 3,98 °C збільшується, як у переважній більшості рідин. Але, досягнувши максимального значення при температурі 3,98 °C, густина з подальшим охолодженням води починає зменшуватися. Іншими словами, максимальна густина води спостерігається при температурі 3,98 °C, а не при температурі заморожування 0 °C [2].

Заморожування води супроводжується різким зниженням щільності на 9%, тоді як у більшості інших речовин процес кристалізації супроводжується збільшенням щільності. У зв'язку з цим лід займає більший об'єм, ніж рідка вода, і тримається на її поверхні [3]. Коли вода у стані рідини охолоджується, вона стискається, до досягнення температури близько 4 градусів Цельсія. Після цього вода трохи розширюється, поки не досягне точки замерзання, а потім при заморожуванні розширюється приблизно на 9% [4]. І навпаки, плавлення льоду при атмосферному тиску супроводжується зменшенням об'єму на 9%.

Ця незвична поведінка пов'язана зі структурою молекули води [5].

Збільшення густини при плавленні льоду в основному пов'язане з заповненням порожнеч у структурі рідкої води. Наявність у води максимуму густини (при $t = 3,98\text{ }^{\circ}\text{C}$) може бути пов'язане з тим,

що зі збільшенням температури (вище 0°C), у воді, з одного боку, посилюються коливання молекул поблизу положення рівноваги в структурі і, відповідно, збільшується ефективний радіус молекул, з іншого боку, посилюється трансляційний рух, і все більша кількість молекул потрапляє у порожнечі. Перша обставина призводить до збільшення об'єму, друга - до ущільнення. Сукупність цих двох протилежних процесів визначає існування максимуму густини. Зрозуміло, що все це відбувається на тлі поступового руйнування структури льоду зі збільшенням температури - порушення трансляційним рухом порядку в розташуванні молекул. Таким чином, модель води з заповненням порожнеч пояснює аномалію густини [6].

Мета дослідження - створення умов для руху поверхні льоду та визначення кінцевого тиску повітря після замерзання води.

Матеріали та результати досліджень

1. Розробка конструкції льодяного стискувача повітря.

Проблемою організації рухомої поверхні льоду, що контактує з повітрям в резервуарі є те, що вода найважча приблизно при 4°C і розташована біля дна. Без запобіжних заходів вода спочатку замерзає зверху і з боків, а в останню чергу біля дна, тому лід руйнує чи вигинає дно. Автором в патенті [7] запропоновано використати теплоту кристалізації води для підтримання поверхні води у незамерзломому стані, який дозволяє транспортувати уверх воду, що стискується льодом. Для цього в зоні біля поверхні води і вище, на резервуар накладається теплоізоляція, яка не дозволяє охолоджуватись повітрю над водою. куди поступає теплота від кристалізації води. Таким чином, поверхня води замерзає останньою, поступово стискуючи повітря, що розташоване вище. На рис.1 показана труба, частково заповнена водою з теплоізоляцією на верхівці труби (збоку і на кришці).



Рисунок 1 – Труба з теплоізолюванням верхом

Також в патенті запропоновано робити на трубці ребра в зоні нижче теплоізоляції для прискорення замерзання води. При необхідності, для прискорення процесу стиснення повітря, трубу також слід обдувати морозним повітрям. При цьому покращується теплообмін з повітрям, який менш інтенсивний ніж при кристалізації води [8].

2. Теоретичне знаходження кінцевого тиску повітря в резервуарі.

Задачею дослідження є визначення тиску повітря при повному замерзанні в залежності від висоти повітряного простору над водою в початковому стані. Оскільки стиснення повітря в резервуарі проходить повільно, а повітря має температуру близьку до 0°C , то процес вважаємо ізотермічним.

Розглядається резервуар постійного перерізу f з висотою h , налита вода до висоти h_v , висота льоду після замерзання води h_l , висота повітря над водою перед замерзанням h_1 , висота повітря над льодом h_2 , густина води та льоду відомі величини. Використовуючи закон Бойля-Маріотта для ізотермічного стиснення ($pV = \text{const}$), та вважаючи, що маса льоду та води однакова, знаходимо об'єм льоду у резервуарі. Прирівнюємо через однакову масу

$$\rho_v \cdot V_v = \rho_l \cdot V_l, \quad (1)$$

звідки

$$V_l = \frac{\rho_v \cdot V_v}{\rho_l} \quad (2)$$

Об'єм повітря над льодом визначаємо як різницю загального об'єму V та об'єму льоду V_l , враховуючи що $V = f \cdot h$, для посудин з постійним перерізом по висоті, маємо таку залежність:

$$V_2 = f(h - 1,087h_v), \quad (3)$$

де 1,087 – відношення густини води до густини льоду.

Використовуючи дану залежність та закон Бойля-Маріотта, можна знайти тиск повітря при

повному замерзанні

$$P_2 = P_1 \frac{V_1}{V_2}, \quad (4)$$

враховуючи, що:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{f(h-h_g)}{f(h-1,087h_g)} = \frac{h-h_g}{h-1,087h_g}. \quad (5)$$

Абсолютний тиск після повного замерзання води знаходиться з співвідношення (4) з урахуванням (5).

Наведемо такий приклад: висота резервуару $h=1,2$ м; вода налита до висоти $h_g=1$ м. Тоді маємо:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{h-h_g}{h-1,087h_g} = \frac{1,2-1}{1,2-1,087 \cdot 1} = 1,769.$$

Знаходимо абсолютний тиск повітря при повному замерзанні, приймаючи початковий тиск в резервуарі атмосферним ($P_1=1$ бар):

$$P_2 = P_1 \frac{V_1}{V_2} = 1 \cdot 1,769 = 1,769.$$

При стисненні повітря, як ми прийняли вище, процес близький до ізотермічного. Але в реальних умовах повітря над поверхнею води може охолоджуватись в порівнянні з температурою кристалізації і тим більше, чим більша висота шару повітря над водою. Збільшення площі перерізу резервуару збільшує кількість теплоти, що передається в повітря за рахунок теплоти фазового переходу води в лід. Для попередження руйнування резервуару, що виникає при замерзанні води в останню чергу на дні, слід, як показано вище, теплоізулювати повітряний простір, включно з зоною біля поверхні води [7]. Така операція також наближає процес до ізотермічного протікання.

Розглянуті аспекти стосуються випадку, коли резервуар знаходиться по всій висоті в середовищі з негативною температурою. Якщо охолоджується лише поверхня, що контактує з водою в резервуарі, тоді теплота до повітря в ємності надходить з оточуючого повітря. При цьому відпадає необхідність накладання теплоізоляції і процес стиснення стає політропним, як і у випадку високого шару повітря (мало води) в ємності. Розрахунок тиску в згаданому процесі потребує знання показника політропи, що є невизначеним, але очевидно ближчим до одиниці чим до показника адіабати $k=1,4$ (повітря) через теплообмін з довкіллям. В цьому випадку тиск при рівних умовах може бути дещо вищим, ніж при розташуванні всієї ємності в середовищі з негативною температурою.

Для наявної експериментальної труби довжиною 0,9 м і внутрішнім діаметром 100 мм (рис.1) проведені розрахунки абсолютного тиску повітря за формулами (4) і (5) при повному замерзанні в залежності від висоти рівня води у резервуарі. Початковий тиск приймаємо рівним атмосферному ($P_1=1$ бар). Результати обчислень наведені на рис.2.

Аналізуючи даний графік, бачимо, що при збільшенні висоти рівня води в резервуарі (її об'єму) тиск повітря підвищується більшими темпами збільшенням рівня води.

1. Експериментальні дослідження.

Проведені дослідження при використанні холоду з морозного повітря і з розсолу (суміші льоду з сіллю NaCl) для кристалізації води.

У першому дослідженні використана труба довжиною 0,9 м і діаметром 100 мм (рис.1). Труба охолоджувалась морозним атмосферним повітрям, де температура була мінус 9 - 14 °С. Спочатку тиск вимірювався водяним дифманометром. Виявилась його розміри недостатні, тому в подальшому тиск визначався за показаннями пружинного манометра. Через слабкий теплообмін при природній конвекції експеримент продовжувався всю ніч. Отримані тиски близькі до розрахункових, які наведені на рис.2.

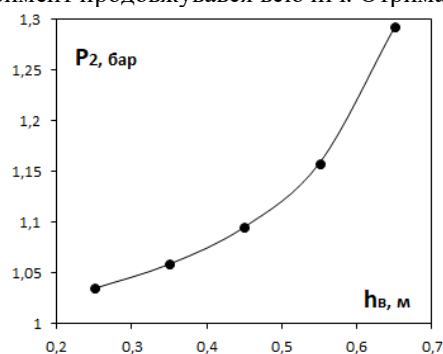


Рисунок 2 – Залежність абсолютного тиску повітря від висоти рівня води в резервуарі



Рисунок 3 – Дослідна трубка із нержавіючої сталі

Для прискорення дослідів, при більш інтенсивній теплопередачі від води, що замерзає в резервуарі, використали, як засіб отримання низьких температур, суміш льоду з кухонною сіллю. Металева трубка (рис.3) виготовлена із нержавіючої сталі із загальною довжиною 260 мм. Внутрішній діаметр більшого циліндра трубки складає 22 мм, а його довжина – 210 мм. Довжина меншого циліндра 50 мм, а його внутрішній діаметр близько 4 мм. Дно металевої трубки закрито міцно кришкою.



Рисунок 4 – Експериментальна установка з охолодженням трубки сумішшю льоду з сіллю (поряд розташований термометр)



Рисунок 5 – Трьохходовий клапан з пневматичним приводом

Металеву трубку помістили у ємність об'ємом 1,5 л, в яку насипали суміш 0,9 кг льоду та 0,5 кг кухонної солі (рис.4). Лід з сіллю використовували для зменшення температури розчину та інтенсифікації процесу тепловіддачі за рахунок контакту труби з холодною рідиною. До циліндра меншого діаметра металевої трубки приєднали манометр та виконали ізоляцію на резервуарі з розсолем. Тонкий елемент трубки і верхівка резервуару з водою були у контакті з теплим повітрям лабораторії.

Експеримент проводився до тих пір, поки не замерзла вся вода, яка знаходилась в трубці, що було видно по стабілізації тиску, а 85% трубки було заповнено водою. Кожних 10 хвилин часу фіксувалося значення тиску повітря над шаром льоду, утвореного в процесі замерзання води і вимірювалась температура розчину за допомогою термометра. Результати експериментального дослідження наведені в табл.1. Температура суміші знижувалась при поступовому розчиненні солі.

Таблиця 1 – Результати значень тиску повітря при замерзанні води у металевій трубці в залежності від часу

Час, хв	Надлишковий тиск повітря при замерзанні води P , бар	Температура (лід+сіль), °C
10	0,15	-12
20	0,2	-18
30	0,3	-22
40	0,4	-23
50	0,45	-24
60	0,5	-25

Отримували надлишковий тиск до 0,5 бар або 5 м вод. ст., що дозволяє мати значну силу.

3. Практичне використання стисненого повітря для зливання води з сонячних колекторів в морози.

Зливання води з сонячних колекторів в морози потрібне в сонячних водонагрівальних одноконтурних установках, які працюють з квітня по вересень – жовтень. В цих установках вода циркулює через абсорбери сонячних колекторів.

Для вирішення даної проблеми розроблена схема із використанням трьохходового клапана з пневматичним приводом, який може виконувати функцію зливання води. У якості робочого середовища, необхідного для виконання роботи виконавчого механізму пневматичного приводу може бути стиснене льодом повітря.

4. Принцип роботи трьохходового клапана з пневматичним приводом

На рисунку зображено трьохходовий клапан з пневматичним приводом, принцип роботи якого представлено нижче.

Технічні характеристики, діапазони номінальних тисків та максимальних робочих температур таких клапанів у різних виробників різні. Наведемо приклади характеристик декількох виробників трьохходових клапанів з пневматичним приводом.

1.Клапан з пневмоприводом марки Samson (Німеччина) тип 3260/2780 м. пневматичний привід

може працювати з сигналом від 0,2 до 1,5 бара.

2.Клапан з пневмоприводом марки ASCO Numatics (Великобританія, Нідерланди) типу T290, пневматичний привід може працювати з сигналом до 4 бар.

Принцип роботи трьохходового клапана з пневматичним приводом наступний. Пневматичний привід трьохходового клапану складається з виконавчого механізму та регулюючого органу. Виконавчий механізм приводу клапана перетворює командний сигнал у регулюючу дію за рахунок енергії стиснутого повітря.

Стандартний командний сигнал під певним тиском повітря впливає на мембрану, яка передає зусилля на поворотну пружину механізму, внаслідок чого переміщується шток із затвором та змінюється прохідний перетин клапану, в результаті чого і відбувається зливання води з сонячного колектора при настанні морозів. Клапан керований шляхом використання стороннього джерела тиску є непрямої дії.

Оребрення слід застосовувати для інтенсифікації процесу теплопередачі у резервуарі, а саме для того, щоб тиск в процесі замерзання води, яка знаходиться у резервуарі утворився раніше, ніж замерзне вода у абсорбери сонячного колектора.

Покажемо, яким чином оребрення, запропоноване у патенті [7], змінює час замерзання води на прикладі дослідної установки з трубою діаметром 100 мм, яка детально розглядається вище. Проведені розрахунки (табл.2) для коефіцієнтів оребрення ϕ (відношення оребреної поверхні до первісної гладкої), при $\phi=1$ (гладка труба).

Час замерзання води в трубі обернено пропорційно залежить від коефіцієнта оребрення ϕ , він зменшується в 4 рази в порівнянні з неоребреною трубою при $\phi = 4$.

Бажано резервуар для стиснення повітря розмішувати на деякій відстані від будівлі. Але не слід мати довгих з'єднувальних трубок, які можуть призводити до зниження тиску через збільшення об'єму повітря. Бажано, щоб резервуар обдувався вітром. Зауважимо, що тиск в циліндричному резервуарі не залежить від діаметра, тому слід брати оребрені резервуари діаметром 20-50 мм, в яких менша маса води і час їх замерзання буде біля 1-2 годин.

Таблиця 2 – Результати розрахунку часу повного замерзання води в трубі при температурі повітря мінус 6 °С.

Коефіцієнт оребрення ϕ	Коефіцієнт теплопередачі K_{op} , Вт/м ² ·°С	Тепловий потік Q , Вт	Час замерзання води, год
1	4,67	9,8	23,7
2	8,92	18,73	12,4
3	12,8	26,9	8,6
4	16,36	34,4	6,8

Висновки

1.Запропонований і експериментально досліджений спосіб забезпечення руху льодяної поверхні відносно стін резервуару при стисненні повітря в резервуарі, шляхом теплоізоляції повітряного простору.

2.Отримано термодинамічний аналіз рівняння для кінцевого тиску стиснутого льодом повітря.

3.При використанні резервуару з постійним горизонтальним перерізом кінцевий тиск не залежить від площі перерізу і зростає з підвищенням рівня води.

4.Проведені експерименти на двох установках показали, що надлишковий тиск сягає 0,3 – 0.5 бар.

5.Резервуар з водою, що замерзає, пропонується використовувати як температурний датчик, а стиснене повітря може приводити в рух клапан прямої дії.

6.Розрахунки часу замерзання води для стиснення повітря показали його значне скорочення при зростанні коефіцієнта оребрення резервуару.

Список використаної літератури

1.Сухин Д.Е., Мостовов М.В. Устройство для получения механической энергии Патент Рос. Федерации 2105192, 20.02. 1998 г.

2.Chaplin M. Water Structure and Behavior. South Bank University, London. 2008. – С. 37-38.

3.Игнатов И., Мосин О.В., Великов Б. Математические модели, описывающие структуру воды. Институт Государственного управления, права и инновационных технологий // Науковедение. 2013. № 3. – С. 125- 126.

4.Beall P.T. States of water in biological systems. – Cryobiology, 1983, v.20, Nr. 3, p. 324 – 334

5.Water – a Comprehensive Treatise, v.1. The Physics and Chemistry of Water. Ed. F. Franks. New York – London, Plenum Press. 1972. – P. 77-78.

6.Масимов Э.А. ВОДА. Состояние и роль воды в биологических системах. Вода в природе. 2018. -

С. 62-63.

7. Пуховий І.І. Спосіб стиснення повітря в резервуарах та запобігання їх руйнуванню при замерзанні води і водних розчинів // Патент України на корисну модель № 101397, 10.09.2015 р.

8. Пуховий І.І. Замерзання води в циліндричних пластикових ємностях і тепловий потік, що отримується для нагрівання повітря теплотою кристалізації // Відроджувальна енергетика. 2007. - №4. - С. 43-46.

I. Pukhovy, Dr. Sc. (Eng.), Prof, ORCID 0000-0003-4915-9699

I. Nazarova, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-5809-2898

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

COMPRESSING AIR IN A TANK PARTIALLY FILLED FROZEN WATER AND ITS USE TO DRAIN WATER FROM SOLAR COLLECTORS

The use of the effect of increasing the volume of ice when freezing water to compress the air in a tank partially filled with water is considered. The aim of the study is to create conditions for the movement of the ice surface and determine the final air pressure after freezing water. A method of air compression has been developed and theoretical and experimental studies of the final air pressure have been performed. Experimental tests of a patented method of air compression with the provision of a movable ice surface by applying thermal insulation to the air chamber at the top of the tank were carried out. For this purpose, two air compressors of different sizes are made using cold air and a mixture of ice and salt. Obtained excess air pressures from 0.3 to 0.5 bar. The thermodynamic analysis of the process is carried out. The equation for determining the pressure at complete freezing of water, with a constant cross-section of the air compressor is obtained. Compression calculations are close to experimental data. Studies have shown the real technical possibility of air compression when water freezes in a rigid sealed tank and its use for automatic drainage of water from solar panels at the onset of frost. 1. The proposed and experimentally investigated method of ensuring the movement of the ice surface relative to the walls of the tank when compression of the air in the tank, by thermal insulation of the airspace. Obtained thermodynamic analysis of the equation for the final pressure of the air compressed by ice. When using a tank with a constant horizontal section, the final pressure does not depend on the area of the cross section and increases with increasing water level. The experiments on two installations showed that excess pressure reaches 0.3 - 0.5 bar. Freezing water tank is proposed to be used as a temperature sensor, and compressed air can drive a direct action valve. Calculations of water freezing time for compression of the air showed its significant reduction with the growth of the tank coefficient.

Key words: freezing of water in the tank, creation of a moving ice surface, compression of air by ice, use of compressed air to drain water from solar collectors in frost.

References

1. D.E. Sukhin, M.V. Mostovov, "Device for obtaining mechanical energy," (in Russian), RU Patent Utility Model 2105192, Febr. 20, 1998.
2. Chaplin M. Water Structure and Behavior. South Bank University, London. 2008. – P. 181-182.
3. Ignatov I., Mosin O.V., Velikov B., Mathematical models describing the structure of water. Institute of Public Administration, Law and Innovative Technologies // Scientific. 2013. № 3. – P. 125- 126.
4. Beall P.T. States of water in biological systems. – Cryobiology, 1983, v.20, Nr. 3, p. 324 – 334
5. Water – a Comprehensive Treatise, v.1. The Physics and Chemistry of Water. Ed. F. Franks. New York – London, Plenum Press, 1972. P. 77-78.
6. Masimov E.A., WATER. The state and role of water in biological systems. Water in nature. 2018. - P. 62-63.
7. I. Pukhovy, Freezing of water in cylindrical plastic containers and the heat flow obtained to heat the air by the heat of crystallization // Renewable energy. 2007. - №4. - P. 43-46.
8. I. Pukhovy, "Method of compressing air in tanks and preventing their destruction during freezing of water and aqueous solutions," (in Ukraine), Ukraine Patent Utility Model 101397, Sept. 10, 2015.

Надійшла 17.05.2022

Received 17.05.2022

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN POWER ENGINEERING

УДК 621.313.322

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.271987

О.В. Виговський, канд.тех.наук, с.н.с., ORCID 0000-0002-3325-0407
Інституту проблем безпеки атомних електростанцій НАН України

В.В. Чумак, канд.тех.наук, доц., ORCID 0000-0001-8401-7931

С.С. Цивінський, канд.тех.наук., ORCID 0000-0002-2800-6709

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СТЕРЖНЯХ ОБМОТКИ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ ТИПУ ТВВ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ТА ДІАГНОСТИКИ

Турбогенератори були і залишаються найбільш ненадійним елементом на АЕС України. Найнебезпечнішими порушеннями в роботі турбогенераторів типу ТВВ є повна або часткова закупорка порожнистих провідників обмотки статора. Системи оперативного контролю та технічної діагностики на сьогодні в ряді випадків не справляються з виявленням цих явищ. Комплексне застосування адекватних математичних моделей, показань штатної системи теплового контролю і нових діагностичних ознак дають можливість з достатньою для практичних цілей точністю виявляти закупорку порожнистих провідників обмоток статора цих турбогенераторів. Метою роботи є розробка програми розрахунку тривимірного температурного поля в стрижнях обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3, з урахуванням при цьому температурного поля осердя статора, проведення тестового розрахунку і порівняння експериментальних і розрахункових даних. Поставлена задача вирішується за допомогою методу скінченних різниць з застосуванням інтегро-інтерполяційного методу.

Ключові слова: турбогенератор; обмотка статора; температурне поле; математична модель; електрична машина.

Вступ. На сьогодні Україна входить в десятку країн світу, які найбільше використовують ядерну енергію для виробництва електроенергії. Атомна енергетика займає провідне місце в енергозабезпеченні економіки України. На чотирьох діючих АЕС України встановлено 15 енергоблоків типу ВВЕР (російського виробництва) з 17 турбогенераторами типу ТВВ загальною потужністю 13,880 ГВт [1]. Україна є восьмою в світі за встановленою на АЕС потужністю. А Запорізька АЕС є найбільшою в Європі.

Надійність роботи АЕС залежить від надійності всього устаткування, в тому числі електротехнічного, і зокрема, турбогенераторів. До 40% інцидентів на АЕС України, пов'язаних з незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі і зниженням навантаження, зумовлені недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Найбільша частка в недовиробітку електроенергії через електротехнічне обладнання приходить на турбогенератори (до 80%) [1, 2].

Вихід з ладу будь-якої одиниці основного електротехнічного обладнання (генератора або силового трансформатора) для ядерного реактора є раптовою втратою навантаження, що вимагає його негайного розхолодження до нижнього критичного рівня. Згідно з Технологічним регламентом безпечної експлуатації енергоблоку такі випадки є аварійними, що пов'язано з короткочасною зміною температурного режиму активної зони. Кількість таких випадків на весь термін експлуатації реактора обмежується (150 на весь термін експлуатації) по ресурсу конструкційних матеріалів елементів і вузлів саме активної зони.

Таким чином, низька надійність електротехнічного обладнання (особливо турбогенератора) на сьогодні є одним з джерел екологічної небезпеки і неефективного функціонування енергоблоку в цілому.

Турбогенератори - найскладніший елемент електричної частини теплових і атомних електростанцій, в яких поєднуються проблеми потужності, габаритів, електромагнітних характеристик, теплових процесів нагрівання та охолодження, статистичної та динамічної міцності елементів конструкції тощо. Надійність їх роботи визначає надійність функціонування енергоблоку в цілому.

Основними причинами недостатньої надійності основного генеруючого обладнання енергоблоків АЕС на сьогодні є:

- конструктивні недоліки обладнання;
- позаштатні режими експлуатації обладнання, в тому числі участь енергоблоків АЕС в маневрених режимах по реактивній потужності;
- недостатня кваліфікація експлуатаційного персоналу (людський фактор);
- неоптимальна структура енергоблоків, яка не відповідає сучасним вимогам Об'єднаної Енергосистеми України.

З огляду на викладене, актуальною науковою проблемою на сьогодні є:

- розробка, наукове обґрунтування і практична реалізація системного підходу для проведення досліджень і оптимізації теплових процесів, принципів і методів комплексного аналізу аварійних ситуацій;
- створення технічних і технологічних заходів і схемних рішень щодо підвищення надійності та забезпечення штатних режимів експлуатації турбогенераторів;
- впровадження сучасного менеджменту надійності, систем комплексного моніторингу та технології обслуговування і ремонту турбогенератора за його реальним станом.

Одними із шляхів підвищення безпеки та надійності експлуатації є застосування оперативного контролю та технічної діагностики обладнання, в тому числі і турбогенераторів.

Потужні турбогенератори з водяним охолодженням обмоток мають підвищену небезпеку засмічення каналів охолодження. Аналіз інформації про виникнення і розвиток термічних дефектів обмоток статорів турбогенераторів показує, що практично всі вони пов'язані з порушеннями охолодження [3, 4]. Найбільш небезпечні порушення полягають в частковій або повній закупорці водяних каналів однієї або декількох гідралічних гілок системи водяного охолодження статора. Найчастіше зустрічаються такі причини цього явища: зростання відкладень в водяних каналах; витік водню в дистилат. При закупорці порожнистих провідників їх температура може значно перевищувати допустиму для ізоляції, що зменшує термін служби обмотки і може привести до пробою ізоляції під час експлуатації [5, 6].

Звичайно, розробляються нові системи контролю та діагностики технічного стану турбогенераторів, які постійно удосконалюються. Однак, на теперішній час, в ряді випадків, вони не справляються з виявленням закупорок порожнистих провідників обмоток статора [6-8].

Застосування адекватних математичних моделей, показань штатної системи теплового контролю і нових діагностичних ознак дає можливість з достатньою для практичних цілей точністю визначати повну і часткову закупорки порожнистих провідників стержнів обмотки статора.

Актуальність задачі. У турбогенераторах типу ТВВ температури контролюються термометрами опору, які встановлені в обмеженій кількості і мають обмежений розмір. Тому вони не можуть контролювати температуру в важкодоступних місцях, тим більше, що максимальні температури мігрують зі зміною режиму експлуатації. Наприклад, при закупорці двох порожнистих провідників стержня обмотки статора їх температура може підвищуватися до значень, які в 3-3,5 рази перевищують нормальну. При цьому більш ніж в 100 разів підвищується ймовірність пробою ізоляції стержня [6].

Актуальність роботи полягає у виявленні осередків місцевих перегрівів та визначення температурного поля, що має важливе практичне значення.

Постановка задачі. Недостатня надійність роботи електрогенеруючого обладнання, в тому числі і за рахунок місцевих перегрівів, зумовлюють доцільність подальших досліджень у їх виявленні, зокрема, і шляхом математичного моделювання.

За допомогою уточнених методики, математичних моделей розробити алгоритми та програму розрахунків для ПК (персональний комп'ютер) тривимірного температурного поля спільно обмотки і осердя статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Провести тестовий розрахунок і провести порівняння розрахункових та експериментальних даних. Провести розрахунки тривимірного температурного поля статора турбогенератора для різноманітних режимів експлуатації.

Методика, математичні моделі та алгоритми. Опис температурного поля виконано за допомогою системи диференціальних рівнянь теплопровідності, рівнянь підігріву холодоагенту, початкових і граничних умов I-IV роду [7, 8]:

$$c(\theta, l) \rho(\theta, l) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda(\theta, l) \cdot \operatorname{grad} \theta) + q_v(\theta, l); \quad (1)$$

$$\frac{c_{xi}(\theta_{xi}, l) \rho_{xi}(\theta_{xi}, l)}{\alpha_{xi}(\theta_{xi}, l) \cdot b_i} \left[F_i \frac{\partial \theta_{xi}}{\partial t} + Q_i \frac{\partial \theta_{xi}}{\partial l} \right] + \theta_{xi} = \theta, \quad (2)$$

де θ - температура в області аналізу; c , ρ , λ - питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності області аналізу відповідно; $q_v(\theta, l)$ - питома потужність внутрішніх джерел теплоти; θ_{xi}

- середньомасова температура холодоагенту у відповідному i -му каналі; Q_i - витрата холодоагенту у відповідному i -му каналі; F_i , b_i - площа поперечного перерізу і ширина i -го охолоджуючого каналу відповідно; l - відповідна просторова координата (r, φ, x, y, z); α_{xi} , c_{xi} , ρ_{xi} - коефіцієнт тепловіддачі і питомої теплоємності та щільність холодоагенту відповідно.

При математичному описі температурного поля прийняті допущення наведені в [7, 8].

Граничні умови запишемо у вигляді:

$$\theta_{xi} = \theta + \frac{\lambda_M}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} - \text{для охолоджуючих каналів порожнистих провідників}; \quad \theta_{xi} = \theta + \frac{\lambda_3}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} - \text{для}$$

зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин і пакетів сердечника статора,

де λ_M , λ_3 - коефіцієнти теплопровідності міді та зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин і пакетів сердечника статора.

Рівняння теплопровідності (1) в тривимірній постановці (для опису температурного поля у вузлах та елементах, що мають форму паралелепіпеда)

в Декартові системі координат має вигляд:

$$c(\theta, x, y, z) \rho(\theta, x, y, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\lambda(\theta, x) \frac{\partial \theta}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (\lambda(\theta, y) \frac{\partial \theta}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z} (\lambda(\theta, z) \frac{\partial \theta}{\partial z}) + q_v(\theta, x, y, z).$$

Рівняння теплопровідності для опису температурного поля у вузлах та елементах, що мають циліндричну форму, у циліндричних координатах записується як:

$$c(\theta, r, \varphi, z) \rho(\theta, r, \varphi, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, r, \varphi, z).$$

Ця задача є нелінійною, так як при вивченні температурних процесів необхідно враховувати нелінійну залежність коефіцієнтів теплопровідності, щільності, теплоємності і електричного опору від температури. В якості першого етапу вирішення цього завдання проводиться дискретизація вихідних диференціальних рівнянь, в результаті якої отримуємо систему нелінійних алгебраїчних рівнянь (нелінійну різницеву схему). Надалі проводиться кускова лінеаризація і усереднення зазначених теплофізичних параметрів в залежності від температури. Середовище в даній області є неоднорідним (ізоляція, мідь). На краях різномірних матеріалів теплофізичні параметри будуть розривними функціями. Отже, для вирішення цієї крайової задачі потрібно метод, за допомогою якого можна отримати схеми, що сходяться в разі розривних коефіцієнтів. Ефективним методом вирішення завдань такого класу є інтегро-інтерполяційний метод (метод балансу) [7, 8].

Апроксимацію задачі виконуємо в два етапи: спочатку по просторовим змінним, а потім за часом. За просторовими змінними вузли і елементи даної області розбиваються на N -у кількість елементарних об'ємів. Використовуючи результати побудови різницевої схеми задачі теплообміну за допомогою інтегро-інтерполяційного методу, рівняння теплового балансу для кожного елементарного об'єму представляємо в кінцево-різницевому вигляді:

$$c_n \rho_n V_n \frac{\partial \theta}{\partial t} = (\theta_{n+1} - \theta_n) \Lambda_{n+1,n} + (\theta_{n-1} - \theta_n) \Lambda_{n-1,n} + \dots + q_n \cdot V_n, \quad (3)$$

$$n = 1, 2, \dots, N,$$

де $\Lambda_{n\pm 1,n}$ - взаємна тепла провідність до сусіднього елементарного об'єму (вузлу); q_n - об'ємні тепловиділення в n -тому елементарному вузлі; V_n - об'єм n -того елементарного вузла.

В результаті отримано диференціальні рівняння за часом і різницеве по просторовим координатам. У правій частині представлені безперервні складові (теплові потоки), в яких в явному вигляді відсутні точки (лінії) розриву теплофізичних параметрів. Дана обставина дозволяє записати у всіх вузлах сітки одні й ті ж формули (без будь-якої зміни формул в околиці розривів). Таким чином, за допомогою інтегро-інтерполяційного методу отримуємо однорідну різницеву схему (в тому числі і для ділянок підігріву (охолодження) холодоагенту в охолоджуючих каналах і областях). Потім проведемо різницеву апроксимацію часткових похідних за часом. Розрахункові формули для визначення температури в n -му вузлі в наступний момент часу мають вигляд:

$$\theta_n^{(j+1)} = \left(\sum_{i=1}^N \theta_i^{(j)} \Lambda_{i,n} + q_n^{(j)} V_n + \theta_n^{(j)} \left(F_{0_n} - \sum_{i=1}^3 \Lambda_{n\pm i,n} \right) \right) / F_{0_n}, \quad (4)$$

де $\Lambda_{i,n}$ - взаємна теплова провідність (при $i = n$ $\Lambda_{n,n}$ - власна теплова провідність); $F_{0_n} = V_n c_n \rho_n / h_j$, h_j - крок за часом.

Програма розрахунку. За допомогою описаних вище математичних моделей, методики та розроблених алгоритмів створено спеціальну програму для виконання на комп'ютері розрахунку тривимірного температурного поля спільно осердя і обмотки статора турбогенераторів потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2У3 в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Блок – схема програми представлено на рис. 1.

Програма побудована по структурно-модульному принципу; здійснює розрахунки температур та інших теплофізичних параметрів (питомих теплових потоків, питомих тепловиділень та ін.), як правило, у вузлах (точках) розрахункових схем у кількості до десятків тисяч шт. Модулі будуються при використанні набору простих керуючих і структурних даних. Розроблена програма дозволяє розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 з урахуванням при цьому підігріву води по довжині стержня обмотки, залежності теплофізичних параметрів (теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності) міді і холодоагентів від температури [8], залежності втрат в міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Передбачено моделювання термометрів опору, що знаходяться в пазах. Як відомо, термометри опору для контролю теплового стану верхнього стержня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 розташовані в пазу під клином, нижнього стержня обмотки статора – на його боковій поверхні, а осердя статора – на дні пазів.

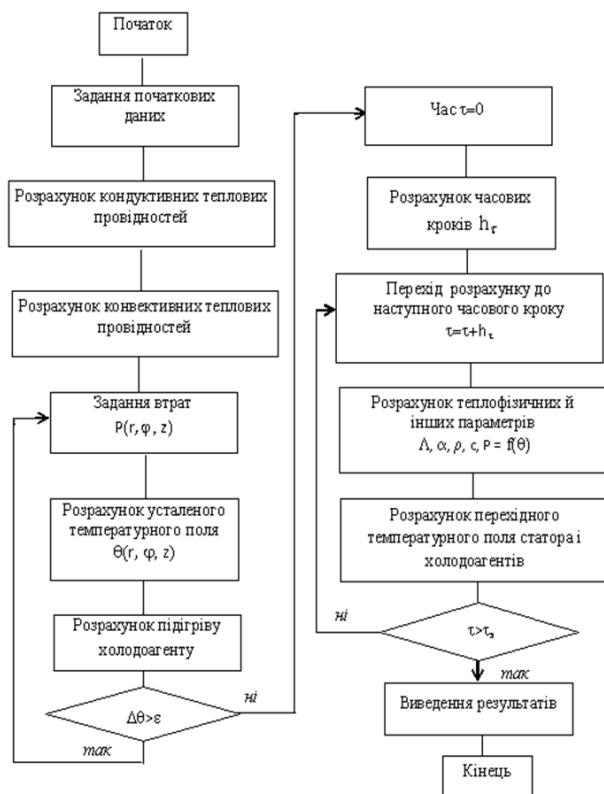


Рис. 1. Блок - схема програми розрахунку тривимірного температурного поля статора (спільно обмотки та осердя) турбогенератора

Тестовий розрахунок

В якості тестового розрахунку було проведено порівняння розрахункових та експериментальних даних турбогенератора (ст. № 5) Рівненської АЕС. Для розрахунку були задані наступні значення показань експериментального режиму: активна потужність $P = 950 \text{ MBm}$; $\cos \varphi = 0,994$; напруга $U = 24,2 \text{ кВ}$; струм обмотки статора $I_A = 22,5 \text{ кА}$; $I_B = 22,5 \text{ кА}$; $I_C = 21,8 \text{ кА}$; середнє значення – $I_{CP} = 22,3 \text{ кА}$; частота $f = 50,0 \text{ Гц}$, втрати в стержнях обмотки статора описуються у спосіб, наведений в [9] (коефіцієнти додаткових втрат: для верхнього стержня – $k_{pV} = 2,255$; для нижнього – $k_{pN} = 1,1373$); втрати в пакетах осердя статора, описуються у спосіб, викладений у [10], середня температура холодного дистилату – $38,0^\circ\text{C}$, середня температура гарячого дистилату – $52,5^\circ\text{C}$, середня температура холодного газу (водню) – $25,5^\circ\text{C}$, середня температура гарячого газу (водню) – $41,9^\circ\text{C}$, тиск водню – $p = 5 \text{ кПа}$,

чистота водню – 99,40%. Задані коефіцієнти тепловіддачі α : в порожнистих каналах провідників стержнів обмотки статора – $15640 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \text{ К})$.

Експериментальні значення температури і підігріву гарячого дистилату складають $52,5^\circ\text{C}$ і $14,5^\circ\text{C}$, а розрахункові – $53,0^\circ\text{C}$ і $15,0^\circ\text{C}$; вони відрізняються між собою на 0,95 і 3,4%, відповідно. При безпосередньому рідинному охолодженні температура порожнистих мідних провідників незначно відрізняється від температури охолоджуючої води. Так, у перерізі на виході з нижнього стержня максимальна температура гарячої води складає $50,3^\circ\text{C}$, а температура порожнистих мідних провідників

знаходиться в інтервалі 50,8-50,9°C. За даними АСКР (автоматизована система контролю) значення температур по термометрах опору, що розташовані в пазу на бічній поверхні нижнього стержня, знаходяться в інтервалі 34,0-48,0°C. Розрахункове значення показань відповідного термометра складає 42,9°C. Для верхніх стержнів експериментальні значення показань термометрів опору, які розташовані під клином, знаходяться в інтервалі 40,6-48,7°C, а розрахункове – 47,2°C. Експериментальні значення показань температури термометрів опору № 89-92, що контролюють температуру осердя зі сторони турбіни складають 56,0; 54,7; 58,2 і 54,1°C, відповідно, їх середнє значення – 55,75°C. Розрахункове значення – 55,82°C. Враховуючи похибку вимірів, можна стверджувати, що дані розрахунку й експерименту практично збігаються (відрізняються менш ніж на 5%). Це свідчить про достовірність використаних математичних моделей, розроблених алгоритмів і програми, про достовірність заданих основних і додаткових втрат і теплофізичних параметрів.

Визначення розподілу температурного поля в стержнях обмотки статора

За допомогою розробленої програми проведено численні обчислювальні експерименти по визначенню теплового стану стержнів обмотки статора.

Розглянемо результати розрахунків теплового стану верхнього і нижнього стержнів обмотки статора двополусного турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2У3.

Розрахунки виконані для номінального режиму при завданні коефіцієнтів тепловіддачі в охолоджуючі канали порожнистих провідників стержня (до води), рівних 15000 Вт/м²град, температури холодного дистилату, що дорівнює 35°C; коефіцієнти додаткових втрат верхнього стержня $k_{BC} = 2,78$; нижнього стержня $k_{HC} = 1,306$ [7].

У табл. 1. наведено стаціонарний розподіл температурного поля нижнього і верхнього стержнів по довжині в найбільш нагрітому перетині з максимальною температурою, де значення температур при $L=1, 4$ - на бічних поверхнях ізоляції стержнів лобових частин; $L=2, 3$ - перший і другий ряди елементарних провідників стержня відповідно.

Як видно, максимальна температура верхнього стержня становить 90,7°C, нижнього - 68,2°C. Температура і підігрів дистилату становлять відповідно 62,6 і 27,6°C. Максимальний перепад температури на ізоляції дорівнює 34,8°C.

Турбогенератори типу ТВВ-1000 мають безперервну термореактивну ізоляцію стержнів обмотки статора класу "В" з гранично допустимою температурою, що дорівнює 130°C. Отже, є значний запас по нагріванню обмотки статора в номінальному режимі експлуатації.

На рис. 2. Представлено розподіл температурного поля верхнього стержня по довжині обмотки статора (верхній стержень зазнає значно більших електродинамічних та теплових навантажень), де 1 - усереднена за об'ємом температура порожнистих провідників, 2 - усереднена за об'ємом температура суцільних провідників.

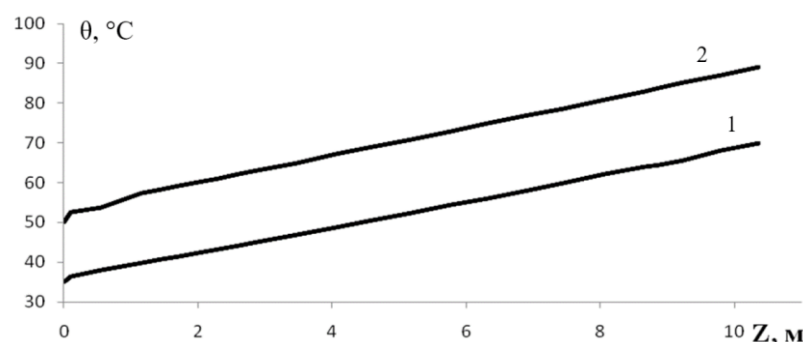


Рис. 2. Розподіл температурного поля верхнього стержня по довжині обмотки статора. 1 - усереднена за об'ємом температура порожнистих провідників, 2 - усереднена за об'ємом температура суцільних провідників.

Виконано розрахунок нестационарного нагріву статора турбогенератора, починаючи з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи ($P = P_{ном}$) за умови, що швидкість набору активної потужності дорівнює 6 МВт/хв. В якості початкової умови температура конструктивних частин статора і холодоагентів прийнята рівною 40°C. Результати розрахунку представлені на рис. 3. Тут криві 1 і 2 показують усереднений за об'ємом нагрів сердечника в зонах "холодного" і "гарячого" газу відповідно. "Холодний" і "гарячий" газ – до ($z = 1,56$ м.) і після ($z = 8,8$ м.) проходження водню по охолоджуючих каналах ротора. Криві 3 і 4 відображають усереднений за об'ємом нагрів відповідно нижніх і верхніх стержнів обмотки статора в перетині на виході обмотки з пазу ($z = 8,82$ м.).

Таблиця 1. Максимальна температура нижнього і верхнього стержнів обмотки по довжині

Номер провідника	Температура, °C							
	Нижній стержень				Верхній стержень			
	L=1	L=2	L=3	L=4	L=1	L=2	L=3	L=4
1	50,5	67,9	67,9	50,5	55,8	90,1	90,1	55,8
2	47,7	56,4	56,4	47,7	51,1	70,6	70,6	51,1
3	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,5	90,5	55,9
4	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
5	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
6	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
7	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
8	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
9	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
10	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
11	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
12	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
13	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
14	47,8	56,5	56,5	48,7	51,2	70,2	70,2	51,2
15	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
16	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
17	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
18	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
19	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
20	47,7	56,4	56,4	47,7	51,2	70,7	70,7	51,2
21	50,5	67,9	67,9	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
22					55,9	90,5	90,5	55,9
23					51,1	70,6	70,6	51,1
24					55,8	90,1	90,1	55,8

Нагрівання стержнів обмотки статора визначальним чином зумовлюється характером зростання втрат в стержнях і їх безпосереднім водяним охолодженням. Практично лінійна залежність нагрівання стержнів в даному випадку зумовлена лінійним характером накидання активного навантаження від нуля до номінального зі швидкістю 6 МВт/хв. Нагрівання сердечника статора (зубців і ярма) визначально зумовлено втратами в сталі, які незначно змінюються при зростанні навантаження (вони близькі за значенням до втрат в сталі при холостому ході).

Як показують результати розрахунку при пуску, а отже, і в інших маневрених режимах, виникають значні динамічні температурні градієнти (перепади) між міддю (провідниками) стержнів, ізоляцією і сталлю осердя статора.

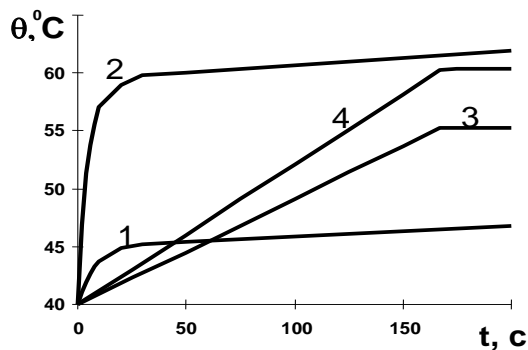


Рис. 3. Результати розрахунку нестационарного нагріву статора турбогенератора з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи за умови, що швидкість набору активної потужності дорівнює 6 МВт/хв. 1 і 2 - усереднений за об'ємом нагрів сердечника в зонах "холодного" і "гарячого" газу відповідно. 3 і 4 - усереднений за об'ємом нагрів відповідно нижніх і верхніх стержнів обмотки статора.

Розрахунки показують, що при пусках або зупинках мідні стержні обмоток збільшують (зменшують) свою довжину до 1-1,5 см, розтягуючи ізоляцію стержнів [11]. Вплив комплексного впливу електромагнітних, електродинамічних та термомеханічних сил може призводити до появи і розвитку мікротріщин, пошкодження ізоляції і виникнення серйозних дефектів. Все це, а також статистика відмов турбогенераторів в процесі експлуатації вимагають подальшого детального і глибокого вивчення цих процесів для всього діапазону маневрених режимів.

Використана методика, математичні моделі і розроблені алгоритми та програма відрізняється від існуючих набагато більшим ступенем адекватності всіх фізичних процесів, рішенням в тривимірній постановці крайової задачі, розбиттям області, що розглядається, на десятки тисяч вузлів.

Розроблена програма може бути використана при моделюванні різних аварійних ситуацій, при проектуванні нових типів турбогенераторів та модернізації діючих, може бути інтегрована в діючі системи оперативного контролю та технічної діагностики.

Висновки

1. Проведено аналіз основних причин низької надійності роботи турбогенераторів АЕС України, акцентовано увагу на найбільш небезпечних порушеннях, що полягають в частковій або повній закупорці охолоджуючих каналів в стержнях обмоток статора.

2. Розглянуто нову польову задачу спільного розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора та осердя статора турбогенератора (тобто, аналізується нова область) в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації.

Наведено методику і математичні моделі та розроблено алгоритми розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Для вирішення задачі застосовано інтегро-інтерполяційний метод на базі результатів побудови різницевої схеми задачі теплообміну. Апроксимацію задачі виконано в два етапи: спочатку по просторовим змінним, а потім за часом.

3. На базі наведених методик, математичних моделей і розроблених алгоритмів створено програму розрахунку температурного поля в стержнях обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ в тривимірній постановці. Програма побудована по структурно-модульному принципу; здійснює розрахунки температур та інших теплофізичних параметрів у вузлах (точках) розрахункових схем у кількості до десятків тисяч шт. Модулі будуються при використанні набору простих керуючих і структурних даних. Розроблена програма дозволяє розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ з урахуванням при цьому підігріву води по довжині стержня обмотки, залежності теплофізичних параметрів міді і холодоагентів від температури, залежності втрат в міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Прогресивність та оригінальність полягає в тому, що розглядається нова польова задача спільного розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора та осердя статора турбогенератора (тобто, розглядається нова область) в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації.

4. Проведено тестові розрахунки та зроблено порівняльний аналіз результатів розрахунку з даними експерименту. Розрахункові й експериментальні дані практично збігаються (відрізняються менш ніж на

5%). Це свідчить про достовірність використаних математичних моделей, розроблених алгоритмів і програми, про достовірність заданих основних і додаткових втрат і теплофізичних параметрів.

5. Проведено обчислювальні експерименти по визначенню теплового стану стержнів обмотки статора, що підтвердили значний запас по нагріванню обмотки статора в номінальному режимі.

6. Виконано розрахунок нестационарного тривимірного температурного поля при нагріві стержнів обмотки статора турбогенератора, починаючи з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи. Результати розрахунку показують, що в маневрених режимах виникають значні динамічні температурні градієнти (перепади) між міддю (провідниками) стержнів, ізоляцією і сталлю осердя статора. Комплексний вплив електромагнітних, електродинамічних та термомеханічних сил може призводити до появи і розвитку мікротріщин, пошкодження ізоляції і виникнення серйозних дефектів. Все це, а також статистика відмов турбогенераторів в процесі експлуатації вимагають подальшого детального і глибокого вивчення цих процесів для всього діапазону маневрених режимів.

7. Наведені методика, математичні моделі та розроблені алгоритми і програма розрахунку відрізняється від існуючих більшим ступенем адекватності теплофізичних процесів, рішенням в тривимірній постановці крайової задачі і може бути використано при моделюванні різних аварійних ситуацій, при проектуванні нових типів турбогенераторів та модернізації діючих, може бути інтегрована в діючі системи оперативного контролю та технічної діагностики.

8. Надалі передбачається розширити розрахунок для визначення температурного поля в пакетах осердя статора і температурного поля в роторі турбогенератора. Також планується визначити діагностичні ознаки для діагностики закупорки порожнистих провідників обмотки статора і підвищених тепловиділень в осерді статора.

Список літератури

1.Виговський А.В. Основні проблеми розвитку атомної енергетики України та шляхи їхнього вирішення / А.В. Виговський // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 27. – С. 5 – 12.

2.Кенсицький О.Г. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О.Г. Кенсицький, Г.М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 26. – С. 69 – 74.

3.Журавлёв С.В. Характерные дефекты турбогенераторов, обнаруженные в эксплуатации / С.В. Журавлёв, Ю.Н. Самородов // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.21 – 26

4.Белов В.С. Диагностика режимов работы турбогенераторов и их систем охлаждения / В.С. Белов, А.Г. Золотых, К.С. Лобанов // «Электрические станции». – 2007 - №12. - С.61 – 65.

5.Иогансен, В.И. Мероприятия по повышению надёжности работы двухполюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях / В.И. Иогансен, Н.Д. Пинчук, В.И. Шаров // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.40 – 46.

6.Поляков В.И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и крепления стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы / В.И. Поляков // «Электрические станции». – 2001. - №10. - С.34 – 39.

7.О.В. Виговський. Діагностичні ознаки закупорки порожнистих провідників та підвищеного струму в елементарних провідниках обмотки статора // Ядерна енергетика та довкілля. - 2020. - № 1(16). - С. 19 - 30.

8.Выговский, А.В., Краснянская, Т.В. Моделирование стационарных и переходных тепловых процессов в обмотках статора мощных турбогенераторов типа ТВВ в трёхмерной постановке / А.В. Выговский, Т.В. Краснянская // Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal). – 2020. - 53 part 3. – С. 12 – 23.

9.Кенсицький О.Г. Оцінка і аналіз додаткових втрат в стержнях обмотки статора потужної електричної машини / Кенсицький О.Г., Виговський О.В. // Гідроенергетика України. – 2010. - № 2. – С. 18-21.

10.Виговський О.В. Визначення розподілу втрат і нагрівання пакетів осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 атомних електростанцій / О.В. Виговський // Праці Інституту електродинаміки НАН України: 36. наук. пр. Випуск 25. – 2010. – С. 42-46.

11.Самородов Ю.Н. Диагностика эксплуатационного состояния изоляции крупных генераторов. Дисс. на соиск.учен.степени канд. техн. наук в форме научного доклада. -М.: ВНИИЭ, 1990.

A.V. Vyhovskiy, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, ORCID 0000-0002-3325-0407
Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants
of the National Academy of Sciences of Ukraine
V.V. Chumak, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, ORCID 0000-0001-8401-7931
S.S. Tsyvinsky, Candidate of Technical Sciences, ORCID 0000-0002-2800-6709
National Technical University of Ukraine
Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

**DETERMINATION OF THE TEMPERATURE FIELD DISTRIBUTION IN THE WINDING
RODS OF THE STATOR OF TURBOGENERATORS OF TYPE TVV FOR PURPOSES OF CONTROL
AND DIAGNOSTICS**

Turbogenerators were and remain the most unreliable element at nuclear power plants in Ukraine. The most dangerous disturbances in the operation of turbogenerators of the TVV type is complete or partial blockage of the hollow conductors of the stator winding. The systems of operational control and technical diagnostics today, in a number of cases, cannot cope with the identification of these phenomena. The complex application of adequate mathematical models, indications of the standard thermal control system and new diagnostic features give the opportunity with sufficient accuracy for practical purposes to detect blockages in the hollow conductors of the stator windings of these turbogenerators. The aim of the work is to develop a program for calculating the three-dimensional temperature field in the rods of the stator winding of a turbogenerator of the TVV-1000-2U3 type, taking into account the temperature field of the stator core, to carry out a test calculation and to compare the experimental and to calculated data. The problem is solved with the help of the finite difference method using the integro-interpolation method.

Key words: turbogenerator; stator winding; temperature field; mathematical model; electric machine.

References

1. O.V. Vyhovskiy, "The main problems of nuclear energy development in Ukraine and ways to solve them", Safety issues of nuclear power plants and Chernobyl, no. 27, pp. 5–12, 2016.
2. O.H. Kensytskyi, H.M. Fedorenko, "Reliability of generating equipment and prospects for the development of nuclear energy in Ukraine", Safety issues of nuclear power plants and Chernobyl, no. 26, pp. 69–74, 2016.
3. S.V. Zhuravljov, Yu.N. Samorodov "Typical defects of turbogenerators found in operation", Reports of the technical seminar « Improving the organization of operation and increasing the reliability of turbogenerators », pp. 21–26, 2005.
4. V.S. Belov, A.H. Zolotikh, K.S. Lobanov, "Diagnostics of operating modes of turbogenerators and their cooling systems", Electric stations, no. 12, pp. 61–65, 2007.
5. V.Y. Yohansen, N.D. Pynchuk, V.Y. Sharov, "Measures to increase the reliability of operation of two-pole turbogenerators with a capacity of 800 MW and 1000 MW installed at thermal and nuclear power plants", Reports of the technical seminar « Improving the organization of operation and increasing the reliability of turbogenerators », pp. 40–46, 2005.
6. V.Y. Poliakov, "Diagnostics of the technical condition of water cooling channels and fastening of winding rods of powerful turbogenerators to extend their service life", Electric stations, no. 10, pp. 34–39, 2001.
7. O.V. Vyhovskiy, "Diagnostic signs of blockage of empty conductors and an advanced strum in the elementary conductors of the stator winding", Nuclear energy and the environment, no. 1(16), pp. 19–30, 2020.
8. O.V. Vyhovskiy, T.V. Krasnianskaia, "Simulation of stationary and transient thermal processes in the stator windings of powerful turbogenerators of the TVV type in a three-dimensional setting", Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal), 53 part 3, pp. 12–23, 2020.
9. O.H. Kensytskyi, O.V. Vyhovskiy, "Estimation and analysis of additional losses in the stator winding rods of a powerful electric machine", Hydropower of Ukraine, no. 2, pp. 18–21, 2010.
10. O.V. Vyhovskiy, "Determination of loss distribution and heating of stator core packages of TVV-1000 turbogenerator core of nuclear power plants", The Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, vol. 25, pp. 42–46, 2010.
11. Yu.N. Samorodov, "Diagnosis of the operational condition of the insulation of large generators", Ph.D. dissertation, Dept., Moscow, 1990.

Надійшла 16.08.2022

Received 16.08.2022

G.B. Varlamov, dr. tech. sc., professor, ORCID 000-0002-4818-2603

I. O. Mitchenko, PhD-student, ORCID 0000-0002-6361-9471

Jiang Jianguo, PhD-student, ORCID 0000-0003-2559-4071

Zhang Weijie, PhD-student, ORCID 0000-0001-8537-8528

Wu Zongyan, PhD-student, ORCID 0000-0001-5160-2253

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

MODERN TECHNOLOGIES FOR INCREASING THE ENERGY AND ENVIRONMENTAL EFFICIENCY OF ENERGY PRODUCTION

The problems of energy efficiency of energy production along with improving the environmental safety of enterprises are becoming increasingly relevant. One of the ways to solve these problems is the implementation of effective technologies, which include microflare incineration technology (MIT-technology) of gaseous fuels. The use of MIT- technology, in addition to a significant reduction in harmful emissions into the atmosphere, can simultaneously increase the energy efficiency of thermal power plants.

A significant positive effect can also be achieved by using contact energy exchange plants. A striking example of such a gas-steam plant "Aquarius" the operation of which exceeds the efficiency of gas turbine plants by 10-12% with a simultaneous significant decrease in the concentration of toxic nitrogen oxides NO_x and carbon monoxide CO in flue gases.

Keywords: energy efficiency, environmental performance, microflare incineration technology, contact energy exchange.

Introduction. The existence and development of human civilization is no longer conceivable without the production and efficient use of energy. The existence of the energy industry in each country ensures the functioning of all its industries and the economy as a whole. Energy industry is important, among other industries in each country. The energy industry of any country, its work and development is based on objective laws, axioms and principles, the implementation of which is designed to ensure the stable operation of all energy facilities. Recently, the tasks of ensuring the development of civilization without worsening the ecological conditions of the natural environment on the planet have become more and more urgent. Man has appeared and lives on planet Earth in a particular ecosystem. It is impossible to break the balance in its development and destroy this ecosystem. This can cause the death of not only all living things, but also the person himself.

1. Axioms and principles of power engineering functioning. The existence and development of power engineering in any country is based on objective laws, axioms and theorems [1].

Energy axiom 1 for any country: "The energy sector must continuously supply all sectors and all spheres of the country's population with heat and electric energy in full". Violation of this axiom always leads to failures, emergencies, reduced productivity and can be the cause of crises and disasters.

Energy axiom 2: the energy sector of the economy of any state should be developed with constant consideration for the need to ensure the energy balance between energy production and consumption, as an invariable condition for strategic development. The energy produced cannot be stored and accumulated in the form of a strategic reserve, it cannot be destroyed or dumped without consequences. At the same time, its production cannot be instantly or in a short time significantly increased or fully used without a trace, just as it is impossible to break off the interconnected process of energy production and consumption. All energy production and its consumption at each moment of time must be balanced in full.

Energy axiom 3: "The growth rate of energy production in the energy sector should be ahead of the growth rate of energy consumption by all sectors of the country's economy combined" [2]. Violation of this axiom can lead to energy shortages, distortions and degradation in the development of individual sectors of the country's economy, and to a decrease in the production of Gross Domestic Product of the whole country.

The primary energy problem of the heat and power industry of any country is the need to constantly improve the energy efficiency of energy production, reduce costs, losses, unit fuel consumption and increase the profitability of energy facilities.

No less important and relevant at present is the problem of reducing the harmful negative impact of energy facilities on the environment: on the hydrosphere, on the atmosphere and on the lithosphere.

It is known that energy production at thermal power facilities (TPF) using fossil fuels is one of the main sources of environmental pollution that occurs in the form of thermal pollution, greenhouse gas emissions and toxic chemicals: CO, CO₂, NO, NO₂, SO₂, C₂₀H₁₂, dust and ash emissions.

Given the relevance of improving the environmental cleanliness of the TPF, it is necessary to make appropriate adjustments to the energy production management system. The new energy industry management system should provide improved environmental safety for energy production. This will succeed if the development

of the energy industry is based on some energy principles that are based on the use of the energy axioms defined above.

The first energy principle of energy development – is the principle of ecological balance of development [3]: “**The growth rate of energy production (δN_i) should not exceed the growth rate of environmental safety (δg_i)**”. The basis of this principle is the need for the advancing development of technologies and the pace of improving environmental safety in comparison with the growth of energy production:

$$\delta N_i - g_{i-1} \leq 0$$

where $\delta N_i = \Delta N / N_i$ - growth rate of energy capacity,

$\Delta N = N_i - N_{i-1}$ - increase in energy capacity, $\delta g_i = \Delta g_i / g_{i-1}$ - rate of increase environmental safety, $\Delta g_i = g_{i-1} - g_i$ - increase in environmental safety.

Special attention should be paid to the scenarios, namely:

1st scenario: $\delta N - \delta g_i < 0$ - sustainable improvement of environmental safety of energy production,

2nd scenario: $\delta N - \delta g_i = 0$ – neutral level of environmental safety,

3rd scenario: $\delta N - \delta g_i > 0$ – high risk of environmental problems and natural disasters.

The second energy development principle relates to the sustainable development of the energy industry in any country in the world. It is advisable to take the well-known definition of sustainable development as the basis (UN Commission on Sustainable Development, 1996).

Sustainable development is the systematic coordination of economic, environmental and social development in such a way that the quality and safety of people's lives, environmental conditions do not decrease from one generation to another, and social progress takes into account the needs of each person [4]. This definition is taken as the basis for determining the second energy principle for the development of the energy industry.

Considering simultaneously the two energy principles of the development of the energy industry in any country, we come to the need to formulate a new energy-ecological paradigm for energy development in the world: “Sustainable development in harmony with nature!”.

The new energy-ecological paradigm (NEEP) [5-6] opens up new horizons for the development and implementation of environmentally friendly energy technologies and deepens the understanding of the need to improve all energy production processes.

The relevance of the transition of the energy industry to a new energy-ecological paradigm is obvious in connection with the need for its subsequent development, which is objectively recorded in the energy axioms considered above.

Unfortunately, the current state and operation of energy facilities in many countries is characterized by low values of energy and environmental indicators for a set of objective and subjective reasons and factors, the main ones among them are [7]:

- thermal pollution of the environment;
- emissions of greenhouse gases and toxic chemicals: CO, CO₂, NO, NO₂, SO₂, C₂₀H₁₂, which significantly poison the environment and the world around us;
- dust emissions of ash;
- slag emissions;
- a long period of design, construction and commissioning of energy facilities (7 - 12 years), during which energy technologies become obsolete;
- planned operational period is 25 years. During this time (12 + 25 = 37 years), energy production technologies become obsolete and do not meet new requirements;
- systems for environmental cleaning of flue gases of power plants do not have time to reach new requirements for emissions into the atmosphere;
- significant capital investments are required for the construction of new power plants.

The main directions and tasks of increasing energy efficiency and environmental safety of power plants according to the new energy-ecological paradigm:

- improving the quality of fuel combustion in boilers;
- increasing the efficiency of heat transfer processes in boilers and other units;
- improving the quality of flue gas cleaning;
- improving the quality of staff training.

2. Possible solutions to problems in the heat power industry. It is very important to understand that improving the quality of work of existing thermal power facilities (TPF) is possible only in two ways:

Reconstruction - requires significant capital costs and time;

Modernization - is carried out quickly and does not require significant financial investments. With this method, in boilers, the following systems and parts can be upgraded to improve energy efficiency and environmental safety at the same time:

- burner system and combustion conditions (microflame incineration technology of combustion (MIT-technology) - developed at the National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”) [8];

- flue gas cleaning systems (contact energy exchange technology - developed at the National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute").

3. Microflame incineration technology (MIT-technology) of combustion of gaseous fuels. This MIT-technology is based on the use of unique Bord nozzle effects and the successful implementation of a set of design features of burners with the implementation of classical methods for producing a homogeneous fuel-air mixture and reducing the emission of harmful substances of nitrogen and carbon oxides (NO_x , CO) in combustion products.

The features of this technology are as follows [9]:

- the unification of the technology is associated with the possibility of creating burner devices according to the same principle of forming their structure with achieving high efficiency and environmental friendliness in the process of burning gaseous fuels for a wide range of regulation and unit heat output of the unit (from 10 to 100%);

- the universality of the technology is emphasized by the possibility of using it with both high energy efficiency and environmental safety indicators for burning various types of gaseous fuels for different types of units: in boilers, contact heat generators and combustion chambers of gas pipe installations with a wide range of stepless power control and for various combustible gaseous media: natural gas, coke oven, blast furnace gas, associated petroleum gas, biogas, methane gas, hydrogen and their combinations in various concentrations;

- possibility of creating effective systems for burning heterogeneous gas mixtures in one burner and thermal incineration (neutralization) of aggressive and carcinogenic gas media.

Complex of positive effects when using MIT-technology [10]:

- continuous flow motion;
- effective combined mixing;
- the ability to burn highly thermal fuels (such as hydrogen H_2);
- continuous automatic self-regulation of combustion;
- internal recirculation of flows;
- low aerodynamic drag;
- temperature field uniformity.

MIT-technology has been successfully implemented in the following types of industrial plants:

-gas turbine units as a part of gas pumping units of types: GTU-10 (10 MW), GT-750-6 (6MW) at gas compressor stations of gas pipelines [11-13];

-steam and hot water boilers of type: DKVR 10/13, KVGM-10, KVGM-20, KVGM-100, PTVM-180 [13-17];

-heat generators of contact (KAOM-0,5 (0,5 MW); KAOM -1,0; KAOM -2,5) and surface (AOM-1,5 Mw; AOM-2,5) types for autonomous heating systems for residential buildings and workshops of industrial enterprises [18-20].

Results of modernization of burner systems on the basis of use MIT-technology:

- 1). saving natural gas: in boilers – 5 - 6,5%; in turbines – 10-15%;
- 2). decrease in concentration and gross toxic emissions into the atmosphere of pollutants in the composition of flue gases (Fig. 1):

-nitrogen oxides NO_x from 800 to 50 mg/m^3 ;

-carbon monoxide CO from 900 to 5 mg/m^3 (Fig. 1);

- 3). a wide range of turbine power regulation (from 10 to 100%) with high economic and environmental performance;

4). a high level of uniformity of the temperature field in the gas combustion zone and a reduction in vibration extend the life of the turbine and can increase the turbine power by 20% compared to the passport by reducing the temperature level and thermoelastic stresses in it;

5). the aerodynamic resistance of the burner system is reduced by 30-35%, which reduces energy costs for driving the fans of boilers and compressors in turbines;

6). the ability to perform upgrades in a short time from 1 to 3 days;

7). the estimated payback period for modernization costs while saving natural gas exceeds 10-15 months. Given the reduction in environmental charges and the increase in equipment life, the actual payback period will be significantly shorter;

8). there is no need to buy and install new turbines.

The combustion of gaseous fuels and the transfer of heat in the boiler furnaces and in the combustion chambers of gas turbines based on the use of the MIT-technology become much more efficient and environmentally friendly (Fig. 2, 3).

4. Contact energy exchange technology. The use of contact energy exchange technology allows to obtain a complex positive effect: simultaneously with the increase in energy efficiency (by reducing the temperature of the outgoing gases), an additional environmental effect is obtained – the purification of flue gases from toxic components due to direct contact between gas and water [21].

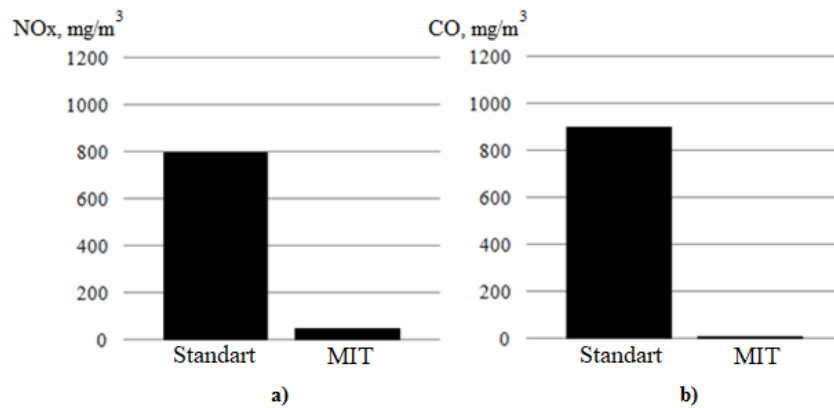


Figure 1 – Comparison of concentrations of harmful emissions into the atmosphere when using a standard register burner and an MIT-burner a) concentration of nitrogen oxides NO_x; b) Carbon monoxide CO



Figure 2 – View of the MIT burner in a boiler with a capacity of 10 MW and the nature of its flame



Figure 3 – The nature of the flame during the combustion of natural gas in the turbine 10 MW: (a) for standard (register) technology, (b) for MIT-technology

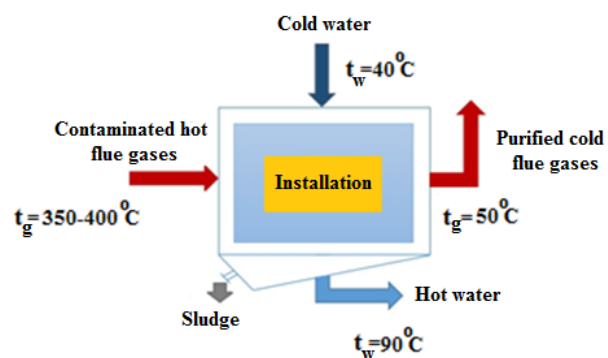


Figure 4 - Schematic diagram of the implementation of contact energy exchange

The implementation of such energy exchange has been studied in detail by the specialists of National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute” and is successfully implemented in power plants.

The basic technological scheme of contact energy exchange with direct contact between gas and water for steam and hot water boilers is presented in Fig. 5.

Contact energy exchange technology can be implemented in existing boilers operating on any type of fuel by installing contact devices before the smoke stack (see Fig. 6).

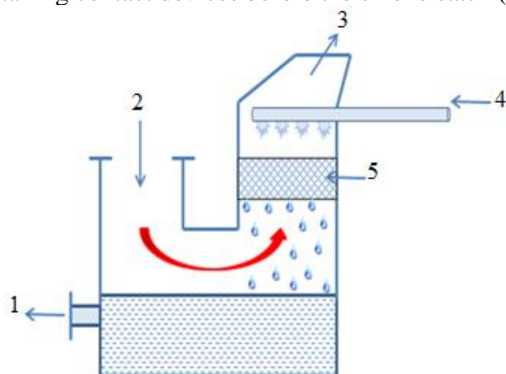


Figure 5 - Counterflow contact heat exchanger:
1- hot water ($t_w=90^\circ\text{C}$); 2- hot flue gas ($t_g=150-400^\circ\text{C}$);
3 - purified cold flue gases ($t_g=50^\circ\text{C}$); 4- cold water
($t_w=40^\circ\text{C}$); 5 – contact nozzle

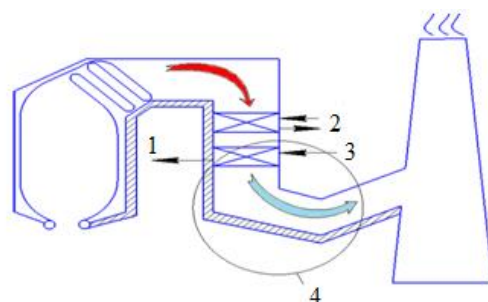


Figure 6 - Contact heat exchangers used
before the smoke stack:
1- hot air; 2- water economizer; 3- cold
air; 4- reconstruction area.

The implementation of contact energy exchange technology in coal-fired boilers is an especially urgent task in connection with the need to save fuel and ensure environmental cleanliness criteria for electricity production. The solution to the problem of increasing the efficiency of energy production in coal-fired boilers with a simultaneous increase in the environmental cleanliness of the power plant is possible with the implementation of contact technology for energy exchange at the outlet of the boiler. (Fig. 7).

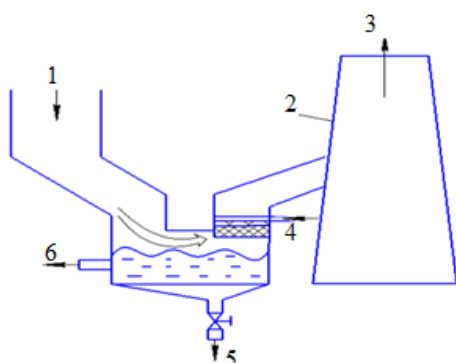


Figure 7 - Scheme of implementation of direct
contact heat exchanger on coal-fired boilers:
1 – flue gas before cleaning, 2 – smoke stack,
3 – flue gas after cleaning, 4 – cold water,
5 – sludge, 6 – hot water

This technology was implemented in gas-steam plant GSP “Aquarius” contact unit, which has been successfully operating as a gas pumping unit at the gas compressor station of the main gas pipeline for 15 years [22]. In the GSP “Aquarius” (Fig. 8), energy exchange occurs using a capacitor with isothermal condensation, and another important process takes place in it. In the process of “wet” burning of natural gas, active hydrogen is released, which enters into a chemical reaction with atmospheric oxygen and forms H_2O . For example, the GSP “Aquarius” with a capacity of 16 MW generates about 30 tons of technically pure water per day, which can be used for various domestic and other purposes (irrigation on agricultural fields, plants) [22].

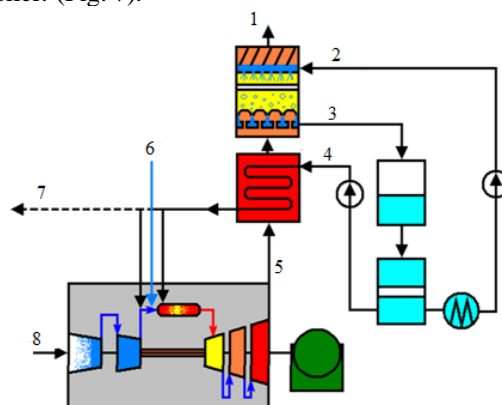


Figure 8 – Schematic diagram of the gas-
steam plant “Aquarius”:
1 - flue gases, 2 - cooling water, 3 -
condensate, 4 - feed water, 5 - gas-steam mixture,
6 - fuel, 7 - steam generation, 8 – air

The gas-steam plant “Aquarius” can be used as an autonomous power station for generating electricity, as a heat-generating installation in cogeneration systems (generating electricity and hot water for heating and hot water supply systems), for driving various installations such as a gas pumping unit (for pumping natural gas through a gas pipeline) etc.

GSP “Aquarius” in comparison with conventional gas turbine units GTU with the same effective power has the following advantages (Table 1).

Table 1 – Comparison of characteristics of standard GTU and GSP “Aquarius” [22]

Main parameters	Standard GTU-16	GSP “Aquarius”	Parameter change, %
Power capacity, MW	16	16	0
Efficiency, %	30	42,16	+40%
Fuel consumption, kg/hour	3836	2700	-30%
Flue gas temperature, °C	450	45	10 times less
Content of CO ₂ , g/sec	2480	1920	-23%
Content of CO, g/sec	150	55	2,75 times less
Content of NO _x , g/sec	140	40	3,5 times less

Conclusions

The implementation of microflame incineration technology of combustion (MIT-technology) gaseous fuels and contact energy exchange technology leads to a comprehensive positive energy and environmental effect.

The concentration of harmful and greenhouse emissions (NO_x, CO) is reduced by 3-30 times.

The level of flue gas cleaning from ash and dust for coal-fired boilers can reach 99%.

Simplicity and low unit costs of implementation.

Short payback period (from 6 months (MIT-technology) to 3,5 years («Aquarius»)).

Increased efficiency (for power plants is 10-12%)

Possibility of obtaining additional technically pure H₂O water, which is especially important when the unit is located autonomously in separate, hard-to-reach and arid places and places (with a unit capacity of 16 MW GSP «Aquarius» produces an additional 20 tons of water).

References

1. G. Varlamov, K. Pryimak, H. Shvartzova, “General approaches to the creation of methodological bases for energy-environmental analysis of the operation of FEC facilities”, Energy saving. Power engineering. Energy audit, no. 116, pp. 2-9, 2013.
2. G. Varlamov, K. Pryimak, N. Olinevych, M. Ocheretyanko, “Features of integrated energy assessment of the actual environmental performance of energy facilities”, Electromechanical and energy saving systems, vol. 32, no. 4, pp. 75-81, 2015.
3. G. Varlamov, O. Daschenko, S. Kasianchuk, M. Ocheretianko, “The principle of ecological equilibrium as a key to increasing environmental security”, Sustainable development of the 21st century: management, technology, models, pp. 153-158, 2016.
4. “Trade, environment and sustainable development - report of the Secretary-General”, United Nations, 1996. [Online]. Available: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=E/CN.17/1996/8&Lang=E. [Accessed: 16- Nov- 2019].
5. G. Varlamov, O. Dashchenko, K. Romanova, “Sustainable development of megacities on the basis of the introduction of new ecological-energy paradigm”, IV International Scientific Conference on Sustainable Development - 21st Century: Governance, Technologies, Models. Discussions 2017: collective foreign monograph, pp. 355-358, 2017.
6. G. Varlamov, T. Shy, “Sustainable development in harmony with nature: axioms and principles of a new energy-ecological paradigm”, Sustainable development - 21st century: management, technologies, models. Discussions 2018: a collective monograph, pp. 361-369, 2018.
7. G. Varlamov, A. Aleksandrov, V. Maliarenko, K. Pryimak, Fuel and Energy Complex. Environmental aspects of energy generation. Kyiv, 2019.
8. G. Varlamov, A. Khalatov, P. Pozniakov, D. Iurashev, “A new generation of gas turbine gas turbine burner systems based on a microflame incineration technology of combustion”, Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, vol. 57, no. 3, pp. 9-14, 2012.
9. G. Varlamov, K. Romanova, M. Mukhin, “Aerodynamic and thermal advantages of operation of combustion chambers of gas turbines when using microflame incineration technology of combustion”, Energy: Economics, technology, ecology, vol. 54, no. 4, p. 9, 2018.
10. G. Varlamov, A. Khalatov, “Aerodynamic and thermal characteristics of GTU combustion chambers with a tube-type burner system”, Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, vol. 63, no. 3, pp. 79-83, 2013.
11. G. Varlamov, P. Pozniakov, D. Iurashev, “Features of a tubular-type burner system for a GTU combustion chamber as part of a GTE-10”, Ecotechnology and resource conservation, no. 2, pp. 13-19, 2012.
12. G. Varlamov, I. Kamaev, P. Pozniakov, D. Iurashev, “Modernization of the burner system of a DN80 gas turbine engine using tubular gas-burning technology”, Bulletin of the National Technical University “KPI”, no. 18, pp. 117-126, 2012.

13. G. Varlamov, I.U. Kamaev, P. Pozniakov, D. Iurashev, "Improving the characteristics of the combustion chamber of a gas turbine engine through the use of tubular gas combustion technology", Gas turbine technology, vol. 104, no. 3, pp. 2-8, 2012.
14. G. Varlamov, W. Zongyan, "Improving the quality of burning gas and fuel oil in energy boilers through the use of microflame burners", in VII International Scientific and Practical Conference on the topic: "Actual problems of transport and energy: ways of their innovative solutions", Astana, The Republic of Kazakhstan, 2019, pp. 413-419.
15. O. Chebotarov, S. Glazyrin, G. Varlamov, "Features of aerodynamic and thermal processes in the furnace of the PTVM-100 boiler when replacing the regular burners with micro-torch gas burners", in XVII International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students: "Modern problems of scientific support energy", Kyiv, Ukraine, 2019, p. 245.
16. M. Mukhin, G. Varlamov, "Features of aerodynamic and thermal processes in the furnace of the KVGM-20 boiler when operating the regular burner RGMG-20", in XVII International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students: "Modern problems of scientific support energy", Kyiv, Ukraine, 2019, p. 254.
17. W. Zongyan, G. Varlamov, "The main results of the modernization of the PTVM-180 boiler burner system when using micro-flame burners" in XVII International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students: "Modern problems of scientific support energy, Kyiv, Ukraine, 2019, p. 269.
18. G. Varlamov, K. Romanova, O. Daschenko, M. Ocheretyanko, S. Kasyanchuk, "The use of contact heat generators of the new generation for heat production", Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, vol. 84, no. 6, pp. 52-58, 2016.
19. Y. Osypenko, G. Varlamov, "Improving the efficiency of the AOM heat generator due to structural changes" in XVI International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students: "Modern problems of scientific support energy", Kiev, Ukraine, 2018, p. 193.
20. Y. Osypenko, G. Varlamov, "Complex advantages of new generation AOM heat generator" in XV International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Students: "Modern problems of scientific support energy", Kiev, Ukraine, 2017, p. 96.
21. G. Varlamov, K. Romanova K., I. Nazarova, O. Dashchenko, A. Kapustiansky, "Improvement of energy efficiency and environmental safety of thermal energy through the implementation of contact energy exchange processes", Archives of Thermodynamics, vol. 38, no. 4, pp. 127-137, 2017.
22. Khristich V.A., Varlamov G.B. Gas turbine installations: history and prospects. Polytechnic, Kyiv, 2006, 435p.

Г.Б. Варламов, д-р. техн. наук, проф., ORCID 000-0002-4818-2603

І.О. Мігченко, аспірант, ORCID 0000-0002-6361-9471

Цзян Цзяньго, аспірант, ORCID 0000-0003-2559-4071

Чжан Вейцзе, аспірант, ORCID 0000-0001-8537-8528

У Цзунянь, аспірант, ORCID 0000-0001-5160-2253

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ТА ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ

Проблеми енергоефективності виробництва енергії поряд з підвищенням екологічної безпеки підприємств набувають все більшої актуальності. Одним із шляхів вирішення цих проблем є впровадження ефективних технологій, до яких відноситься мікрофакельна технологія спалювання (МТС-технологія) газоподібного палива. Застосування МТС-технології, крім значного зниження шкідливих викидів в атмосферу, може одночасно підвищити енергоефективність теплових електростанцій.

Значного позитивного ефекту можна також досягти за допомогою контактних енергообмінних установок. Яскравим прикладом такої установки є парогазова установка ПГУ «Водолій», робота якої перевищує ККД газотурбінних установок на 10-12% з одночасним значним зниженням концентрації токсичних оксидів азоту NO_x і оксиду вуглецю CO у димових газах.

Ключові слова: енергоефективність, екологічність, мікрофакельна технологія спалювання, контактний енергообмін.

Надійшла 11.08.2022

Received 11.08.2022

ТЕХНОЛОГІЧНА ЕНЕРГОЄМНІСТЬ КОМБІНОВАНИХ ЦИКЛІВ ПАРОГАЗОВИХ СТАНЦІЙ

У роботі розглядається когенераційне виробництво теплової та електричної енергії на теплових станціях із парогазовими установками комбінованого циклу. Електростанції комбінованого циклу є складними газо-паровими системами, в яких високотемпературні газоподібні продукти згорання палива в газовій турбіні ефективно утилізуються в котлі утилізаторі для вироблення пари, яка подається в парову турбіну для вироблення теплової та електричної енергії. Для визначення технологічної енергоємності таких станцій було розглянуто весь цикл отримання енергоносіїв. Приведено основні характеристики комбінованих циклів та розраховано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв. Наведено основні переваги та недоліки даних установок, а також зроблено порівняння паротурбінних та парогазових станцій із визначенням можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні.

Ключові слова: енергоємність, комбінований цикл, парогазові установки.

1. Вступ. Ефективність роботи теплоенергетичних установок багато в чому визначається технологією спалювання палива, досконалістю й оптимальністю вибору теплових та електричних систем, генеруючого обладнання. Останнім часом вартість органічного палива досить висока, та продовжує зростати. Тому актуальним є використання в теплоенергетиці комбінованих енергоустановок, які забезпечують більш ефективне використання енергетичного потенціалу органічного палива. Газотурбінні установки мають такі переваги як менша питома вага обладнання на одиницю потужності, компактність: менший питомий об'єм обладнання на одиницю потужності, відносна дешевизна виготовлення, можливість роботи на різних видах палива.

2. Мета та завдання. Метою статті є порівняння паротурбінних та парогазових технологій, а також доцільність заміщення циклів ПТУ на ПГУ. За критерій було обрано технологічну енергоємність відпуску енергоносіїв.

Розглянута одна з найбільш складних теплотехнічних систем теплосилової установки з використанням парогазового циклу. Така система містить паротурбінну установку, парогазову установку, теплові мережі та теплообмінні пристрої. Двома ключовими циклами є цикли Брейтона (газова турбіна) і Ренкіна (парова турбіна), в межах кожного з яких є подальші підрозділи. Комбінація циклів Брейтона і Ренкіна, часто відома як комбінований цикл, була виявлена для отримання ефективності до 60% при відпуску теплової та електричної енергії [1]. Даний комбінований цикл також частіше використовується на електростанціях комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (ТЕЦ), які забезпечують електроенергією та теплом. Принципова теплова схема такої станції наведена на рис. 1. Доцільність впровадження комбінованих циклів для технологічного оновлення діючих та будівництва нових теплових станцій, реконструкції газотранспортної системи та водночас перспективи широкомасштабного використання в Україні децентралізованих та місцевих джерел електроенергії та тепла на базі когенераційних установок із застосуванням комбінованих циклів розглядається та доводиться у працях [2,4,5].

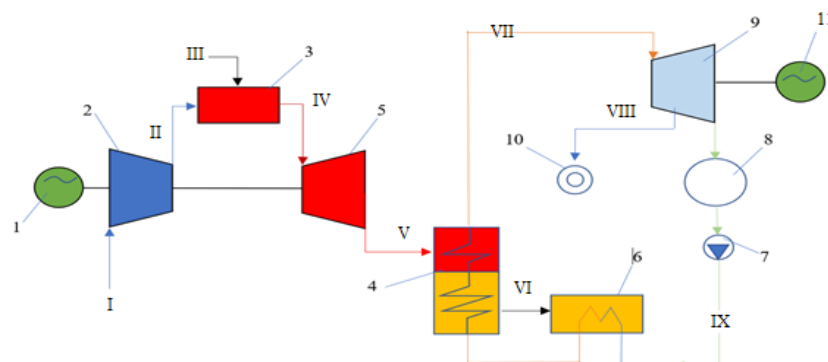


Рис. 1 Теплова схема парогазової установки [3]: 1 – генератор газової турбіни; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – котел утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – система регенерації; 7 – циркуляційний насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; 10 – споживачі тепла; 11 – генератор парової турбіни; I – свіже повітря; II – стиснене повітря; III – паливо (газ); IV – продукти згорання; V – високотемпературні вихлопні гази ГТУ; VI – вихлопні гази; VII – свіжа пара; VIII – відбір пари на теплофікацію; IX – конденсат

Оцінка ефективності роботи теплових електростанцій, як правило, проводиться з використанням показників питомих витрат палива на відпуск електричної енергії, або електричної і теплової при комбінованому виробництві. Технологічна енергоемність продукції – енергоемність енергоресурсів, що охоплює технологічний процес на окремому ланцюгу виробництва продукції в межах цеху чи групи цехів (залежно від особливостей виробництва) – відношення прямих та непрямих витрат енергоресурсів, що використані по технологічному ланцюгу виробництва до обсягу продукції на кінцевій стадії виробництва. А також визначає потенціал енергозбереження кінцевої енергії, що залежить від поліпшення всіх складових технологічного ланцюга виробництва продукції, досконалості та створення нових технологій, зміни структури виробничих процесів, зниження матеріаломісткості та втрат енергії, збільшення використання вторинних матеріальних ресурсів та ін.

Енергоемність енергоносіїв, що виробляються одночасно на ТЕЦ, включає витрати енергоресурсів на підігрів рідкого палива при його зберіганні та зливі з ємності, витрати палива на генерацію електричної і теплової енергії, витрати електроенергії на подачу води, що нагрівається у парогенераторі, подачу повітря, підготовка та очищення води, природоохоронні заходи та ін.

3. Матеріал і результати дослідження. У роботі [6], на прикладі паротурбінної ТЕЦ, що має теплофікаційну турбіну типу «Т» з опалювальним відбором пари на потреби комунальних споживачів, проаналізовано ланцюжок витрат енергетичних ресурсів від постачання палива на ТЕЦ до вироблення теплової й електричної енергії. Для обрахунку технологічної енергоемності по всьому ланцюгу витрат на ТЕЦ, було зібрано інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях, різних виробників та з різними енергетичними показниками і створено модель для обрахунку у програмному забезпеченні Microsoft Excel, в яку було закладено наступний алгоритм:

$$b_{sk} = \sum_s \sum_k b_{sk} = b_{sk}^T + b_{sk}^C - b_{sk}^P + b_{sk}^E, \quad (1)$$

де k – вид обладнання; s – вид енергоносія; $b_{sk}^T, b_{sk}^C, b_{sk}^P, b_{sk}^E$ – відповідно питомі енергозатрати на транспортування, спалювання, економія за рахунок використання регенеративних установок та енерговитрати на очисні установки.

За допомогою даної моделі в залежності від типу застосованого обладнання було розраховано технологічну енергоемність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого циклу на тону свіжої пари, що споживається паровою турбіною. Отримані результати наведено у табл. 1. За основу було взято теплофікаційну паротурбінну установку, типу Т-110/120-130, яка має номінальну електричну потужність на тепловому споживанні 105 МВт, потужність в конденсаційному режимі – 120 МВт і спроектована на початковий тиск 12,75 МПа. Витрата свіжої пари в номінальному режимі на установку складає 480 т/год. Номінальне теплове навантаження на опалювальні відбори складає 203 МВт.

Таблиця 1. Технологічна енергоемність відпуску енергоносіїв від паросилової частини комбінованого парогазового циклу

Етап	Устаткування	од. виміру ресурса	Витрати ресурса	Енергетич- на цінність, кДж/од	Енергоемність продукту на 1 т пари	
					кДж	%
Котельне відділення парової установки	Тяго-дутьове обладнання	кВт·год	2,60	3 620	9 412	19,26%
	Димососи	кВт·год	1,22	3 620	4 399,40	9,00%
	Живильні насоси	кВт·год	7,20	3 620	26 064	53,34%
	РВП	кВт·год	0,04	3 620	159,3	0,33%
	ХВО	кВт·год	2,20	3 620	7 964	16,30%
	Інші витрати	кВт·год	0,24	3 620	868,8	1,78%
	Всього				48 867,5	69,02%
Турбінне відділення	Мережні насоси	кВт·год	4,46	3 620	16 145,20	22,75%
	Дренажні насоси	кВт·год	0,50	3 620	1 810	2,55%
	Всього				17 955,2	25,36%
Очисна установка	Селективне каталітичне відновлення	кВт·год	1,10	3 620	3 982	5,61%
	Всього				3 982	5,61%
Підсумок					70 804,7	100%

Оскільки в табл. 1 енергоємність була приведена на 1 т пари тому для визначення енергоємності 1 МВт·год електричної енергії та 0,8598 Гкал теплової енергії (що відповідає величині 1 МВт·год), вироблених на ТЕЦ, необхідно визначити робочі параметри турбоустановки за допомогою діаграм режимів. З діаграм режимів роботи турбоустановки Т-110/120-130 отримуємо: витрати пари на турбіну – 482,5 т/год; номінальна електрична потужність 110 МВт; номінальна теплова потужність опалювальних відборів 208,7 МВт·год; також слід врахувати витрати пари на власні потреби – 7,5 т/год. Технологічна енергоємність виробництва електроенергії на газотурбінній установці практично дорівнює витратам палива (газу), частина виробленої газотурбінною установкою енергії споживається компресором для стиснення повітря. Інші допоміжні енерговитрати є незначними, тому для спрощення розрахунків, ними можна знехтувати.

Відповідно до навантаження парової турбіни, було складено тепловий баланс парогазової установки та обраховано основні питомі величини для двох циклів паротурбінного та парогазового, а також для всього комбінованого циклу. Результати розрахунку наведено у табл. 2.

Таблиця 2. Технологічні питомі показники комбінованого циклу парогазової установки

Найменування параметру	Одиниці виміру	Величина
<i>Газотурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться в камеру спалювання	кДж/кг газу	926,22
Питома робота газової турбіни	кДж/кг газу	692,74
Питома робота компресора	кДж/кг газу	268,83
Найменування параметру	Одиниці виміру	Величина
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ГТУ	%	45,77
<i>Паротурбінна частина комбінованого циклу</i>		
Теплота, що підводиться до котла-утилізатора	кДж/кг пари	3193,2
Питома робота парової турбіни	кДж/кг пари	1331,95
Коефіцієнт використання енергії палива циклу ПТУ	%	41,43
<i>Парогазова установка комбінованого циклу</i>		
Відношення спалюваного газу в камері згорання газової турбіни до кількості виробленої пари котлом-утилізатором	кг пари/м ³ газу	4,15
Питома теплота, що підводиться до парогазової установки	кДж/кг пари	7655,13
Питома корисна робота газової частини	кДж/кг газу	423,91
Питома корисна робота пароводяної частини	кДж/кг пари	1322,94
Коефіцієнт використання енергії палива парогазової установки	%	63,05

Визначення основних показників роботи парогазової установки за комбінованим циклом було зроблено на основі технічних характеристик, наведених у паспортних даних та розрахунку таких циклів у роботах [7,8]. В даному варіанті розглядається комбінований цикл із використанням тільки високотемпературних газоподібних продуктів згорання палива в газовій турбіні.

Розглянуто можливість надбудови газотурбінної установки на теплофікаційну парову турбіну типу Т-110/120-130. В такому випадку згідно табл. 2, для надбудови необхідна газова турбіна із витратою газу в камері згорання не менше 120 364 м³/год. Під такі параметри підходить газова турбіна SGT6-5000F електричною потужністю 260 МВт компанії Siemens, яка передбачена для комбінованих циклів. Власний КПД даної турбіни становить 40%, необхідний час для запуску всього 5 хвилин та швидкість набору потужності до 40 МВт/хв. Також можливість стабільної роботи при розвантаженні до 30%. Ще однією важливою особливістю цієї установки є можливість роботи на різних видах палива, таких як: природний газ, синтезгаз, сира нафта, біодизель, спирти, масла та гас. Температура продуктів згорання становить 592°C, а витрата – 586 кг/с.

Загальна електрична потужність комбінованого циклу складе – 365 МВт, теплова потужність залишиться без змін та рівна – 208,7 МВт. Для обрахунку повної енергоємності парогазової установки було використано удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів за показниками повної енергоємності продукції, який наведено у роботі [9]

У роботі [10] надано методичний підхід до оцінки різних видів потенціалу енергозбереження для роздільного виробництва електричної енергії на ТЕС і теплової енергії в котельних. Цей підхід був взятий за основу для формування алгоритму оцінки потенціалу енергозбереження для енергетичних установок комбінованого типу за паротурбінним і парогазовим циклами. Подальшим розвитком запропонованого у [10] методичного підходу в цій роботі є використання при оцінюванні потенціалу енергозбереження показника технологічної енергоємності енергоносіїв, в якому крім питомих основних і допоміжних

енерговитрат враховано питомі енергетичні витрати на знешкодження шкідливого впливу енергетичної установки на довкілля, врахування енергоємності основних виробничих фондів (які значно змінюються) та енергоємності трудовитрат.

Таблиця 3. Розрахунок повної енергоємності парогазової установки

Вид ПЕР, інших ресурсів та показників енергозбереження	Од. виміру, натуральні одиниці (н. о.)	Витрати ресурсу на ПТУ, (н. о./т пари)	Витрати ресурсу на ПГУ, (н. о./т пари)	Повна енергоємність ресурсу (МДж/н. о.)	Повна енергоємність продукту на ПТУ (МДж/т пари)	Повна енергоємність продукту на ПГУ (МДж/т пари)
1. Енерговитрати в паливному господарстві						
Разом					2 388,4	7 654,26
У тому числі:						
1.1 Природний газ	м³	75,1	240,7	31,8	2 388,4	7 654,26
2. Енерговитрати в котельному відділенні						
Разом					48,9	
У тому числі:						
2.1 Електроенергія (тягодуттєве обладнання, димососи, живильні насоси, хімоводоочищення)	кВт-год	13,5		3,62	48,9	
3. Енерговитрати в турбінному відділенні						
Разом					17,9	
У тому числі:						
3.1 Електроенергія (мережні насоси, дренажні насоси)	кВт-год	4,96		3,62	17,9	
Пряма енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3)					2 455,1	7 721,1
4. Енерговитрати на очисній установці						
Разом					2,57	7,56
У тому числі:						
4.1 Електроенергія	кВт-год	0,71	2,09	3,62	2,57	7,56
Технологічна енергоємність енергоносіїв						
Разом (1+2+3+4)					2 457,7	728,62
5. Повна енергоємність основних виробничих фондів					115,2	164,95
6. Повна енергоємність трудовитрат	люд.-год	0,23	0,28	149	34,27	41,72
Повна енергоємність енергоносіїв						
РАЗОМ					2 835,37	7 935,32
У тому числі:						
Електроенергія	МВт-год	0,22	1,193		1 955,9	7 277,1
Теплова енергія	Гкал	0,319	0,319		879,5	658,3

З урахуванням вище наведених доповнень, у загальному вигляді технічно можливий потенціал енергозбереження визначається за формулою 2, при чому паротурбінна технологія визначена базовою при порівнянні.

$$\Pi_{\text{прод}}^{\text{тех}} = \sum_j (e_{\text{прод}j}^{\delta} - e_{\text{прод}j}^{\text{н}}) \cdot u_j \cdot V_{\text{прод}j}^{\delta}, \quad (2)$$

де $e_{\text{прод}j}^{\delta}$, $e_{\text{прод}j}^{\text{н}}$ – повні енергоємності j -виду продукції (електричної, теплової енергії) відповідно для паротурбінної та парогазової технологій; u_j – переводний коефіцієнт для j -виду продукції в Джоулі;

$V_{\text{прод}j}^{\delta}$ – обсяг виробництва j -виду продукції у технологічному процесі базової технології.

При цьому технологічні енергоємності виробництва електричної і теплової енергії за різних технологій визначаються з урахуванням коефіцієнта розподілу спільних енерговитрат:

$$e_{\text{прод}j}^{\delta, \text{н}} = k'(b_j + a \cdot e_{\text{дон}j} + e_{\text{ек}} + e_{\text{ОВФ}} + e_{\text{труд}}), \quad (3)$$

де k' – коефіцієнт розподілу спільних енерговитрат на сумісне виробництво електричної і теплової енергії за різних технологій (приймається відповідно до обраного методу розподілу: пропорційно до виробленої продукції; порівну згідно методу ЛьвівОГРГЕС; згідно термодинамічного методу [7]), b_j – питомі витрати палива на виробництво j -виду продукції (електричної, теплової енергії) за різних

технологій; a – коефіцієнт віднесення допоміжних енерговитрат на j -вид продукції; $e_{допj}$ – питомі витрати електричної або теплової енергії на допоміжні витрати при виробництві j -виду продукції у технологічному процесі за різних технологій; $e_{ек}$ – енергоемність природоохоронних заходів за різних технологій виробництва j -виду продукції [11]; $e_{ОВФ}$ – повна енергоемність основних виробничих фондів [12], $e_{труд}$ – повна енергоемність трудовитрат [13].

Для визначення повної енергоемності трудовитрат кількість особового персоналу прийнято із методичних рекомендацій по проектуванню ТЕЦ, та становить 116 осіб для паротурбінної ТЕЦ і 141 осіб для парогазової ТЕЦ. Із врахуванням вахтового методу роботи на станціях у три зміни в перерахунок на питомі одиниці отримуємо 0,23 люд.год/т пари для ПТУ та 0,28 люд.год/ т пари для ПГУ.

Обґрунтування економічної доцільності при впровадженні парогазових установок для заміщення паротурбінних на теплових електростанціях. Виконано розрахунок технічно можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні паротурбінних технологій парогазовими установками. Результати обчислення технічно можливого потенціалу енергозбереження зведено у табл. 4.

Таблиця 4. Технічно можливий потенціал енергозбереження при заміщенні паротурбінних на парогазові технології

Показник	ПТУ	ПГУ	Потенціал, Δ	δ
Коефіцієнт використання енергії палива, %	41,43	63,05	21,62	34%
Енергоемність відпуску електричної енергії, МДж/МВт	7 820,1	6 090,6	1 729,5	22%
Енергоемність відпуску теплової енергії, МДж/Гкал	2 742,2	2 054,1	670,1	25%

Як видно з табл. 4, отримуємо зменшення питомої енергоемності на відпуск теплової та електричної енергії на 25 та 22% відповідно. А також збільшення коефіцієнту використання енергії палива на 34%, що у свою чергу приводить до зниження питомих витрат на виробництво енергоносіїв (теплової та електричної енергії).

Економічно доцільний потенціал енергозбереження, є максимальною економією паливно-енергетичних ресурсів. Для обґрунтування економічної доцільності впровадження парогазових установок зроблено обрахунок можливої економії ресурсів. За основу було взято станцію з електричною потужністю 360 МВт та тепловою 208 МВт. За місяць виробіток електроенергії в середньому складе 226,8 тис. МВт·год, та 144,0 МВт·год теплової енергії. При заміщенні паротурбінної установки на більш ефективну парогазову відповідної потужності отримаємо економію первинних енергоресурсів в розмірі 406,5 тис. ГДж в місяць на відпуск електричної енергії, та 96,5 тис. ГДж в місяць на відпуск теплової енергії. Слід зауважити, що результати розрахунку справедливі для експлуатації обладнання з номінальним навантаженням.

5. Висновки

Розглянуто комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на теплових станціях шляхом порівняння паротурбінних та парогазових технологій. Приведено основні характеристики комбінованих циклів та розраховано технологічну енергоемність відпуску енергоносіїв, а також зроблено порівняння із визначенням можливого потенціалу енергозбереження при заміщенні паротурбінної на більш ефективну парогазову установку. При оцінюванні показника технологічної енергоемності було застосовано нову методику яка враховує питомі енергетичні витрати на екологізаційні заходи, а також енергоемності основних виробничих фондів та енергоемності трудовитрат. При заміщенні паротурбінної установки більш ефективною парогазовою отримаємо економію по енергоемності відпуску енергоносіїв: 392,3 тис. ГДж (9,37 тис. т. нафтового еквіваленту) в місяць на відпуск електричної енергії, та 82,97 тис. ГДж (1,98 тис. т. нафтового еквіваленту) в місяць на відпуск теплової енергії. В паливному еквіваленті місячна економія складе 13 300 тис. м. куб. природного газу або 11,35 тис. т. нафтового еквіваленту.

Список використаної літератури

1. Boyce M.P., Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation. Combined cycle power plants, Woodhead Publishing Series in Energy. 2012. P. 1–43.
2. Paul Breeze, Chapter 7 - Combined Cycle Power Plants. Gas-Turbine Power Generation. Academic Press. 2016. P. 65–75.

3. URL:<http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8> Створення та розвиток парогазових й газопарових установок, їх класифікація. (дата звернення 10.02.2022).
4. Малахов Ю.В., О стратегии и основных направлениях развития электроэнергетики Украины в первой половине XXI века. *Енергетика и электрификация*. 2001. №7. С. 8–14.
5. Клименко В.М., Реконструкция КС с малоэффективными ГТУ-приводами в экономические компрессорно-электрические станции. *Пром. Теплотехника*. 2002. №6. С. 6–13.
6. Горський В.В., Повна енергоємність виробництва теплової і електричної енергії на вугільних ТЕЦ. Збірка наукових праць XVII Міжнародної науково-практичної конференції "Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку". Інститут теплоенергетичних технологій НАН України. Київ. 2021.
7. Дубовський С.В., Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти. Київ.: Наукова думка. 2014. С. 103–124.
8. Волощук В.А., Очков В.Ф., Орлов К.А., Термодинамічна оптимізація простого бінарного циклу ПГУ з котлом-утилізатором за допомогою сучасних інформаційних технологій. *Вісник Національного технічного університету. Харківський політехнічний університет*. 2010. №2. С. 102–106.
9. Маляренко Е.Е., Майстренко Н.Ю., Показатели энергетической эффективности и определение потенциала энергосбережения в промышленных технологиях. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2015. №3. С. 18–28.
10. Maliarenko O., Horskyi V., Stanytsina V., Bogoslavskaya O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. *Systems, Decision and Control in Energy I*. Editors: Babak V., Isaienko V., Zaporozhets A. 2020. ISBN 978-3-030-48583-2. P. 201-216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>
11. Станиціна В.В., Енергоємність заходів з охорони навколишнього середовища як складова повної енергоємності продукції. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 4(27). С. 47–52.
12. Панченко Г.Г., Повна енергоємність основних виробничих фондів. Актуальні питання розвитку сучасної економіки, управління та адміністрування: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 28 грудня 2019. Київ: Таврійський національний університет імені В.І. Вернадського. Ч.1. С. 101–104.
13. Панченко Г.Г. Повна енергоємність трудовитрат. Актуальні питання розвитку сучасної економіки, управління та адміністрування: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 28 грудня 2019 р. Київ: Таврійський національний університет імені В.І. Вернадського. Ч. 2. С. 43–46.

V. Horskyi, ORCID 0000-0001-9128-9556

**Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine
TECHNOLOGICAL ENERGY CAPACITY OF COMBINED CYCLES OF STEAM GAS
STATIONS**

Abstract. Offers a means of increasing the efficiency of the cycle by reducing parasitic loads such as the excess air compressor load and of capturing energy that might otherwise be wasted. However, this is not always the most effective way of increasing overall efficiency of energy conversion. For large gas turbine based plants in particular, the best way of improving efficiency is to add a steam turbine bottoming cycle, creating a combined cycle power plant. A combined cycle plant is simply what its name suggests. Instead of relying on a single thermodynamic cycle to convert energy into electricity the plant uses more than one. These piggy-back one another with the first cycle using the highest temperature thermodynamic working fluid, followed by a second using the intermediate temperature fluid. In fact combined cycle plants with more than two cycles are not used commercially although they are theoretically possible. Much more significant for the modern power generation industry is the addition of a bottoming cycle to a gas turbine power plant. In this case the bottoming cycle is usually a steam turbine cycle, with heat from the gas turbine exhaust exploited to raise steam. This is the most common combined cycle power plant. It would be possible to add a third cycle to exploit the low grade heat remaining after steam generation. This could be achieved with a closed cycle turbine such as an organic Rankine cycle. Such turbines can exploit low grade heat to produce electricity and are used in some geothermal plants where the temperature of the geothermal reservoir is relatively low. However, it is unlikely to be economically viable to add this third cycle to a modern combined cycle plant. To determine the technological energy intensity of such stations, the whole cycle of energy production was considered. The main characteristics of combined cycles are given and the technological energy intensity of energy supply is calculated. The main advantages and disadvantages of these installations are given, and also the comparison of steam turbine and steam and gas stations is made with definition of possible potential at replacement.

Key words: energy consumption, combined cycle, steam and gas installations.

References

1. Boyce M.P., Combined Cycle Systems for Near-Zero Emission Power Generation. Combined cycle power plants, Woodhead Publishing Series in Energy. 2012. P. 1–43.
2. Paul Breeze, Chapter 7 - Combined Cycle Power Plants. Gas-Turbine Power Generation. Academic Press. 2016. P. 65–75.
3. [URL:http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8](http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-8) Stvorennia ta rozvytok parohazovykh y hazoparovykh ustanovok, yikh klasyfikatsiia. (date of application 10.02.2022)
4. Malakhov Yu.V., O stratehiy y osnovnykh napravleniyakh razvytyia elektroenerhetyky Ukrainy v pervoi polovyni XXI veka. Enerhetyka y elektryfikatsiya. 2001. №7. S. 8–14.
5. Klymenko V.M., Rekonstruktsiya KS s maloefektyvnyu HTU-pryvodamy v ekonomycheskye kompressorno-elektrycheskye stantsyy. Prom. Teplotekhnika. 2002. №6. S. 6–13.
6. Horskyi V.V., Povna enerhoiemnist vyrobnytstva teplovoi i elektrychnoi enerhii na vuhilnykh TETs. Zbirka naukovykh prats XVII Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii "Vuhilna teploenerhetyka: shliakhy rekonstruktsii ta rozvytku". Instytut teploenerhetychnykh tekhnolohii NAN Ukrainy. Kyiv. 2021.
7. Dubovskyi S.V., Enerhoekonomichnyi analiz spoluchenykh system heneratsii elektrychnoi enerhii i teploty. Kyiv.: Naukova dumka. 2014. S. 103–124.
8. Voloshchuk V.A., Ochkov V.F., Orlov K.A., Termodynamichna optymizatsiia prostoho binarnoho tsyклу PHU z kotlom-utilizatorom za dopomohou suchasnykh informatsiynykh tekhnolohii. Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Kharkivskiy politekhnichnyi universytet. 2010. №2. S. 102–106.
9. Maliarenko E.E., Maistrenko N.Iu., Pokazately enerhetycheskoi efektyvnosti y opredelenye potentsyala enerhosberezheniya v promyshlennyykh tekhnolohiyakh. Enerhotekhnolohyy y resursosberezhenye. 2015. №3. S. 18–28.
10. Maliarenko O., Horskyi V., Stanytsina V., Bogoslavskaya O., Kuts H. An improved approach to evaluation of the efficiency of energy saving measures based on the indicator of products total energy intensity. Systems, Decision and Control in Energy I. Editors: Babak V., Isaienko V., Zaporozhets A. 2020. ISBN 978-3-030-48583-2. S. 201–216. Режим доступу: <https://www.springer.com/gp/book/9783030485825> та <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85088398850&origin=AuthorNamesList&txGid=>
11. Stanytsina V.V., Enerhoiemnist zakhodiv z okhorony navkolyshnoho seredovyshcha yak skladova povnoi enerhoiemnosti produktsii. Problemy zahalnoi enerhetyky. 2011. Vyp. 4(27). S. 47–52.
12. Panchenko H.H., Povna enerhoiemnist osnovnykh vyrobnychyykh fondiv. Aktualni pytannia rozvytku suchasnoi ekonomiky, upravlinnia ta administruvannia: Materialy mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii, m. Kyiv, 28 hrudnia 2019. Kyiv: Tavriiskiy natsionalnyi universytet imeni V.I. Vernadskoho. Ch.1. S. 101–104.
13. Panchenko H.H. Povna enerhoiemnist trudovytrat. Aktualni pytannia rozvytku suchasnoi ekonomiky, upravlinnia ta administruvannia: Materialy mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii, m. Kyiv, 28 hrudnia 2019 r. Kyiv: Tavriiskiy natsionalnyi universytet imeni V.I. Vernadskoho. Ch. 2. S. 43–46.

Надійшла 27.09.2022
Received 27.09.2022

МОДУЛЬ СПРЯЖЕННЯ RELAP5-CFX: ТЕСТУВАННЯ НА ПРОСТИХ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНИХ МОДЕЛЯХ

Сучасним напрямом у дослідженні безпеки атомних електричних станцій є забезпечення максимального рівня деталізації моделювання процесів при задовільному рівні обчислювальних ресурсів. Одним із підходів до вирішення такого завдання є спільне застосування у спряженні спеціального програмного забезпечення з підвищеними рівнями деталізації, наприклад системних теплогідравлічних кодів з кодами обчислювальної гідродинаміки.

В даній статті приведено опис розробленого модулю спряження між системним теплогідравлічним кодом RELAP5/Mod. 3.2 та кодом обчислювальної гідродинаміки CFX, із застосуванням зовнішньої явної схеми спряження без перекриття, в якій CFX виступає в якості головного коду, а RELAP5 – другорядного. Розробка даного модулю є частиною роботи з комплексного спряженого моделювання важких аварій та дає можливість з прийнятними витратами ресурсів та з високим рівнем деталізації моделювати визначальні процеси і явища, що відбуваються під час важкої аварії в межах корпусу реактора за допомогою CFD-моделі, а елементи реакторної установки – за допомогою RELAP5-моделі. Для відпрацювання технології спряження виконано тестування модулю на спрощених об'єктах – послідовно з'єднаних RELAP5- та CFD-моделях горизонтальних труб, а також на замкненому контурі. Зважаючи на подальше застосування модуля спряження на повноцінній моделі РУ ВВЕР-1000 тестування проводилось для трьох основних типів інтерфейсу: «вхідний потік», «вихідний потік» та їх поєднання «вхідний/вихідний потік» на замкненому контурі. По завершенню тестування виконано оцінку достовірності результатів розрахунків, отриманих в спряженні, шляхом їх порівняння з результатами автономних розрахунків в RELAP5. Зроблено висновки щодо можливості застосування розробленого модулю спряження RELAP5-CFX на більш складних та масштабних RELAP5- та CFD-моделях.

Ключові слова: моделювання, спряження, інтерфейс, тестування, CFD, CFX, RELAP5.

Вступ. Сучасний підхід до аналізу безпеки атомних станцій вимагає застосування широкого кола програмного забезпечення, що дозволяє прогнозувати як окремі локальні явища, так і сукупність повномасштабних процесів, що відбуваються в системах та елементах АЕС.

Системні теплогідравлічні коди (СТГ-коди), такі як RELAP5 [1], ATHLET [2], TRACE [3], SATHARE [4] розвивалися протягом багатьох десятиліть та являються основоположними для моделювання реакції реакторних установок (РУ) на широкий спектр постульованих аварійних сценаріїв та перехідних процесів. Такі коди зазвичай базуються на одновимірній формі рівнянь балансу маси, імпульсу та енергії для двофазного потоку, розв'язаних у Ейлерових координатах та містять моделі, основані на емпіричних кореляціях [5].

Не зважаючи на те, що СТГ-кодам вдалося досягти високого рівня реалістичності та точності в прогнозуванні поведінки АЕС за прийнятний обчислювальний час, вони являються обмеженими в дослідженні складних тривимірних теплогідравлічних та масообмінних процесів з непростюю геометрією та багатофазними потоками. Дану проблему дозволяють вирішити коди обчислювальної гідродинаміки (CFD-коди). Вони дають можливість аналізувати широкий спектр складних тривимірних явищ та реалізують локальні моделі для моделювання турбулентності, теплопередачі, багатофазних потоків і хімічних реакцій для геометрії майже будь-якої складності. Однак такі переваги вимагають значно більших обчислювальних ресурсів порівняно з системними теплогідравлічними кодами при застосуванні до еквівалентної області.

Зважаючи на вказані особливості застосування СТГ- та CFD-кодів, перспективним є підхід до їх спільного спряженого використання, що дозволило б отримувати різні необхідні рівні деталізації явищ та процесів, що відбуваються в системах та елементах АЕС.

В статті [6] запропоновано підхід до застосування спряження системного теплогідравлічного коду RELAP5 із CFD-кодом CFX для комплексного моделювання важких аварій. Це дозволило б з прийнятними витратами ресурсів та з високим рівнем деталізації моделювати визначальні процеси і явища, що відбуваються в межах корпусу реактора за допомогою CFD-моделі, а елементи реакторної установки, в яких потік може бути апроксимований з високою точністю в одновимірному наближенні – за допомогою RELAP5-моделі.

На даному етапі було розроблено власний модуль спряження між СТГ-кодом RELAP5/Mod. 3.2 та CFD-кодом CFX, використовуючи зовнішню явну схему спряження без перекриття, де CFX є головним кодом, а RELAP5 – другорядним [9].

Однак, розробка ефективного і надійного інструменту спряження вимагає його тестування на простих незалежних моделях, що дасть змогу ідентифікувати можливі неточності та/або проблеми реалізації. Для даної роботи в якості такого демонстраційного тесту обрано продувку послідовно з'єднаних горизонтальних RELAP5- та CFD-моделей труб, а також циркуляцію в замкненому контурі.

Мета та завдання. Метою роботи є проведення тестування модулю спряження RELAP5-CFX шляхом виконання спряжених розрахунків на простих теплогідравлічних моделях, а також проведення оцінки достовірності результатів розрахунків, отриманих в спряженні, шляхом їх порівняння з результатами автономних розрахунків в RELAP5.

Матеріал і результати дослідження. Модуль спряження RELAP5-CFX реалізовано на Python 3 зі застосуванням парадигми об'єктно-орієнтованого програмування, що забезпечує легкість його підтримування, розширення і модифікації.

Модуль здійснює керування спряженим розрахунком шляхом:

- послідовного запуску кодів з «субциклюванням» між кроками спряження;
- отримання результатів розрахунку RELAP5, необхідних для CFX за допомогою «strip-файлів» [1];
- отримання результатів розрахунку CFX, необхідних для RELAP5 за допомогою CFX-блоку «cfx5mondata» [7];
- зміни вхідних параметрів CFX-моделі на кожному кроці спряження за допомогою CCL (CFX Command Language) [8];
- зміни вхідних параметрів RELAP5-моделі на кожному кроці спряження редагуванням відповідних карт моделі.

Схема спряження, що реалізується розробленим модулем приведена на рисунку 1.

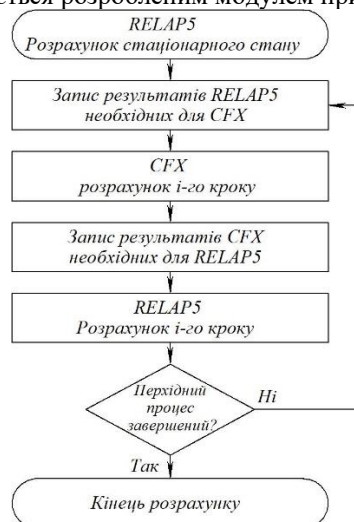


Рисунок 1 – Схема спряженого розрахунку та обміну даних між кодами RELAP5 та CFX

Зважаючи на подальше застосування модуля спряження на повноцінній моделі РУ ВВЕР-1000 необхідно провести тестування трьох основних типів інтерфейсу: «вхідний потік», «вихідний потік» та їх поєднання – «вхідний/вихідний потік».

Інтерфейс типу «вхідний потік» дозволяє змодельовати потік рідини від RELAP5 до CFX, що у випадку з РУ ВВЕР-1000, відповідає виходу теплоносія з холодних петель RELAP5-моделі в CFD-модель реактору. Протилежним до даного інтерфейсу є тип «вихідний потік», що дозволяє змодельовати потік рідини від CFX до RELAP5. У випадку з РУ ВВЕР-1000 даний тип інтерфейсу відповідає виходу теплоносія з CFD-моделі реактору у гарячі петлі RELAP5-моделі. Інтерфейс типу «вхідний/вихідний потік» являє собою комбінацію двох типів інтерфейсу, наведених вище, та дозволяє змодельовати проходження потоку рідини через CFD-модель, під'єднану з обох сторін до RELAP5-моделі. Тестування даного типу інтерфейсу проводиться на замкненому контурі.

В якості перехідного процесу для інтерфейсу «вхідний потік» задається лінійне збільшення тиску на 30 кПа на вході в трубу. Для інтерфейсу «вихідний потік» на вході в трубу задається лінійне збільшення масової витрати до 10 кг/с. Одночасно з цим в обох випадках відбувається збільшення температури на 10°C. Для інтерфейсу типу «вхідний/вихідний потік» в якості перехідного процесу задається лінійне збільшення масової витрати до 10 кг/с в замкненому контурі.

Зміна описаних параметрів триває протягом 1 секунди та продемонстрована на рисунку 2.

Для моделювання CFD-частини була створена модель круглої труби довжиною 0,3 м та діаметром 0,1 м, розрахункова сітка якої показана на рисунку 3. Дана модель застосована для всіх тестових спряжених конфігурацій.

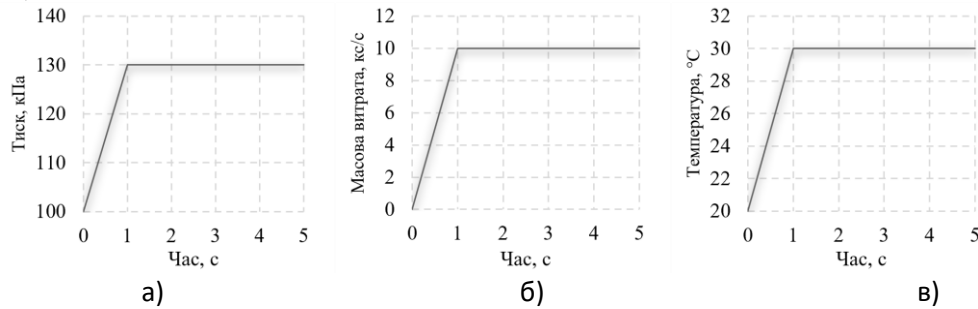


Рисунок 2 – Ініціалізація перехідного процесу: зміна тиску (а), масової витрати (б) та температури (в)

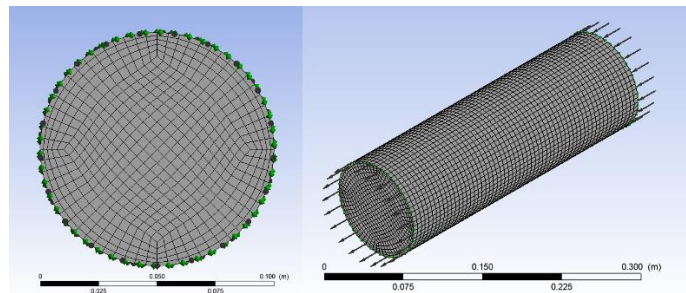


Рисунок 3 – CFD-модель труби що застосовується для тестування

Абсолютна шорсткість труби по всій довжині приймається рівною нулю. Також не встановлюються додаткові коефіцієнти гідродинамічних втрат. В якості робочої рідини задається нестислива вода за умов навколишнього середовища.

Для моделювання перехідного процесу встановлено максимальний внутрішньокдовий крок за часом 0,001 с, а крок спряження – 0,05 с.

Тестування інтерфейсу «вхідного потоку»

Опис моделі

Тестування інтерфейсу типу «вхідний потік» проводиться на послідовному з'єднанні RELAP5-моделі з CFD-моделлю труби діаметром 0,1 м та загальною довжиною 5,3 м, з яких RELAP5-частина має довжину 5,0 м.

Схема спряженої моделі за якою відбувається тестування приведена на рисунку 4. Для оцінки достовірності результатів розрахунків, отриманих в спряженні, виконується порівняння отриманих результатів з результатами автономного розрахунку еквівалентної RELAP5-моделі, схема якої приведена на рисунку 5.

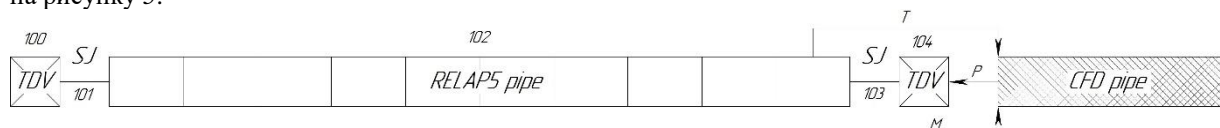


Рисунок 4 – Спряжена модель для тестування інтерфейсу «вхідного потоку»



Рисунок 5 – Еквівалентна RELAP5-модель для тестування інтерфейсу «вхідного потоку»

RELAP5-частина моделі складається з компоненту PIPE 102, який з обох сторін через Single-Junction (SJ) компоненти з'єднується з Time-Dependent Volume (TDV). Компонент PIPE 102 поділений на 10 рівних частин довжиною 0,5 м та діаметром 0,1 м кожна. TDV 100 дає можливість накласти на вхід моделі граничні умови, пов'язані з об'ємом: тиск та температуру теплоносія відповідно до графіків приведених на рисунку 2 (а, в). TDV 104 використовується для реалізації інтерфейсу та дає змогу задати тиск теплоносія на виході з RELAP5-частини труби.

На кожному часовому кроці модуль спряження отримує з компоненту SJ 103 масову витрату і з компоненту PIPE 102-10 – температуру та передає їх значення до CFX в якості граничних умов на вході в трубу. При цьому, враховуючи відсутність прямої інформації щодо поперечних градієнтів та турбулентності у RELAP5, поперечні профілі масової витрати та температури на вході в CFX приймаються постійними. В свою чергу, тиск, отриманий на вході в CFD-модель труби, встановлюється у компоненті TDV 104 в якості граничної умови.

Результати тестування. Розрахунок перехідного процесу виконується до моменту стабілізації основних теплогидравлічних параметрів – 6 секунд.

На графіках рисунку 6 та 7 приведено порівняння зростання масової витрати та температури в автономному та спряженому розрахунках перехідного процесу. Графіки демонструють хорошу узгодженість результатів обох розрахунків.

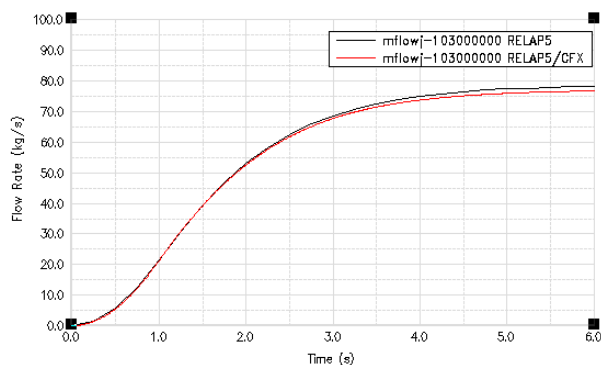


Рисунок 6 – Зміна масової витрати в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

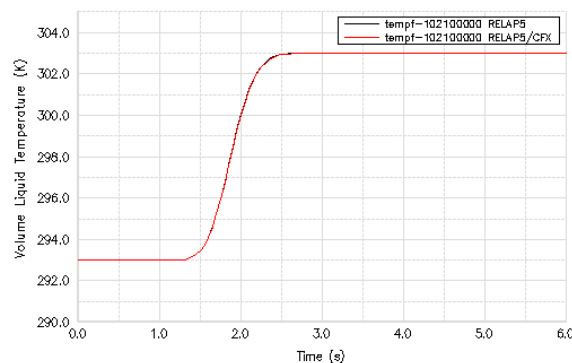


Рисунок 7 – Зміна температури в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

Зростання та поступова стабілізація тиску на вході в CFD-модель, що виникає внаслідок ініціалізації перехідного процесу в RELAP5-частині моделі, показана на рисунку 8. В даному випадку тиск на виході CFD-моделі залишається рівним нулю відповідно до граничної умови «Outlet» з опцією «Static Pressure».

Падіння тиску вздовж труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с) приведено на рисунку 9. Для результатів автономного та спряженого розрахунку існує розходження, яке набуває максимального значення на межі з'єднання двох частин труби. Дане відхилення виникає внаслідок відсутності прямої інформації щодо поперечних градієнтів і турбулентності у RELAP5 та застосування рівномірного профіля масової витрати на вході в CFD-модель труби.

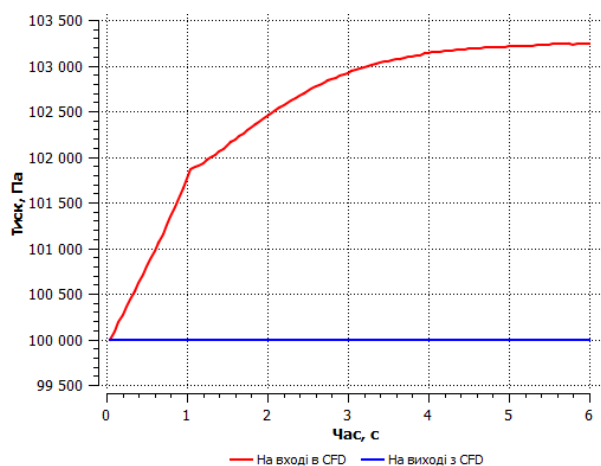


Рисунок 8 – Зміна тиску в CFD-моделі протягом перехідного процесу

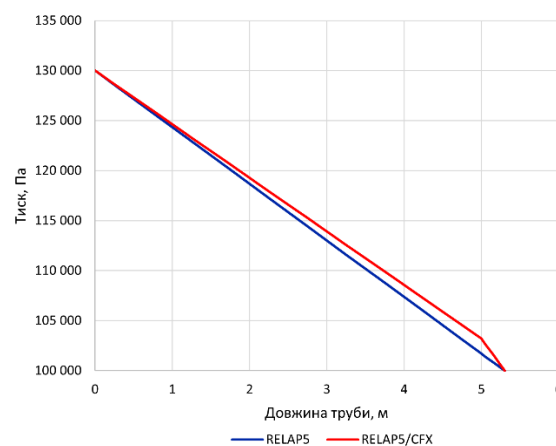


Рисунок 9 – Зміна тиску вздовж труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с)

Залишкова конвергенція маси та імпульсу для розрахунку CFD моделі показана на рисунку 10. Усі значення залишків потрапляють в діапазон менше 10^{-4} . Лише на початку моделювання існує незначне перевищення, яке усувається збільшенням кількості внутрішніх ітерацій.

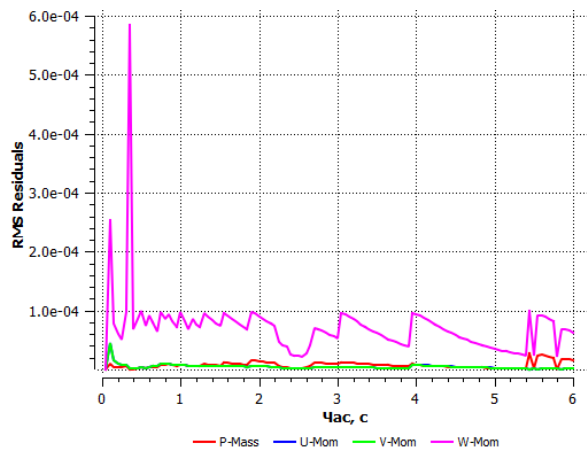


Рисунок 10 – Залишкова конвергенція маси та імпульсу

Тестування інтерфейсу «вихідного потоку»

Опис моделі

Тестування інтерфейсу типу «вихідний потік» проводиться на послідовному з'єднанні CFD-моделі з RELAP5-моделлю труби діаметром 0,1 м та загальною довжиною 5,3 м, з яких RELAP5-частина має довжину 5,0 м.

Схема спряженої моделі за якою відбувається тестування приведена на рисунку 11.

Оцінка достовірності результатів розрахунків, отриманих в спряженні, як і для випадку з інтерфейсом «вихідного потоку» виконується шляхом порівняння отриманих результатів з результатами автономного розрахунку еквівалентної RELAP5-моделі, схема якої приведена на рисунку 12.



Рисунок 11 – Спряжена модель для тестування інтерфейсу «вихідного потоку»



Рисунок 12 – Еквівалентна RELAP5-модель для тестування інтерфейсу «вихідного потоку»

RELAP5-частина моделі складається з компоненту PIPE 202, з'єднаного на виході з TDV 204 через компонент SJ 203, аналогічно до попереднього випадку. При цьому вхід в RELAP5-частину труби моделюється компонентом TDV 200 в поєднанні з компонентом Time-Dependent Junction (TDJ) 201. Така компоновка дає можливість задання температури теплоносія в TDV 200 та масової витрати в TDJ 201 в якості граничних умов, значення яких на кожному часовому кроці беруться з виходу CFD-моделі. В свою чергу, тиск з компоненту PIPE 202-01 передається до CFX та встановлюється на виході CFD-моделі.

На вході в CFD-модель на кожному часовому кроці встановлюється масова витрата та температура теплоносія відповідно до графіків приведених на рисунку 2 (б, в).

Результати тестування. Розрахунок перехідного процесу виконується до моменту стабілізації основних теплогідрравлічних параметрів – 6 секунд. Зміни масової витрати та температури в автономному RELAP5 та спряженому RELAP5-CFX розрахунку перехідного процесу приведена на графіках рисунків 13 та 14. При досить точному співпадінні значень масової витрати існує незначне запізнення початку зростання температури в спряженому розрахунку, в порівнянні з автономним. Зростання та поступова стабілізація тиску на виході з CFD-моделі, що виникає внаслідок ініціалізації перехідного процесу на вході в CFD-моделі, показані на графіках рисунку 15. Рисунок 16 демонструє падіння тиску вздовж труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с). Для результатів автономного та спряженого розрахунку існує розходження, яке набуває максимального значення на межі з'єднання двох частин труби. Дане відхилення виникає через усереднення рішень, отриманих на CFX інтерфейсі, при передачі їх з виходу CFD-моделі на вхід в RELAP5. Необхідність такого усереднення виникає внаслідок неможливості передачі інформації щодо поперечних градієнтів та турбулентності до RELAP5-моделі. Залишкова конвергенція маси та імпульсу для розрахунку CFD моделі показана на рисунку 17. Усі значення залишків потрапляють в діапазон менше 10^{-4} . Лише на початку моделювання, як і в попередньому випадку, існує незначне перевищення, яке усувається збільшенням кількості внутрішніх ітерацій.

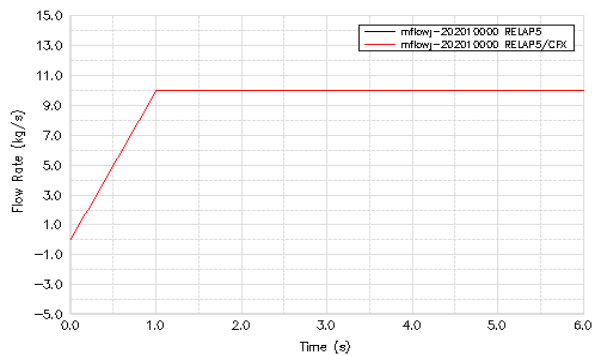


Рисунок 13 – Зміна масової витрати в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

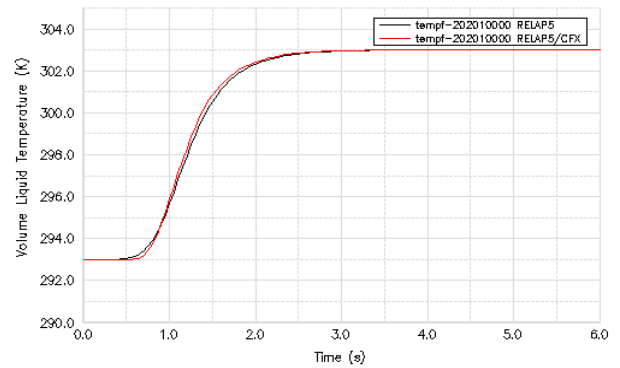


Рисунок 14 – Зміна температури в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

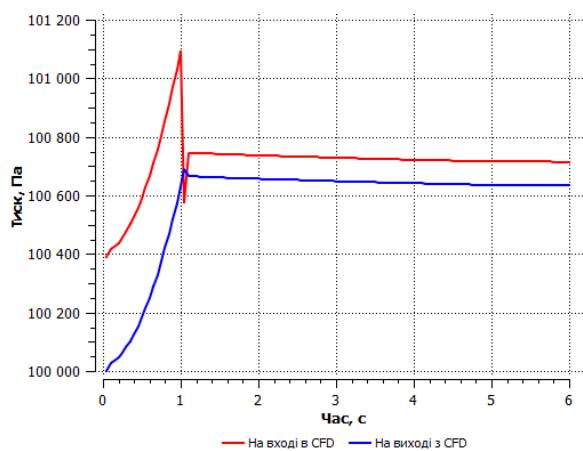


Рисунок 15 – Зміна тиску під час перехідного процесу

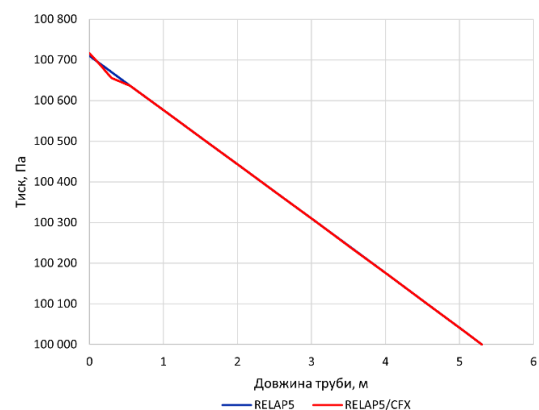


Рисунок 16 – Зміна тиску вздовж труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с)

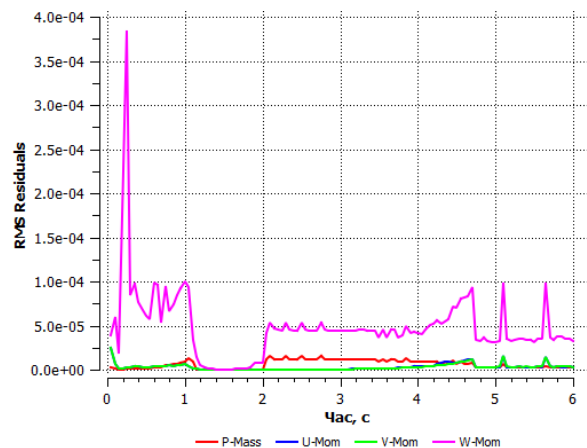


Рисунок 17 – Залишкова конвергенція маси та імпульсу

Тестування інтерфейсу «вхідного/вихідного потоку» на замкненому контурі. Успішні результати тестування інтерфейсів «вхідного потоку» та «вихідного потоку» дають змогу провести їх спільне тестування за схемою спряженої моделі, приведеної на рисунку 18. Оцінка достовірності результатів розрахунків, отриманих в спряженні, як і в попередній випадках, виконується шляхом порівняння отриманих результатів з результатами автономного розрахунку еквівалентної RELAP5-моделі, схема якої приведена на рисунку 19.

Опис моделі. Для тестування поєднаного інтерфейсу «вхідний/вихідний потік» застосовується замкнений контур діаметром 0,1 м та загальною довжиною 5,8 м, з яких RELAP5-частина має довжину 5,5 м.

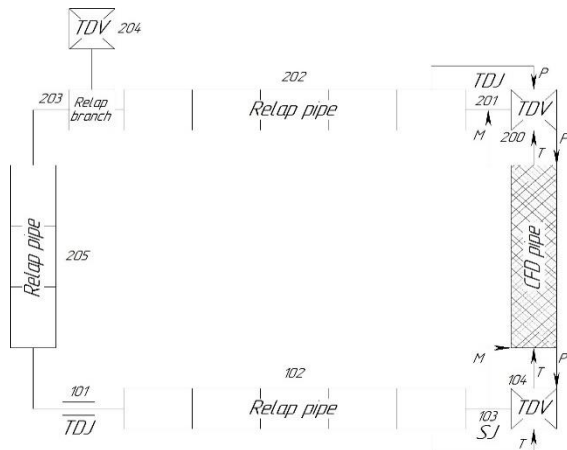


Рисунок 18 – Спряжена модель для тестування інтерфейсу «вхідного/вихідного потоку»

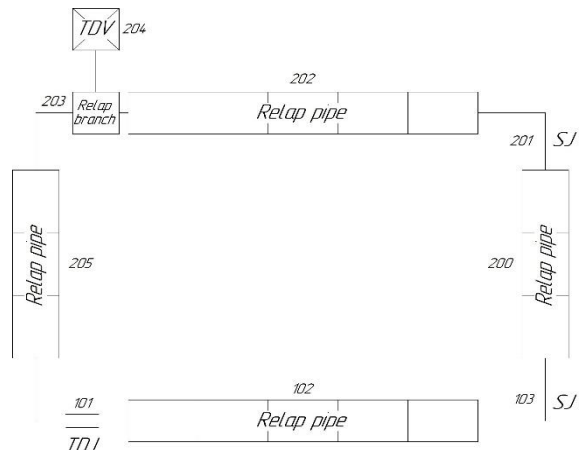


Рисунок 19 – Еквівалентна RELAP5-модель для тестування інтерфейсу «вхідного/вихідного потоку»

Компоненти PIPE 102 і 202, що входять до RELAP5-частина моделі, мають довжину 2,5 м та поділені на 5 рівних частин. Компоненти PIPE 200 та 205, мають довжину 0,3 м та поділені на 3 рівні частини. В порівнянні з попередніми конфігураціями, в схему додано розширювальний бак, що моделюється за допомогою компоненту TDV 204 із заданням постійних значень тиску та температури. Даний бак виконує компенсацію зміни об'єму теплоносія, аналогічно до компенсатора об'єму в реальній реакторній установці. З'єднання розширювального баку з схемою відбувається за допомогою компоненту BRANCH 203.

Ініціалізація перехідного процесу відбувається лінійним збільшенням масової витрати до 10 кг/с протягом 1 секунди, що задається в компоненті TDJ 101.

На кожному часовому кроці модуль спряження здійснює обмін даними між кодами відповідно до того, як це було описано в тестуванні інтерфейсу «вхідного» та «вихідного потоку».

Результати тестування. На графіках рисунку 20 та 21 приведено порівняння зміни масової витрати на вході та виході з CFD-моделі в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу. Графіки демонструють повне співпадіння значень масової витрати на вході в CFD-модель для спряженого і автономного розрахунків, та незначне зміщення значень на виході з CFD-моделі. Дане зміщення пов'язане з особливістю методу явного спряження, при якому обмін теплогідрравлічних параметрів відбувається після закінчення часового кроку.

На початку розрахунку відбувається різке падіння тиску на виході з CFD-моделі та його різке зростання на вході, що є наслідком ініціалізації перехідного процесу (рисунок 22). Стабілізація тиску відбувається після досягнення компонентом TDJ 101 номінального значення витрати.

Падіння тиску по довжині труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с) показано на графіках рисунку 23. Для результатів автономного та спряженого розрахунку, існують розходження, які набувають максимальних значень на межах з'єднання частин труби. Дане відхилення, являється сумарним результатом відхилень, що виникають на кожному з інтерфейсів. Для «вхідного інтерфейсу» це наслідок відсутності прямої інформації щодо поперечних градієнтів і турбулентності у RELAP5 та застосування рівномірного профіля масової витрати вході в CFD-модель. А для «вихідного інтерфейсу» – усереднення отриманих в CFX рішень на інтерфейсі при передачі їх з виходу CFD-моделі на вхід в RELAP5-модель, внаслідок неможливості передачі інформації щодо поперечних градієнтів і турбулентності.

Максимальні залишки для CFD моделювання показано на рисунку 24. Усі значення залишків потрапляють в діапазон менше 10^{-4} . Лише на початку моделювання, як і в попередніх випадках, існує незначне перевищення, яке усувається збільшенням кількості внутрішніх ітерацій.

Висновки. Системні теплогідрравлічні коди та коди обчислювальної гідродинаміки мають як свої переваги, так і недоліки, що обмежують область їх застосування або коректність результатів для аналізу безпеки атомних електростанцій. Спільне спряження даних засобів моделювання дасть можливість використовувати «сильні» сторони кожного з них, забезпечуючи отримання необхідних рівнів деталізації явищ та процесів з оптимальними обчислювальними затратами. Одним із варіантів застосування такого підходу є комплексне моделювання важких аварій, при якому визначальні процеси і явища, що відбуваються в межах корпусу реактора, моделюються за допомогою CFD-моделі, а елементи реакторної установки, в яких потік може бути апроксимований з високою точністю в одномірному наближенні – за допомогою RELAP5-моделі. З цією метою, з використанням мови програмування Python 3 було розроблено модуль спряження RELAP5-CFX, що керує спряженим розрахунком та здійснює обробку даних.

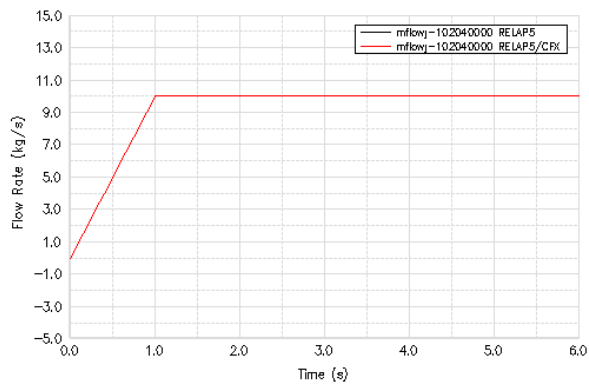


Рисунок 20 – Зміна масової витрати перед входом в CFD-модель в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

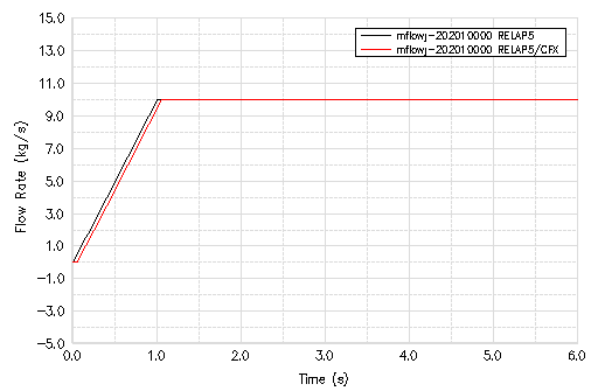


Рисунок 21 – Зміна масової витрати на виході з CFD-моделі в автономному та спряженому розрахунку перехідного процесу

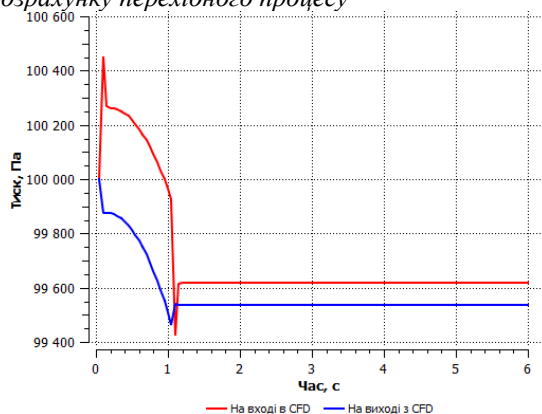


Рисунок 22 – Зміна тиску під час перехідного процесу

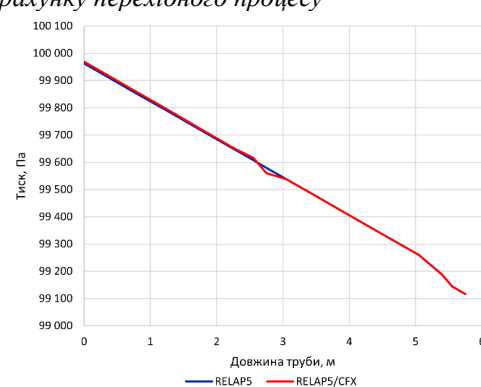


Рисунок 23 – Зміна тиску вздовж труби на момент закінчення розрахунку (при $t=6$ с)

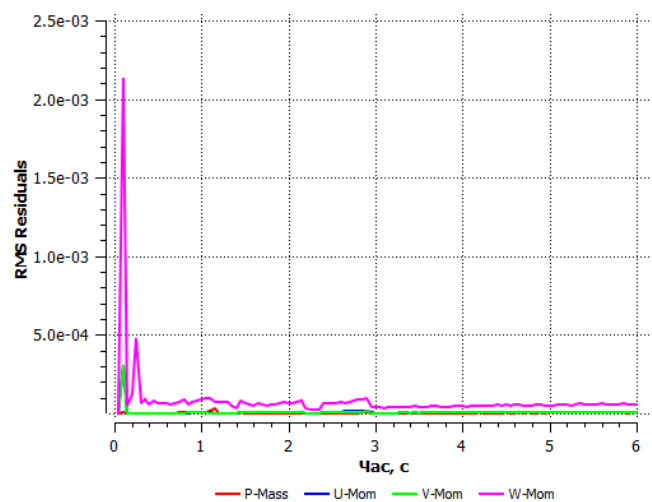


Рисунок 24 – Залишкова конвергенція маси та імпульсу

Для відпрацювання технології спряження виконано тестування модулю на послідовно з'єднаних RELAP5- та CFD-моделях горизонтальних труб, а також на замкнутому контурі.

Тестування проводилося для трьох основних типів інтерфейсу:

- «вхідний потік», що у випадку з РУ ВВЕР-1000 відповідає виходу теплоносія з холодних петель RELAP5-моделі в CFD-модель реактору;
- «вихідний потік» – вихід теплоносія з CFD-моделі реактору у гарячі петлі RELAP5-моделі;
- поєднання «вхідний/вихідний потік» на замкнутому контурі.

Результати розрахунків перехідних режимів для всіх трьох тестових завдань підтверджують правильність реалізації технології спряження. Порівняння результатів спряжених розрахунків з результатами автономних розрахунків вказують на незначні відхилення в розподілу тиску по довжині

труби у всіх тестах. Такі відхилення виникають при передачі даних від RELAP5 до CFX внаслідок відсутності прямої інформації щодо поперечних градієнтів і турбулентності у RELAP5 та застосуванні постійних поперечних профілів масової витрати та температури. І навпаки, внаслідок неможливості передачі інформації щодо поперечних градієнтів і турбулентності від CFX до RELAP5 існує необхідність в їх усередненні, що в свою чергу також викликає відхилення. Однак, не зважаючи на це, оцінка результатів спряжених розрахунків показала достатню узгодженість з результатами автономних розрахунків. Тому поточна робота дозволяє зробити висновки щодо можливості застосування розробленого модулю спряження RELAP5-CFX на більш масштабних та складних RELAP5- та CFD-моделях.

Y. Onyshchuk, Ph.D. student, ORCID 0000-0002-3556-2922

S. Klevtsov, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-1405-5048

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

RELAP5-CFX COUPLING MODULE: TESTING ON SIMPLE THERMOHYDRAULIC MODELS

The modern direction in the study of the safety of nuclear power plants is to ensure the maximum level of detail in process modeling with a satisfactory level of computational resources. One of the approaches of such task solving is the coupled use of special software with the required levels of detail, for example, systemic thermohydraulic codes with computational hydrodynamics codes.

This article describes the developed coupling module between the system thermohydraulic code RELAP5/Mod. 3.2 and the CFX computational hydrodynamics code, using an external explicit interfacing scheme without overlap, in which CFX acts as the main code and RELAP5 as the secondary one. The development of this module is part of the work on integrated coupled modeling of severe accidents and makes it possible to model the defining processes and phenomena that occur during a severe accident within the reactor vessel using the CFD model, and the elements of the reactor unit using the RELAP5 model with an acceptable cost of resources and with a high level of detail. To check the coupling technology, the module was tested on simplified models containing serially connected RELAP5- and CFD-models of horizontal pipes, as well as on a closed loop. In view of the further use of the interface module on a full-fledged model of the VVER-1000, testing is performed for three main interface types: "input flow", "output flow" and their combination "input/output flow" on a closed loop. After completion of the testing, the accuracy and credibility of the results of the coupled calculations was evaluated by comparing them with the results of autonomous RELAP5 calculations. Results of the tests calculations support the possibility of using the RELAP5-CFX coupling module on more complex and large-scale RELAP5 and CFD models.

Keywords: simulation, coupling, interface, testing, CFD, CFX, RELAP5.

References

1. Nuclear Safety Analysis Division 2001, RELAP5/Mod3.3 code manual Volume I: Code Structure, System Models, and Solution Methods., vol. 1.
2. ATHLET Mod 3.0 Cycle A. User's Manual, (2012). GRS-P-1/ Vol. 1 Rev. 6 – GRS, Garching bei München, Germany.
3. TRACE V5. 0, 2007.Theory Manual - Field Equations, Solution Methods, and Physical Models, USNRC, Washington DC.
4. Lavalie G 2006, CATHARE 2 V2.5_1: User's Manual, SSTH/LDAS/EM/2005-035.
5. D. Bestion, System Code Models and Capabilities, Thicket-2008, Italy, 2008, p. 26.
6. Y. Onyshchuk, S. Klevtsov. Problems of modeling in-vessel severe accident phase. Scientific journal “POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology”. 2021. №3. pp. 111 – 121.
7. ANSYS CFX-Solver Manager User's Guide. ANSYS, Inc. Release 18.2. ANSYS Drive Canonsburg, ANSYS, Inc., 2017, p. 200.
8. CFX Command Language. CFX-5.5.1. p 22. URL: <https://cupdf.com/document/cfx-command-language.html>
9. Miguel A. Fernandez: Coupling schemes for incompressible fluid structure interaction: implicit, semi-implicit and explicit, (2011).

Надійшла 7.09.2022

Received 7.09.2022

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ В ЕНЕРГЕТИЦІ

ENVIRONMENTAL PROBLEMS IN ENERGY

УДК 629.031

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.272090

В. А. Кондратюк, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-5035-311X

Є.М.Письменний, д-р техн. наук, професор, ORCID 0000-0001-6403-6596

І.А. Остапенко, інженер, ORCID 0000-0003-3980-1609

Д.О.Федоров, інженер, ORCID 0000-0003-3751-6986

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

УРОКИ АВАРІЇ НА АЕС FUKUSHIMA-DAIICHI ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯДЕРНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Основними причинами руйнівних парогазових вибухів з катастрофічними екологічними наслідками в процесі аварії на АЕС Fukushima-Daiichi стала втрата герметичності контурів пасивних систем безпеки відведення залишкових тепловиділень реактора та критичної для безпеки функції відведення залишкових тепловиділень у басейні витримки відпрацьованого ядерного палива. Основний урок Фукусімської аварії для екологічної безпеки ядерної енергетики України – необхідність передбачити можливість виникнення малоймовірних аварійних подій, що мають катастрофічні екологічні наслідки. До таких малоймовірних подій належать: затоплення проммайданчика АЕС, повне тривале знеструмлення, парогазові руйнівні вибухи, спільна дія зовнішніх екстремальних явищ. Виходячи з цього сформульовані наступні уроки Фукусімської аварії для ядерної енергетики України щодо малоймовірних аварійних подій із катастрофічними екологічними наслідками: урок 1 - необхідність надійної ізоляції приміщень дизель-генераторів зовнішніх екстремальних явищ; урок 2 - необхідність удосконалення стратегій та способів керування аваріями з повним тривалим знеструмленням та урок 3 - необхідність визначення умов парогазових вибухів. Уроки Фукусімської аварії та відомі результати аналізу умов вибухонебезпечності в ядерних енергоустановках із ВВЕР визначають необхідність удосконалення методів моделювання умов та наслідків парогазових вибухів на динамічних етапах аварійних процесів. Уроки Фукусімської аварії та результати розрахункового моделювання аварій з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок з ВВЕР визначають необхідність удосконалення стратегій та способів запобігання та управління аваріями з повним тривалим знеструмленням. Перспективним підходом є комплексне застосування додаткових пасивних систем безпеки забезпечення функції підживлення парогенераторів турбонасосами (область щодо підвищених тисків) та природною циркуляцією (область щодо знижених тисків).

Ключові слова: уроки Фукусімської аварії, управління аваріями, пасивні системи безпеки

Вступ

У березні – квітні 2011 р. на АЕС Fukushima-Daiichi (Японія) внаслідок потужного сейсмічного впливу та затоплення проммайданчика сталася одна з найбільших аварій ядерної енергетики. Затоплення проммайданчика та турбінних відділень із дизель-генераторами систем електропостачання призвело до втрати зовнішнього електропостачання та відмов електронасосів систем безпеки, що забезпечують відведення залишкових тепловиділень ядерного палива. Пасивні системи безпеки, що не вимагають електропостачання, також не забезпечили необхідні умови ядерної безпеки та вибухобезпеки, що зрештою призвело до важких аварій, руйнівних парогазових вибухів та катастрофічних радіаційних та екологічних наслідків.

В результаті великої аварії, за оцінками експлуатуючої компанії ТЕРСО, за один місяць, що пройшов після аварії (до 13 квітня 2011 р.), обсяг викиду в навколишнє середовище радіоактивного йоду-131 склав 105 ТБк, а цезію-137 - 104 ТБк.

Для порівняння: при аварії на Чорнобильській АЕС сумарна активність речовин, викинутих у навколишнє середовище, склала, за різними оцінками, до 14·10⁶ ТБк, у тому числі 1,8·10⁶ ТБк йоду-131, 0,085·10⁶ ТБк 0,01·10⁶ ТБк стронцію-90, 0,003·10⁶ ТБк ізотопів плутонію. На частину «шляхетних» газів припадало близько 50 % від сумарної активності. Наведені дані свідчать про те, що аварія на АЕС Fukushima-Daiichi за своїми радіаційними наслідками відповідає рівню Чорнобильської аварії.

Спочатку аварію на АЕС Fukushima-Daiichi було перекваліфіковано з 4-го рівня міжнародної шкали INES на 5-й рівень – «аварія з широкими наслідками, пов'язаними з тяжким пошкодженням активної зони».

Однак, на думку експертів МАГАТЕ та низки регулюючих органів інших країн, аварію на АЕС Fukushima-Daiichi слід кваліфікувати не нижче 6-го рівня – «важка аварія, значний викид радіоактивних продуктів за межі майданчика АЕС, які вимагають прийняття відповідних контрзаходів». Остаточно аварії на блоках № 1 – 4 були об'єднані у спільну подію, яка кваліфікована аналогічно до Чорнобильської АЕС найвищим 7-м рівнем – «велика аварія».

Причини, наслідки та уроки Фукусімської аварії є актуальними для всієї світової ядерної енергетики. Тому уроки великої аварії на АЕС Fukushima-Daiichi необхідно враховувати для різних конструкцій ядерних енергоустановок, умов та досвіду експлуатації.

Основна мета роботи – аналіз уроків Фукусімської аварії для забезпечення безпеки українських атомних енергоблоків при екстремальних зовнішніх явищах та повному тривалому знеструмленні ядерних енергоустановок із ВВЕР.

Хронологія, наслідки та уроки великої аварії на АЕС Fukushima-Daiichi розглянуті у численних роботах [1 – 16]. Узагальнення результатів цих досліджень дозволяє зробити висновок, що основними причинами аварії були:

- значні конструкційно-технічні недоліки киплячих реакторів BWR у запобіганні ядерним (важким) аваріям та парогазовим вибухам при повній втраті електропостачання;
- недостатня підготовленість персоналу до управління аваріями з повним тривалим знеструмленням в екстремально складній обстановці після затоплення промайданчика АЕС.

Аналіз уроків Фукусімської аварії для безпеки ядерної енергетики України

Основний урок Фукусімської аварії для екологічної безпеки ядерної енергетики України – необхідність передбачити можливість виникнення малоймовірних аварійних подій, що мають катастрофічні екологічні наслідки. До таких малоймовірних подій, що відбулися на АЕС Fukushima-Daiichi, належать: затоплення промайданчика АЕС; повне тривале знеструмлення ЯЕУ; парогазові руйнівні вибухи; спільна дія зовнішніх екстремальних явищ (землетрус, смерчі, урагани, падіння великих об'єктів).

Далі розглянемо докладніше уроки Фукусімської аварії для ядерної енергетики України щодо малоймовірних аварійних подій із катастрофічними екологічними наслідками.

Урок 1. Необхідність надійної ізоляції приміщень дизель-генераторів зовнішніх екстремальних явищ.

За визнанням експлуатуючої організації ТЕРСО затоплення промайданчика, що мало місце в процесі аварії на АЕС Fukushima-Daiichi, виявилось повною несподіванкою і стало основною причиною подальших катастрофічних подій. Промайданчик АЕС Fukushima-Daiichi розташований на висоті 10 м над рівнем моря, система хвилерізів висотою понад 5 м над рівнем моря, а максимальна проектна розрахункова висота цунамі 5,5 м. Тому хвиля, що виникла біля узбережжя висотою понад 14 м, що призвела до катастрофічного затоплення, представлялася вкрай малоймовірною подією, а протиаварійні заходи щодо запобігання затопленню приміщень з дизель-генераторами були недостатніми і персонал не був підготовлений до управління аваріями на енергоблоках у складі.

До Фукусімської аварії у Звітах з безпеки (ОАБ) організації АЕС України, що експлуатує, питання можливого затоплення промайданчиків взагалі не розглядалися. Після аварії вже у 2012 р. Головна інспекція ядерного регулювання України (ДІЯРУ) розробила стрес-тести переоцінки безпеки АЕС України з урахуванням уроків Фукусімської аварії, в яких одне з пріоритетних питань – аналіз можливості затоплення промайданчиків АЕС внаслідок руйнування землетрусом гребель пристанційних вод.

Основний результат проведених стрес-тестів – відсутність можливості затоплення промайданчиків АЕС. Проте методичне забезпечення стрес-тестів ґрунтувалося на квазірівноважних гідравлічних моделях затоплення. Так, при моделюванні можливого затоплення промайданчика Запорізької АЕС у стрес-тестах вважалося, що внаслідок руйнування землетрусом гребель Дніпровського каскаду водосховищ близько 2 млн. тон води з висоти понад 50 м поступово поступатиме і розтікатиметься в обсязі Каховського водосховища. При цьому не враховувалася також можливість безпосереднього спільного динамічного впливу землетрусу, смерчів (торнадо) та ураганів на обсяги Каховського водосховища та пристанційного ставка-охолоджувача Запорізької АЕС.

У роботах [17, 21] була представлена оригінальна гідродинамічна модель можливого затоплення промайданчика Запорізької АЕС при спільній дії екстремальних природних явищ. В результаті встановлено умови можливого затоплення промайданчика Запорізької АЕС:

- відгук прискорення землетрусу на поверхні ґрунту більше 1,0 g (при тривалості сейсмічних поштовхів не більше 10 с) та/або;
- смерч (торнадо) більше 2-го класу інтенсивності та/або;
- ураганний вітер не менше 100 км/год.

Необхідно також зазначити, що в ОАБ вважалося, що смерч (торнадо) будь-якого класу інтенсивності призводить до ядерної (важкої) аварії. Але виникнення смерчу в ОАБ мало малоймовірну

екстремальну подію для України, і тому моделювання умов та наслідків для безпеки виникнення смерчів в ОАБ не представлено. Припущення про малу ймовірність виникнення смерчів на території України суперечить багаторічним спостереженням, згідно з якими східна та північно-західна частини України є смерчо небезпечними зонами із зареєстрованими смерчами 3-го класу інтенсивності [21].

Таким чином, з урахуванням уроків Фукусіми необхідно передбачити можливість затоплення промайданчиків АЕС України як малоймовірну аварійну подію, яка може мати катастрофічні наслідки. Затоплення промайданчика АЕС Fukushima-Daiichi (у тому числі і приміщень аварійних дизель-генераторів) призвело до повного тривалого знеструмлення блоків (крім 6-го) та непереборних труднощів управління аварією. Тому потрібні превентивні заходи повної ізоляції приміщень з аварійними дизель-генераторами від затоплень. Зокрема, якби ці заходи були передбачені на АЕС Fukushima-Daiichi, то, можливо, це б запобігло відмовим аварійного електропостачання дизель-генераторами.

Урок 2. Необхідність удосконалення стратегій та способів керування аваріями з повним тривалим знеструмленням.

У киплячих реакторах BWR АЕС Fukushima-Daiichi функція безпеки щодо відведення залишкових тепловиділень у реакторі та басейнах витримки відпрацьованого ядерного палива (БВ ВЯП) забезпечувалася електронасосами з джерелами електроживлення від мереж зовнішнього електропостачання, аварійних дизель-генераторів та акумуляторів. В результаті затоплення промайданчика станції та приміщень з дизель-генераторами відбулася повна втрата зовнішнього електропостачання всіх блоків, а працездатними залишилися один дизель-генератор на 6-му блоці та акумуляторні батареї на 3-му, 5-му та 6-му блоках. Проектний термін безперервної ефективної експлуатації акумуляторних батарей АЕС Fukushima-Daiichi був не більше 8 год. Таким чином, 1-й, 2-й та 4-й блоки у початкові моменти затоплення, а 3-й та 5-й блоки – через 8 год опинилися в аварійному стані повного знеструмлення з відмовами всіх електронасосів проектних (штатних) систем безпеки.

В умовах повного знеструмлення функцію безпеки щодо відведення залишкових тепловиділень у блоках з BWR повинні були забезпечити пасивні системи безпеки, що не потребують тривалого електропостачання. На 1-му блоці такою пасивною системою безпеки була система басейну-барботера ізоляційного конденсатора (IC). IC була контуром природної циркуляції з відбором пароводяної суміші з реактора і конденсацією пароводяного теплоносія в басейні-барботері, розташованому в реакторному приміщенні за межами первинної захисної оболонки реактора. Проектний час працездатності однієї IC визначався запасом води у басейні-барботері та становив близько 4 год.

Пасивна система відведення залишкових тепловиділень у 2 - 6-му блоках (RCIC) складалася з контуру циркуляції з турбонасосом з паровим приводом від реактора та басейном зниження тиску, розташованими в реакторному відділенні за межами первинної захисної оболонки. Проектний час ефективної працездатності однієї RCIC також обмежений запасами бака-накопичувача конденсату; при цьому RCIC може бути ефективною тільки за підвищеного тиску в реакторі, що забезпечує працездатність турбонасоса.

Основні недоліки пасивних систем безпеки IC та RCIC реакторів BWR щодо управління аваріями з повним знеструмленням:

- а) неефективність забезпечення відведення залишкових тепловиділень у реакторі при аваріях з повним тривалим знеструмленням;
- б) при виникненні теч у контурах IC і RCIC можливе пряме попадання водню та радіоактивних продуктів за межі первинної захисної оболонки.

У БВ ВЯП BWR АЕС Fukushima-Daiichi пасивні системи безпеки відведення залишкових тепловиділень взагалі не були передбачені.

Таким чином, функції безпеки щодо відведення залишкових тепловиділень у зупинених реакторах і БВ ВЯП при повному тривалому знеструмленні не були забезпечені, що зрештою призвело до ядерних (важких) аварій та руйнівних парогазових вибухів.

Основні дії персоналу в процесі аварій з повним тривалим знеструмленням: відновлення електропостачання; вентиляція для зниження тиску в реакторі та захисному гермообсязі; підключення всіх доступних засобів охолодження. На думку експертів МАГАТЕ персонал станції героїчно діяв відповідно до встановлених симптомно-орієнтованих процедур з управління аваріями з повним знеструмленням. Проте уникнути катастрофи зрештою не вдалося, і проектні стратегії управління аваріями виявилися неефективними.

Після Фукусімської аварії Національний комітет ядерного регулювання США (NRC) провів подвійні інспекції на всіх енергоблоках АЕС щодо аналізу ефективності встановлених стратегій і способів управління подібними аваріями з повним тривалим знеструмленням [16]. В результаті проведених інспекцій було встановлено недостатню ефективність стратегій та способів управління подібними аваріями з повним тривалим знеструмленням на енергоблоках АЕС США.

До Фукусімської аварії в ОАБ українських АЕС аварія з повним знеструмленням належала як вкрай малоймовірна подія (10-7 – 10-8 1/реактор) і тому не мали пріоритетного значення для забезпечення

безпеки ЯЕУ з ВВЕР. Стратегії та способи управління аваріями з повним тривалим знеструмленням в ЯЕУ з ВВЕР відображені в експлуатаційних посібниках з управління важкими аваріями (РУТА) та симптомно-орієнтованих аварійних інструкціях (СОАІ), де регламентовані аналогічні фукусимські заходи – відновлення електропостачання, вентиляція реактора низьконапірних систем охолодження та ін. Однак уроки Фукусимської аварії визначили недостатню ефективність такої стратегії та способів управління аваріями з повним тривалим знеструмленням.

Принциповою відмінністю ЯЕУ з ВВЕР і BWR є наявність парогенератора, який у разі виникнення аварій з повним знеструмленням може бути основною пасивною системою безпеки, що забезпечує відведення залишкових тепловиділень в реакторі. В цьому випадку критичною функцією при аварії з повним тривалим знеструмленням є забезпечення необхідного рівня живильної води в об'ємі парогенератора для ефективного відведення тепловиділень в реакторі (у тому числі при відмовах аварійного захисту реактора).

Проведений у постфукусимський період в ОАБ ВВЕР-1000 детерміністський аналіз кодами RELAP та MELCOR аварій з повним тривалим знеструмленням встановив, що порушення умов ядерної безпеки настає при «пороженні» обсягу парогенератора та відносної потужності залишкових тепловиділень менше 2%. За результатами проведених досліджень, зокрема стрес-тестів визначено, що забезпечення необхідного рівня води в об'ємі парогенератора може бути здійснено шляхом подачі середовища за допомогою аварійного живильного електронасосу (АПЕН), мобільних установок, пожежних машин тощо.

У постфукусимський період основними напрямками підвищення ефективності стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ЯЕУ з ВВЕР є:

- модернізація системи електропостачання власних потреб;
- впровадження додаткових пасивних систем безпеки підживлення парогенератора, які потребують тривалого електропостачання.

Модернізація системи електропостачання власних потреб в основному передбачає встановлення додаткових потужних акумуляторів, які забезпечують достатні умови виконання функцій безпеки для аварій з повним знеструмленням не менше трьох діб.

Недоліки такого підходу:

- а) великі економічні витрати;
- б) неефективність акумуляторних джерел електропостачання у разі відмов із загальної причини (що й сталося під час аварії на АЕС Fukushima-Daiichi).

Найбільш перспективним є напрям розробки та впровадження додаткових пасивних систем безпеки підживлення парогенератора, що не потребують тривалого електропостачання.

Перший підхід у цьому напрямку ґрунтується на застосуванні систем пасивного відведення тепла природною циркуляцією від парогенератора (СПОТ ПЦ). Однак СПОТ ПЦ обґрунтовані для зниження відносно низького (порівняно з парогенератором) тиску в гермообсязі ЯЕУ з ВВЕР за відсутності «жорстких» вимог до витрати конденсату, що утворився. Актуальним недоліком СПОТ ПЦ також є необхідність розташування теплообмінників-конденсаторів за межами гермооболонки ЯЕУ з ВВЕР, що знижує загальний рівень безпеки при екстремальних зовнішніх впливах. Уроки Фукусимської аварії на 1-му блоці визначили як недостатню ефективність подібної СПОТ ПЦ від реактора задля забезпечення критичної функції безпеки відведення залишкових тепловиділень, а й можливість ініціювання парогазових вибухів при порушеннях герметичності системи. У роботі [19] на основі аналізу теплогідродинамічних процесів у СПОТ ПЦ показано, що для забезпечення витрати одного АПЕН парогенератора СПОТ ПЦ парогенератора повинна мати нереальні габаритні розміри (площа теплообмінної поверхні близько десятків тисяч квадратних метрів на висоті кількох сотень метрів над гермооболонкою).

Другий підхід ґрунтується на пропозиції професора А.В. Корольова про застосування аналога турбонасоса RCIC BWR з пароприводом від парогенератора для керування аварією з повним знеструмленням. Як такий турбонасос пропонується так званий «насос Тесла». Проте експериментально працездатність насоса Тесли була обґрунтована для низьких тисків пари. При цьому необхідно враховувати, що гідравлічна характеристика насосів з пароприводом (на відміну від насосів з електроприводом) залежить від тиску в пароприводі. У процесі аварії тиск пари в парогенераторі може змінюватись у широкому діапазоні (від 8,0 до 0,1 МПа).

Найбільш перспективним підходом є застосування аналога основного турбоживильного насоса (ТЖН) ЯЕУ з ВВЕР [19]. Багаторічний досвід експлуатації ТЖН ЯЕУ з ВВЕР визначив достатню його надійність та ефективність експлуатації. Проведена у роботі [19] розрахункова кваліфікація «аналогу ТЖН» з паровим приводом від парогенератора визначила ефективність забезпечення умов безпеки модернізованою стратегією управління аваріями з повним знеструмленням. СПОТ ПЦ реалістичних габаритів з необхідними зміцненнями конструкції може бути ефективна для кінцевих етапів розвитку аварії при відносній потужності залишкових тепловиділень менше 2% та тиску в парогенераторі менше 0,3 МПа.

Уроки Фукусімської аварії визначили, що пасивні системи безпеки підживлення парогенератора мають бути віднесені з 1-го класу безпеки ЯЕУ з ВВЕР.

Урок 3. Необхідність визначення умов парогазових вибухів.

Парогазовий вибух – це явище імпульсного виділення внутрішньої енергії у парогазовому середовищі внаслідок критичної інтенсифікації тепломасообмінних та/або фізико-хімічних процесів виділення вибухонебезпечних газів.

У ядерній енергетиці парогазові вибухи умовно поділяються на «парові», спричинені інтенсифікацією процесів пароутворення, та «водневі», спричинені утворенням водню критичної концентрації. Умовність такого поділу визначається температур, що при потужних «парових» вибухах можливе «розщеплення» молекул водяної пари на водень (детонатор «водневого» вибуху) та кисень (каталізатор «водневого» вибуху); а при потужних «водневих» вибухах можлива наступна інтенсивна генерація водяної пари та виникнення умов «парового» вибуху.

Потужний руйнівний парогазовий вибух на 4-му блоці Чорнобильської АЕС 1986 р. став основною причиною катастрофічних радіаційних та екологічних наслідків.

При великій аварії на АЕС Fukushima-Daiichi після повного знеструмлення штатних систем охолодження та неефективності пасивних систем безпеки аварійно зупинених реакторів та БВ ВЯП 4-го блоку сталися парогазові вибухи різної потужності, які стали однією з основних причин катастрофічних екологічних наслідків. До цього часу у фахівців відсутня однозначна інтерпретація причин і умов парогазових вибухів.

12 березня о 15:36 у центральному залі перевантаження палива 1-го блоку стався вибух, який спричинив руйнування верхньої частини реакторної будівлі. Можлива причина цього вибуху – втрата герметичності контуру ІС і пряме попадання достатньої для вибуху кількості парогазової суміші з реактора до будівлі реактора (минаючи первинний гермооб'єм). Можлива причина втрати герметичності контуру циркуляції ІС – запроектовані сейсмічні дії.

14 березня об 11:01 на 3-му блоці стався потужний руйнівний вибух у верхній частині реакторного відділення, каліцтва співробітників станції та руйнування системи вентиляції 2-го блоку. Можлива причина вибуху – втрата герметичності контуру циркуляції RCIC внаслідок землетрусу та пряме надходження достатнього для вибуху парогазового середовища з реактора до реакторного відділення 3-го блоку. На думку багатьох фахівців, підвищена потужність вибуху визначається, можливо, тим, що реактор 3-го блоку був на третину завантажений МОХ-паливом [16].

15 березня о 6:14 стався вибух у первинному захисному гермооб'ємі реактора 2-го блоку. Можлива причина – порушення герметичності трубопроводної обв'язки реактора та течі при підвищеному тиску парогазової суміші з реактора на гермооб'єм. Ще пізно ввечері 14 березня персонал зареєстрував різке збільшення тиску як у реакторі, так і у гермооб'ємі. Персонал відкрив запобіжні клапани протягом наступних 3 - 4 годин для зниження тиску в реакторі та підключення низьконапірного охолодження, однак тиск у гермооб'ємі продовжував збільшуватися. І рано-вранці 15 березня стався вибух із руйнуванням гермооболонки, що підтверджувалося різким зниженням тиску в гермооб'ємі, появою парової хмари («білий дим») над реакторною будівлею 2-го блоку та різким збільшенням потужності дози випромінювання на станції. Гермооб'єм реакторів BWR заповнений інертними газами (декаталізаторами «водневого» вибуху), тому, з урахуванням зареєстрованого імпульсного збільшення тиску в реакторі та гермооб'ємі, можна вважати, що стався «паровий» вибух.

Після вибуху на 2-му блоці практично відразу ж стався руйнівний вибух у БВ ВЯП 4-го блоку. Спочатку передбачалося, що причиною вибуху було влучення водню від сусідніх блоків. Однак подальший аналіз наслідків вибуху показав, що основна причина – повна втрата функцій безпеки щодо відведення залишкових тепловиділень у БВ ВЯП 4-го блоку, що містить понад 1300 відпрацьованих тепловиділяючих зборок (у тому числі і з МОХ-паливом) [16]. Після вибухів на 2-му та 4-му блоках було зафіксовано максимальну за період початку потужність дози випромінювання (до 12 мЗв/год).

Аналіз умов і наслідків парогазових вибухів, що виникли, дозволяє вважати, що на 1-му, 3-му і 4-му блоках сталися руйнівні «водневі» вибухи, а на 2-му блоці – руйнівний «паровий» вибух. Усі вибухи стали основною причиною катастрофічних екологічних наслідків.

Традиційно під час аналізу безпеки ЯЕУ з ВВЕР моделюються лише умови водневої детонації у гермооб'язі відомою діаграмою Шапіро – Монффетті у форматі «водень – каталізатор – декаталізатор». У цьому необхідно враховувати, що діаграма Шапіро – Монффетті обґрунтована лише з рівноважних («повільних») етапів розвитку аварії [21]. Умови виникнення «парових» та «водневих» вибухів на динамічних етапах внутрішньо- та позакорпусної стадій аварій не моделюються, можливо, через допущення їхньої малої ймовірності чи відсутності адекватних методів моделювання умов парогазових вибухів.

У роботах [18, 21, 22, 23, 24] на основі оригінальної моделі важкої аварії ЯЕУ з ВВЕР визначено критерії та умови виникнення парогазових вибухів та термоударів на динамічних етапах внутрішньо- та позакорпусної стадій аварії, які визначаються умовами інтенсивності процесів тепло масообміну та

фізико-хімічних процесів, а також потужністю енерговиділення ядерного палива. На основі розроблених методів визначено галузі ефективного регулювання аварійних процесів для запобігання парогозовим вибухам. Проте розроблений метод потребує експериментальної верифікації.

Висновки

1. Основними причинами руйнівних парогозових вибухів з катастрофічними екологічними наслідками в процесі аварій на АЕС Fukushima-Daiichi стала втрата герметичності контурів пасивних систем безпеки відведення залишкових тепловиділень реактора (1-й та 3-й блоки), герметичності реакторного контуру в межах захисного гермооб'єму (2-й блок) та критичної для безпеки функції відведення залишкових тепловиділень у басейні витримки відпрацьованого ядерного палива 4-го блоку.

2. Уроки Фукусімської аварії та відомі результати аналізу умов вибухонебезпечності в ядерних енергоустановках із ВВЕР визначають необхідність удосконалення методів моделювання умов та наслідків парогозових вибухів на динамічних етапах аварійних процесів.

3. Уроки Фукусімської аварії та результати розрахункового моделювання аварій з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок з ВВЕР визначають необхідність удосконалення стратегій та способів запобігання та управління аваріями з повним тривалим знеструмленням.

Перспективним підходом є комплексне застосування додаткових пасивних систем безпеки забезпечення функції підживлення парогенераторів турбонасосами (область щодо підвищених тисків) та природною циркуляцією (область щодо знижених тисків).

Список використаної літератури

1. Damage Situation and Police Countermeasures Associated with the 2011 Tohoku District-off the Pacific Ocean Earthquake (National Police Agency, 2015) https://www.npa.go.jp/archive/keibi/biki/higaijokyo_e.pdf.

2. Introductory Statement to Board of Governors. International Atomic Energy Agency (IAEA, 2013) <https://www.iaea.org/newscenter/statements/introductory-statement-board-governors-3>.

3. Report of the Japanese Government to the IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety: The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations (Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011) <http://www.iaea.org/newscenter/focus/fukushima/japan-report>.

4. Additional Report of the Japanese Government to the IAEA: The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations. Second Report (Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011) http://www.meti.go.jp/english/earthquake/nuclear/iaea/iaea_110911.html.

5. Investigation Committee on the Accident at the Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company. Final Report (Cabinet Secretariat of the Government of Japan, 2012) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/eng/final-report.html>.

6. Investigation Committee on the Accident at the Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company. Interim Report (Cabinet Secretariat of the Government of Japan, 2011) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/eng/interim-report.html>.

7. National Diet of Japan. The Official Report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission (Tokyo, 2012).

8. Fukushima Nuclear Accident Analysis Report. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2012).

9. Evaluation of the Situation of Cores and Containment Vessels of Fukushima Daiichi Nuclear Power Station Units-1 to 3 and Examination into Unsolved Issues in the Accident Progression. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2013).

10. Report on the Investigation and Study of Unconfirmed/Unclear Matters in the Fukushima Nuclear Accident. Progress Rep. No. 2. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2014).

11. Analysis of the TEPCO Fukushima Daiichi NPS Accident. Interim Report (Nuclear Regulation Authority, 2014) https://www.iaea.org/sites/default/files/anaylysis_nra1014.pdf

12. Information on the 2011 off the Pacific Coast of Tohoku Earthquake (Japan Meteorological Agency, 2015) http://www.jma.go.jp/jma/en/2011_Earthquake/Information_on_2011_Earthquake.html

13. IAEA Power Reactor Information System (PRIS) (IAEA, 2015), <http://www.iaea.org/pris/>

14. Tsunami Information (Estimated Tsunami Arrival Time and Height) (Japan Meteorological Agency, 2011) http://www.jma.go.jp/en/tsunami/info_04_20110311145026.html

15. The 2011 off the Pacific Coast of Tohoku Earthquake Tsunami Information (Coastal Engineering Committee of Japan Society of Civil Engineers, 2013) <http://www.coastal.jp/tsunami2011/index.php?Field%20survey%20results>

16. Метод моделювання умов надійності гідравлічних впливів на насоси теплових і атомних електростанцій на Скалозубов В., Ньюї З., Чілкін О., Пірковський Д. Вопросы атомной науки и техники, 2017, 110(4), С. 74–78

17. Excitation of thermoacoustic oscillations in a heated channel. Antonyuk, N.I., Gerliga, V.A., Skalozubov, V.I. *Journal of Engineering Physics*, 1990, 59(4), pp. 1323–1328

18. Гідродинамічні удари в обладнанні ядерних енергоустановок при трансзвукових режимах течії парорідних потоків Скалозубов В., Білоус Н., Пірковський Д., Комаров Ю., Чілкін О. *Ядерна та радіаційна безпека*, 2019, 2(82), С. 43–46.

19. Аналіз критичних умов надійності при гідродарах в активних системах безпеки ядерних енергетичних установок з ВВЕР-1000 Скалозубов В., Козлов І., Чілкін О., Комаров Ю., Піонтовський О., Piontkovskiy, O. *Ядерна та радіаційна безпека*, 2019, 1(81), С. 42–45

20. Improved mathematical model of fluid level dynamics in a drum-type steam generator as a controlled object. Klymchuk, A.A., Lozhechnikov, V.F., Mykhailenko, V.S., Lozhechnikova, N.V. *Journal of Automation and Information Sciences*, 2019, 51(5), pp. 65–74

21. Revision of nuclear power plants safety systems' routine testing assigned periodicity during the design extension period Skalozubov, V.I., Kozlov, I.L., Chulkin, O.A. *Problems of Atomic Science and Technology*, 2017, 111(5), pp. 53–56

22. Імпульсне джерело нейтронів високої енергії, що випускаються реакціями синтезу під час стиснення d-t газу кумулятивними детонаційними хвилями Русов В., Тарасов В., Чернеженко С., Урбаневич В., Зеленцова Т. *Журнал фізичних досліджень*, т.23, №1(2019), 1201(7с.).

23. Design of a combined burner based on the patterns of interaction between an external swirling jet and an axial direct-flow jet. Klymchuk, O., Denysova, A., Zaitsev, N., Lozhechnikova, N., Borysenko, K. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2021, 1(8-109), pp. 44–51

24. Очищення водних розчинів від солей та радіонуклідів Герліга В., Кравченко В., Притика І., Хуссам Г. *Ядерна та радіаційна безпека*, 2018, 1(77), С. 47–51.

V. Kondratyuk, associate professor, philosophy doctor, **ORCID** 0000-0001-5035-311X

Y. Pysmennyi, professor, doctor, **ORCID** 0000-0001-6403-6596

I. Ostapenko, engineer, **ORCID** 0000-0003-3980-1609

D. Fedorov, engineer, **ORCID** 0000-0003-3751-6986

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ACCIDENT LESSONS AT THE FUKUSHIMA-DAIICHI NPP FOR THE SAFETY OF THE NUCLEAR POWER INDUSTRY IN UKRAINE

The main causes of destructive steam and gas explosions with catastrophic environmental consequences during the accidents at Fukushima-Daiichi NPP were the loss of tightness of the passive safety systems of the reactor residual fuel removal safety system and the critical residual heat removal function in the spent nuclear fuel holding tank. The main lesson of the Fukushima accident for the environmental safety of Ukraine's nuclear power industry is the need to anticipate the possibility of unlikely emergency events with catastrophic environmental consequences. Such unlikely events include: flooding of the nuclear power plant site, complete long-term blackout, steam-gas destructive explosions, joint action of external extreme phenomena. Based on this, the following lessons of the Fukushima accident were formulated for the nuclear power industry of Ukraine regarding unlikely emergency events with catastrophic environmental consequences: lesson 1 - the need for reliable isolation of diesel generator rooms from external extreme events; lesson 2 - the need to improve strategies and methods of managing accidents with complete long-term blackout and lesson 3 - the need to determine the conditions of steam-gas explosions. The lessons of the Fukushima accident and the known results of the analysis of explosive conditions in nuclear power plants with WWER determine the need to improve methods for modeling the conditions and consequences of steam and gas explosions at the dynamic stages of emergency processes. The lessons of the Fukushima accident and the results of the calculated modeling of accidents with complete long-term power outages of nuclear power plants with WWER determine the need to improve strategies and ways to prevent and manage accidents with complete long-term power outages. A promising approach is the integrated use of additional passive safety systems to ensure the function of feeding steam generators with turbopumps (area for high pressures) and natural circulation (area for low pressures).

Key words: lessons from the Fukushima accident, accident management, passive safety systems.

References

1. Damage Situation and Police Countermeasures Associated with the 2011 Tohoku District-off the Pacific Ocean Earthquake (National Police Agency, 2015) https://www.npa.go.jp/archive/keibi/biki/higaijokyo_e.pdf.

2. Introductory Statement to Board of Governors. International Atomic Energy Agency (IAEA, 2013) <https://www.iaea.org/newscenter/statements/introductory-statement-board-governors-3>.

3. Report of the Japanese Government to the IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety: The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations (Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011) <http://www.iaea.org/newscenter/focus/fukushima/japan-report>.
4. Additional Report of the Japanese Government to the IAEA: The Accident at TEPCO's Fukushima Nuclear Power Stations. Second Report (Government of Japan, Nuclear Emergency Response Headquarters, 2011) http://www.meti.go.jp/english/earthquake/nuclear/iaea/iaea_110911.html.
5. Investigation Committee on the Accident at the Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company. Final Report (Cabinet Secretariat of the Government of Japan, 2012) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/eng/final-report.html>.
6. Investigation Committee on the Accident at the Fukushima Nuclear Power Stations of Tokyo Electric Power Company. Interim Report (Cabinet Secretariat of the Government of Japan, 2011) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/icanps/eng/interim-report.html>.
7. National Diet of Japan. The Official Report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission (Tokyo, 2012).
8. Fukushima Nuclear Accident Analysis Report. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2012).
9. Evaluation of the Situation of Cores and Containment Vessels of Fukushima Daiichi Nuclear Power Station Units-1 to 3 and Examination into Unsolved Issues in the Accident Progression. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2013).
10. Report on the Investigation and Study of Unconfirmed/Unclear Matters in the Fukushima Nuclear Accident. Progress Rep. No. 2. Tokyo Electric Power Company (Tokyo: TEPCO, 2014).
11. Analysis of the TEPCO Fukushima Daiichi NPS Accident. Interim Report (Nuclear Regulation Authority, 2014) https://www.iaea.org/sites/default/files/anaylysis_nra1014.pdf
12. Information on the 2011 off the Pacific Coast of Tohoku Earthquake (Japan Meteorological Agency, 2015) http://www.jma.go.jp/jma/en/2011_Earthquake/Information_on_2011_Earthquake.html
13. IAEA Power Reactor Information System (PRIS) (IAEA, 2015), <http://www.iaea.org/pris/>
14. Tsunami Information (Estimated Tsunami Arrival Time and Height) (Japan Meteorological Agency, 2011) http://www.jma.go.jp/en/tsunami/info_04_20110311145026.html
15. The 2011 off the Pacific Coast of Tohoku Earthquake Tsunami Information (Coastal Engineering Committee of Japan Society of Civil Engineers, 2013) <http://www.coastal.jp/tsunami2011/index.php?Field%20survey%20results>
16. Modelling method of conditions for reliability-critical hydraulic impacts on pumps of thermal and nuclear power plants Skalozubov, V.I., Huiyu, Z., Chulkin, O.A., Pirkovskiy, D.S. Problems of Atomic Science and Technology, 2017, 110(4), pp. 74–7
17. Excitation of thermoacoustic oscillations in a heated channel. Antonyuk, N.I., Gerliga, V.A., Skalozubov, V.I. Journal of Engineering Physics, 1990, 59(4), pp. 1323–1328
18. Water hammers in transonic modes of steam-liquid flows in npp equipment Skalozubov, V., Bilous, N., Pirkovskiy, D., ...Komarov, Y., Chulkin, O. Nuclear and Radiation Safety, 2019, 2(82), pp. 43–46
19. Analysis of reliability-critical hydraulic impact conditions at WWER-1000 NPP active safety systemsa Skalozubov, V., Kozlov, I., Chulkin, O., Komarov, Y., Piontkovskiy, O. Nuclear and Radiation Safety, 2019, 1(81), pp. 42–45
20. Improved mathematical model of fluid level dynamics in a drum-type steam generator as a controlled object. Klymchuk, A.A., Lozhechnikov, V.F., Mykhailenko, V.S., Lozhechnikova, N.V. Journal of Automation and Information Sciences, 2019, 51(5), pp. 65–74
21. Revision of nuclear power plants safety systems' routine testing assigned periodicity during the design extension period Skalozubov, V.I., Kozlov, I.L., Chulkin, O.A. Problems of Atomic Science and Technology, 2017, 111(5), pp. 53–56
22. Impulse source of high energy neutrons emitted by fusion reactions after compression of D–T gas by cumulative detonation waves Rusov, V.D., Tarasov, V.A., Chernenchenko, S.A., Urbanevich, V.V., Zelentsova, T.N. Journal of Physical Studies, 2019, 23(1), 1201
23. Design of a combined burner based on the patterns of interaction between an external swirling jet and an axial direct-flow jet. Klymchuk, O., Denysova, A., Zaitsev, N., Lozhechnikova, N., Borysenko, K. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2021, 1(8-109), pp. 44–51
24. Purification of aqueous solutions from salts and radionuclides. Gerliga, V., Kravchenko, V., Prityka, I., Hussam, G. Nuclear and Radiation Safety, 2018, 1(77), pp. 47–51

Надійшла 4.07.2022

Received 4.07.2022

МЕТОД ІДЕНТИФІКАЦІЇ НЕБЕЗПЕК ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИНИКНЕННЯ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ У РАЗІ ЗАБРУДНЕННЯ ҐРУНТУ СПОЛУКАМИ ВАЖКИХ МЕТАЛІВ

У статті проаналізовано причини виникнення небезпек, які призводять до техногенних надзвичайних ситуацій із забруднення ґрунтів сільськогосподарського призначення, поверхневих і підземних вод. Наведено наслідки для здоров'я населення у разі вживання води та продуктів із забруднених джерел. Запропоновано метод ідентифікації небезпек та прогнозування виникнення надзвичайних ситуацій у разі забруднення ґрунту сполуками важких металів. Джерелом виникнення надзвичайних ситуацій можуть стати ділянки довготривалого зберігання відходів виробництва. Початкова необхідна умова формування поля математичної моделі – наявність у поверхневому шарі ґрунту хімічних сполук шкідливих елементів з концентрацією, яка перевищує граничнодопустиму, а також інформація про структуру ґрунту та його характеристики (коефіцієнт молекулярної дифузії, об'ємна вологість), та умови зберігання шламів на території підприємства. Реалізація методу дає змогу оцінити змінення в часі рівня засоленості ґрунтів та глибини проникнення хімічних сполук. Практичне використання методу дало змогу виявити головні небезпеки під час довготривалого зберігання відходів гальванічного виробництва на відкритих ділянках. Визначена динаміка збільшення рівнів засолення ґрунту та глибини проникнення важких металів за двадцять років зберігання, а також оцінена можливість потрапляння небезпечних сполук до ґрунтових вод. Наведено рекомендації щодо способів запобігання виникнення надзвичайних ситуацій та обґрунтовано потребу у впровадженні методів вторинної переробки відходів виробництва та покращення утилізації шкідливих відходів.

Ключові слова: виробничі відходи, математичне моделювання, глибина і рівень засоленості ґрунту.

1. Вступ. Проблеми забруднення ґрунтів та водних ресурсів є домінуючими в питаннях екологічної безпеки Європейського континенту [1]. Для обмеження поширення забруднення доквілля впроваджено рішення Ради національної безпеки та оборони України від 19 березня 2021 року «Про заходи щодо підвищення рівня хімічної безпеки на території України», уведеного в дію Указом Президента України від 19 березня 2021 року № 104/2021 [2]. В Україні щорічно накопичується велика кількість відходів (табл. 1) [3].

Таблиця 1. Щорічний обсяг відходів.

Рік	2010	2015	2017	2018	2019
Обсяг відходів, млн.т.	425,9	312,2	352,1	441,5	462,4

98,7 % відходів в Україні утворюються від економічної діяльності та лише 1,3 % від діяльності домогосподарств. Через сировинну орієнтацією економіки зафіксовано високу частку відходів від підприємств добувної промисловості (розкривних порід та продуктів збагачення корисних копалин – шлаків, хвостів тощо), яка становить до 84,6 %. На інші види діяльності припадає 16,4%. Найбільша кількість відходів утворюється на підприємствах гірничої, металургійної, вугільної, машинобудівної, хімічної промисловості та енергетики.

Суттєвої екологічної шкоди зазнають ґрунти внаслідок їхнього забруднення рідкими та твердими викидами промислового виробництва. Зберігання твердих відходів часто відбувається в непорядкованих складах, без якісного упакування, на землях сільськогосподарського призначення. Забруднення поверхні ґрунтів призводить до низки проблем, пов'язаних із засоленням ґрунту [4], забрудненням ґрунтових вод та підвищенням рівня мінералізації води в поверхневих водоймах через потрапляння рідких відходів у водні ресурси. За результатами узагальненого державного обліку водокористування 2020 року у річки скинуто 5 159 млн. м³ стічних вод: без очистки – 3215,7 млн. м³ (62,3 %); нормативно-очищені – 1425 (27,7%); забруднені – 518 (10 %) [3]. Такі відходи є джерелом токсичних речовин та елементів, які потрапляють в атмосферу, ґрунти, поверхневі та підземні води, завдаючи їм непоправної шкоди. В Україні поверхневі води забруднено переважно нафтопродуктами, фенолами та важкими металами. Найбільш забруднені води реєструють у басейні Дніпра, у річках Рось, Горинь, Случ, Тетерів та інших, на берегах

яких розташовано великі промислові підприємства та міста. За результатами визначення хімічного стану поверхневих вод у 2020 році 84 % масивів відноситься до другого класу «недосягнення доброго» хімічного стану та 16 % масивів характеризуються першим класом «добрим» хімічним станом. Перелік забруднюючих речовин, які перевищують гранично-допустимі концентрації (ГДК) у річках, налічує більш як 60 найменувань. Найбільш поширені це нафтопродукти, органічні сполуки (ізодрину, бензо(к), флуорантену, цибутрину, хлороформу, ДДТ, дикофолу, пентахлорбензолу), солі важких металів (свинець, нікель, кадмій та ртуть, цинк, залізо, фосфор, хром, мідь) [3, 5]. Проблема техногенного забруднення з кожним роком зростає, що спричинено низьким рівнем впровадження технологій очищення та перероблення. Очевидно, що ситуація буде погіршуватися через військові дії.

В Україні розповсюджено використання підземних вод для господарсько-питного водопостачання та промислового використання. Загальний видобуток підземних питних (до 84 %) і технічних вод (до 12,4%) 2020 року становив 2 275,1 тис. м³ за добу та відповідно 830,4 млн. м³ за рік [3]. Ділянки забруднення міжпластових підземних вод розміщуються переважно в міських зонах, на території промислових підприємств. Концентрація та вміст шкідливих речовин зазвичай залежить від поверхневого комплексу утилізації та наявності невпорядкованих складів зберігання промислових відходів. Підземні води в основних осередках забруднені хлоридами, сульфатами, нітратами, аміаком, фенолами, нафтопродуктами, марганцем, свинцем, стронцієм у кількостях, що в окремих випадках у декілька раз перевищують ГДК.

2. Постановка (актуальність) проблеми. Щорічно в Україні реєструють надзвичайні ситуації (НС) техногенного характеру. За 10 років з 2011 до 2020 років зареєстровано 728 НС, п'ять відсотків яких спричинено забрудненням ґрунтів і водних ресурсів шкідливими та радіоактивними речовинами, концентрація яких перевищує ГДК [6]. Аналіз виникнення НС такого типу засвідчив, що збільшення кількості малотоннажних виробництв призводить до зростання кількості техногенних НС [7]. Першочергово така ситуація зумовлена комплексом чинників, пов'язаних з використанням технічно-застарілого та зношеного устаткування, а також недостатніми матеріальними ресурсами для впровадження маловідходних екологічно-безпечних технологій.

Особливу небезпеку становить накопичення в ґрунті та потрапляння до водних горизонтів «важких» металів. Головними джерелами «важких» металів є відходи підприємств металургії, машинобудування, приладобудування, електронної техніки, які не застосовують ефективні методи вторинної переробки.

До «важких» металів зазвичай відносять метали, питома щільність яких у п'ять разів перевищує щільність води (5 г / см³). Деякі з таких металів можуть бути корисними для людини (мідь, залізо, цинк), якщо не перевищують встановлених норм. Але вони стають токсичними, якщо їх хімічне видоутворення або концентрації перевищують допустимі значення [8]. Важкі метали, такі як миш'як (As), марганець (Mn), свинець (Pb), кадмій (Cd) і ртуть (Hg), мають сильну токсичність навіть за низьких концентрацій [9]. В умовах забруднення ґрунтів важкими металами овочі, які є в раціоні кожної людини, поглинають з ґрунту одночасно з корисними та токсичні елементи. Важкі метали (Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn, Cd, Pb, Hg) у великій кількості накопичуються в популярних овочах таких як *Solanum tuberosum* (картопель), *Solanum lycopersicum* (помідор), *Solanum melongena* (баклажан), *Chenopodium album* L. (лобода Біла), *Spinacia oleracea* (шпинат), *Coriandrum sativum* (коріандр) [10–13]. Водопостачання у всьому світі стикається з серйозними проблемами через підвищення концентрації важких металів [14, 15]. Особливу небезпеку становлять важкі метали, які потрапляють у джерела питної води та річки, де поглинаються фітопланктоном, і безпосередньо потрапляють в їжу людини [16]. Потрапляння важких металів до їжі створює серйозні проблеми для здоров'я населення та особливо для дітей, котрі вживають більше води та овочів на масу тіла, ніж дорослі [17]. Про потенційні ризики для здоров'я людини в результаті споживання забруднених овочів важкими металами наведено у [18–20].

Одним з основних джерел потрапляння важких металів у ґрунт є відходи від гальванічних цехів. Гальванічне виробництво належить до матеріаломістких, в якому обсяги сировини та допоміжних матеріалів у кілька разів перевищують вихід готової продукції. Як наслідок, у результаті виробництва утворюються відходи: електроліти та травильні розчини з солями важких металів. Під час змішування з водою у ході очищення виробів електроліти та травильні розчини потрапляють у стічні води [21]. Сухі відходи (шлам), які утворюються під час очищення стічних вод, містять речовини 2 і 3 класів небезпеки. Такі промислові відходи є основними джерелами надходження важких металів у навколишнє середовище через відсутність на більшості підприємств безпечних сховищ до їхнього зберігання. Довготривале складування відходів гальванічного виробництва дозволено на спеціальних майданчиках в обладнаних сховищах. Однак, як показує практика, штучні сховища мають обмежену місткість та терміни використання. Нині шлам часто зберігають на відкритих майданчиках із застосуванням захисних облицюваних матеріалів з глини, поліетилену, полівінілхлориду (ПВХ).

Тверді відходи під впливом опадів, особливо кислотних дощів, переходять у рідкий стан, що призводить до витоку хімічно-активних елементів в навколишнє середовище. Забруднення ґрунтів солями важких металів створює додаткову проблему через засоленість ґрунтів. Встановлено, що на слабо

солонцюватих ґрунтах врожай культур у середньому знижується до 25 %, на середньо солонцюватих – до 50 %, на сильно солонцюватих – до 75 %. Ґрунти за рівнем засолення, який перевищує 75 %, стають практично непридатні для рослин усіх видів [22]. Акумуляція солей в поверхневих шарах ґрунтів призводить до деградації рослинного покриву і є однією з причин загибелі зелених насаджень у місті [23]. Обводнені території, пухкі водопроникні ґрунти в Україні сприяють проникненню молекул важких у глибину ґрунту. В результаті виникають забруднення важкими металами не тільки прилеглих до місць складування ґрунтових покривів і поверхневих вод, а й підземних водних горизонтів [24].

НС, які спричинено виробничими відходами, виникають у разі засолення ґрунтів і потрапляння їх у поверхневі, ґрунтові або підземні води, які є джерелами питного водопостачання. У питній воді 2018 року зафіксовано перевищення ГДК заліза, міді, свинцю, марганцю, кадмію [5].

Забруднення ґрунтів, поверхневих і ґрунтових вод оцінюють різними математичними та фізико-хімічними методами. Оцінювання відбувається за одним чи групою параметрів, на підставі великих масивів експериментальних даних. Більшість методів, які використовують для визначення забруднення природних водних басейнів, потребують великих масивів експериментальних даних, витратних лабораторних випробувань, коштовного спеціального обладнання та спеціальних комп'ютерних пакетів програм [25, 26]. Процес попередження НС потребує дієвих методів прогнозування та завчасної ідентифікації небезпек. Враховуючи рівень небезпек для населення та суттєві матеріальні витрати, які пов'язані з ліквідацією наслідків техногенних НС, створення інженерно-технічних методів попередження НС екологічного характеру є актуальною проблемою та її розв'язання є важливим етапом з точки зору зменшення ризиків виникнення важких захворювань у дітей і дорослих, підвищення безпеки суспільства та довкілля.

3. Мета та завдання. Метою статті є розробка методу ідентифікації небезпек та прогнозування можливості виникнення надзвичайної ситуації техногенного характеру, яка спричинена поширенням у ґрунті сполук з важкими металами під час довготривалого зберігання гальванічного шламу на відкритих ділянках.

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати експериментальні данні щодо якісного та кількісного складу шламів, які утворюються в цеху гальваніки під час виробництва печатних плат і мікросхем.

2. Розробити математичну модель процесу поширення у ґрунтах молекул важких металів, які призводять до засолення ґрунтів і забруднення водних горизонтів. На підставі моделі створити метод прогнозування небезпек виникнення НС.

3. Перевірити достовірність розробленої математичної моделі та методу.

4. Запропонувати пропозиції щодо впровадження отриманих результатів.

4. Матеріал і результати досліджень. Умовою виникнення НС першого типу є глибинне засолення ґрунту, НС другого типу є потрапляння молекул важких металів у водні горизонти. Моделювання процесу переміщення молекул важких металів у багатoshарових ґрунтах передбачає кілька етапів. Початкова необхідна умова формування поля математичної моделі – наявність у поверхневому шарі ґрунту хімічних сполук важких металів з концентрацією, яка перевищує ГДК.

$$\rho_i(x_0, y_0, z_0, t) \geq \text{ГДК}_i \quad (1)$$

де ρ – концентрація хімічної сполуки, до складу якої входить елемент важкого металу; x_0, y_0, z_0 – початкові координати джерела забруднення; t – тривалість переміщення молекул; i – хімічно-небезпечна сполука, яка досягла ГДК.

Переміщення важких металів відбувається в зоні аерації через водопроникні пори, які не заповнені водою. Зону аерації характеризують як фізично неоднорідну гетерогенну багатокомпонентну систему зі складними поверхнями розділу між окремими зонами з твердими мінералами та розчинами, які заповнюють пори та тріщини ґрунтів.

Нелінійна нестаціонарна модель базується на використанні теорії фізико-хімічної гідродинаміки пористих середовищ [27]. Рівняння міграції молекул важких металів розраховано на основі балансу їх маси. За неповного насичення порід концентрація сполуки в середовищі з порами залежить від вологості. Процес руху солей металів можна описати диференціальним рівнянням вертикального руху вертикального для перенесення маси речовини

$$D_m(\theta) \frac{d^2c}{dx^2} = \theta \frac{dc}{dt} \quad (2)$$

де $D_m(\theta)$ – коефіцієнт молекулярної дифузії, $\text{м}^2/\text{с}$; C – засоленість порід, %; θ – об'ємна вологість, %; X – просторова координата, м; T – часова координата, с.

Аналітичне вирішення рівняння (2) має вигляд [28]:

$$C_{hx} = (C_{\Pi} - C_0) \operatorname{erfc} \left[\frac{1}{2} \cdot \frac{h_x}{\sqrt{\frac{D_m(\theta) \cdot t}{\theta}}} \right], \quad (3)$$

де C_{hx} – прогнозний рівень засоленості на глибині h_x , %; C_{Π} – поверхнева засоленість зони аерації в точках поверхні (x_0, y_0, z_0) при $h = 0$; C_0 – початковий рівень засоленості в точках поверхні (x_0, y_0, z_0) ґрунту до

початку складування при $t = 0$; h_x – відстань розрахункових точок від точок поверхні (x_0, y_0, z_0), тобто від поверхні землі, м; t – термін прогнозного розрахунку, рік; erfc – табульована функція.

Коефіцієнт молекулярної дифузії $D(\theta)$ є змінним параметром, характеризує переміщення молекул важких металів в ґрунті та залежить від властивостей молекул металів, температури та тиску, але головним чином визначається концентрацією речовини та вологістю [27].

Об'ємна вологість θ визначається вмістом води у ґрунті та залежить від механічних властивостей ґрунту, пористості, капілярності, вмісту домішок

$$\theta = \frac{V_B}{V_{\text{ГР}}}, \quad (4)$$

де V_B – об'єм води в ґрунті; $V_{\text{ГР}}$ – об'єм всього ґрунту з урахуванням води та газів.

Коефіцієнт молекулярної дифузії та об'ємна вологість залежать від сезону року та є імовірними параметрами. Для запропонованої нелінійної детермінованої моделі імовірні параметри в моделі характеризуються величинами математичного очікування.

Небезпека виникнення НС та оцінка можливих наслідків у моделі надані як додаткові граничні умови:

- НС, яка спричинена підвищенням рівня глибинного засолення ґрунту
- $$C_x < q(C_x, t, h_x) < 0,35 \quad (5)$$
- НС, яка зумовлена потраплянням хімічно-небезпечної сполуки з важкими металами у ґрунтові або підземні води

$$h_0 \leq q(C_x, t, h_x) \leq H \quad (6)$$

де h_x – глибина проникнення хімічно-небезпечних сполук у ґрунті; $q(C_x, t)$ – показник, який у подальшому визначає характер поширення небезпеки засоленості ґрунту та відображає можливі наслідки; H – глибина залягання водоносного горизонту в межах території можливого поширення.

Показник $q(C_x, t, h_x)$ для такого виду НС характеризує можливі наслідки з поширення хімічно-небезпечних речовин за ділянку зберігання

$$q(C_x, t) = q_n + q_{\text{пм}} + q_{\text{нм}} + q_{\text{л}} + q_{\text{с}} \quad (7)$$

де q_n – матеріальні витрати на нормалізацію умов життєдіяльності певної кількості осіб; $q_{\text{пм}}$ – прямі матеріальні збитки від ліквідації аварії та виконання після аварійних заходів; $q_{\text{нм}}$ – непрямі матеріальні збитки від ліквідації наслідків НС; $q_{\text{л}}$ – витрати на лікування та оздоровлення постраждалих, $q_{\text{с}}$ – негативні наслідки від засолення ґрунтів.

4.1 Експериментальна інформація. Верифікація запропонованого методу прогнозування виникнення НС під час зберігання шламу на відкритій ділянці здійснена на базі підприємства з виробництва печатних плат і мікросхем, яке розташовано в Черкаській області в передмісті міста Корсунь. На підприємстві використовують процеси «травлення міді», який дає можливість закріпити малюнки на поверхнях мікросхем. Оброблення окремих деталей супроводжується використанням великої кількості води, що спричиняє до утворення відходів. Відпрацьовані технологічні розчини хімічного та електрохімічного знежирення, а також лужні стічні води після каскадного промивання потрапляють у кислотні стоки. Відпрацьований електроліт лінії міднення частково скеровують на регенерацію розчину, який повторно використовують у технологічному процесі. На території підприємства, продуктивність якого коливається від 2 000 до 4 000 м² мікросхем і печатних плат, накопичується від 30 до 48 тон сухих відходів щорічно. У попередні роки шлам зберігали на території підприємства у звалищах на відкритих ділянках. Останні 20 років шлам зберігають у ПВХ-упакуваннях.

Джерелом виникнення НС можуть стати ділянки довготривалого зберігання шламу. Гальванічний шлам зберігають у формі пасти гідроокисів важких металів. Відповідно до наданої інформації шлам містить такі компоненти: мідь (Cu) – (12...16) %; кальцій (Ca) – (6...8) %; залізо (Fe) (8...10) %; хром (Cr), нікель (Ni), цинк (Zn) – до 2 %.

Небезпека НС першого типу виникає через засолення ґрунту, оскільки 69,6 % площі ґрунту в Черкаській області мають сільськогосподарське призначення. Під час зберігання шламу з розмірами часток (0,1...50) мкм, який містить солі важких металів, ґрунти засолюються і це призводить до відповідних негативних наслідків [29]. НС другого типу з більш негативними наслідками виникають через потрапляння важких металів до водних басейнів. Під впливом атмосферних опадів молекули важких металів, через легке розчинення у кислому середовищі, вимиваються та переходять у ґрунтові води, а з часом у підземні води [30].

4.2. Методи досліджень. Відповідно до запропонованого методу, прогнозування глибини проникнення солей важких металів та рівнів засоленості ґрунту визначено за таких постановок задачі:

1. Складування та зберігання шламів на відкритій ділянці впродовж двадцяти років;
2. Складування шламів та зберігання в ПВХ-упакуваннях на відкритій ділянці впродовж двадцяти років.

У ході прогнозування прийняті такі допущення: процес накопичення металів є кумулятивний; перенос солей відбувається в процесі вільного просочування та нормальної інфільтрації; коливання вологості ґрунту відбувається сезонно (зимово-весняний та літньо-осінній) [27]. За розрахунковий період

прийнято один рік (365 діб). Загальний час прогнозування становить 20 років. Процесів неусталеного руху вологи в ґрунтах під впливом випаровування не враховано.

4.2.1. Складування шламу на відкритій ділянці без упакування

За першої постановки задачі прийнято такі вихідні показники:

- засоленість поверхні ґрунту до початку складування становить $C_o = 0,15\%$;
- рух молекул важких металів відбувається тільки у пористому середовищі;
- коефіцієнт молекулярної дифузії може змінюватися в інтервалі $1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба} \leq D_m \leq 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба}$;
- об'ємна вологість з урахуванням сезонних коливань може змінюватися в інтервалі $0,20 \leq \Theta \leq 0,27$;
- під час прогнозування глибини проникнення важких металів розрахункові точки вибрано з кроком 0,2 м від поверхні.

Зона аерації в передмісті Корсуні має таку структуру: поверхневий шар (трава) – 0,3 м; суглинок – (0,8...2,0) м; пісок – (0,5...0,8) м; глина – (0,8...1,1) м; ґрунтові води $\leq 0,8$ м; глина $\leq 1,2$ м; далі починається підземна вода. Відповідно до структури ґрунту на місці складування пори становлять до 40 відсотків об'єму ґрунтового шару. Приймаємо максимальне значення засоленості $C_s = 40\%$ на межі «повітря – поверхня ґрунту», що відповідає постійному шару шлаку в точках поверхні (x_0, y_0, z_0). Наявність на поверхні ґрунту шламу з концентрацією, яка перевищує ГДК, відповідає граничній умові першого роду. Прогнозування з якісними та кількісними показниками реалізовано з використанням прикладного забезпечення Microsoft Excel.

Розрахунки за математичною моделлю (1) – (7) виконано після першого року складування зі змінними значеннями об'ємної вологості в межах $0,20 \leq \Theta \leq 0,27$. Максимальна глибина проникнення важких металів становила до 0,6 м (Рис. 1).

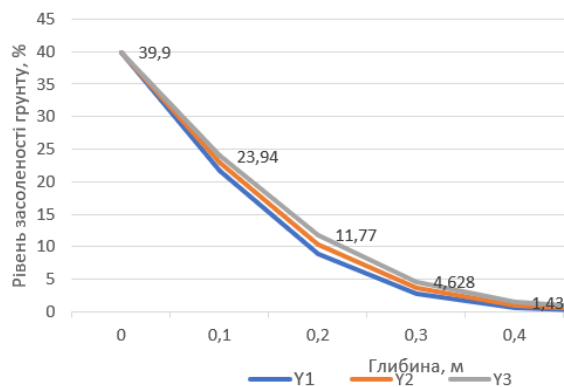


Рис. 1 – Змінення рівня засоленості ґрунту за глибиною після першого року зберігання за різних значень об'ємної вологості: Y1 – об'ємна вологості 0,20; Y2 – 0,23; Y3 – 0,27.

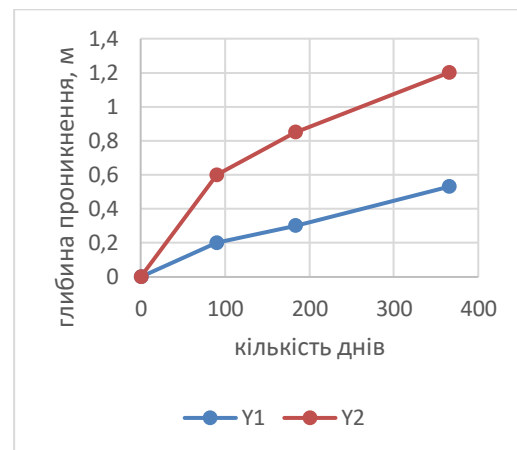


Рис. 2 – Залежність глибини проникнення молекул важких металів від часу впродовж першого року зберігання за різних значень коефіцієнту молекулярної дифузії: Y1 – $D_m = 1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба}$; Y2 – $D_m = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба}$

Як випливає з рис. 1, сезонні зміни об'ємної вологості не впливають суттєво на глибину проникнення важких металів і рівень засоленості ґрунтів. Через те в подальших розрахунках приймаємо середньорічне значення об'ємної вологості $\Theta = 0,23$.

Коефіцієнт молекулярної дифузії змінюється у широкому діапазоні залежно від сезону року. Розрахунки за наведеним алгоритмом виконано після першого року складування зі змінними значеннями коефіцієнту молекулярної дифузії $1 \cdot 10^{-5} \leq D_m \leq 5 \cdot 10^{-5}$ (рис. 2).

Криві Y1, Y2 апроксимовано лінійними залежностями виду:

$$h_1 = 0,0014t + 0,0346; h_2 = 0,0031t + 0,0146.$$

Виходячи з положення, що вологопроникність ґрунтів не може змінюватися стрибкоподібно, визначено еквівалентне значення коефіцієнту молекулярної дифузії $D_m = 2,3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба}$, яке відповідає середній упродовж року швидкості проникнення молекул важких металів у ґрунт. За такого значення D_m зміна глибини проникнення має вигляд

$$h_3 = 0,0022t + 0,0102.$$

Поширення важких металів у глибину ґрунту призводить до його засолення. На рис. 3 наведено змінення за глибиною рівня засолення зони аерації після першого року складування шламу за різних значень коефіцієнту молекулярної дифузії.

Прогнозування глибини проникнення важких металів і рівня засоленості ґрунту у місцях зберігання в часі виконано за середніх значень об'ємної вологості $\Theta = 0,23$ і коефіцієнту молекулярної дифузії $D_m = 2,3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{доба}$ (рис. 4).

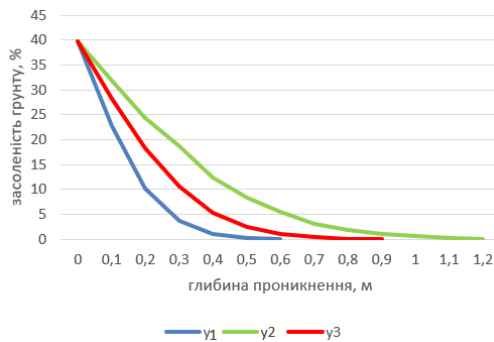


Рис. 3. Зміння рівня засоленості ґрунту за глибиною впродовж першого року зберігання за різних значень коефіцієнту молекулярної дифузії: $Y1 - D_m = 1 \cdot 10^{-5}$; $Y2 - D_m = 2,3 \cdot 10^{-5}$; $Y3 - D_m = 5 \cdot 10^{-5}$.

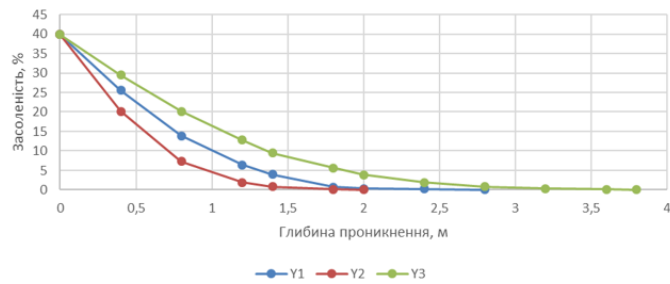


Рис. 4 – Зміння рівня засоленості ґрунту за глибиною впродовж двадцяти років зберігання: $Y1$ – після п'ятого року зберігання; $Y2$ – після десяти років зберігання; $Y3$ – після двадцяти років зберігання.

Розрахунки дали змогу визначити щорічне збільшення глибини проникнення важких металів і показали, що вже після 5 років зберігання відбувається середнє засолення на глибині до 1 м, що може створити загрозу для виникнення НС першого типу, після (10...12) років зберігання може виникнути небезпека НС другого типу, яка спричинена потраплянням шкідливих речовин у ґрунтові води.

4.2.2. Складування шламів та зберігання в ПВХ упаковуваннях на відкритій ділянці впродовж двадцяти років.

За другої постановки задачі прогнозування глибини проникнення та рівнів засоленості за 20 років під час складування шламів в упаковуванні на відкритій ділянці має певні особливості. Потрібно враховувати зміння рівнів засоленості поверхні впродовж розрахункового періоду, тобто $C_{s|h=0} \rightarrow \text{var}$.

Зберігання шламу в упаковуваннях ПВХ призводить до поступового забруднення поверхневого шару. Це зумовлено псуванням упакувань, першочергово через руйнування з'єднувальних швів, які отримано у спосіб височастотного зварювання. Шви під впливом механічних навантажень, зміння зовнішніх температур, ультрафіолетового опромінення та опадів розтріскуються, що призводить до утворення постійного шару шламу на ділянках для зберігання. Потрібно також враховувати, що гарантований термін використання такого виду упакувань не перевищує 10 років.

Аналітична залежність, яка описує процес засолення поверхневого шару ґрунту та трансформації хімічного складу води в елементах ґрунту залежно від часу зберігання шламу, має вигляд

$$\frac{dc}{dt} = C_0(\rho_i, x_0, y_0, z_0, t) \cdot K_1(\exp K_2 t), \quad (8)$$

де t – час зберігання шламу; ρ_i – ГДК і-тої шкідливої сполуки; K_1, K_2 – константи швидкості процесу.

Попередня оцінка в лабораторних умовах швидкості руйнування упакувань ПВХ на відкритих і закритих ділянках дала можливість визначити зміння концентрації шламу на поверхні в часі, і побудувати аналітичну залежність швидкості засолення поверхні ґрунту (рис. 5).

$$C_{II} = C_0 \cdot \exp(K_2 \cdot t) = 0,15 \cdot \exp(275 \cdot t). \quad (9)$$

З рис. 5 випливає, що вплив атмосферних опадів суттєво впливає на процес руйнування упакувань. Можливо рекомендувати зберігання упакувань на відкритих ділянках під навісом (тентом), який забезпечує захист від опадів, вологості та вітру.

Довгостроковий прогноз забруднення ґрунтів під час зберігання шламу в ПВХ упакуванні на відкритій ділянці, отримано як результат ітераційного розрахунку за формулами (1 – 9), результати наведено на рис. 6. наведено зміння за глибиною рівня засолення за перші п'ять років, на рис. 7 – до 20 років зберігання

Як випливає з рис. 6, під час зберігання шламу в упакуванні ПВХ, рівень засоленості ґрунту несуттєво зменшується в перші п'ять років зберігання, однак повний захист ґрунту не забезпечено. Відповідно до діючих нормативних документів рівень засоленості, який перевищує 0,3%, становить вже небезпеку для довкілля. На рис. 7 наведено глибину ґрунту з рівнем засоленості в межах (0,3...0,344) % під час двадцятилітнього періоду зберігання шламу на відкритих ділянках.

Як випливає з рис. 6, 7, під час розміщення шламу на відкритій поверхні ґрунт товщиною 0,65 м упродовж одного року переходить у категорію слабозасолених, за п'ять років – глибина досягає 1,6 метрів, що становить небезпеку виникнення НС першого типу. У разі зберігання до десяти років глибина проникнення важких металів досягає 2,2 м, за п'ятнадцять років – 2,7 м, що може спричинити забруднення ґрунтових і підземних вод, і створює небезпеку виникнення НС другого типу. Під час збереження шламу в упакуванні процес забруднення відбувається повільніше. Однак, якщо тривалість зберігання перевищує п'ятнадцять років, відбувається процес деструкції полімерного упакувань та подальше зберігання призводить до забруднення підземних вод.

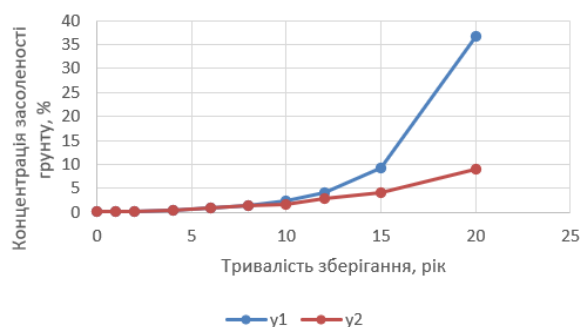


Рис. 5 – Змінення засолення поверхні C_p залежно від тривалості зберігання: Y1 – упаковки розміщено на відкритій площадці; Y2 – упаковки розміщено на закритій ділянці.

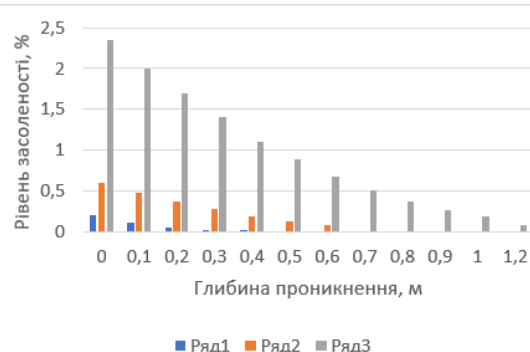


Рис. 6 – Змінення глибини проникнення важких металів залежно від тривалості зберігання: Ряд 1 – один рік зберігання; Ряд 2 – п'ять років зберігання; Ряд 3 – п'ятнадцять років зберігання.

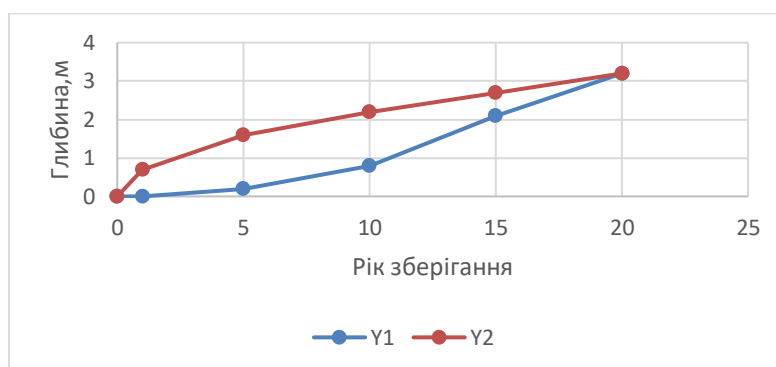


Рис. 7 – Глибина розповсюдження засоленості ґрунту в межах $C_{гх} = (0,31...0,346)$ % за двадцятирічного періоду зберігання на відкритій ділянці: Y1 – зберігання шламу в ПВХ упакованні; Y2 – зберігання шламу без упакувань

За результатами прогнозування можна стверджувати, що зберігання у звалищах на відкритих ділянках відходів гальванічного виробництва більш як 15 років призводить до суттєвого засолення ґрунту та створює умови до виникнення НС, яка зумовлена потраплянням шкідливих речовин у водні горизонти. Використання упакувань для збереження шламу доцільно у закритих сховищах, що дає можливість запобігти їх швидкому руйнуванню.

Висновки

У статті запропоновано метод ідентифікації небезпек та прогнозування виникнення надзвичайних ситуацій у разі забруднення ґрунту сполуками важких металів. Аналіз літературних джерел засвідчив, що потрапляння важких металів у ґрунт призводить до негативних екологічних наслідків, які створюють небезпеки для населення та довкілля. Проникнення солей важких металів призводить до глибинного засолення ґрунту, втрати його родючості, до вторинного забруднення рослин, які повсюдно використовують в їжу, до забруднення поверхневих та глибинних шарів водних горизонтів, які часто використовують як джерела питної води. Важкі метали негативно впливають на здоров'я людей, підвищуючи ризики захворювання внутрішніх органів на рак.

Запропонований метод прогнозування надзвичайних ситуацій базується на математичній моделі, яка дає змогу оцінити глибину проникнення шкідливих сполук і рівні засоленості ґрунту в місцях зберігання шламу та прилеглих територіях. Як вихідні данні для моделі використано інформацію про концентрацію сполук, структуру ґрунту та його характеристики (пористість, поверхневий рівень засоленості, коефіцієнт молекулярної дифузії, об'ємна вологість), умови зберігання шламу на території підприємства.

Практичне використання запропонованого методу реалізовано для оцінки процесів забруднення ґрунту під час зберігання шламу гальванічного виробництва на відкритих ділянках. На підставі натурних досліджень на території підприємства з виготовлення мікросхем і печатних плат визначено, що у ході роботи ліній «травлення міді» накопичуються великі обсяги шламу, який містить: мідь, кальцій, залізо, хром, нікель, цинк. Шлам зберігають на території підприємства у звалищах на відкритих ділянках. Останні 20 років шламу зберігають у ПВХ упаковках.

За результатами розрахунків, які наведено в статті, встановлено:

- зберігання шламу на відкритих ділянках спричиняє два види небезпек: глибинне засолення ґрунту та забруднення підземних водних горизонтів важкими металами;
- під час розміщення та зберігання шламу на відкритій ділянці без упакувань упродовж п'яти років рівень засоленості 0,35 % досягає глибину 1,6 метрів, що становить небезпеку виникнення НС першого типу. Щорічно збільшення рівня засолення та глибини проникнення важких металів (від 0,5 м за перший рік до 2,4 м після двадцяти років зберігання) створює умови до виникнення НС другого типу, які зумовлені забрудненням водних горизонтів на глибині (2,6...3,0) м;
- використання ПВХ упакувань уповільнює процес забруднення, однак якщо термін зберігання перевищує 10 років, відбувається процес деструкції полімерного упакування та подальше зберігання призводить до НС першого та другого типу.

Впровадження ефективних методів очищення стічних вод, вторинної переробки шламу та досконалих умов зберігання відходів дає можливість запобігти забрудненню ґрунту, поверхневих і підземних вод. Створення умов до унеможливлення виникнення техногенних надзвичайних ситуацій дає можливість запобігти витратанню великих матеріальних і фінансових ресурсів, які потрібно скерувати на практичну реалізацію науково-технічних розробок щодо утилізації вторинного використання відходів промислових виробництв, а також на регенерацію та відновлення земельних та водних природних ресурсів.

Список використаної літератури

1. Directive 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2000 establishing a framework for Community action in the field of water policy. *Official Journal of the European Communities*. L. 327, vol.43, 22.12.2000. 72 p.
2. Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 19 березня 2021 року "Про заходи щодо підвищення рівня хімічної безпеки на території України". *Указ президента України № 104/2021*. URL: <https://www.president.gov.ua/documents/1042021-37417>.
3. Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні у 2020 році. URL: <https://mepr.gov.ua/news/38840.html>
4. Польовий А.М., Гуцал А.І., Дронова О.О. Ґрунтознавство: підручник. Одеса: Екологія, 2013. 668 с.
5. Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні у 2018, 2019 році. URL: <https://mepr.gov.ua/news/38840.html>
6. Звіт про основні результати діяльності Державної служби України з надзвичайних ситуацій у 2019 році. 47 с. URL: <https://www.dsns.gov.ua/ua/Zvitni-materiali-Derzhavnoyi-sluzhbi-Ukrayini-z-nadzvichaynih-situaciy.html>
7. Лобойченко В.М. Розробка процедури ідентифікації факторів небезпеки на об'єктах малотонажного хімічного виробництва. *Проблеми надзвичайних ситуацій*. 2019. № 2(30). С. 176-186.
8. Adamu C.I., Nganje T.N., Edet A. (2014). Heavy Metal Contamination and Health Risk Assessment Associated with Abandoned Barite Mines in Cross River State, Southeastern Nigeria. *Journal of Environmental Nanotechnology, Monitoring & Management*. 2014. 3. P. 10-21.
9. Toxicological profile of lead. *The Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR)*. 2020. URL: <https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp13.pdf> Toxicological Profile for Lead
10. Ali H. Khan E. Trophic Transfer, Bioaccumulation and Biomagnification of Non-Essential Hazardous Heavy Metals and Metalloids in Food Chains. *Concepts and Implications for Wildlife and Human Health. Human and Ecological Risk Assessment*. 2018. 25. P. 1353-1376. URL: <https://doi.org/10.1080/10807039.2018.1469398>.
11. Chen Y., Yuan L., Xu C. The Accumulation Characteristics and Potential Health Risks of Heavy Metals in Vegetables from Reclaimed Area of China. *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal*. 2018. 24. P. 949-960. URL: <https://doi.org/10.1080/10807039.2017.1403281>.
12. Khan K., Khan H., Lu Y., Ihsanullah I., Nawab J. Evaluation of Toxicological Risk of Foodstuffs Contaminated with Heavy Metals in Swat, Pakistan. *Ecotoxicology and Environmental Safety*. 2014. 108. P. 224-232. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2014.05.014>
13. Корнелюк Н.М., Хоменко О.М. Особливості біоаккумуляції важких металів деревною рослинністю в зоні локальної дії Черкаської теплоелектроцентральної (на прикладі м. Черкаси). *Український екологічний журнал*. 2018. 8(1). С. 953-960. doi: 10.15421/2018_298.
14. Ayantobo O.O., Awomeso J.A., Oluwasanya G.O., Bada B. S., Taiwo A. M. Non-Cancer Human Health Risk Assessment from Exposure to Heavy Metals in Surface and Groundwater in Igun-Ijesha, Southwest, Nigeria. *American Journal of Environmental Sciences*. 2014. 10, P. 301-311. URL: <https://doi.org/10.3844/ajessp.2014.301.311>.
15. Lemos D.H., Camargo C.A., Camargo M.A., Landgraf M.D. *Evaluation on the Concentration of Heavy Metals in Surface Waters in the Municipality of Pratápolis-MG*. *Open Access Library Journal* 2019. 6(5). P. 1-12. doi: [10.4236/oalib.1105427](https://doi.org/10.4236/oalib.1105427).

16. Al-Musharafi S.K., Mahmoud I. Y., Al-Bahry S. N. *Environmental Contamination by Industrial Effluents and Sludge Relative to Heavy Metals*. *Journal of Geoscience and Environment Protection*. 2014. Vol. 2. No. 2. P. 22-28. doi: [10.4236/gep.2014.22003](https://doi.org/10.4236/gep.2014.22003).
17. *Children's health and the environment in Europe: a baseline assessment*. *European Environment and Health Information System (ENHIS)*. 2007. Fact Sheet No. 4.4. CODE. RPG4_Food_EXI, World Health Organization. URL: <http://worldcat.org/identities/lccn-n2008180852/>
18. Baseline Human Health Risk Assessment. *US Environmental Protection Agency (USEPA)*. 2001. Vasquez Boulevard and 1-70 Superfund Site, Denver. URL: <http://www.epa.gov/region8/superfund/sites/VB-170-Risk.pdf>
19. Zarazúa G., Girón-Romero K., Tejeda S., Carreño-De León C., Ávila-Pérez P. *Total Reflection X-Ray Fluorescence Analysis of Toxic Metals in Fish Tissues*. *American Journal of Analytical Chemistry*. 2014. 5 (12). P. 806-811. doi: [10.4236/ajac.2014.512089](https://doi.org/10.4236/ajac.2014.512089)
20. Rumana S., Nazimah M., Bader-Un-Nisa. *Vulnerability of Sunflower Germination and Metal Translocation under Heavy Metals Contamination*. *American Journal of Plant Sciences*. 2019. Vol. 10, No. 5, doi: [10.4236/ajps.2019.105054](https://doi.org/10.4236/ajps.2019.105054).
21. Nester A.A., Nikitin O.O., Romanishina O.V., Mitiuk L.O., Polukarov Yu.O. Achieving environmental security with economic impact. *Journal of Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. № 6. C. 115-120 URL: <https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=6506170646>
22. Zhongchen H., Jianwu Li, Hailong W., Zhengqian Ye, Xudong W., Yongfu Li, Dan L., Zhaoliang S. *Soil Contamination with Heavy Metals and Its Impact on Food Security in China*. *Journal of Geoscience and Environment Protection*. 2019. Vol. 7. No. 5. doi: [10.4236/gep.2019.75015](https://doi.org/10.4236/gep.2019.75015)
23. Мислюк О.О., Хоменко О.М., Єгорова О.В. Екологічна оцінка кислотно-основних властивостей ґрунтів м. Черкаси. *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. 2019. Вип. 4 (117). С. 53-59. doi: [10.30929/1995-0519.2019.4.53-59](https://doi.org/10.30929/1995-0519.2019.4.53-59)
24. Насирова Н. К., Мухамедов К. Г., Муталов Ш. А., Мухамедов Ж. К. Утилизации шламов гальванического производства. *Universum: технические науки*. 2021, 12 (93). URL: [https://7universum.com/pdf/tech/12\(93\)%20\[15.12.2021\]/Nasirova1.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/12(93)%20[15.12.2021]/Nasirova1.pdf)
25. Tretiakova L., Mitiuk L. Prediction of soil salinity from galvanic sludge. *Actual Problems of Renewable Power Engineering, Construction and Environmental Engineering: IV International Scientific-Technical Conference*, 6-8 February 2020, Kielce (Poland, Ukraine, Croatia, Slovakia, Sweden, USA): Book of Abstracts. Kielce, Politechnika Świętokrzyska, 2020. P. 150-153. URL: https://books.google.com.ua/books/about/Actual_Problems_of_Renewable_Power_Engin.html?id=Mc94zQEACAAJ&redir_esc=y
26. Лобойченко В.М. Формування методики ідентифікації передумов поширення надзвичайних ситуацій унаслідок накопичення шкідливих речовин на хімічних об'єктах. *Комунальне господарство міст*. 2020. 1(154). С. 298-305. URL: <http://repositsc.nuczu.edu.ua/handle/123456789/10924>
27. Шевченко О.Л., Бублясь В.М., Коломієць С.С. Основи перенесення вологи в зоні аерації: навч. посібник. Київ: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2014. 270 с. URL: www.geol.univ.kiev.ua/lib/moisture_transfer
28. Nester A.A., Tretiakova L., Mitiuk L., Prakhovnik N., Husiev A. Remediation of Soil Containing Sludge Generated by Printed Circuit Board Production and Electroplating. *Journal of Environmental Research, Engineering and Management*. 2020. Vol. 76. No. 4. P. 68-75. doi: [10.5755/j01.irem.76.4.25460](https://doi.org/10.5755/j01.irem.76.4.25460)
29. Балюк С. А., Дрозд О. М. Оцінювання продукційних екосистемних послуг засоленіх і солонцюватих ґрунтів півдня України. *Вісник аграрної науки*. 2019. №1. С. 60-67. URL: <https://doi.org/10.31073/agrovisnyk201901-09> http://agrovisnyk.com/pdf/ua_2019_01_09.pdf
30. Tretiakova L., Mitiuk L., Panasiuk I., Rebuell E. Mathematical model building for predicting the dissemination of hazardous substances in the soil. *EUREKA: Physics and Engineering*. 2022. N. 1 (38). P. 12-22. doi: [10.21303/2461-4262.2022.002231](https://doi.org/10.21303/2461-4262.2022.002231)

I. Panasiuk Dr. Eng. Sc., Prof. ORCID 0000-0001-6671-4266

Kyiv National University of Technologies and Design

L. Tretiakova, Dr. Eng. Sc., Prof. ORCID 0000-0001-5244-746X

L. Mitiuk, Cand. Sc., Assis. Prof. ORCID 0000 0003 4914 2387

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

METHOD OF IDENTIFYING HAZARDS AND PREDICTING THE EMERGENCY SITUATIONS IN CASE OF SOIL CONTAMINATION BY HEAVY METAL COMPOUNDS

Purpose. The goal of the article is to develop a method for identifying hazards and predicting the possibility of a technogenic emergency caused by the spread of compounds with heavy metals in the soil during long-term storage of galvanic sludge in open areas.

Methodology. The method is developed on the basis of a mathematical model that allows estimating changes in the depth of distribution and level of soil salinity over time using initial information about soil structure and its characteristics (molecular diffusion coefficient, volume humidity), annual volumes and conditions of sludge storage in the enterprise. Restrictions are set: the presence of harmful substances on the soil surface with a concentration that exceeds the permissible level; inadmissibility of harmful substances to aquifers.

Results. The practical use of the method made it possible to identify the main dangers and predict the possibility of an emergency situation with negative environmental consequences during long-term storage of galvanic waste in open areas. The dynamics of soil salinity levels and the depth of penetration of heavy metals increase over twenty years of conservation has been determined, as well as the possibility of hazardous compounds entering groundwater has been assessed.

Originality. The non-linear, non-stationary mathematical model is based on the theory of physico-chemical hydrodynamics of cellular media. The process of motion of metal salts has been described by the differential equation of motion and conservation of mass of matter for vertical mass transfer of matter.

Practical value. Formalization of information about the hazards arising during the storage of industrial waste with chemically active elements allows to consider the subject area as a complex dynamic system consisting of objects of different nature, the totality of which determines the level of danger of emergencies with environmental consequences. The developed method makes it possible to transfer the obtained results to decision-making support systems, predicting possible consequences and material costs associated with post-emergency measures, motivating the management to take measures in advance.

Keywords: industrial waste, mathematical modelling, depth and level of soil salinity.

References

1. Directive 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2000 establishing a framework for Community action in the field of water policy. *Official Journal of the European Communities*. L. 327, vol.43, 22.12.2000. 72 p.
2. On Decision of the National Security and Defence Council of Ukraine of 19 March 2021 "On Measures to Improve Chemical Safety on the Territory of Ukraine". *Decree of the President of Ukraine* № 104/2021. [Online]. Available: <https://www.president.gov.ua/documents/1042021-37417>.
3. National report on the state of the environment in Ukraine in 2020. [Online]. Available: <https://mepr.gov.ua/news/38840.html>
4. Polevoy A.M., Gutsal A.I., Dronova O.A. Soil Science: textbook. Odessa: Ecology, 2013.
5. National report on the state of the environment in Ukraine in 2018, 2019. [Online]. Available: <https://mepr.gov.ua/news/38840.html>
6. Report on the main results of the State Emergency Service of Ukraine in 2019. [Online]. Available: <https://www.dsns.gov.ua/ua/Zvitni-materiali-Derzhavnoyi-sluzhbi-Ukrayini-z-nadzvichaynih-situaciy.html>
7. Loboichenko, V. Development of a hazard identification procedure for low-tonnage chemical production facilities. *Problems of emergencies*, No 2(30), pp. 176-186, 2019.
8. Adamu C.I., Nganje T.N., Edet A. (2014). Heavy Metal Contamination and Health Risk Assessment Associated with Abandoned Barite Mines in Cross River State, Southeastern Nigeria. *Journal of Environmental Nanotechnology, Monitoring & Management*, 3, pp. 10-21, 2014
9. Toxicological Profile for Lead. *The Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR)*. 2020. [Online]. Available: <https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp13.pdf>
10. Ali H. Khan E. Trophic Transfer, Bioaccumulation and Biomagnification of Non-Essential Hazardous Heavy Metals and Metalloids in Food Chains. *Concepts and Implications for Wildlife and Human Health. Human and Ecological Risk Assessment*, 25, pp. 1353-1376, 2018. URL: <https://doi.org/10.1080/10807039.2018.1469398>.
11. Chen Y., Yuan L., Xu C. The Accumulation Characteristics and Potential Health Risks of Heavy Metals in Vegetables from Reclaimed Area of China. *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal*, 24, pp. 949-960, 2018. URL: <https://doi.org/10.1080/10807039.2017.1403281>.
12. Khan K., Khan H., Lu Y., Ihsanullah I., Nawab J. Evaluation of Toxicological Risk of Foodstuffs Contaminated with Heavy Metals in Swat, Pakistan. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 108, pp. 224-232, 2014. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2014.05.014>
13. Kornelyuk N.M., Khomenko O.M. Bioaccumulation of heavy metals by the urban trees around Cherkassy thermal power plant. *Ukrainian Journal of Ecology*, 8(1), pp. 953-960, 2018. doi: 10.15421/2018_298.
14. Ayantobo O.O., Awomeso J.A., Oluwasanya G.O., Bada B. S., Taiwo A. M. Non-Cancer Human Health Risk Assessment from Exposure to Heavy Metals in Surface and Groundwater in Igun-Ijesha, Southwest, Nigeria. *American Journal of Environmental Sciences*, 10, pp. 301-311, 2014. URL: <https://doi.org/10.3844/ajessp.2014.301.311>.
15. Lemos D.H., Camargo C.A., Camargo M.A., Landgraf M.D. Evaluation on the Concentration of Heavy Metals in Surface Waters in the Municipality of Pratápolis-MG. *Open Access Library Journal*, 6(5), pp. 1-12. 2019. doi: [10.4236/oalib.1105427](https://doi.org/10.4236/oalib.1105427).

16. Al-Musharafi S.K., Mahmoud I. Y., Al-Bahry S. N. *Environmental Contamination by Industrial Effluents and Sludge Relative to Heavy Metals. Journal of Geoscience and Environment Protection*, Vol. 2, No. 2, pp. 22-28, 2014. doi: [10.4236/gep.2014.22003](https://doi.org/10.4236/gep.2014.22003).
17. *Children's health and the environment in Europe: a baseline assessment*. European Environment and Health Information System (ENHIS). 2007. Fact Sheet No. 4.4. CODE. RPG4_Food_EXI, World Health Organization. [Online]. Available: <http://worldcat.org/identities/lccn-n2008180852/>
18. Baseline Human Health Risk Assessment. US Environmental Protection Agency (USEPA). 2001. Vasquez Boulevard and 1-70 Superfund Site, Denver. [Online]. Available: <http://www.epa.gov/region8/superfund/sites/VB-170-Risk.pdf>
19. Zarazúa G., Girón-Romero K., Tejada S., Carreño-De León C., Ávila-Pérez P. *Total Reflection X-Ray Fluorescence Analysis of Toxic Metals in Fish Tissues. American Journal of Analytical Chemistry*, 5 (12), pp. 806–811, 2014. doi: [10.4236/ajac.2014.512089](https://doi.org/10.4236/ajac.2014.512089)
20. Rumana S., Nazimah M., Bader-Un-Nisa. *Vulnerability of Sunflower Germination and Metal Translocation under Heavy Metals Contamination. American Journal of Plant Sciences*, Vol. 10, No. 5, 2019. doi: [10.4236/ajps.2019.105054](https://doi.org/10.4236/ajps.2019.105054).
21. Nester A.A., Nikitin O.O., Romanishina O.V., Mitiuk L.O., Polukarov Yu.O. Achieving environmental security with economic impact. *Journal of Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, No 6. pp. 115–120, 2020. URL: <https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=6506170646>
22. Zhongchen H., Jianwu Li, Hailong W., Zhengqian Ye, Xudong W., Yongfu Li, Dan L., Zhaoliang S. *Soil Contamination with Heavy Metals and Its Impact on Food Security in China. Journal of Geoscience and Environment Protection*, Vol. 7, No. 5, 2019. doi: [10.4236/gep.2019.75015](https://doi.org/10.4236/gep.2019.75015)
23. Myslyuk O., Khomenko O., Yehorova O. Ecological assessment for the acid-base properties of urban soils in cherkasy city. *Bulletin of Kremenchuk Mykhailo Ostohradskyi State Polytechnic University*, Vol. 4 (117), pp. 53-59, 2019. doi: [10.30929/1995-0519.2019.4.53-59](https://doi.org/10.30929/1995-0519.2019.4.53-59)
24. Nasirova N. K., Mukhamedov K. G., Mutalov Sh. A., Mukhamedov J. K. Electroplating sludge utilization. *Universum: technical sciences*, 12 (93), 2021. URL: [https://7universum.com/pdf/tech/12\(93\)%20\[15.12.2021\]/Nasirova1.pdf](https://7universum.com/pdf/tech/12(93)%20[15.12.2021]/Nasirova1.pdf)
25. Tretiakova L., Mitiuk L. Prediction of soil salinity from galvanic sludge. *Actual Problems of Renewable Power Engineering, Construction and Environmental Engineering: IV International Scientific-Technical Conference*, 6-8 February 2020, Kielce (Poland, Ukraine, Croatia, Slovakia, Sweden, USA): Book of Abstracts. Kielce, Politechnika Świętokrzyska, pp. 150-153, 2020. [Online]. Available: https://books.google.com.ua/books/about/Actual_Problems_of_Renewable_Power_Engin.html?id=Mc94zQEACAAJ&redir_esc=y
26. Loboichenko V. Methodology for identifying prerequisites for the expansion of emergencies resulting from the accumulation of hazardous substances in chemical facilities. *Urban Public Utilities*, 1(154), pp. 298-30, 2020. URL: <http://repositsc.nuczu.edu.ua/handle/123456789/10924>
27. Shevchenko O.L., Bublias V.M., Kolomiets S.S. Bases of transference of moisture are in the zone of suspend water. Kyiv: A Publishing-polydiene center is the "Kyiv university", 2014. URL: https://www.geol.univ.kiev.ua/lib/moisture_transfer
28. Nester A.A., Tretiakova L., Mitiuk L., Prakhovnik N., Husiev A. Remediation of Soil Containing Sludge Generated by Printed Circuit Board Production and Electroplating. *Journal of Environmental Research, Engineering and Management*, Vol. 76, No. 4, pp. 68–75, 2020. doi: [10.5755/j01.arem.76.4.25460](https://doi.org/10.5755/j01.arem.76.4.25460)
29. Baliuk S.A., Drozd O.M. Assessment of production eco-system services of the salted and solonetzic soils of South of Ukraine. *Visnik agrarnoyi nauki*, 1, pp. 60–67, 2019. doi.org/10.31073/agrovisnyk201901-09
30. Tretiakova L., Mitiuk L., Panasiuk I., Rebuel E. Mathematical model building for predicting the dissemination of hazardous substances in the soil. *EUREKA: Physics and Engineering*, No. 1 (38), pp. 12-22, 2022. doi: [10.21303/2461-4262.2022.002231](https://doi.org/10.21303/2461-4262.2022.002231)

Надійшла 31.07.2022
Received 31.07.2022