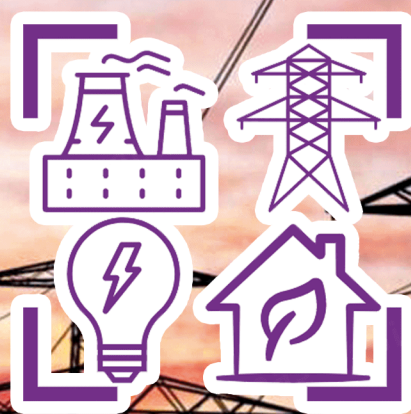




ISSN 2224-0349

ВІСНИК
Національного технічного університету
«ХПІ». Серія:

Енергетика: надійність та енергоефективність



1 (12)
2026

Харків

ISSN 2224-0349

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

MINISTRY OF EDUCATION
AND SCIENCE OF UKRAINE

National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

**Вісник Національного
технічного університету
«ХПІ». Серія: Енергетика:
надійність та
енергоефективність**

№ 1 (12) 2026

Збірник наукових праць

**Bulletin of the National
Technical University
"KhPI". Series: Energy:
Reliability and Energy
Efficiency**

No. 1 (12) 2026

Collection of Scientific papers

Харків
НТУ «ХПІ», 2026

Kharkiv
NTU "KhPI", 2026

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency: зб. наук. пр. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». — Харків : НТУ «ХПІ», 2026. — № 1 (12) 2026. — 162 с. — ISSN2224-0349.

Видання присвячене питанням теоретичних та практичних результатів досліджень і розробок, пов'язаних з проблемами надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування, а також електроенергетичної системи в цілому. Розглядаються проблеми електроспоживання, енергозбереження і підвищення якості електричної енергії.

Для науковців, викладачів вищої школи, аспірантів, студентів і фахівців в галузі енергетики, надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування.

The publication is devoted to the issues of theoretical and practical results of research and development associated with problems of reliability and efficiency of power equipment and power system as a whole. The problems of electricity consumption, energy saving and improvement of the quality of electric energy are considered.

For scientists, teachers of higher education, post-graduate students, students and specialists in the field of energy, reliability and efficiency of power equipment.

Ідентифікатор медіа R30-02561, згідно з рішенням Національної ради України з питань телебачення і радіомовлення від 11 січня 2024 року №33.

Мова статей – українська, англійська.

Наказом МОН України № 1017 від 27 вересня 2021 року «Про рішення з питань присудження наукових ступенів і присвоєння вчених звань та внесення змін до наказу Міністерства освіти і науки України від 29 червня 2021 року № 735» Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включено до категорії Б «Переліку наукових фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора наук, кандидата наук та ступеня доктора філософії».

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включений до зовнішніх інформаційних систем, у тому числі в бібліографічну базу даних OCLC WorldCat (США), індексується пошуковими системами Google Scholar і CrossRef; зареєстрований у світовому каталозі періодичних видань бази даних Ulrich's Periodicals Directory (New Jersey, USA).

Офіційний сайт видання: <http://erec.khpi.edu.ua/>

Засновник
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

Founder
National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Редакційна колегія

Головний редактор:

Шевченко С. Ю., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Заступник головного редактора:

Данильченко Д. О., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Члени редколегії:

Безпрозваних Г. В., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Бошняк В. А., PhD, ст. досл., Техн. ун-т Молдови, Молдова

Говоров П. П., д.т.н., проф., ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Україна

Денисюк С. П., д.т.н., проф., Ін-т електродинаміки НАН України, Україна

Довгалюк О. М., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Зайцев Д. А., д.т.н., проф., ДБТУ, Україна

Запорожець А. О., д.т.н., ст. досл., Ін-т заг. енерг. НАН України, Україна

Кавакзех М. З., PhD, Прикладний ун-т Аль-Балка, Йорданія

Коцур М. І., к.т.н., доц., НУ «ЗП», Україна

Кулагін Д. О., д.т.н., проф., НУ «ЗП», Україна

Кунденко М. П., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Мірошник О. О., д.т.н., проф., ДБТУ, Україна

Тиршу М. Ш., д.т.н., Техн. ун-т Молдови, Молдова

Хузайфа А. С.А.-І., PhD, Прикладний ун-т Аль-Балка, Йорданія

Шутенко О. В., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Черкашина В. В., д.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Відповідальний секретар:

Кулик О. С., PhD, НТУ «ХПІ», Україна

Editorial staff

Editor-in-Chief

Shevchenko S. Yu., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Deputy Editor-in-Chief

Danylchenko D. O., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Editorial Staff Members:

Bezprozvanykh G. V., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Bosneaga V., PhD, UTM, Republic of Moldova

Hovorov P. P., D.Tech.Sc., Prof., O.M. Beketov NUUE, Ukraine

Denysiuk S. P., D.Tech.Sc., Prof., IED NASU, Ukraine

Dovgalyuk O. M., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Zaitsev D., D.Tech.Sc., UTM, Republic of Moldova

Zaporozhets A. O., D.Tech.Sc., GEI NASU, Ukraine

Qawaqzeh M. Z., PhD, Al Balqa Applied University, Hashemite Kingdom of Jordan

Kotsur M., I., Cand.Tech.Sc., Docent, NU "ZP", Ukraine

Kulahin D. O., D.Tech.Sc., Prof., NU "ZP", Ukraine

Kundenko M. P., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Miroshnyk O. O., D.Tech.Sc., Prof., SBTU, Ukraine

Tirşu M., D.Tech.Sc., UTM, Republic of Moldova

Huthaifa A. S. A.-I., PhD, Al Balqa Applied University, Hashemite Kingdom of Jordan

Shutenko O. V., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Cherkashyna V. V., D.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Executive Secretary:

Kulyk O. S., PhD, NTU "KhPI", Ukraine

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ». Протокол № 6 від 29 травня 2026 р.

© Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2026

YULIIA OLIINYK – Candidate of Pedagogical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Industry, V. N. Karazin Kharkiv National University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5893-352X>; e-mail: yuliia.oliinyk@karazin.ua.

KOSTIANTYN BROVKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Industry, V. N. Karazin Kharkiv National University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9669-9316>; e-mail: brovkokonstantin@gmail.com.

ARTEM CHERNIUK – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Head of the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Industry, V. N. Karazin Kharkiv National University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6218-4132>; e-mail: artem.cherniuk@karazin.ua.

PAVLO VASIUCHENKO – Candidate of Pedagogical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering and Electrical Power Industry, V. N. Karazin Kharkiv National University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4850-1288>; e-mail: pvasyuchenko@gmail.com.

SIMULATION OF THE INTEGRATION OF A SOLAR POWER PLANT INTO A 10/0.4 KV DISTRIBUTION NETWORK USING THE SICAD PLATFORM

The intensive development of renewable energy in Ukraine and the world necessitates an in-depth study of the processes of integration of solar power plants into medium-voltage distribution networks. Increasing the share of decentralized generation sources changes the established modes of operation of electrical systems, makes it difficult to balance active and reactive power, affects the voltage level in nodes and creates additional requirements for protection and automation systems. The relevance of the problem is enhanced by the fact that networks of voltage class 6 – 10 kV were originally designed to work in the traditional direction of power flows – from the substation to consumers, while the connection of solar stations causes the appearance of reverse flows and uneven load distribution. The purpose of this study is to model the impact of photovoltaic plants on the operation of distribution networks and analyze the capabilities of inverters in increasing the efficiency of voltage regulation and maintaining the reliability of power supply. The object of the study is a 10/0.4 kV distribution network with a 5 MW integrated solar power plant, reproducing a typical example of a modern renewable source system. The main hypothesis is that the use of inverters with a reactive power control algorithm ensures the stability of operating modes and reduces the negative consequences of fluctuations in solar generation. The work adopts a comprehensive approach including analytical methods for calculating power flow distribution and computer simulations in the SICAD software environment. This made it possible to reproduce the operation of the network in various scenarios: at the night minimum load, the daytime peak of generation, as well as in transient modes. In addition, emergency situations were investigated, including a sudden shutdown of the solar power plant and the occurrence of short circuits. This approach makes it possible to assess not only the standard, but also the emergency conditions of the system's functioning. The scientific novelty of the work consists in the development of an approach to assessing the impact of photovoltaic power plants on the modes of operation of distribution electric networks, taking into account the possibilities of controlling the reactive power of inverters and the variable nature of solar generation. The practical significance of the results lies in the possibility of their use for the development of methodological recommendations for the integration of photovoltaic plants in medium voltage networks, as well as for the improvement of inverter control algorithms. The obtained conclusions can be useful both to operators of distribution systems and project organizations when planning the development of electrical networks, taking into account the growing share of renewable energy sources.

Keywords: electrical distribution network; solar power plant; photovoltaic generation; inverter; voltage regulation; reactive power; computer simulation.

Introduction. Current energy development is inextricably linked to global environmental challenges, reduced carbon dioxide emissions and the transition to a sustainable economy. In these conditions, renewable energy sources, in particular solar power plants (SPPs), are gaining more and more importance. There has been a steady trend in the world towards an increase in their share of the overall generation balance sheet, which is attributable to the environmental benefits, economic feasibility and technical capacity for rapid deployment of such facilities. Ukraine is also actively moving in this direction, as the integration of renewable generation is an important component of the state's energy security and its international obligations within the framework of the «green» transition.

However, the wide implementation of SPP in medium voltage distribution networks is accompanied by a number of new problems. In a traditional power supply system, power flows had a one-way – direction from large

generating stations to consumers. In the conditions of connecting SPPs, this nature changes, which makes it difficult to regulate network operation modes. In addition, the generation of electricity from solar radiation is unstable in nature, as it depends on weather conditions, which can cause significant voltage fluctuations. An additional risk factor is the influence of inverters on the quality of electricity: the appearance of harmonic components, flickers and possible deterioration of phase symmetry. All this poses a threat to the reliability and safety of distribution networks, which were originally designed for classic consumption conditions.

That is why there is a need to conduct scientific research aimed at studying the impact of SPP on the modes of operation of distribution networks. This makes it possible to identify potential problems in advance and find optimal technical solutions to minimize them. In addition, the results of such studies could provide a basis for improving the regulatory framework, improving the planning efficiency of



new generation facilities and upgrading already existing networks. Also, modeling the operation of the system in specialized software environments, such as SICAD [1], allows you to assess with high accuracy the impact of connecting renewable sources on power supply parameters, ensure the stability of the system in regular and emergency modes, and develop recommendations for increasing the reliability of energy supply.

The practical significance of such research lies in the creation of scientifically based methodical approaches to the integration of SPP in medium voltage networks. This contributes to reducing operating costs, reducing electricity losses, improving voltage quality and ensuring stable operation of the electric power system in general. At the same time, the study provides the possibility of formulating recommendations for energy companies and distribution system operators, which will allow more efficient management of the process of connecting new generating facilities.

Therefore, the scientific problem of integrating SPPs into medium voltage distribution networks is extremely relevant both from the point of view of ensuring energy stability and safety, and in view of the practical tasks of increasing the efficiency and quality of electricity supply. Therefore, studies dedicated to simulating the integration of SPPs in a 10/0.4 kV distribution network using the SICAD software environment and the analysis of system operating modes are relevant.

Analysis of literary sources and formulation of the problem. In the work [2], a broad review study of the development of SPPs integration into energy networks was carried out and the main directions and problem areas of integration were identified (in particular, issues of electricity quality, losses, voltage modes). However, the work is of a generalised nature and does not contain a detailed analysis of emergency mode scenarios or an application model for 10 kV medium voltage networks.

In study [3], the influence of reverse flows on transformers and other network elements was analyzed using the example of low-voltage networks, and the risks of transformer overload with a large share of SPP were revealed. However, the results mainly concern low voltage networks and are not directly transferred to the features of 10 kV medium voltage networks, where other topology and mode characteristics.

The work [4] presents a number of applied studies and methods for assessing the impact of SPPs on medium voltage networks (voltage analysis, losses, optimal placement), and reveals a positive effect of local load coverage. However, the study rarely includes a detailed assessment of dynamic responses to accidents (sudden generation outages) and interaction with relay protection.

The publication [5] focuses on the measurement and theoretical analysis of the phenomena of voltage reduction or increase during reverse flows in feeders, demonstrating that standard voltage regulators can experience problems with a high level of SPPs penetration. However, the work does not cover the impact of realistic daily and seasonal solar insolation profiles and does not make practical recommendations for tuning inverters in 10 kV networks.

The study [6] considered strategies for placing and selecting SPP power in the distribution network environment in order to minimize losses and improve the voltage profile. The usefulness of optimal placement is shown. However, the work applies static scenarios and does not simulate emergency modes or features of inverter dependency control algorithms «reactive power – voltage».

Publication [7] analyzed approaches to control the reactive power of inverters (dependency regulation «reactive power – voltage», power factor regulation, etc.) as a voltage stabilization tool. The effectiveness of such methods in regular regimes has been proven. However, many studies are limited to idealized models of inverters and do not take into account their behavior in emergency transitions or in rapidly changing generation modes.

In work [8], the issue of SPP modeling in dynamic models is considered, standardized approaches to the display of inverters and solar arrays are given. However, the practical application of these models at the level of medium voltage networks of 10 kV with the subject of return flows and specific feeder topologies is often not presented in the form of a ready-made technique for engineers.

The work [9] provides an overview of the impact of the high level of penetration of dispersed energy sources (in particular SPP) on the parameters of distribution networks and recommendations for the adaptation of traditional means of regulation. It is shown that modifying the controllers of voltage regulators and coordination mechanisms can facilitate integration. At the same time, the article does not provide an in-depth analysis of specific emergency scenarios typical of 10 kV networks with large SPPs.

In study [10], the issue of optimal placement and power of SPPs in long medium voltage feeders was considered and it was shown that localization and power value significantly affect voltage losses and profile. However, most studies use simplified or averaged daily insolation profiles, which reduces the accuracy of the assessment in cases of sudden weather changes and emergency outages.

The publication [11] investigated the influence of the choice of the SPP model (degree of detail of the inverter and photovoltaic modules) on the results of the analysis of the network operation; it was proved that the accuracy of the model significantly affects the conclusions regarding the quality of voltage and losses. However, the question of choosing the optimal level of detail (balance of accuracy and computational complexity) for modeling 10 kV networks is left open.

In work [12], a comparative analysis of problems with the quality of electricity in networks with a high level of SPPs penetration (harmonics, flickers, full coefficient of harmonic distortions) was performed and compensation methods were considered, but most solutions are focused on low-voltage networks and do not take into account the features of protection and coordination in 10 kV networks.

The publication [13] analysed the daily and seasonal SPP generation profiles and their impact on network mode parameters. It is shown that taking into account realistic profiles increases the correctness of calculations. However, the work does not integrate these profiles into complete accident scenarios (for example, sudden shutdown of SPPs

during peak hours) and does not consider the impact of additional means such as energy storage.

Study [14] examined practical examples of the application of software complexes for the simulation of electrical networks (OpenDSS, ETAP, PowerFactory) in order to analyse return flows and their compensation measures. It shows how such tools help in planning. However, in most cases there is a lack of in-depth validation of models on real data of 10 kV medium voltage networks and a robust strategy taking into account inverter adjustment during accidents.

Publication [15] presents optimization methods and strategies for coordinating voltage regulators, including strategies for using SPPs inverters as virtual reactive power sources. However, the practical implementation of such strategies in systems with communication disabilities and old relay protection has not been investigated.

The work [16] carried out a systematic analysis of the risks of integrating the large capacity of SPPs into distribution networks and emphasized the importance of the combined use of energy storage devices, adaptive settings of inverters and modernization of protection systems. However, practical techniques for engineering implementation (in particular, specific settings for 10 kV networks and validation algorithms in specialized software complexes) remain underdeveloped.

The analysis of the given sources [2–16] indicates a significant attention of scientists to the problems of integration of SPPs into electrical networks. Despite the variety of – approaches from generator placement optimization, voltage and loss analysis, to reactive power management and emergency mode modeling –, none of the studies offer a comprehensive applied technique for medium voltage 10 kV networks.

Existing robots are mostly either limited to low-voltage networks, or only consider individual aspects (static scenarios, individual modes, local examples), leaving out system analysis of dynamic emergency processes combined with features of inverters, relay protection and energy storage.

Thus, a common unresolved problem is the lack of a formalized model of SPP integration in a medium voltage network of 10 kV, which would comprehensively take into account emergency scenarios, the operation of inverters, relay protection and auxiliary means (energy storage).

Solving this problem will allow the creation of engineering methods to ensure the reliability, quality of electricity and safe operation of networks with a high level of SPPs penetration.

Purpose and tasks of research. The aim of the study is to develop a mathematical model of a 10/0.4 kV distribution network with a connected SPP in the SICAD software environment to analyze the impact of renewable generation on the operating modes of the system. This will make it possible, on the one hand, to obtain new scientific results regarding the regularities of the functioning of electrical networks in the presence of solar generation, and on the other hand, to form practical recommendations for increasing the reliability and efficiency of their operation.

To achieve the set goal, the following research tasks were defined:

- to analyse the features of the operation of 10/0.4 kV distribution networks under SPP connection conditions and to highlight the main factors affecting mode parameters;
- build a mathematical model of a distribution network with an integrated SPP in the SICAD software environment and parameterize it based on real output data;
- conduct an analysis of normal and emergency modes of system operation, assess the impact of SPP generation on voltage levels, current distribution and electricity loss, as well as develop practical recommendations for optimizing network operation.

Research materials and methods. The object of the study is a 10 kV voltage class electrical distribution network, powered by a 110/10 kV substation and containing traditional consumers and renewable energy sources in the form of a SPP with a nominal capacity of 5 MW. This facility is typical of modern regional-level electrical networks and allows to investigate the peculiarities of the influence of solar generation on voltage indicators, distribution of power flows and operating conditions of equipment.

The main hypothesis of the study is that the introduction of mechanisms for flexible regulation of the parameters of inverters of SPPs allows to increase the reliability and quality of power supply in distribution networks. In particular, it is assumed that reactive power regulation is able to compensate for the influence of fluctuations in solar generation and contribute to the reduction of voltage deviations.

A number of assumptions are accepted in the work. First, daily consumer load schedules are considered typical and invariant to weather conditions. Secondly, the generation profiles of a SPP are determined by the average values of insolation and temperature for a specific climatic region, which avoids the need to model random fluctuations.

Third, the SPP inverter is considered as an ideal controlled source of active and reactive power without taking into account internal nonlinear conversion processes.

A number of simplifications were also adopted. The model does not take into account fast-moving electromagnetic transients, as the main focus is on stationary and quasi-stationary modes of operation. Losses in the secondary circuits of transformers and control equipment are also not taken into account, which allows you to focus on the analysis of the main processes in the power part of the network. In addition, the network is considered as a symmetric three-phase system without taking into account the influence of load asymmetry.

The research was carried out using analytical and software methods. At the analytical stage, classical power balance equations, expressions for determining losses in lines and voltages in nodes were used. To reproduce the operation of the network in different modes, the SICAD software environment was used, which allows modeling electrical networks taking into account their topology and equipment characteristics. The model displays a single-line network diagram, includes parameters of transformers,

overhead and cable lines, as well as loads in characteristic nodes. Active power generation profiles and a reactive power control algorithm have been implemented for SPPs.

Experimental studies in the SICAD simulation software environment were carried out under several scenarios corresponding to typical network operating conditions: night minimum consumption, daytime peak generation and intermediate transient modes. In addition, to check the stability and adequacy of the model's operation, the conditions of emergency situations were laid, including a sudden shutdown of solar generation and the occurrence of a short circuit on one of the lines.

Features of the operation of 10 kV distribution networks under the conditions of connection of SPPs. The integration of SPPs into medium voltage distribution networks is becoming one of the key trends in the development of modern energy. 10/0.4 kV networks were traditionally built on the principle of «source – consumer», that is, they provided for the unidirectional movement of electricity from the substation to the end users. With the advent of distributed generation, in particular SPPs, new phenomena arise in these networks: a change in the direction of power flows, local overvoltages, a decrease or increase in losses, as well as an increase in requirements for the relay protection and automation system.

At any given time, an active power balance is performed for an individual network node (1):

$$P_G(t) - P_A(t) = \sum_k P_{los,k}(t), \quad (1)$$

where $P_G(t)$ – active generation power in the node (for example, from the SPP);

$P_A(t)$ – active load power;

$P_{los,k}(t)$ – losses in network elements. If the value of $P_G(t)$ exceeds $P_A(t)$, the difference is directed to the network, creating a «return flow». It is this situation that most often causes technical difficulties, since the network was designed for unidirectional energy flows.

Energy losses in distribution lines depend significantly on the current flowing through the conductors. They are described by the formula (2):

$$P_{los} = I^2 \cdot R_A, \quad (2)$$

where I – current in the line;

R_A – its active resistance.

If the SPP partially or completely compensates for the local load, the current at the section «substation – node with SPP» decreases, which leads to a decrease in losses. At the same time, in the case of a significant excess of generation over consumption, new flow zones appear in the network, which can increase currents and, accordingly, losses in neighboring areas.

The most critical parameter for the reliability of consumer work is the voltage level. In classic power circuits, it gradually decreases with distance from the substation. However, in the case of SPPs, the opposite phenomenon – local voltage increase may be observed at individual points. This is explained by the expression (3):

$$\Delta U \approx I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (3)$$

where ΔU – voltage drop;

R and X – line resistance parameters;

φ – shear angle between voltage and current.

In the case when the consumption is small and the generation from the SPPs is large, the voltage at the connection point increases, creating risks of exceeding the regulatory limits, as shown in Fig. 1.

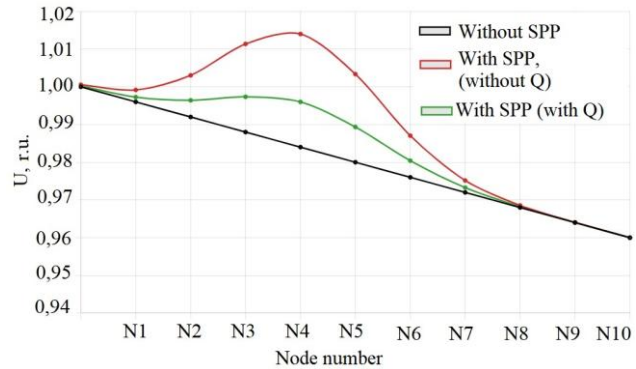


Figure 1 – Voltage profile along the feeder 10 kV (nodes № 0...10)

The level of SPP generation is diurnal and seasonal, due to insolation and temperature conditions. Equations were used for calculations in the work (4):

$$P_G(t) = P_{nom} \cdot \frac{G(t)}{G_{il}} \cdot f(t), \quad (4)$$

where P_{nom} – nominal capacity of the installation,

$G(t)$ – current solar radiation;

$G_{il} = 1000 \text{ W/m}^2$ – standard illumination,

$f(t)$ – temperature coefficient.

As can be seen from the illustrative daily schedule (Fig. 2), the maximum generation occurs at noon, while in the morning and evening hours the power of the SPP is practically zero.

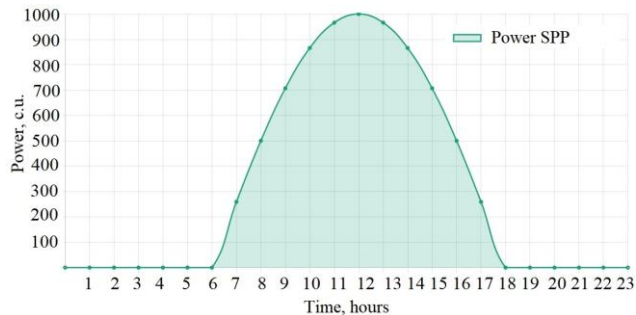


Figure 2 – Daily SPP generation profile

Modern SPPs inverters have the ability to regulate reactive power, which allows you to stabilize the voltage in the network. One common control law is described by the equation (5):

$$Q = K_{adj} \cdot (U_{ref} - U), \quad (5)$$

where Q – reactive power generated or consumed by the inverter;

U_{ref} – voltage reference value;

U – actual voltage value at the node;

K_{adj} – adjustment factor.

The use of such an approach allows a significant reduction of overvoltages, which is confirmed graphically in Fig. 1 (green curve).

Thus, the impact of SPP on the 10/0.4 kV network is determined by a number of factors:

- the ratio between local consumption and generation;
- parameters of electric lines (supports R and X);
- features of daily and seasonal generation profiles;
- algorithms for the operation of inverters, in particular their ability to regulate reactive power.

Taking these aspects into account in the modeling process made it possible to adequately assess possible problems and find ways to solve them, including optimization of modes, selection of inverter settings and use of regulatory devices in the network.

Construction of a mathematical model of a 10 kV distribution network with an integrated SPP in the SICAD software environment. The development of a mathematical model is a key stage of research, as it allows you to reproduce the real conditions of operation of the electrical network and conduct a further analysis of the impact of renewable generation on its operating modes. In the work, the construction of the model is carried out in the SICAD software environment, which provides a wide range of tools for modeling energy systems.

The choice of this tool is due to its ability to comprehensively model electric power systems, take into account nonlinear characteristics of equipment, calculate stationary and dynamic modes, as well as the presence of specialized libraries for modeling renewable energy sources. The steps of the simulation process are presented in Fig. 3.

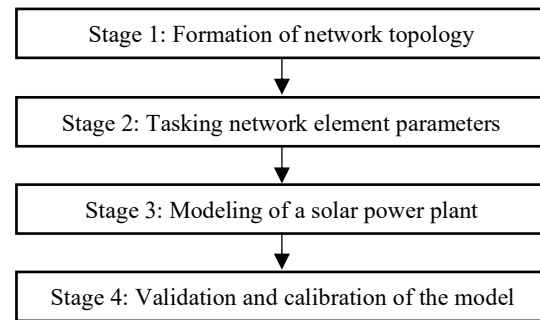


Figure 3 – Stages of the modeling process

Stage 1: Formation of network topology. Based on real output data (single line circuit, power lines parameters, transformer substations), a model of a typical 10/0.4 kV radial type distribution network was created. Fig. 4 is a general view of the circuit in a SICAD environment.

The model includes a 110/10 kV central substation from which a number of distribution feeders are fed. For the study, one of the feeders was chosen, to which a SPP with a capacity of 5 MW was connected at a point remote from the power source. This configuration allows the clearest analysis of the influence of distributed generation on the voltage profile and the distribution of power flows.

Stage 2: Tasking network element parameters. For each element of the model (air and cable power lines, transformers, switching equipment), parameters corresponding to real operating conditions were set:

- for power lines, active R and reactive X supports per unit length are specified, taking into account the wire brand, cross-section and gasket configuration;
- for substation transformers, the rated power, short-circuit voltage, idle loss and short-circuit loss are specified;
- the load in the network nodes is set in the form of active P and reactive Q power graphs, reflecting typical daily consumption profiles.

Fig. 5 shows the parameterization window of the elements in the SICAD software environment, where the characteristics of one of the transformers and the 10 kV line are given by way of example.

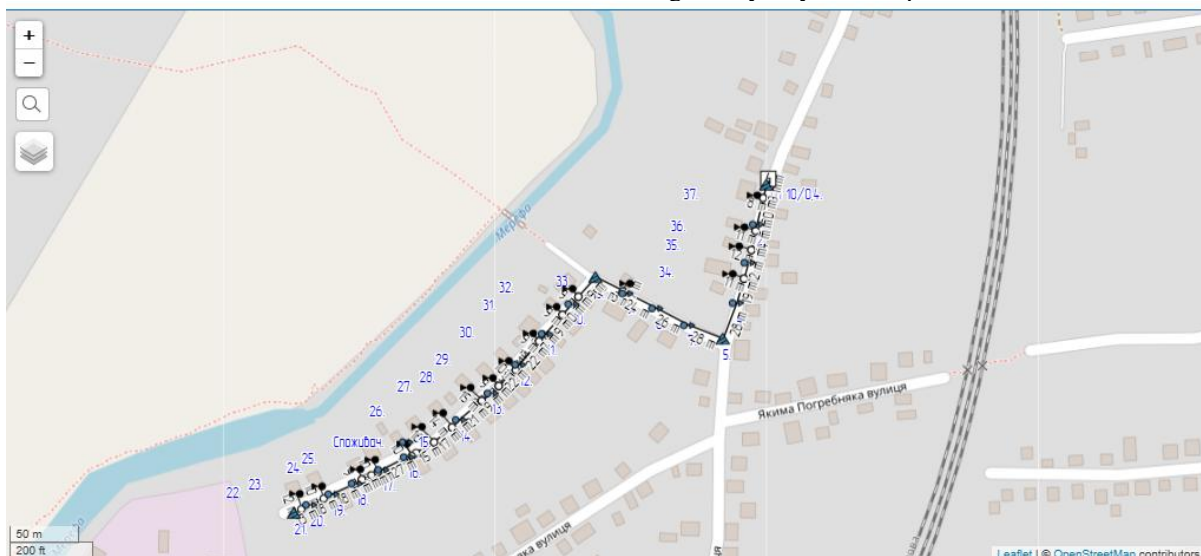


Figure 4 – Topological diagram of a 10/0.4 kV distribution network in the SICAD software environment

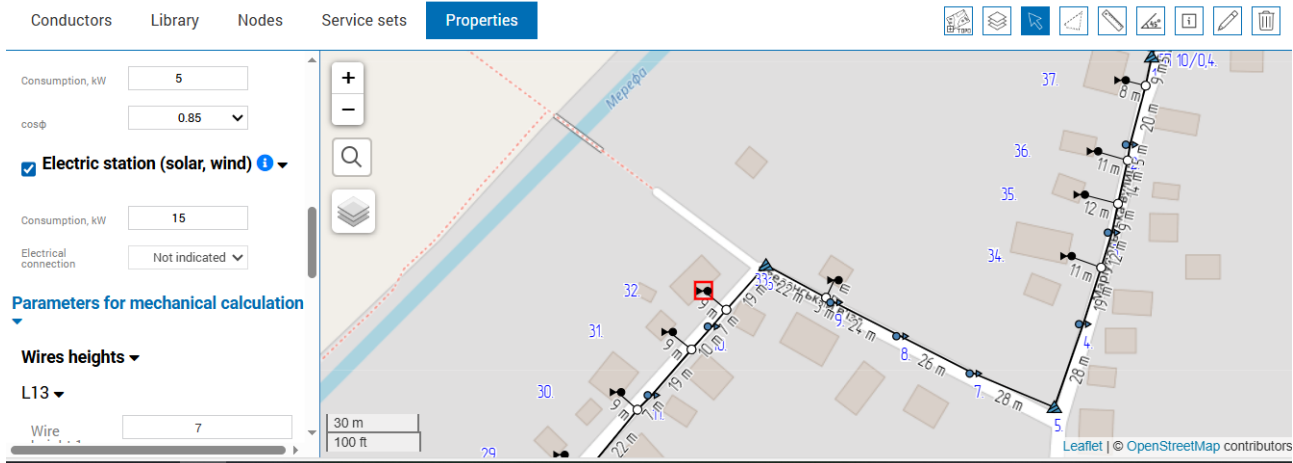


Figure 5 – Entry window for element parameters in the SICAD software environment

Stage 3: Modeling of a SPP. The key component of the model is the – SPP generation object. Her model at SICAD was implemented based on the following principles:

- power source: SPP is presented as a controlled source of active power, the operation of which is described by equation (4). The model generates an active power profile based on a given daily solar insolation schedule $G(t)$ and a temperature coefficient $f(t)$, which allows simulating the real variability of the generator.
- inverter: An inverter model with advanced functionality was used to convert direct current from photovoltaic modules into alternating current. The inverter can operate not only in the set active power mode, but also has the ability to adjust the reactive power Q according to the control law described by Equation (5). This allows the effect of the inverter control system on voltage stabilization at the connection point to be investigated.
- protection system: The inverter model also includes standard protection functions, such as disconnection when voltage or frequency exceeds permissible limits, which is important for the analysis of emergency modes.

In the SICAD software environment, the possibility of downloading daily insolation profiles was implemented, which made it possible to create a realistic generation scenario.

Stage 4: Validation and calibration of the model. To ensure the adequacy of the obtained results, the model was tested. At the calibration stage, the mode of normal operation of the network without SPPs was calculated. The obtained values of voltages in nodes, currents in lines and power losses were compared with the actual operating data of the corresponding distribution network under normal operating conditions. The discrepancies were minimal ($\sim 2\%$), which confirmed the correctness of the given network parameters.

A comparison of the measured and simulated voltage values is given in Fig. 6 and in Table 1. The analysis of the results shows that at night and in the morning hours, the

deviation of the model from the actual data is minimal and does not exceed 0.2% , which indicates the high accuracy of the reproduction of modes under low loads and the absence of SPPs generation.

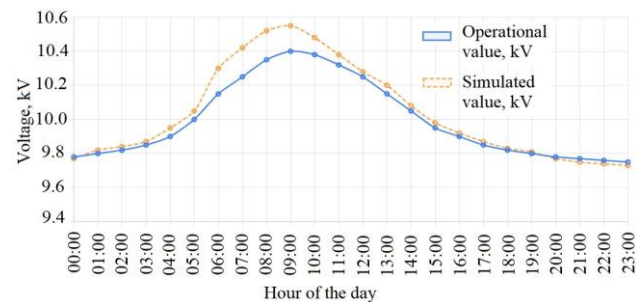


Figure 6 – Graphs of measured and simulated voltage values in the control node

During the daytime period, especially in the interval from 10:00 to 14:00, there is a maximum difference between the measured and calculated voltage values, which reaches $1.5\text{--}2\%$.

This is explained by the influence of solar generation, which is characterized by high dynamics of changes, as well as simplifications in the mathematical model (linear characteristics of elements, averaging of the insolation profile, etc.). In the evening, the error gradually decreases and stabilizes at around 0.5% , which is again consistent with practical observations.

Thus, the mathematical model built in SICAD is a tool that reflects with sufficient accuracy the behavior of a real 10 kV distribution network with an integrated SPP. It takes into account key factors: generation-consumption ratio, line parameters, variability of SPP generation and inverter functionality.

The presence of such a model created the basis for conducting a comprehensive analysis of standard and emergency modes of operation of the system.

Table 1 – Comparison of measured and simulated node voltage values

Time	Operational value, kV	Simulated value, kV	Error, %
00:00	9.78	9.77	-0.10
01:00	9.80	9.82	0.20
02:00	9.82	9.84	0.20
03:00	9.85	9.87	0.20
04:00	9.90	9.95	0.51
05:00	10.00	10.05	0.50
06:00	10.15	10.30	1.48
07:00	10.25	10.42	1.66
08:00	10.35	10.52	1.64
09:00	10.40	10.55	1.44
10:00	10.38	10.48	0.96
11:00	10.32	10.38	0.58
12:00	10.25	10.28	0.29
13:00	10.15	10.20	0.49
14:00	10.05	10.08	0.30
15:00	9.95	9.98	0.30
16:00	9.90	9.92	0.20
17:00	9.85	9.87	0.20
18:00	9.82	9.83	0.10
19:00	9.80	9.81	0.10
20:00	9.78	9.77	-0.10
21:00	9.77	9.75	-0.20
22:00	9.76	9.74	-0.20
23:00	9.75	9.73	-0.21

Analysis of the operating modes of a 10 kV distribution network with an integrated SPP. On the basis of the developed and validated mathematical model, a comprehensive analysis of the standard and emergency modes of operation of the 10 kV distribution network with an integrated SPP with a capacity of 5 MW was carried out. The purpose of the analysis was to quantify the impact of SPPs generation on key system parameters such as voltage levels, current distribution, power loss, and to identify potential safety and reliability issues.

The analysis of normal mode of operation was carried out for various combinations of consumer load and generation from SPP during characteristic daily cycles. Two characteristic scenarios were considered:

1. Winter evening maximum consumption mode.
2. Mode of the summer maximum of energy generation by power plants.

The SPP has the most significant effect on the voltage distribution along the feeder. As can be seen from the simulation results presented in Fig. 7, in the night minimum mode (without SPP) there is a classic profile with a smooth voltage reduction from the substation (node №0 – 10.5 kV) to the end consumers (node №10 – 10.15 kV).

During the daytime period, when the generation of SPPs reaches maximum values and consumption remains relatively high, at the point of connection of the station (node №7) there is a noticeable increase in the voltage level (curve 3). In this mode, the voltage value approaches the upper limit of the permissible range, which can lead to a violation of the requirements for voltage regulation in distribution networks and create an additional load on the electrical equipment of consumers.

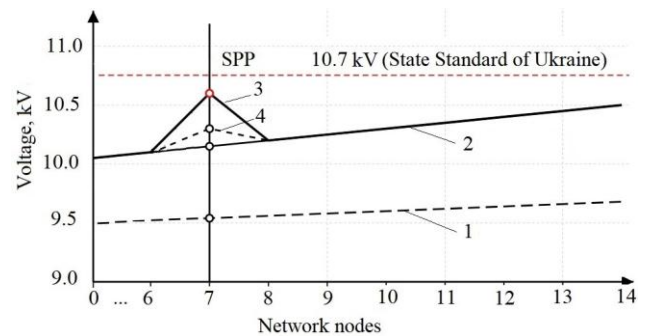


Figure 7 – Voltage profile along the feeder of 10 kV for different modes of network operation in the summer:

- 1 – mode of night minimum load (without SPP generation);
- 2 – daytime load mode without SES generation;
- 3 – day mode with maximum SPP generation (without reactive power regulation);
- 4 – day mode with maximum SPP generation (with reactive power regulation)

The increase in voltage is explained by the injection of active power from the SPP into the distribution network, which leads to a decrease in the current coming from the substation and to a change in the distribution of power flows along the feeder. With a significant share of local generation, this can cause a voltage rise effect, especially in nodes located near the connection point of the generation source. Activation of the reactive power control function of the SPP inverter (curve 4) allows you to effectively compensate for this voltage increase due to the consumption of reactive power from the network and maintain the voltage level within the permissible regulatory values.

The effect of SPP on voltage losses is nonlinear and strongly depends on the ratio of generation and consumption. The results of the calculations are presented in Fig. 7. As can be seen from the table, during the daytime peak of consumption, losses without SPP increase significantly due to an increase in load currents.

Connecting the SPP allows you to significantly reduce these losses (by almost 40 %), since the station provides local coverage of the load, reducing the currents flowing from the substation. However, in a scenario with overgeneration (for example, on a day off when consumption is low and generation is high), it is possible to increase losses on certain sections of the network due to reverse power flows.

The simulation confirmed the phenomenon of reverse power flows. During daytime hours, when the generation of SPPs exceeds the consumption in the L17 section, the excess electricity starts to flow to the higher sections of the network and to the 10/0.4 kV buses of the substation.

This leads to a change in the direction of the current in these areas. Although this phenomenon is expected, it requires verification of relay protection and automation settings designed for unidirectional flows.

Two key emergency scenarios were simulated to assess the stability of the system:

- disconnection of SPP at the peak moment of generation;
- short-term locking on one of the lines supplying the feeder.

Summer maximum power generation by power plants ▾

Voltage drop dU						
Nº	Line ID	Nº of pole for the most distant connection	Voltage drop dU, %	Voltage drop dU, V	Voltage level, V	Deviation from the rated voltage, %
1	L18	37	0.1	0.22	219.17	-0.38
2	L17	36	0.12	0.26	219.13	-0.4
3	L16	35	0.12	0.26	219.13	-0.4
4	L15	34	0.07	0.15	219.24	-0.35
5	L14	33	-0.25	-0.55	219.94	-0.03
6	L13	32	-1.6	-3.51	222.9	1.32
7	L12	31	-0.24	-0.53	219.92	-0.04
8	L11	30	-0.19	-0.42	219.81	-0.09
9	L9	28	-0.09	-0.2	219.59	-0.19
10	L8	27	0.04	0.09	219.3	-0.32
11	L7	26	0.06	0.13	219.26	-0.34

a

Winter evening maximum consumption mode ▾

Voltage drop dU						
Nº	Line ID	Nº of pole for the most distant connection	Voltage drop dU, %	Voltage drop dU, V	Voltage level, V	Deviation from the rated voltage, %
1	L18	37	0.49	1.08	218.31	-0.77
2	L17	36	0.88	1.93	217.46	-1.15
3	L16	35	1.07	2.35	217.04	-1.35
4	L15	34	1.2	2.63	216.76	-1.47
5	L14	33	2.06	4.52	214.87	-2.33
6	L13	32	2.5	5.48	213.91	-2.77
7	L12	31	2.62	5.75	213.64	-2.89
8	L11	30	2.79	6.12	213.27	-3.06
9	L9	28	3.06	6.71	212.68	-3.33
10	L8	27	3.44	7.55	211.84	-3.71
11	L7	26	3.51	7.7	211.69	-3.78

b

Figure 7 – 10/0.4 kV feeder voltage losses for the summer maximum mode of SPP energy generation and in the winter evening maximum mode of consumption

A sudden shutdown of a SPP with a capacity of 5 MW during the period of maximum generation leads to an instant shortage of power in the local area of the network. This causes a sharp voltage drop at the connection point (L13) – to 2.5 %, as shown in Fig. 7. Such a voltage fluctuation can lead to incorrect operation of sensitive consumer equipment. Simulations have shown the need for fast-acting sources of compensation (such as energy storage systems or other generating capacity) to maintain stability in similar situations (Fig. 8).

Short-circuit modeling confirmed the correct operation of standard protections. The SPP inverter protection system ensured a quick disconnection of the station from the network in the event of an accident, which prevents feeding of the damage point. After eliminating the short circuit and restoring the voltage, the inverter model, which meets modern requirements, demonstrated the

possibility of automatic re-engagement with the required time delay.

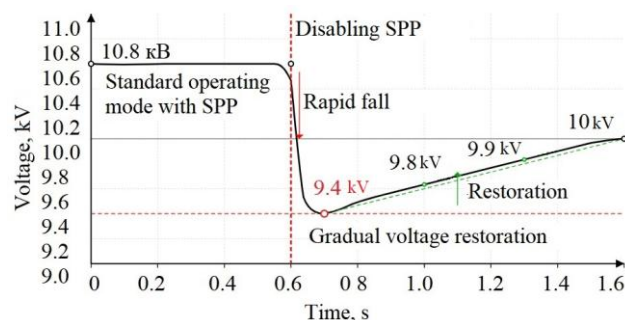


Figure 8 – Dynamics of voltage change in node №7 during sudden shutdown of the SPP (t = 0.6 s)

Based on the analysis, the following practical recommendations were formulated for operators of distribution systems and project organizations:

1. Mandatory use of reactive power regulation mode ($Q(U)$) by modern SPP inverters. This is the most effective way to prevent overvoltages at the connection point without the use of additional expensive equipment.

2. When planning new SPPs, it is necessary to carry out detailed modeling not only of regular but also of emergency modes to assess the impact on the quality of electricity and the stability of the network, especially when connecting high-power stations to weak networks.

3. Consideration of the possibility of installing energy storage systems in places of concentration of solar generation. Energy storage systems will allow you to smooth out the generation schedule, accumulating excess energy during the day and giving it away in the evening, as well as provide quick compensation in case of sudden shutdowns of the SPP.

4. Adaptation of relay protection schemes taking into account the possibility of reverse power flows and the peculiarities of the behavior of inverters in case of accidents.

Thus, the simulations carried out in the SICAD software complex clearly demonstrated both the positive and potentially negative impact of solar generation on the 10/0.4 kV network operation modes. Positive effects should include reducing power losses and maintaining voltage during peak hours. The main problems are the risk of overvoltage in the mode of excessive generation and voltage fluctuations during sudden changes in the modes of operation of the SPP. The proposed technical solutions, such as the use of inverter control functions, allow to effectively minimize these risks and ensure stable and reliable operation of the power system with a high share of renewable energy sources.

Discussion of research results. The obtained simulation results in the SICAD software environment confirm that connecting the SPP to a 10 kV network significantly affects its operating modes. Attention is drawn first of all to the appearance of reverse power flows (Fig. 6, curve 2), which is explained by the excess of generation over local consumption according to balance dependence (1). This phenomenon fundamentally changes the architecture of distribution networks, which traditionally functioned according to the «source–consumer» scheme.

Analysis of voltage losses showed that in the case of SPP operation during the daytime period, losses decrease from 0.88 % to 0.12 % (Fig. 7, L17), which is quantitatively confirmed by the ratio (2). The decrease in losses is explained by the decrease in currents in the branch «substation – node with SPP», since part of the load is covered locally. At the same time, when generation exceeds consumption in adjacent areas of the network, an increase in losses is possible, which indicates an ambiguous effect of SPP integration.

The most critical result is the appearance of overvoltages in the connection node (Fig. 6, curve 3), which is explained by dependence (3): with low consumption and significant generation, the voltage in the node №7 exceeds the permissible level. This creates a threat of violation of regulatory modes of operation. At the

same time, the application of inverter regulation of reactive power according to algorithm (5) made it possible to keep the voltage within the normative limits (Fig. 6, curve 4).

The proposed solution therefore provides effective overvoltage compensation without the need to install additional equipment.

Compared to known works, where SPP are considered exclusively as sources of active power without taking into account the regulatory properties of inverters, the obtained result shows a significant advantage. In contrast to the [6] approaches, where the installation of additional compensating devices is proposed, it is shown in the present study that by using $Q(U)$ – the adjustment of the inverters (Figure 6, curve 4) can stabilize the voltage without significant additional investment. This becomes possible thanks to the features of modern inverters, which combine the functions of energy conversion and regulation of network modes.

The simulation of emergency modes confirmed that when the SPP is suddenly disconnected, there is a sharp voltage drop of up to 9.4 kV (Fig. 7). This is explained by the instantaneous lack of power in the local part of the network. The identified effect indicates the need to use fast-acting backup sources or energy storage systems to ensure smooth modes. Thus, the study confirms the relevance of using hybrid solutions «SPP – energy storage» to increase the reliability of the network.

The results of the work allow us to conclude that the identified problems – of reverse power flows, overvoltages and voltage fluctuations – have been confirmed and partially solved. In particular, losses were reduced thanks to local balancing (Fig. 7), overvoltages – thanks to inverter regulation (Fig. 6, curve 4), and the impact of emergency modes – was partially minimized thanks to the promising use of energy storage devices (Fig. 8).

At the same time, it is necessary to note the limitations of the study. First, the use of averaged insolation profiles and simplified equipment models has conditioned deviations between the estimated and operational voltage values Table 1, reaching 1.5–2 %. Secondly, the work does not take into account the influence of harmonic components and flickers, which are significant factors for assessing the quality of electricity. Thirdly, only typical emergency scenarios are considered, while more complex combinations are possible in real operation.

Disadvantages include the lack of analysis of the mass connection of several SPPs in one feeder, as well as insufficient consideration of the impact on relay protection, which may not work correctly in cases of reverse power flows.

Further development of the research should be focused on three areas: firstly, on modeling the integration of energy storage systems, which will allow smoothing generation profiles and ensure reliability in case of accidents; secondly, on taking into account harmonic distortions and issues of electromagnetic compatibility, which determines the quality of energy; thirdly, on the development of adaptive relay protection algorithms for decentralized generation conditions.

It is these directions that will ensure practical suitability and expand the limits of application of the obtained results.

Conclusions. As a result of the simulation of the power flows in the 10/0.4 kV network with the SPP connected, it is established that there are return flows in the daytime period when generation exceeds consumption Figure 6, curve 2. This allows us to explain the change of the classical architecture «source–consumer» to a decentralized structure with two-way energy movement. A distinctive feature of the result is the possibility of quantifying such flows (up to 1.2 MW in the hours of maximum insolation), which confirms their significance for the modes of operation of the network.

The analysis of electricity losses showed their decrease during the day from 0.88 % to 0.12 % (L17) due to the local coverage of the SPP load. This indicates an increase in the energy efficiency of the network in the presence of generation. The difference from the known results lies in taking into account not only average, but also local losses in different parts of the network, which made it possible to detect their possible increase in cases of excess generation. Thus, the result is explained by the change in the direction of currents in the branches of the network and their uneven distribution.

A voltage deviation in the SPP connection node (L17) was detected, where the voltage exceeds the standard level by 0.76 %. This is explained by low local consumption with significant generation. Unlike existing approaches, where overvoltages are proposed to be compensated by additional devices, the obtained results showed that the application of inverter regulation of reactive power ensures that the voltage is kept within the normal range without additional investment. The advantage of the solution is to use the standard capabilities of the inverter, which makes it more economically feasible.

Modeling of emergency modes showed that with a sudden shutdown of the SPP, there is a sharp voltage drop to 9.4 kV, which is explained by an instantaneous power shortage. This allows us to conclude that it is necessary to integrate fast-acting energy storage systems. Unlike known studies, where similar effects were not considered, this work obtained a quantitative assessment of the voltage change during an emergency shutdown. The advantage of the result is its applied nature, which allows taking into account dynamic risks when designing networks.

It should therefore be noted that the integration of SPPs into 10/0.4 kV grids, despite a number of challenges, has demonstrated substantial potential for improving energy efficiency and reliability of power supply. The proposed approaches to loss reduction, voltage stabilization and compensation of emergency modes using inverter regulation and energy storage systems provide competitive advantages compared to known solutions and create the basis for the further development of intelligent distribution networks.

References

1. SiCAD powerline designing. [Online]. Available: <https://app.sicad.org/>
2. Y. Elomari, M. Norouzi, M. Marin-Genescà, A. Fernández, and D. Boer, "Integration of solar photovoltaic systems into power networks: A scientific evolution analysis," *Sustainability*, vol. 14, no. 15, Jul. 2022, Art. no. 9249, doi: <https://doi.org/10.3390/su14159249>
3. I. B. Majeed and N. I. Nwulu, "Impact of reverse power flow on distributed transformers in a solar-photovoltaic-integrated low-voltage network," *Energies*, vol. 15, no. 23, Dec. 2022, Art. no. 9238, doi: <https://doi.org/10.3390/en15239238>
4. P. Budanov, I. Kyrysov, K. Brovko, D. Rudenko, P. Vasiuchenko, and A. Nosyk, "Development of a solar element model using the method of fractal geometry theory," *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 3, no. 8(111), pp. 75–89, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.235882>
5. I. B. Majeed and N. I. Nwulu, "Reverse power flow due to solar photovoltaic in the low voltage network," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 44741–44758, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3273483>
6. M. Mahdavi, H. H. Alhelou, N. D. Hatzargyriou, and F. Jurado, "Reconfiguration of electric power distribution systems: Comprehensive review and classification," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 118502–118527, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3107475>
7. D. Almeida, J. Pasupuleti, and J. Ekanayake, "Comparison of reactive power control techniques for solar PV inverters to mitigate voltage rise in low-voltage grids," *Electronics*, vol. 10, no. 13, Jun. 2021, Art. no. 1569, doi: <https://doi.org/10.3390/electronics10131569>
8. L. Yao, Y. Wang, and X. Xiao, "Concentrated solar power plant modeling for power system studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 2, pp. 4252–4263, Mar. 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2023.3301996>
9. I. Frimannslund, T. Thiis, A. Aalberg, and B. Thorud, "Polar solar power plants – Investigating the potential and the design challenges," *Solar Energy*, vol. 224, pp. 35–42, Aug. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.069>
10. N. Shorabeh, N. N. Samany, F. Minaei, H. K. Firozjaei, M. Homaei, and A. D. Bolorani, "A decision model based on decision tree and particle swarm optimization algorithms to identify optimal locations for solar power plants construction in Iran," *Renewable Energy*, vol. 187, pp. 56–67, Mar. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.011>
11. M. E. Abdeselem, T. E. Boukeli, and M. S. Mecibah, "Comparative analysis of integrating different power cycles into a concentrated solar power plant," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 285, Jun. 2025, Art. no. 113534, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2025.113534>
12. T. E. K. Zidane *et al.*, "Grid-connected Solar PV power plants optimization: A review," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 79588–79608, Jul. 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3299815>
13. X. Li *et al.*, "Operation optimization of electrical-heating integrated energy system based on concentrating solar power plant hybridized with combined heat and power plant," *Journal of Cleaner Production*, vol. 289, Mar. 2021, Art. no. 125712, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125712>
14. Q. Wang, G. Pei, and H. Yang, "Techno-economic assessment of performance-enhanced parabolic trough receiver in concentrated solar power plants," *Renewable Energy*, vol. 167, pp. 629–643, Nov. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.132>
15. H. Ami Ahmadi, N. Variji, A. Kaabinejadian, M. Moghimi, and M. Siavashi, "Optimal design and sensitivity analysis of energy storage for concentrated solar power plants using phase change material by gradient metal foams," *Journal of Energy Storage*, vol. 35, Mar. 2021, Art. no. 102233, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102233>
16. F. Wang, Y. Gao, Z. Chen, X. Gong, D. Zhu, and W. Cong, "A path planning algorithm of inspection robots for solar power plants based on improved RRT*," *Electronics*, vol. 12, no. 21, Oct. 2023, Art. no. 4455, doi: <https://doi.org/10.3390/electronics12214455>

Надійшла (Received) 05.02.2026

Прийнята (Accepted) 14.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

УДК 621.311.243:621.311.1:004.94

ОЛІЙНИК ЮЛІЯ СЕРГІЇВНА – кандидат педагогічних наук, доцент, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики, Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5893-352X>; e-mail: yuliia.oliinyk@karazin.ua.

БРОВКО КОСТЯНТИН ЮРІЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики, Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9669-9316>; e-mail: brovkokonstantin@gmail.com.

ЧЕРНЮК АРТЕМ МИХАЙЛОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електротехніки та електроенергетики, Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6218-4132>; e-mail: artem.cherniuk@karazin.ua.

ВАСЮЧЕНКО ПАВЛО ВІКТОРОВИЧ – кандидат педагогічних наук, доцент, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики, Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4850-1288>; e-mail: pvasyuchenko@gmail.com.

МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕГРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В РОЗПОДІЛЬЧУ МЕРЕЖУ 10/0.4 КВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПЛАТФОРМИ SICAD

Інтенсивний розвиток відновлюваної енергетики в Україні та світі зумовлює потребу у глибокому дослідженні процесів інтеграції сонячних електростанцій у розподільчі мережі середньої напруги. Збільшення частки децентралізованих джерел генерації змінює установлені режими роботи електричних систем, ускладнює балансування активної та реактивної потужності, впливає на рівень напруги у вузлах і створює додаткові вимоги до систем захисту та автоматики. Актуальність проблеми підсилюється тим, що мережі класу напруги 6–10 кВ спочатку проєктувалися для роботи у традиційному напрямку потоків потужності – від підстанції до споживачів, тоді як підключення сонячних станцій спричиняє появу зворотних потоків і нерівномірний розподіл навантаження. Метою даного дослідження є моделювання впливу фотоелектричних станцій на роботу розподільчих мереж та аналіз можливостей інверторів у підвищенні ефективності регулювання напруги й підтримки надійності електропостачання. Об'єктом дослідження є розподільча мережа 10/0.4 кВ з інтегрованою сонячною електростанцією потужністю 5 МВт, що відтворює типовий приклад сучасної системи з відновлюваними джерелами. Основна гіпотеза полягає в тому, що використання інверторів з алгоритмом регулювання реактивної потужності забезпечує стабільність режимів роботи та знижує негативні наслідки коливань сонячної генерації. У роботі застосовано комплексний підхід, що включає аналітичні методи розрахунку потужності та комп'ютерне моделювання у програмному середовищі SICAD. Це дозволило відтворити роботу мережі у різних сценаріях: при нічному мінімумі навантаження, денному піку генерації, а також у перехідних режимах. Додатково досліджувались аварійні ситуації, серед яких раптове відключення сонячної електростанції та виникнення коротких замикань. Такий підхід дає можливість оцінити не лише штатні, але й аварійні умови функціонування системи. Наукова новизна роботи полягає у розробленні підходу до оцінювання впливу фотоелектричних електростанцій на режими роботи розподільчих електричних мереж середньої напруги з урахуванням можливостей керування реактивною потужністю інверторів та змінного характеру сонячної генерації. Практична значущість результатів полягає у можливості їх використання для розробки методичних рекомендацій щодо інтеграції фотоелектричних станцій у мережі середньої напруги, а також для вдосконалення алгоритмів регулювання інверторів. Отримані висновки можуть бути корисними як операторам систем розподілу, так і проєктним організаціям при плануванні розвитку електричних мереж з урахуванням зростання частки відновлюваних джерел енергії.

Ключові слова: розподільча електрична мережа; сонячна електростанція; фотоелектрична генерація; інвертор; регулювання напруги; реактивна потужність; комп'ютерне моделювання.

АНДРУШКО СТАНИСЛАВ ЛЕОНІДОВИЧ ✉ – аспірант кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, головний інженер ТОВ «Подільтехналадка»; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7846-517X>; e-mail: stanislav.andrushko@gmail.com.

КУЛИК ВОЛОДИМИР ВОЛОДИМИРОВИЧ – доктор технічних наук, доцент кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7594-5661>; e-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com.

ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТУ ОБМОТКИ РОТОРА СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ МАЛОЇ ТА СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ ВІД ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ НА ОСНОВІ ІНЖЕКЦІЇ НИЗЬКОЧАСТОТНОЇ НАПРУГИ

Стаття присвячена аналізу сучасних методів захисту обмотки ротора синхронного генератора від замикань на землю та обґрунтуванню шляхів їх удосконалення з урахуванням реальних умов експлуатації в енергетичних системах України. Особливу увагу приділено проблемі своєчасного виявлення першого замикання на землю, оскільки саме воно створює передумови для аварійного другого замикання, що супроводжується значними струмами, тепловими перевантаженнями, механічними пошкодженнями ротора, підшипників та активних частин генератора. Актуальність теми обумовлена частим погіршенням стану ізоляції обмоток ротора на синхронних генераторах малої та середньої потужності (1,5–12 МВт), що призводить до тривалих аварійних зупинок, вартісних ремонтів і значних економічних втрат. Проаналізовано недоліки традиційних електромеханічних систем захисту, які досі експлуатуються на багатьох електростанціях. Детально розглянуто три основні сучасні принципи безперервного онлайн-контролю ізоляції кола збудження. Для кожного методу описано фізичні принципи дії та основні переваги, зокрема завадостійкість до гармонік статичних систем збудження, незалежність від місця пошкодження, усунення ефекту поляризації ізоляції завдяки періодичній зміні полярності, можливість точного обчислення опору ізоляції. Виявлено характерні обмеження методів, зокрема необхідність зовнішніх блоків інжекції та зв'язку, потреба в періодичному калібруванні, відносна складність монтажу та інтегрування до існуючих систем релейного захисту. На підставі проведеного аналізу та математичного моделювання обґрунтовано доцільність розробки окремого спеціалізованого мікропроцесорного реле контролю ізоляції ротора, незалежного від багатифункціональних терміналів генераторного захисту. Для підтвердження теоретичних положень та ілюстрації застосування перспективного методу інжекції напруги у формі меандру виконано транзитивне моделювання в середовищі LTSpice та натурний експеримент.

Ключові слова: замикання на землю; синхронний генератор; реле контролю ізоляції; метод інжекції змінної напруги; метод інжекції постійної напруги; метод інжекції напруги прямокутної форми; збудження; струм витoku; паразитна ємність.

Вступ. Синхронний генератор є одним із ключових та найбільш відповідальних елементів електроенергетичної системи, від надійності роботи якого безпосередньо залежить стабільність виробництва електричної енергії. Особливу увагу під час експлуатації таких машин необхідно приділяти станам несправності, зокрема внутрішнім пошкодженням ротора. Одним із характерних видів внутрішніх дефектів є замикання на землю обмотки збудження. Перше замикання на землю, як правило, не призводить до негайного виходу машини з ладу, однак створює передумови для виникнення повторного замикання, яке може спричинити коротке замикання в обмотці збудження з великими струмами, значними електромагнітними зусиллями та небезпечними тепловими навантаженнями. Наслідками таких процесів є порушення симетрії магнітного поля, механічні навантаження на ротор і підшипникові вузли, а також серйозні пошкодження активних частин генератора [1]. В умовах сучасної енергетики України, особливо на синхронних генераторах малої та середньої потужності (1,5–12 МВт), останнім часом все частіше фіксується погіршення ізоляції обмоток ротора, що призводить до обривів або замикань обмотки збудження на корпус і супроводжується тривалими та дороговартісними ремонтами. У зв'язку з цим питання своєчасного виявлення замикань на землю в колі збудження ротора та застосування ефективних схем захисту є

надзвичайно актуальним і потребує детального аналізу та вдосконалення.

Мета дослідження полягає у підвищенні чутливості та надійності захисту обмотки ротора синхронного генератора від замикань на землю шляхом вдосконалення методу та розроблення засобу ідентифікації першого замикання. Для досягнення мети виконано порівняльний аналіз сучасних методів контролю ізоляції та захисту обмотки ротора синхронного генератора від замикань на землю, обґрунтовано доцільність застосування методу інжекції низькочастотної напруги прямокутної форми в умовах впливу паразитних ємностей та особливостей статичних систем збудження, а також досліджено чутливість та інформативність методу шляхом моделювання процесів замикання на землю в середовищі LTSpice та виконання натурального експерименту.

Недоліки традиційних систем захисту ротора синхронного генератора (на прикладі КЗР-2). На значній кількості електростанцій України, оснащених синхронними генераторами радянського виробництва, для контролю замикань на землю в колі збудження ротора досі використовується комплект захисту типу КЗР-2. Даний пристрій належить до електромеханічних засобів релейного захисту та призначений для виявлення другого замикання на землю в обмотці збудження після виникнення первинного дефекту ізоляції. Разом з тим, у реальних умовах експлуатації

© С. Л. Андрушко, В. В. Кулик, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-Non Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

КЗР-2 нерідко перебуває у відключеному стані або використовується виключно для сигналізації, оскільки його введення в роботу потребує виконання низки регламентних дій, точного балансування мостової схеми та наявності персоналу з відповідною кваліфікацією і практичним досвідом налаштування електромеханічних захистів.

Принцип дії КЗР-2 базується на чотириплечій мостовій схемі, підключеній до обмотки збудження генератора. У разі появи другого замикання на землю відбувається порушення балансу моста, що супроводжується виникненням напруги на його діагоналі та спрацюванням поляризованих реле з формуванням сигналу або команди на відключення. Залежність характеристик чутливості захисту від стану ізоляції кола збудження, параметрів налаштування та умов експлуатації суттєво ускладнює його застосування в сучасних умовах і обмежує ефективність використання КЗР-2 як засобу забезпечення надійної роботи ротора генератора.

Аналіз сучасних принципів побудови систем захисту обмотки ротора синхронного генератора від замикань на землю. Захист від замикання на землю обмотки ротора синхронного генератора повинен забезпечувати контроль усього кола збудження генератора та надійне виявлення першого замикання на землю, оскільки поява другого замикання є неприпустимою з точки зору безпеки та надійності роботи генератора. У зв'язку з цим пристрої сигналізації першого замикання на землю повинні відзначатися високою надійністю та стійкістю до хибних спрацювань, адже кожен сигнал такого захисту потребує обов'язкової перевірки експлуатаційним персоналом.

Найбільш поширеним підходом до контролю ізоляції обмотки ротора є введення допоміжної напруги в коло збудження, що дає змогу визначати появу замикання ротора на землю. Залежно від характеру цієї напруги, у практиці релейного захисту застосовуються різні принципи побудови відповідних схем [2, 3].

На сьогодні можна виділити три основні методи захисту від замикання ротора генератора на землю:

- метод із введенням змінної напруги промислової або підвищеної частоти;
- метод із введенням постійної напруги;
- метод, що базується на введенні низькочастотної напруги прямокутної форми сигналу.

Метод інжекції змінної напруги промислової частоти. Метод вимірювання ізоляції кіл ротора відносно землі за допомогою інжекції змінного струму є одним із найпоширеніших способів безперервного онлайн-контролю та захисту обмотки збудження синхронного генератора від замикання на землю. На відміну від класичних офлайн-перевірок ізоляції мегомметром, цей метод працює постійно під час експлуатації машини, дозволяючи виявляти навіть перше замикання на землю, що є критичним для потужних турбогенераторів і гідроенергетичних генераторів [4].

Принцип дії базується на інжекції в обмотку ротора змінної напруги (зазвичай у діапазоні 20–100 В, частотою 50 Гц). Джерело цієї напруги підключається до кола збудження через конденсатор, який пропускає змінний струм, але надійно блокує проходження постійної складової напруги збудження (яка може досягати сотень вольт) та струмообмежувальний резистор. Другий полюс джерела інжекції з'єднується із землею безпосередньо або через чутливий вимірювальний елемент (рис. 1). У нормальному стані обмотка ротора повністю ізолювана від землі, тому через контур інжекції протікає лише незначний емнісний струм, який не впливає на захист. При однофазному замиканні на землю (навіть з високим опором) утворюється замкнений контур: джерело змінної напруги → розділовий конденсатор → ділянка обмотки → точка замикання → земля → джерело. У контурі протікає помітний змінний струм інжекції, значення якого залежить від місця та опору замикання. Цей струм фіксується чутливим органом (зазвичай струмовим реле), який видає сигнал «Замикання на землю в одній точці» [1].

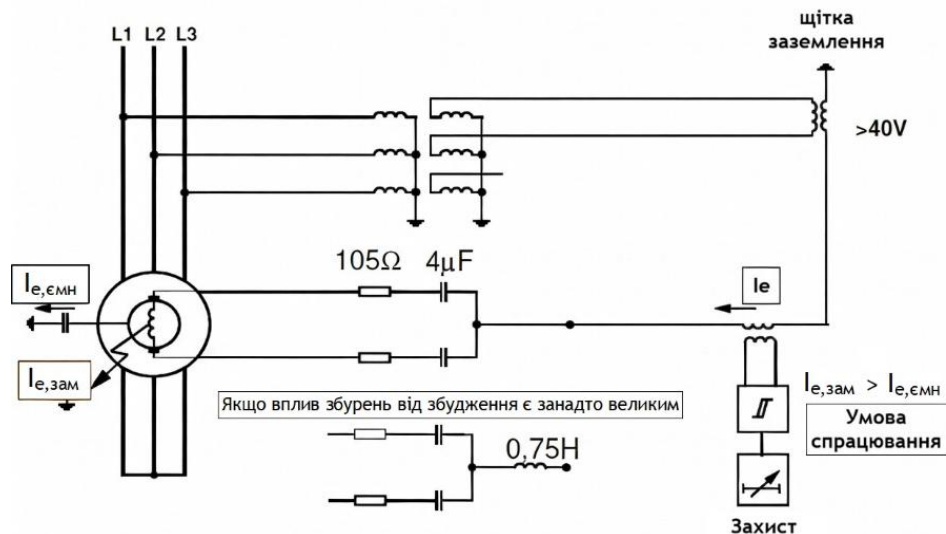


Рисунок 1 – Схема захисту ротора від замикання на землю методом інжекції змінної напруги

Метод інжекції постійної напруги. Метод інжекції постійної напруги – це надійний спосіб безперервного онлайн-контролю ізоляції обмотки збудження синхронного генератора відносно землі, який часто застосовується як альтернатива або вдосконалення методу з використанням змінної напруги. Він особливо ефективний у системах зі статичним або безщитковим збудженням, де потрібно уникнути впливу гармонік і ємнісних струмів. Принцип полягає в інжекції невеликої постійної напруги (20–60 В) через обмежувальний резистор в коло збудження, з одним полюсом підключеним до ротора, а другим – до землі. За нормальної ізоляції струм витoku мінімальний [5].

При замиканні на землю в будь-якій точці обмотки формується контур, через який протікає помітний постійний струм витoku. Реле вимірює цей струм (або розраховує опір ізоляції) і фіксує падіння опору нижче порогу. При першому замиканні видається сигнал, при другому – можливе відключення.

Схема включає джерело постійної напруги, обмежувальний резистор, вимірювальний шунт і цифровий орган реле. Чутливість висока – реєструє опір до кількох кОм (див. рис. 2).

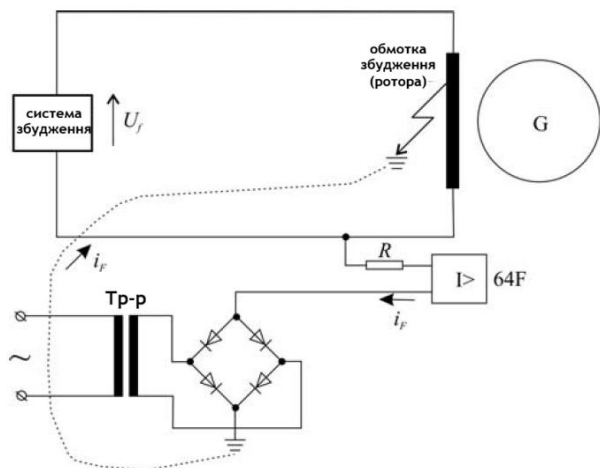


Рисунок 2 – Схема захисту ротора від замикання на землю методом інжекції постійної напруги

Переваги: простота, відсутність проблем з ємнісними струмами та гармоніками, стабільна чутливість незалежно від місця замикання, низька ймовірність хибних спрацьовувань, точне вимірювання опору ізоляції.

Недоліки методу інжекції постійної напруги полягають у обмеженій інформативності щодо характеру пошкодження ізоляції, оскільки в більшості реалізацій він забезпечує переважно виявлення замикання на землю без можливості достовірного оцінювання місця виникнення пошкодження та ступеня деградації ізоляції [5, 6]. Чутливість методу залежить від точки виникнення замикання в колі збудження та може суттєво знижуватися у разі пошкоджень, що розташовані у центральній частині обмотки ротора, порівняно із замиканнями поблизу

полюсів підключення системи контролю. Додатковим обмеженням є вплив поляризаційних процесів в ізоляції за тривалої дії постійної напруги, що супроводжується накопиченням зарядів у діелектрику, зміною струмів витoku та потенційним погіршенням стабільності та чутливості системи контролю ізоляції.

Як результат, чутливість захисту суттєво знижується, що призводить до ризику пропуску несправності коли система не фіксує вчасно або взагалі факт зниження опору ізоляції. Крім того, у разі раптового зняття напруги або зміни полярності виникає зворотний деполяризаційний струм, який може генерувати перешкоди та спричиняти хибні спрацьовування захисту [5].

Для усунення цієї вразливості сучасні реалізації методу інжекції постійної напруги застосовують періодичне перемикання полярності (зазвичай у формі низькочастотної квадратної хвилі $\pm U$ з частотою 0,25–1 Гц). Такий підхід постійно «перезапускає» процес поляризації, підтримує контрольований рівень струму витoku в кожному напівперіоді, забезпечує стабільну чутливість до змін опору ізоляції незалежно від тривалості роботи, значно підвищує завадостійкість і усуває ефект «звикання» ізоляції до постійного поля [6].

Метод інжекції низькочастотної напруги прямокутної форми (меандру). Даний метод є сучасним вдосконаленням традиційних підходів до безперервного онлайн-моніторингу ізоляції обмотки збудження синхронного генератора відносно землі, що особливо ефективний у системах з високим коефіцієнтом гармонік від статичного збудження, де класичні АС- або ДС-методи можуть втрачати чутливість.

Принцип побудови захисту наведено на рис. 3. Метод реалізований у низці промислових зразків, зокрема у пристроях Schneider MiCOM P391, Siemens 7UM85, ABB REG670 та ін. Типова реалізація передбачає використання зовнішнього блоку інжекції, зв'язку та вимірювання, який генерує напругу у формі меандру низької частоти (зазвичай 0,25–4 Гц, з можливістю вибору через внутрішній зв'язок), амплітудою близько ± 15 –50 В, і симетрично подає її в коло ротора через високоомні резистори з одним полюсом підключеним до заземлюючої щітки через низькоомний вимірювальний шунт [7, 8].

За нормального рівня ізоляції після кожної зміни полярності виникає лише короточасний зарядний струм через ємність ротора до землі, який швидко згасає до нуля в усталеному режимі [9]. У разі замикання на землю формується замкнений контур, де протікає постійний струм витoku I_e , значення якого залежить від опору замикання R_e . Ключова особливість полягає у вимірюванні усталеного струму в обох напівперіодах (I_{L1} для позитивної та I_{L2} для негативної полярності), з подальшим розрахунком $I_{\text{замик}} = (I_{L1} - I_{L2})/2$. Це усуває зміщення від напруги збудження, зменшує залежність від положення пошкодження в обмотці та мінімізує вплив ємнісних струмів (рис. 4).

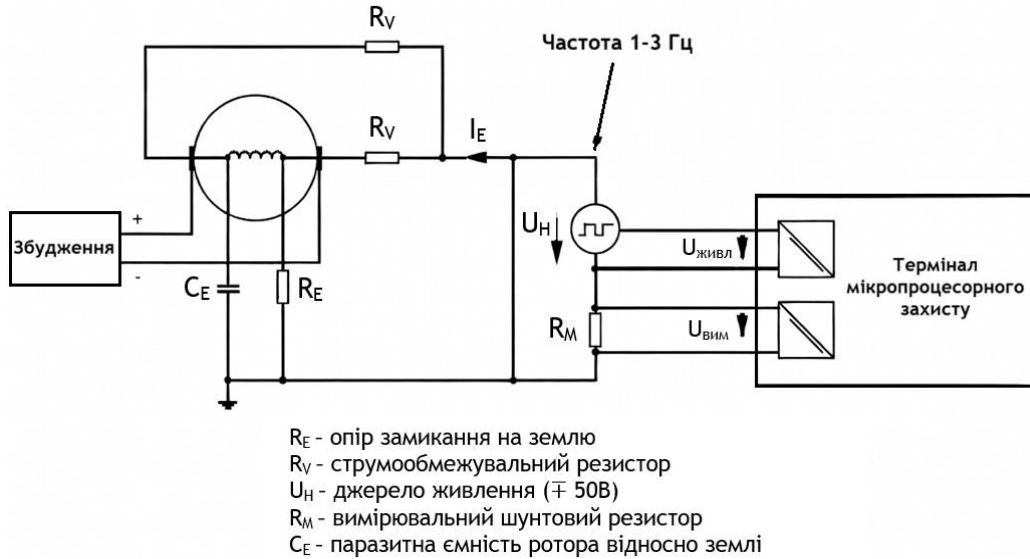


Рисунок 3 – Схема захисту ротора від замикання на землю методом інжекції напруги прямокутної форми

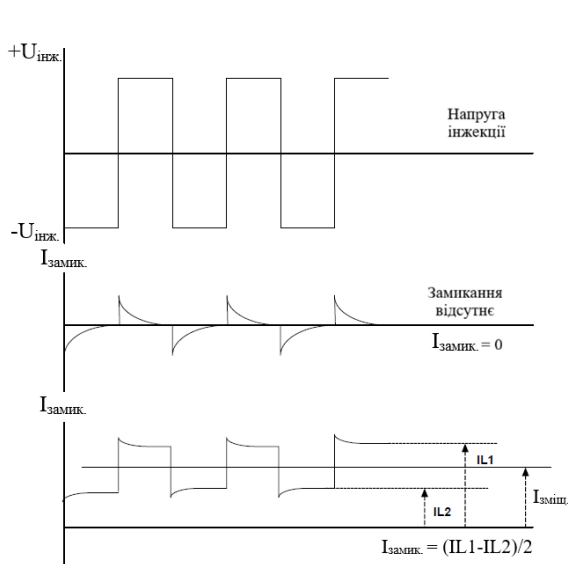


Рисунок 4 – Принцип роботи методу інжекції напруги квадратної форми

Згідно з еквівалентною схемою (рис. 5), резистор $R_{\text{вимір}}$ використовується як шунт для вимірювання струму в контурі за стаціонарного режиму. Вимірюючи напругу на шунті, визначають струм в контурі, який, в свою чергу, використовується для розрахунку опору замикання $R_{\text{замик}}$ [10].

Опір замикання розраховується за формулою:

$$R_{\text{замик}} = \frac{U_{\text{інж}}}{\frac{U_{\text{вимір}}}{R_{\text{вимір}}}} - R_{\text{джерела}} - R_{\text{обмежув}} - R_{\text{вимір}} - R_{\text{поверн}} \quad (1)$$

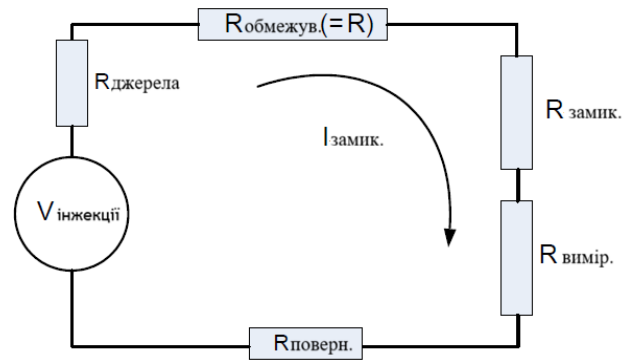


Рисунок 5 – Принцип роботи методу інжекції напруги прямокутної форми

Серед переваг методу – висока чутливість, незалежність від гармонік та ємнісних ефектів, усунення впливу поляризації ізоляції завдяки періодичному перемицанню (на відміну від методу інжекції постійного струму), ширший діапазон вимірювань порівняно з інжекцією змінного струму, точніше обчислення опору з фільтрацією перешкод, а також можливість реалізації двоступеневої структури захисту з незалежними аварійними сигналами (наприклад, якщо $R < 10 \text{ кОм}$) та сигналами відключення (якщо $R < 2 \text{ кОм}$) з регульованими затримками.

Моделювання перехідних станів в середовищі LTSpice. Для ілюстрації методу інжекції низькочастотної напруги прямокутної форми за відсутності замикання на землю $R_{\text{замик}} \rightarrow \infty$ було виконано симуляцію в середовищі LTSpice (рис. 6).

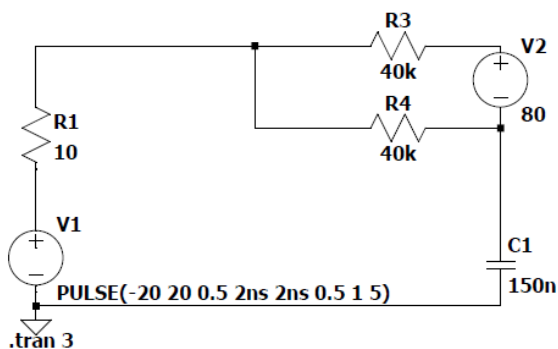


Рисунок 6 – Розрахункова схема для симуляції інжекції низькочастотної напруги без замикання на землю

Паразитна ємність обмотки ротора відносно землі змодельована конденсатором $C1 = 0,15$ мкФ, що відповідає типовому значенню для синхронних генераторів малої та середньої потужності. Інжектвана напруга генерується джерелом V1 у формі меандру амплітудою ± 20 В з частотою 1 Гц (період – 1 с, довжина фронту – 2 нс). Симетричне підключення до кола ротора реалізовано через два струмообмежувальних резистори $R3 = R4 = 40$ кОм (еквівалентний опір заряду/розряду становить біля 20 кОм на перехід).

Постійна складова напруги збудження представлена джерелом $V2 = 80$ В.

Результати симуляції (графік напруги на вузлі інжекції V(n001) та струму через ємність I(C1)), зображені на рис. 7, повністю підтверджують теоретичні положення, зокрема:

- за кожної зміни полярності (± 20 В) через ємність C1 протікає короткочасний імпульс зарядного

(або розрядного) струму з піковим значенням $\approx \pm 1,0-1,2$ мА (близько до теоретичного $I_{\text{імп}} \approx 20 \text{ В} / 20 \text{ кОм} = 1 \text{ мА}$);

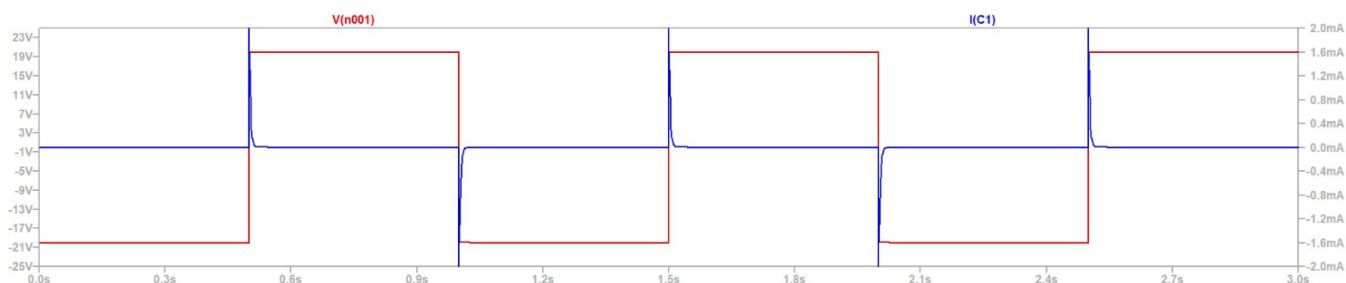
- після завершення перехідного процесу струм через ємність падає практично до нуля (менше 0,01 мА) і утримується на цьому рівні до наступної зміни полярності (усталений режим);

- постійна складова від джерела V2 (80 В) практично не впливає на амплітуду імпульсів струму, оскільки вони зумовлені лише зміною напруги інжекції.

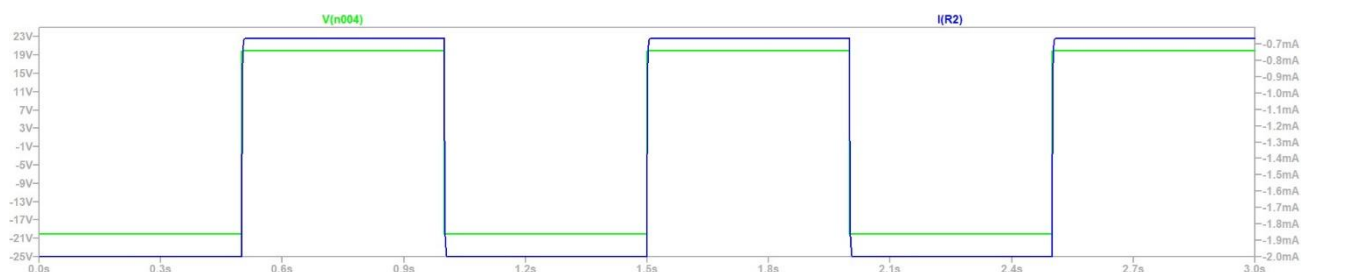
- Це демонструє ключову перевагу методу: при високій ізоляції (відсутність замикання на землю) в усталеному режимі кожного напівперіоду струм витoku відсутній, а вимірювальний орган фіксує лише короткочасні зарядні/розрядні імпульси, які швидко згасають. Така поведінка дозволяє надійно відрізнити нормальний стан від реального замикання на землю, де струм витoku залишатиметься постійним і ненульовим після перехідного процесу.

- Для ілюстрації методу інжекції низькочастотної напруги прямокутної форми за наявності замикання на землю була виконана симуляція в LTSpice за розрахунковою схемою, поданою на рис. 8. Замикання змодельовано резистором $R2 = 10$ кОм.

- Після завершення перехідного процесу струм через резистор R2 (що відтворює струм витoku через замикання) залишається постійним і відмінним від нуля ($\approx \pm 0,7-1,0$ мА залежно від полярності), що чітко вказує на наявність замикання на землю з опором 10 кОм (див. рис. 7).



а) за відсутності замикання на землю



б) за наявності замикання на землю

Рисунок 7 – Графік симуляції процесу інжекції змінної напруги прямокутної форми:

V(n001) – зміни напруги на вузлі інжекції, I(C1) – зміни струму заряду/розряду паразитного конденсатора, V(n004) – графік напруги на вузлі інжекції, I(R2) – графік струму через постійну складову опору замикання на землю

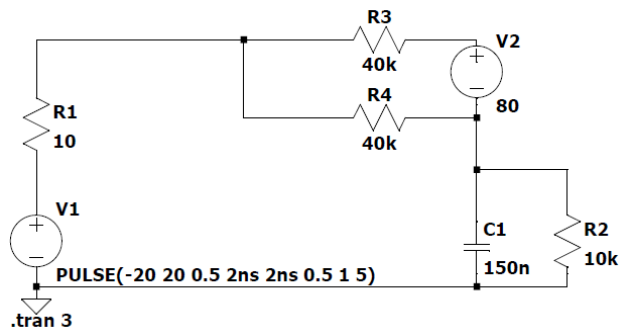


Рисунок 8 – Схема симуляції методу низькочастотної інжекції (з замиканням на землю)

Вдосконалення та особливості практичної реалізації систем контролю ізоляції ротора синхронного генератора. Дослідження, виконані для генераторів малої та середньої потужності (1,5–12 МВт), показують, що зміни стану ізоляції суттєво залежать від експлуатаційних факторів, таких як вологість, температура, стан контактних кілець та щіткового апарату, а також рівня електромагнітних завад від статичних систем збудження.

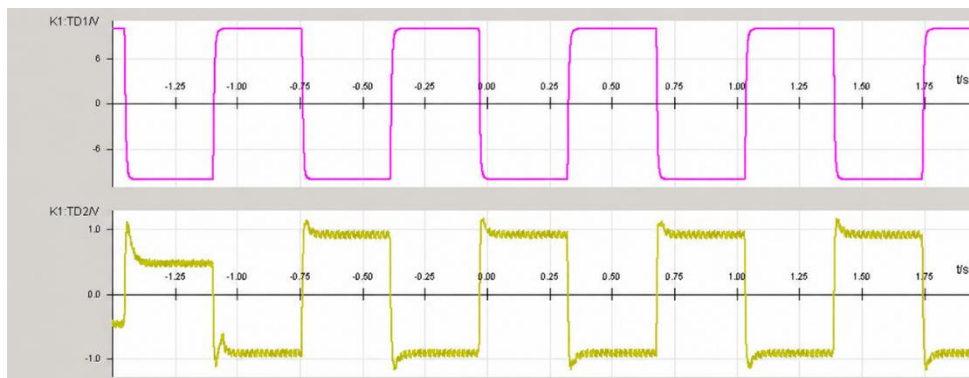
Практична реалізація систем контролю ізоляції ротора синхронного генератора із застосуванням методу інжекції низькочастотної напруги потребує врахування електричних параметрів конкретної машини, насамперед паразитної ємності обмотки ротора відносно землі. Саме ємнісні характеристики ротора визначають динаміку перехідних процесів під

час інжекції тестового сигналу та безпосередньо впливають на точність визначення опору ізоляції. Це підтверджує необхідність адаптивних алгоритмів, які неможливо реалізувати в застарілих електромеханічних системах.

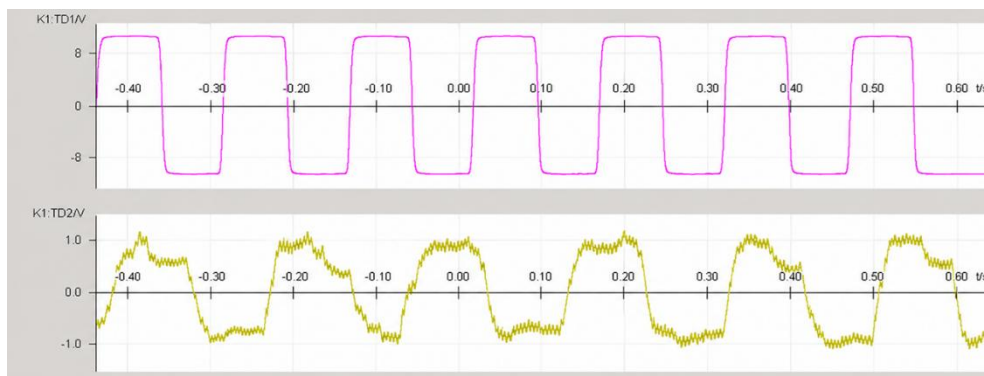
З метою дослідження впливу частоти інжекції на інформативність сигналу та точність вимірювання було проведено експериментальні дослідження на турбогенераторі типу Т-12-2У3 потужністю 12 МВт. У процесі досліджень здійснювалась інжекція низькочастотної імпульсної напруги з частотами від 0,5 до 4 Гц із подальшим аналізом форми струму витoku та характеру перехідних процесів (рис. 9).

Результати експерименту показали, що зі збільшенням частоти інжекції суттєво зростає вплив паразитної ємності ротора, внаслідок чого перехідні процеси не встигають завершитися до моменту подачі наступного імпульсу. Це призводить до зменшення інформативності сигналу та появи додаткової похибки під час визначення опору ізоляції ротора.

Встановлено, що для досліджуваного турбогенератора найбільш інформативною виявилась частота інжекції 0,5 Гц. За даної частоти забезпечується практично повне завершення процесів заряджання та розряджання паразитної ємності ротора між імпульсами, що дає змогу отримати стабільніший та достовірніший вимірюваний сигнал. За частот 2–4 Гц спостерігалось погіршення перехідних характеристик та збільшення впливу ємнісної складової на результати вимірювання.



б) частота інжектваної напруги – 0,5 Гц



б) частота інжектваної напруги – 3 Гц

Рисунок 9 – Осцилограми інжекції низькочастотної напруги та струму замикання на землю ротора генератора

З урахуванням проведеного аналізу та моделювання доцільною є реалізація спеціалізованого мікропроцесорного реле контролю ізоляції ротора, структурна схема якого наведена на рис. 10.

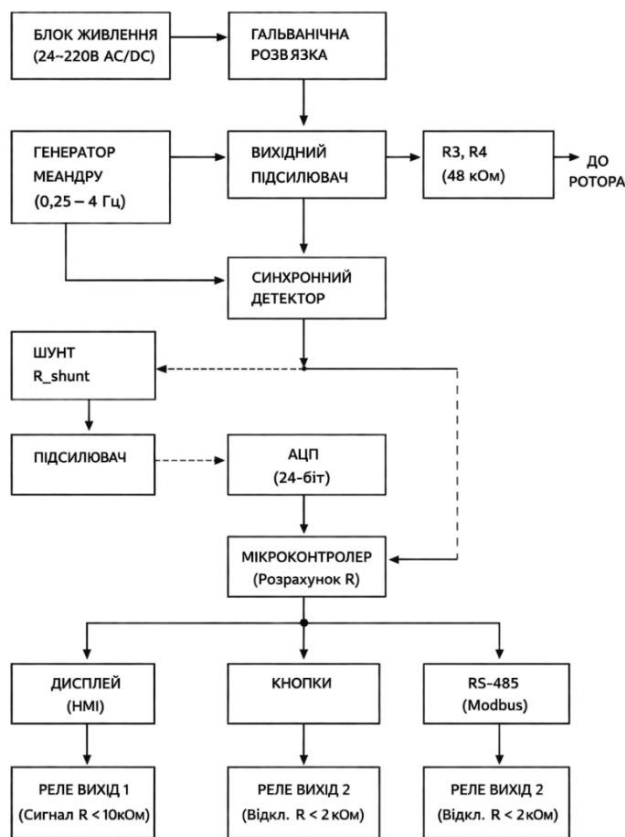


Рисунок 10 – Структурна схема пристрою контролю ізоляції ротора генератора

Запропонована структура включає блок живлення з широким діапазоном вхідної напруги (24–220 В АС/DC), гальванічну розв'язку для забезпечення електробезпеки та завадостійкості, генератор низькочастотного меандру (0,25–4 Гц), який формує інжектований сигнал, частота якого може змінюватись залежно від значення паразитної ємності обмотки ротора відносно землі, а також вихідний підсилювач, що подає його в коло ротора через високоомні резистори. Вимірювання струму витоку здійснюється за допомогою шунта з подальшим підсиленням сигналу та перетворенням у цифрову форму за допомогою високорозрядного (24-бітного) аналогово-цифрового перетворювача. Синхронний детектор дає змогу виділити корисну складову струму, синхронізовану з інжектованим сигналом, що значно підвищує завадостійкість системи.

Центральним елементом є мікроконтролер або цифровий сигнальний процесор, який виконує розрахунок опору ізоляції, аналіз трендів та формує керуючі сигнали. Інтерфейс користувача реалізується через дисплей та кнопки, а для інтегрування в системи автоматизації передбачено інтерфейс зв'язку RS-485 (Modbus). Вихідні реле забезпечують двоступеневий захист: сигналізацію у разі зниження опору ізоляції

(нижче 10 кОм) та аварійне відключення у разі критичного значення (нижче 2 кОм).

Особливу роль у підвищенні ефективності системи відіграє обробка результатів вимірювань. На відміну від традиційних підходів, що базуються лише на порогових значеннях, доцільно використовувати комплексний аналіз сигналів, який включає синхронне вимірювання струмів у кожному напівперіоді інжекції, цифрову фільтрацію для придушення шумів, а також обчислення осереднених та диференціальних параметрів. Важливим є аналіз зміни опору ізоляції у часі, що дає змогу виявляти деградацію ізоляції задовго до виникнення аварійного замикання. Такий підхід фактично переводить систему із класу релейного захисту в клас систем діагностики стану.

Подальшим кроком розвитку є застосування методів машинного навчання для аналізу отриманих даних. На основі таких параметрів, як струм витоку, форма сигналу, параметри перехідного процесу та швидкість зміни опору ізоляції, можуть бути реалізовані алгоритми класифікації стану ротора (нормальний режим, деградація ізоляції, замикання), виявлення аномалій та прогнозування відмов. Використання моделей типу Random Forest, Support Vector Machines або нейронних мереж для аналізу часових рядів дасть змогу виявляти приховані закономірності, які не визначаються класичними методами. Це відкриє можливість реалізації концепції «predictive maintenance», що є особливо актуальною для енергетичних об'єктів, де простої обладнання пов'язані зі значними економічними втратами.

Таким чином, поєднання методу інжекції низькочастотної напруги прямокутної форми, сучасної мікропроцесорної апаратної реалізації, розширеної цифрової обробки сигналів та алгоритмів штучного інтелекту дозволить створити ефективну систему нового покоління для контролю ізоляції ротора синхронного генератора, яка забезпечить не лише надійне виявлення замикань на землю, а й їх прогнозування, що суттєво підвищить надійність та економічність експлуатації електроенергетичного обладнання.

Висновки. Проведений аналіз сучасних методів контролю ізоляції обмотки ротора синхронного генератора показав, що традиційні схеми захисту мають обмежену чутливість та недостатню завадостійкість в умовах роботи сучасних статичних систем збудження, особливо за наявності паразитних ємностей і гармонічних складових. Встановлено, що найбільш ефективним підходом є метод низькочастотної інжекції напруги прямокутної форми, який забезпечує надійне виявлення замикань на землю незалежно від місця виникнення, характеризується високою стійкістю до впливу гармонік та дає змогу точніше визначити опір ізоляції обмотки ротора.

Результати моделювання в середовищі LTspice підтвердили, що за відсутності замикання на землю в усталеному режимі струм витоку практично відсутній,

а за появи замикання формується стабільна ненульова складова струму, що забезпечує чітке розділення нормального та аварійного режимів роботи для системи контролю ізоляції ротора генератора.

Експериментальні дослідження на турбогенераторі Т-12-2УЗ потужністю 12 МВт показали суттєвий вплив паразитної ємності ротора на характер перехідних процесів та інформативність вимірювального сигналу. Встановлено, що зі збільшенням частоти інжекції зростає вплив ємнісної складової та погіршується точність визначення опору ізоляції через незавершеність процесів заряджання та розряджання паразитної ємності між імпульсами. Для досліджуваного генератора найбільш інформативною виявилась інжекція напруги частотою 0,5 Гц, за якої формується стабільний вимірювальний сигнал.

Таким чином, за результатами теоретичних досліджень та натурних експериментів встановлено залежність точності оцінювання опору ізоляції ротора синхронного генератора від частоти інжектваної напруги, а отже показано необхідність її адаптивного вибору залежно від параметрів генератора, зокрема, від значення паразитної ємності його ротора відносно землі.

На підставі проведеного аналізу, моделювання та експериментальних досліджень показано доцільність створення спеціалізованого мікропроцесорного пристрою контролю ізоляції ротора з адаптивною зміною частоти інжектваної напруги, цифровою обробкою сигналів та синхронним детектуванням. Запропоновано структурну схему такого пристрою.

Застосування розширених алгоритмів аналізу сигналів і методів машинного навчання дасть можливість переходу від традиційного релейного захисту до системи безперервної діагностики та прогнозування стану ізоляції ротора синхронного генератора, що дозволить підвищити надійність і економічність експлуатації електроенергетичного обладнання.

Список літератури

1. Anderson P. M. Power system protection. IEEE, 1998. 1330 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/9780470545591>.
2. IEEE Power System Relaying Committee (PSRC). IEEE tutorial on the protection of synchronous generators. 2nd ed. 2011. 113 p. URL: <https://www.pes-psrc.org/kb/report/026.pdf>.
3. A novel rotor ground-fault-detection technique for synchronous machines with static excitation / C. A. P. Gaona et al. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2010. Vol. 25, no. 4. P. 965–973. DOI: <https://doi.org/10.1109/tec.2010.2040739>.
4. Detection of rotor faults in synchronous generators / M. Kiani et al. *2007 IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives*, Cracow, Poland, 6–8 September 2007. 2007. P. 266–271. DOI: <https://doi.org/10.1109/demped.2007.4393106>.
5. Eleschová Z., Belan A., Gasparovsky D. Rotor ground fault protection of generator with static excitation system. *Teoretychna*

elektrotehnika. 2005. No. 58. P. 138–146. URL: https://www.researchgate.net/publication/239596282_ROTOR_GROUND_FAULT_PROTECTION_OF_GENERATOR_WITH_STATIC_EXCITATION_SYSTEM.

6. Siemens. SIPROTEC 4 voltage and frequency protection 7RW80. 2018. URL: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/624/109742624/att_959437/v1/7RW80_Manual_A4_V040300_us.pdf.
7. Mozina C. J., Yalla M. V. V. S. Fundamental reliability considerations in the design, manufacturing and application of multifunction digital relays for generator protection. 1996. 11 p.
8. C37.101-1993. IEEE guide for generator ground protection. Official edition. IEEE, 1994. 59 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1994.121443>.
9. IEEE Power Engineering Society. IEEE tutorial on the protection of synchronous generators. IEEE, 1995. 78 p.
10. MiCOM p34x, IEC 61850 PICS & MICS & PIXIT & TICS & ADL. *Schneider Electric*. URL: https://www.se.com/uk/en/download/document/P34x_EN_Rf7_B5_1EC61850/.

References

1. P. M. Anderson, *Power System Protection*. IEEE, 1998, doi: <https://doi.org/10.1109/9780470545591>
2. IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), *IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators*, 2nd ed. 2011. [Online]. Available: <https://www.pes-psrc.org/kb/report/026.pdf>
3. C. A. P. Gaona, F. Blázquez, P. Frías, and M. Redondo, “A novel rotor ground-fault-detection technique for synchronous machines with static excitation,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 4, pp. 965–973, Dec. 2010, doi: <https://doi.org/10.1109/tec.2010.2040739>
4. M. Kiani, J. Lee, R. Kenarangi, and B. Fahimi, “Detection of rotor faults in synchronous generators,” in *2007 IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives*, Cracow, Poland, Sep. 6–8, 2007. IEEE, 2007, pp. 266–271, doi: <https://doi.org/10.1109/demped.2007.4393106>
5. Z. Eleschová, A. Belan, and D. Gasparovsky, “Rotor ground fault protection of generator with static excitation system,” *Electrical Engineering*, no. 58, pp. 138–146, 2005. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/239596282_ROTOR_GROUND_FAULT_PROTECTION_OF_GENERATOR_WITH_STATIC_EXCITATION_SYSTEM
6. Siemens, “SIPROTEC 4 voltage and frequency protection 7RW80,” C53000-G1140-C233-4, 2018. [Online]. Available: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/624/109742624/att_959437/v1/7RW80_Manual_A4_V040300_us.pdf
7. C. J. Mozina and M. V. V. S. Yalla, “Fundamental reliability considerations in the design, manufacturing and application of multifunction digital relays for generator protection,” CONF-9604158, Aug. 1996.
8. *IEEE Guide for Generator Ground Protection*, 1993, IEEE, 1994, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1994.121443>
9. IEEE Power Engineering Society, “IEEE tutorial on the protection of synchronous generators,” IEEE, 95 TP 102, 1995.
10. “MiCOM p34x, IEC 61850 PICS & MICS & PIXIT & TICS & ADL.” *Schneider Electric*. [Online]. Available: https://www.se.com/uk/en/download/document/P34x_EN_Rf7_B5_1EC61850/

Надійшла (Received) 03.04.2026

Прийнята (Accepted) 14.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.311.183

ANDRUSHKO STANISLAV ✉ – Postgraduate student of the Department of Power Plants and Systems, Vinnytsia National Technical University, Chief Engineer of Podillyatechnaladka LLC; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7846-517X>; e-mail: stanislav.andrushko@gmail.com.

KULYK VOLODYMYR – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Power Plants and Systems, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7594-5661>; e-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com.

IMPROVEMENT OF THE ROTOR WINDING PROTECTION SYSTEM FOR SMALL- AND MEDIUM-POWER SYNCHRONOUS GENERATORS AGAINST GROUND FAULTS BASED ON A SQUARE WAVE INJECTION METHOD

The article is devoted to a comprehensive analysis of modern methods of protecting the excitation winding of a synchronous generator rotor from ground faults and justification of ways to improve them, taking into account the actual operating conditions in the power systems of Ukraine. Particular attention is paid to the problem of timely detection of the first ground fault, since it creates the preconditions for an emergency second fault, accompanied by high currents, thermal overloads, mechanical damage to the rotor, bearings, and active parts of the generator. The relevance of the topic is due to the frequent deterioration of the condition of the insulation of rotor windings in small and medium-power synchronous generators (1.5–12 MW), which leads to prolonged emergency shutdowns, expensive repairs, and significant economic losses. The significant shortcomings of traditional electromechanical protection devices, which are still in use at many power plants, are analyzed. Three main modern principles of continuous online monitoring of excitation circuit insulation are considered in detail. For each method, the physical principles of operation, main advantages (noise immunity to harmonics of static excitation systems, independence from the location of damage, elimination of the polarization effect due to periodic polarity reversal, the ability to accurately calculate insulation resistance) and characteristic limitations (the need for external injection and communication units, the need for periodic calibration, the relative complexity of installation and integration into existing relay protection systems) are described for each method. To verify the theoretical propositions and illustrate the behavior of the most modern method (meander injection), transient modeling was performed in the LTspice environment. Based on the analysis and modeling, the feasibility of developing a separate specialized microprocessor-based rotor insulation control relay, independent of multifunctional generator protection terminals, was justified.

Keywords: ground fault; synchronous generator; insulation monitoring relay; AC-injection method; DC-injection method; square wave voltage injection method; excitation; leakage current; parasitic capacitance.

БЕЗПРОЗВАННИХ ГАННА ВІКТОРІВНА ✉ – доктор технічних наук, професор, професор кафедри електроізоляційної та кабельної техніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9584-3611>; e-mail: Hanna.Bezprozvannukh@khp.edu.ua.

СІЯТОВСЬКИЙ ДЕНИС ОЛЕГОВИЧ – здобувач кафедри електроізоляційної та кабельної техніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; e-mail: Denys.Siatovskiy@ieec.khpi.edu.ua.

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИЛОВИХ КАБЕЛІВ СЕРЕДНЬОЇ НАПРУГИ ДЛЯ АКТИВНИХ МЕРЕЖ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ

У статті розглянуто стратегічний напрямок розвитку електроенергетичної галузі України, пов'язаний з реновацією та модернізацією електричних мереж середньої напруги шляхом трансформації з рівнів напруги 6/10 кВ на напругу 20 кВ з одночасним об'єднанням з локальними джерелами розподіленої генерації. Аргументовано стійкість до потенційних загроз підземних кабелів середньої напруги з ефективною інтеграцією в сучасні архітектури кільцевих та петльових розподільних мереж. Наголошено на наслідках інтеграції з перетворенням пасивних мереж на активні з процесами двостороннього обміну електричною енергією. Проаналізовано виникнення підвищених рівнів напруги та небезпечних однофазних замикань, які безпосередньо впливають на експлуатаційні характеристики та технічний стан силових підземних кабелів. Визначено конструктивні напрямки для пом'якшення впливу розподіленої генерації на силові кабелі середньої напруги зі зменшеними рівнями ризику в мережі. Доведено, що систематичне зростання робочої напруги на 20 % через неконтрольовану генерацію в години мінімального навантаження підвищує напруженість електричного поля в однорідній ізоляції кабелів. Наголошено на ефективності більшої товщини зшитої поліетиленової ізоляції у кабелях з більшим перерізом струмопровідних жил. Показано, що за умови однофазних замикань підвищена напруга може стати каталізатором розвитку часткових розрядів в мікропорожнинах меншого розміру в зшитій поліетиленовій ізоляції силових кабелів напруги 20 кВ. Акцентовано на необхідності проведення вимірювань ч астових розрядів за декількох значень випробувальної напруги для оцінки діапазону розмірів активованих повітряних включень в товщі зшитої поліетиленової ізоляції. Обґрунтовано ефективність збільшення товщини зшитої поліетиленової ізоляції щодо зменшення електричної ємності та ємнісного струму зарядки силових кабелів більшого перерізу.

Ключові слова: активні розподільні мережі; силові кабелі середньої напруги; експлуатаційні характеристики кабелів; товщина ізоляції; коефіцієнт нерівномірності електростатичного поля; однофазне замикання; часткові розряди в ізоляції; електрична ємність та струм зарядки кабелю.

Вступ. Модернізація та трансформація мережевої інфраструктури розподільних електричних мереж середньої напруги зі збільшенням навантаження, зменшенням ризику несправностей та обробки двосторонніх потоків енергії від розподілених джерел генерації (РДГ), є основним рушієм стимулювання зростання ринку силових кабелів [1]. Сонячні парки, вітрові електростанції та установки зберігання енергії покладаються на сучасні кабельні лінії середньої напруги для передачі енергії до підстанцій, у тому числі до цифрових. Вразливість повітряних розподільних мереж середньої напруги до потенційних загроз переносить акцент на підземні кабельні лінії [2, 3].

У більшості європейських країн мережі середньої напруги виконані переважно у кабельному варіанті [4, 5]. Попит на кабелі середньої напруги зі зшитою поліетиленовою та термопластичною ізоляцією в Європі зумовлений її енергетичною інфраструктурою, пов'язаною з електрифікацією, стійкістю мережі та інтеграцією з відновлюваними джерелами енергії. Багато європейських країн замінюють застарілі розподільчі активи, встановлені десятиліття тому, переходячи з повітряних ліній на підземні кабельні лінії середньої напруги для зменшення ризиків відключень та покращення безпеки у містах [6–8]. Так, ринок у Німеччині оцінюється в 1,46 мільярда доларів США у 2025 році. Німеччина швидко модернізує розподільні мережі для інтеграції відновлюваної генерації, розширює електрифікований транспорт та замінює застарілі підземні активи в щільно

забудованих міських районах. Промислові регіони також покладаються на кабельні системи середньої напруги для підтримки потужних виробничих навантажень, що стимулює зростання ринку силових кабелів середньої напруги [4, 5].

Світовий сегмент силових кабелів середньої напруги (16–35 кВ) демонструє найшвидше зростання у 2025 році і, як очікується, зростатиме зі середньорічним темпом зростання (Compound Annual Growth Rate, CAGR) 10,43 % [1], але поки поступається повітряним лініям електропередавання (рис.1) [1]. У 2025 році сегмент повітряних ліній домінував з часткою 63,38 % (рис.1) [1].

Global Medium Voltage Cables Market Share, By Installation, 2024



Рисунок 1 – Співвідношення між встановленими повітряними та силовими підземними кабельними лініями середньої напруги у світі [1]

Важливим моментом оптимізації та підвищення ефективності розподільних мереж є переведення їх з

© Г. В. Безпрозваних, Д. О. Сіятівський, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

напруги 35, 10 і 6 кВ на клас напруги 20 кВ [9–12]. Цей перехід розглядається як ключовий напрямок для подальшого скорочення кількості етапів трансформації в системі електропостачання в Європі та в Україні. Перехід на напругу 20 кВ вимагає заміни та будівництва нових ліній. Це відкриває можливості для організації нової інтелектуальної системи управління та контролю потоків потужності. Це особливо важливо в контексті інтеграції з розподіленими джерелами генерації при застосуванні силових кабелів з інтегрованими у конструкцію оптичними волокнами для моніторингу струмового навантаження в мережі [13].

Інновації можуть суттєво змінити розподільні мережі: кабельні технології пропонують реальні рішення, які перетворюють розподільну інфраструктуру на активного гравця [13].

Задля забезпечення потреби в кабелях середньої напруги у розподільних мережах з РДГ відомі європейські виробники інвестують у виробництво. Так, у 2024 році лідер світового виробництва кабельної продукції фірма NKT, заснована у 1891 році, оголосила про інвестування приблизно 100 мільйонів євро на своїх заводах у Данії, Швеції та Чеській Республіці для розширення виробничих потужностей кабелів середньої напруги в діапазоні напруги (20–110) кВ [14]. Важливо, що виробничі потужності працюють на 100 % відновлюваної електроенергії [14].

Силові кабелі середньої напруги ефективно інтегруються з сучасними кільцевими та петльовими розподільними архітектурами, підтримуючи резервування та стійкість електричної мережі з розподіленими джерелами генерації [15]. Це означає, що кабелі середньої напруги є одним з основних компонентів проектування розподільних мереж з інтегрованими відновлюваними джерелами енергії, а не додатковим доповненням [14–17].

Метою статті є визначення шляхів забезпечення експлуатаційних характеристик силових кабелів середньої напруги 20 кВ на технологічній стадії їх виготовлення для розподільних електричних мереж змінного струму з відновлюваними джерелами генерації.

Постановка проблеми. Традиційно розподільні електричні мережі середньої напруги (6–10) кВ (в Україні) та до 35 кВ (у світовій практиці) будувалися за радіальним принципом та проектувалися для односпрямованого потоку потужності: від потужних генеруючих джерел через мережі високої та надвисокої напруги, понижувальні підстанції до кінцевого споживача [7–11]. У такій моделі мережа середньої напруги є пасивним елементом, що виконує виключно функцію розподілу напруги. Відповідно, забезпечення допустимого спаду напруги у найбільш віддаленій точці радіальної лінії є головним критерієм надійності кабельних ліній в експлуатації. Аналіз проблем, пов'язаних з електричними мережами середньої напруги з розподіленою генерацією, також відомої як децентралізована або дисперсна генерація, доводить, що така інтеграція докорінно змінює саму суть розподільної мережі. У цьому випадку парадигма пасивної електричної мережі середньої напруги зазнає

кардинальних змін: перетворюється з пасивної на активну [15]. Ключову роль в такій активній мережі відіграють процеси двостороннього обміну електричною енергією. Саме фундаментальна зміна напрямку руху потужності від об'єкта генерації назад до підстанції стає першопричиною підвищення напруги вище номінального значення – «Voltage Rise» (рис. 2) [15, 18]. На підставі оброблених даних [15] на рис. 2 представлено порівняльний аналіз змінення напруги в кабельній лінії для пасивної та активної мережі з РДГ. Синя лінія (традиційна, пасивна мережа) плавно спадає від 20,5 кВ до 18,8 кВ через втрати електромагнітної енергії в кабелі. Напруга в кабельній лінії з РДГ (червона лінія) спочатку спадає, а потім різко зростає до 21,2 кВ на довжині 20 км. Це і є демонстрація ефекту «Voltage Rise» [15, 18, 19]. Такі проблеми притаманні для мереж з фотоелектричними джерелами, оскільки в них спостерігається значне підвищення напруги, що перевищує допустиме значення [20, 21].

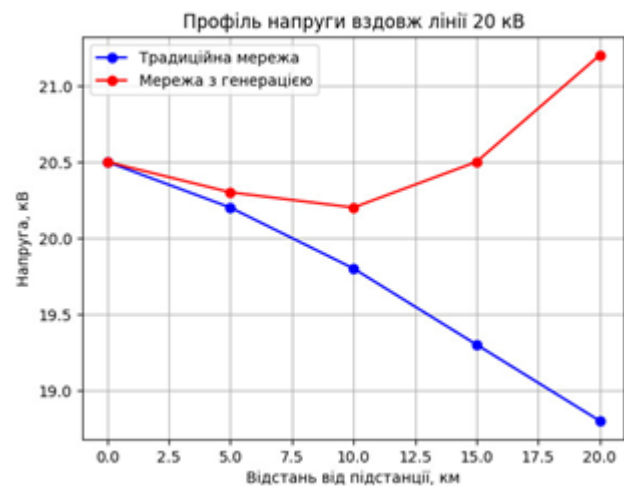


Рисунок 2 – Профіль напруги вздовж кабельної лінії напруги 20 кВ у традиційному режимі та за наявності генерації від об'єкта розподіленої генерації

Для кабелів напруги 20 кВ такий режим створює додаткове електричне навантаження на ізоляцію. Систематичне наближення робочої напруги до цієї межі через неконтрольовану генерацію в години мінімального навантаження підвищує напруженість електричного поля в електричній ізоляції, що може стати каталізатором розвитку водних трингів у разі наявності мікроефектів та інтенсифікувати часткові розряди в мікропорожнинах.

На відміну від повітряних ліній, кабельні лінії напруги 20 кВ мають значно менший індуктивний опір, але більшу електричну ємність [22, 23]. Відповідно, кабельна лінія постійно генерує значний ємнісний струм зарядки: 0,6–1,72 А/км для кабелів з перерізом струмопровідних жил 70–800 мм². У розгалужених мережах напруги 20 кВ сумарний зарядний струм може сягати десятків і сотень ампер, що еквівалентно генерації значної реактивної потужності. Це ускладнює регулювання напруги трансформаторами на головній підстанції [10].

Поява джерел розподіленої генерації також змінює характер короткочасних аварійних процесів у мережі [19, 20, 24, 25]: РДГ стають додатковими джерелами живлення струмів короткого замикання (КЗ), особливо небезпечних однофазних. Синхронні генератори (когенераційні установки) дають значний струм підживлення, що в (5–7) разів перевищує їх номінальний струм. Інверторні установки обмежують струм КЗ на рівні 1,2–1,5 від номінального, але сумарний ефект у мережі з багатьма джерелами генерації є суттєвим [25]. Це породжує низку нових викликів для кабельних ліній та самих кабелів в цілому [24, 25]. Тривалість електричного та теплового навантаження на силові кабелі середньої напруги в такому випадку суттєво зростає.

Шляхи забезпечення експлуатаційних характеристик силових кабелів для активних розподілених мереж. В розподілених мережах середньої напруги з розподіленою генерацією для забезпечення надійності силових кабелів провідні Європейські виробники [26] закладають не тільки номінальну фазну U_{ϕ} і лінійну U_L напругу, а і більше на 20 % значення напруги U_M відповідно до стандарту EN 50160 [27] (табл. 1).

Таблиця 1 – Шкала значень напруги силових кабелів європейських виробників [27]

Клас напруги, кВ	10	15	20	30	50
Фазна напруга U_{ϕ} / лінійна напруга U_L , кВ	6/10	8,7/15	11,5/20	18/30	36/50
Збільшена на 20 % лінійна напруга U_M , кВ	12	17,5	24	36	72,5

Рівні ізоляції силових кабелів для активних розподілених мереж. У США ця проблема вирішується завдяки збільшенню товщини ізоляції силових кабелів середньої напруги. Топології електричних мереж США мають суттєві відмінності від європейських: переважно використовують радіальну конфігурацію, причому мережа низької напруги практично відсутня. Лінії середньої напруги є основою розподілених мереж. Для забезпечення надійності експлуатації силових кабелів середньої напруги розрізняють три рівні ізоляції. Кабелі зі 100 % рівнем ізоляції застосовуються у мережах, в яких системи релейного захисту та автоматики відключають кабельну лінію від мережі за час, менше за 1 хвилину. Кабелі з рівнем ізоляції 133 % застосовуються у мережах, у яких замикання триває більше 1 хвилини, але менше 1 години. Кабелі з рівнем ізоляції 173 % використовуються, коли замикання фази на землю, залежно від системи, проявляється як повна лінійна напруга на ізоляції протягом більше 1 години [28].

Збільшення класу напруги (табл. 1) від 10 кВ до 50 кВ безпосередньо впливає на товщину ізоляції. Причому для одного класу напруги товщина ізоляції залишається незмінною незалежно від перерізу струмопровідної жили силових кабелів. Виробники силових кабелів закладають мінімальне середнє

значення товщини ізоляції відповідно до [29]. Врахування перевищення напруги на 20 % в умовах експлуатації потребує збільшення товщини ізоляції на технологічній стадії виготовлення силових кабелів.

Типова конструкція одножильного силового кабелю на напругу 20 кВ коаксіальної конструкції для прокладання в ґрунті представлена на рис. 3 [26].



Рисунок 3 – Типова конструкція силового кабелю на напругу 20 кВ для прокладання в ґрунті [26]

Цифрами на рис. 3 позначено:

1 – багатодротна струмопровідна жила: провідники класу 2 виготовлені з електролітичного міді або високочистого електролітичного алюмінію;

2, 4 – напівпровідні екрани товщини 0,5 мм по струмопровідній жилі (2) для покращення розподілу електричного поля по поверхні провідника та ізоляції (4) для забезпечення радіального електричного поля на її поверхні;

3 – електрична ізоляція на основі:

а) зшитого поліетилену (Cross-Linked Polyethylene, XLPE) (найбільш розповсюджений матеріал в Європі),

б) трингостійкого TR-зшитого поліетилену – вдосконалений варіант XLPE, спеціально розроблений для уповільнення розростання водяних тринтів («дерев») – мікроскопічних каналів, заповнених водою, що призводить до інтенсифікації процесів старіння високоякісної поліетиленової ізоляції;

в) високомодульної етилен-пропіленової гуми (Hard Grade Ethylene Propylene Rubber, HEPR) – в більшій мірі застосовується у кабелях американських виробників);

г) інноваційна термопластична ізоляція на основі композицій поліпропілену та поліетилену з робочою температурою 110 °С;

5 – металевий мідний екран, що складається з мідних дротів, розміщених по спіралі, для забезпечення безпеки експлуатації та відведення вихрових струмів на землю;

6 – проміжна захисна оболонка;

7 – водоблокуюча стрічка;

8 – алюмополімерна стрічка;

9 – зовнішня оболонка з поліетилену.

Електростатичне поле в однорідній ізоляції силових кабелів коаксіальної конструкції. Для одножильних силових кабелів коаксіальної конструкції (рис. 3) електростатичне поле в однорідній ізоляції (макроскопічне наближення: нехтування гетерогенністю поліетилену, який складається з кристалічної та аморфної фаз) кабелю при змінному струмі є плоскопаралельним.

Розподіл потенціалу U у всіх паралельних площинах, нормальних до осьової координати, є однаковим і залежить тільки від радіуса r . Розподіл

потенціалу по товщині ізоляції (діелектрична проникність ізоляції не залежить від напруженості електричного поля) за відсутності в ній об'ємних зарядів визначається на підставі розв'язку рівняння Лапласа [23]: $\frac{1}{r} \dots \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \varphi}{\partial r} \dots \right) = 0$ з урахуванням постійної інтегрування, що визначається з початкових умов: при значенні поточного радіусу r , рівного радіусу струмопровідної жили ($r = R_1$), потенціал φ дорівнює потенціалу на жилі $\varphi = U$; при значенні поточного радіусу r , що дорівнює радіусу по ізоляції ($r = r_{13}$), потенціал на металевій оболонці дорівнює 0 ($\varphi = 0$ – металевий екран заземлено). Це надає можливість отримати розподіл напруженості E електростатичного поля по поточному радіусу, тобто по товщині ізоляції $\Delta = r_{13} - R_1$:

$$E(r) = \frac{U}{r \ln \left(\frac{r_{13}}{R_1} \right)}. \quad (1)$$

З (1) витікає: в разі однорідної ізотропної ізоляції електричне поле в силовому кабелі коаксіальної конструкції неоднорідне по товщині ізоляції: максимальне на поверхні струмопровідної жили і мінімальне на поверхні ізоляції кабелю.

Напівпровідні екрани по струмопровідній жилі для покращення розподілу електричного поля по поверхні провідника та ізоляції для забезпечення радіального електричного поля по її поверхні не впливають на розподіл електростатичного поля по товщині ізоляції. В процесі експлуатації під дією тепла та електричного поля спостерігається інжекція зарядів провідного наповнювача (сажі) з напівпровідних екранів у шпиту поліетиленову ізоляцію [30]. Напівпровідні покриття характеризуються високими значеннями питомої об'ємної провідності, діелектричної проникності та коефіцієнту діелектричних втрат, що обумовлено морфологічними та структурними особливостями наповненої сажею поліетиленої матриці [30]. Діелектрична проникність такого композитного матеріалу варіюється від 800 до 1000 для частоти 50 Гц та суттєво залежить від частоти [31].

Особливості електрофізичних характеристик напівпровідних екранів у широкому діапазоні частоти необхідно враховувати за наявності перехідних електромагнітних процесів у електричних мережах з силовими кабелями середньої напруги з полімерною ізоляцією [31]. Змінення вихідної потужності джерел розподіленої генерації протягом доби може сягати 50–60 %, що призводить до коливань напруги в мережі та гармонік вищих порядків. В результаті в мережі виникають електромагнітні коливання різної частоти [32, 33]. Коливання напруги та струму поширюються електромагнітними хвилями через електромережу. Спектр електромагнітних хвиль досягає десятків МГц [32, 33].

На рис. 4 представлено результати моделювання розподілення напруженості електростатичного поля по товщині ізоляції силових кабелів для струмопровідних жил перерізом 240 мм² (криві 1, 4) та 800 мм² (криві 1', 4')

20 кВ (фазна напруга між жилою та заземленим екраном 12 кВ): мінімальне значення товщини ізоляції становить 5,5 мм – криві 1-1'; збільшене на 18 % становить 6,5 мм – криві 4-4' відповідно. Криві 2-3 та криві 2'-3' відповідають випадку перевищення лінійної напруги на 20 % для жил перерізом 240 мм² і 800 мм² за товщини ізоляції 5,5 мм – криві 2-2' та збільшеній на 18 % – криві 3-3' відповідно.

Для струмопровідних жил різного перерізу одного класу напруги 20 кВ визначені коефіцієнти нерівномірності розподілення електричного поля по товщині ізоляції $K = E_{\max} / E_{\min}$ як відношення максимального значення E_{\max} напруженості поля на поверхні струмопровідної жили до найменшого E_{\min} на поверхні ізоляції (рис. 5).

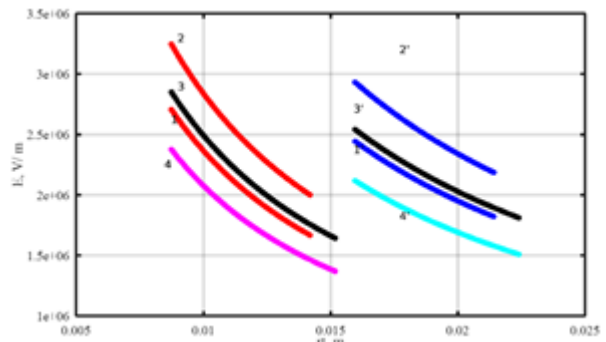


Рисунок 4 – Вплив товщини однорідної ізоляції на розподіл електростатичного поля силового одножилкового кабелю за нормального режиму роботи та в умовах підвищення напруги на 20 %

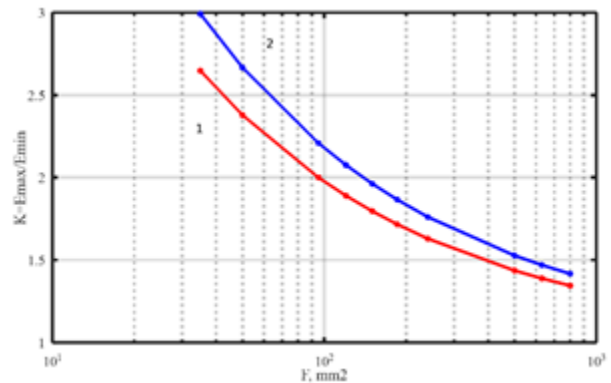


Рисунок 5 – Коефіцієнт нерівномірності розподілення напруженості електричного поля по товщині ізоляції силових кабелів напруги 20 кВ різного перерізу F

У разі струмопровідних жил меншого перерізу спостерігається більша нерівномірність розподілення електричного поля (рис.5): для жил перерізом 35 мм² – на 15 %, для жил перерізом 240 мм² – на 12,5 %, для жил перерізом 800 мм² – на 8,5 % при збільшенні товщини на 18 % з 5,5 мм (рис. 5, крива 1) до 6,5 мм (рис. 5, крива 2). При збільшеній товщині ізоляції за нормального режиму роботи та при $U_m = 1,2U_n$ середнє значення напруженості поля для кривих 4-3 та 4'-3' (рис. 5) не перевищує 2,1 кВ/мм. Це узгоджується з рекомендаціями міжнародних стандартів [34] та не призводить до виникнення часткових розрядів у повітряних порожнинах з діелектричною проникністю

$\varepsilon = 1,00256$ розміром менше 80 мкм (рис. 6, крива 3') в товщі зшитої поліетиленової ізоляції силових кабелів. Утворення об'ємних зарядів у суцільній зшитій поліетиленовій ізоляції відбувається за напруженості електричного поля 10–20 кВ/мм, у повітряних проміжках – за напруженості 2,1 кВ/мм [35, 36]. Це пробивна напруженість повітря у міліметровому діапазоні товщини [35].

Часткові розряди в твердій поліетиленовій ізоляції за умови однофазного замикання в мережі.

На рис. 6 показано результати розрахунку в залежності від товщини (x) повітряного включення його пробивної напруги U_{xbr} (крива 1) і розрахункових значень напруги на включенні в зшитій поліетиленовій ізоляції товщині 5,5 мм (криві 2 та 2') і 6,5 мм (криві 3 та 3') за нормального режиму роботи (криві 2 та 3) та за умови однофазного замикання $U_{\phi} = U_{л}$ в кабельній лінії (криві 2' та 3') напруги 20 кВ з перерізом струмопровідної жили 240 мм². Тиск повітря у включенні – 760 мм. рт. ст.

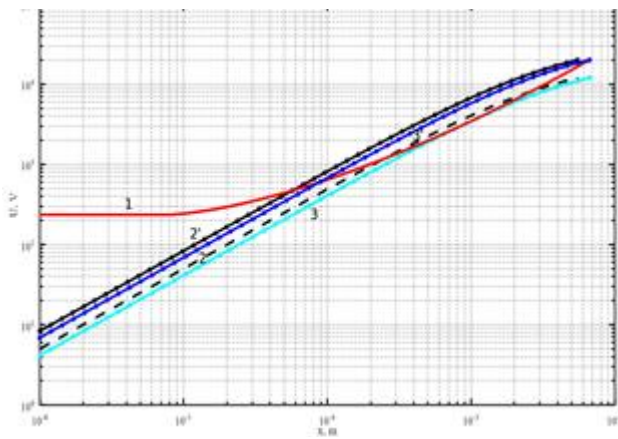


Рисунок 6 – Визначення діапазону активованих повітряних проміжків при варіюванні товщини зшитої поліетиленової ізоляції одножилкового силового кабелю напруги 20 кВ за нормального режиму роботи та однофазного замикання на землю

При однофазному замиканні $U_{\phi} = U_{л}$ в зшитій поліетиленовій ізоляції товщині 5,5 мкм активізуються повітряні включення розміром від 50 мкм: перетин кривих 1 та 2' на рис. 6. Найбільш вірогідніше такі включення розташовані поблизу струмопровідної жили: напруженість електростатичного поля найбільша саме на поверхні струмопровідної жили (рис. 4 крива 1). Це призводить до інтенсифікації процесів старіння високоякісної полімерної ізоляції під дією часткових розрядів (ЧР).

Відповідно до рекомендацій [29] щодо вимог до однорідності ізоляції силових кабелів середньої напруги розмір неприпустимих домішок не повинен перевищувати 200 мкм. У кабелях високої напруги 110–220 кВ – 70–100 мкм [37]. На технологічній стадії виготовлення кабелів контролюється тільки амплітуда уявного заряду за одного значення підвищеної напруги частоти 50 Гц. Такий усталений підхід контролю виконує лише функції індикації наявності небезпечних повітряних включень та локалізації місця їх розташування за довжиною кабелю і не дозволяє

визначати розміри включень. У товщі твердої ізоляції повітряні включення є статичними дефектами [38]. При декількох значеннях випробувальної напруги [38, 39] включення повністю активізуються за площею, що пов'язано з фіксацією амплітуди уявного заряду, та за товщиною [38], що пов'язано з рівнем прикладеної напруги. Саме такий контроль дозволяє повністю оцінити небезпечні повітряні включення різного розміру. Виконання вимірювань ЧР за кількох значень випробувальної напруги з отриманою динамікою змінення частоти імпульсів часткових розрядів за відповідною методикою надає можливість отримати геометричні параметри включень з оцінкою їх небезпеки [38].

Аналіз отриманих результатів електричних характеристик ЧР в кабелях середньої напруги може використовувати алгоритми штучного інтелекту, у тому числі і машинного навчання [40]. Але існують певні вимоги та виклики до фундаментальних професійних знань з розумінням фізичних процесів та практичними навичками інтерпретації даних контролю.

Відносно значення електричної ємності як параметр ефективності силових кабелів. Системи електропередачі з відновлюваними джерелами генерації включають не тільки силові кабелі з полімерною ізоляцією, але й повітряні лінії, трансформатори та шунтуючі реактори [10]. Характеристики силових кабелів з полімерною, зокрема, зшитою поліетиленовою, ізоляцією відрізняються від характеристик звичайних повітряних ліній. Ємність кабелю має більші значення ємності еквівалентної повітряної лінії, що потенційно може призвести до появи резонансної частоти навіть у низькочастотному діапазоні при протяжності лінії до 10–20 км [19,23]. Резонансні процеси можуть бути викликані включенням трансформатора або шунтуючого реактора. Більше значення ємності кабелю (діелектрична проникність полімерної ізоляції принаймні в 2,3 рази більша, ніж у повітря) обумовлює протікання струму, навіть за умови розвантаження кабелю. Цей ємнісний зарядний струм і його значення в залежності від рівня напруги може бути у 50–60 разів вище, ніж у повітряної лінії.

Збільшення товщини ізоляції силових кабелів обумовлює зменшення електричної ємності (рис. 7), що сприятиме зменшенню ємнісного зарядного струму в кабельній лінії. Ефективна ємність кабелю $C = \frac{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}{\log\left(\frac{r_{i3}}{R_1}\right)}$ Ф/м з напівпровідними екранами визначається діелектричною проникністю $\varepsilon = 2,3$ зшитої поліетиленової ізоляції та її товщиною $\Delta = r_{i3} - R_1$, $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – електрична стала. Вплив напівпровідних екранів на електричну ємність несуттєво проявляється у високочастотному діапазоні [31].

На рис. 7 наведено порівняльний аналіз визначених значень електричної ємності в залежності від перерізу струмопровідних одножилкових кабелів напруги 20 кВ. Крива 1 відповідає мінімальному значенню 5,5 мм товщини зшитої поліетиленової ізоляції, крива 2 – збільшеній на 18%. В табл. 2

представлено відношення електричної ємності кабелів зі зменшеною товщиною ізоляції до ємності кабелів зі збільшеною на 18 % товщиною для струмопровідних жил різного перерізу.

Відносне значення електричної ємності характеризує ефективність силових кабелів зі збільшеною товщиною ізоляції. Причому, збільшення товщини ізоляції найбільш ефективне для струмопровідних жил більшого перерізу.

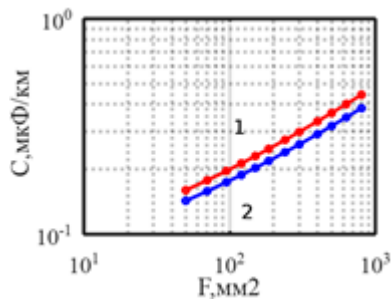


Рисунок 7 – Збільшення товщини ізоляції як ефективний фактор зменшення електричної ємності одножильних силових кабелів на напругу 20 кВ

Таблиця 2 – Вплив збільшення товщини ізоляції на відносне зменшення електричної ємності в залежності від перерізу струмопровідних жил силових кабелів напруги 20 кВ

Переріз F струмопровідної жили, мм ²									
50	95	120	150	185	240	400	500	630	800
Відносне значення електричної ємності ΔC , %									
11,9	12,8	13,1	13,4	13,7	14,1	14,7	14,9	15,2	15,5

При збільшенні перерізу у 2 рази зі 120 мм² до 240 мм² ефективність зростає на 7,6 %, при збільшенні перерізу у 3,3 рази зі 240 мм² до 800 мм² ,практично, на 10 %. Відповідно, струм зарядки $I_{charge} = U_{\phi} \cdot \omega \cdot C$ за нормальних умов експлуатації на змінній напрузі кругової частоти $\omega = 314$ 1/рад (промислової частоти 50 Гц) зменшується пропорційно відповідно до значень електричної ємності. Так, для кабелів з перерізом струмопровідних жил 50 мм², 240 мм² та 800 мм² струм зарядки становить: за мінімальної товщини зшитої поліетиленової ізоляції 5,5 мм – 0,602 А/км; 1,032 А/км та 1,66 А/км; за збільшеної товщини ізоляції 6,5 мм – 0,54 А/км; 0,90 А/км та 1,43 А/км відповідно.

Висновки.

1. Показано, що інтеграція розподіленої генерації трансформує електричні мережі середньої напруги з пасивних радіальних систем в активні та призводить до прояву негативних фізичних процесів у мережі: зміни профілів напруги та однофазних замикань, які безпосередньо впливають на технічний стан силових кабельних ліній.

2. Проведено обчислювальні експерименти за двох сценаріїв варіювання товщини ізоляції з визначенням розподілу електростатичного поля у силових кабелях середньої напруги 20 кВ в залежності від перерізу струмопровідних жил. За мінімального значення товщини ізоляції 5,5 мкм напруженість електростатичного поля на поверхні струмопровідної жили перевищує напругу початку часткових розрядів

повітряних проміжках навіть за нормального режиму роботи. При однофазному замиканні в ізоляції такої товщини активізуються повітряні включення розміром від 50 мкм, що призводить до інтенсифікації процесів старіння високоякісної полімерної ізоляції під дією часткових розрядів.

3. Акцентовано на необхідності проведення вимірювань часткових розрядів на технологічній стадії виготовлення силових кабелів шляхом сканування за декількох значень випробувальної напруги для оцінки діапазону розмірів активованих повітряних включень в товщі зшитої поліетиленової ізоляції.

4. Встановлено, що найбільш ефективне збільшення на 18 % товщини ізоляції спостерігається у кабелях з більшим перерізом струмопровідних жил. Для таких силових кабелів у меншій мірі прослідковується нерівномірність розподілення електричного поля по товщині ізоляції та у більшій мірі зменшення електричної ємності, а значить і ємнісного струму зарядки. Ефективність зменшення струму зарядки кабелів зі збільшеною товщиною дорівнює 11 %, 15 % та 16 % для струмопровідних жил перерізом 50 мм², 240 мм² та 800 мм² відповідно.

5. Ефективність конструктивного рішення щодо збільшення товщини ізоляції в силових кабелях зі струмопровідними жилами більшого перерізу зростає в системах з релейним захистом та автоматикою, в яких замикання на землю та знеструмлення пошкодженої ділянки не усувається протягом 1 години.

6. Запропонований шлях підвищення функціональності силових кабелів дозволяє у цілому підвищити стійкість та надійність активних електричних мереж середньої напруги з розподіленою генерацією попри економічні чинники зростання вартості силового кабелю.

Список літератури

1. Intel Market Research. Medium voltage underground power cable market growth analysis, dynamics, key players and innovations, outlook and forecast 2026-2032. 2026. 126 p. URL: <https://www.intelmarketresearch.com/medium-voltage-underground-power-cable-market-22281>.
2. International Energy Agency. Renewables 2025. Analysis and forecasts to 2030. Paris, France : IEA, 2025. 238 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/76ad6eac-2aa6-4c55-9a55-b8dc0dba9f9e/Renewables2025.pdf>.
3. The role of renewable energy in the global energy transformation / D. Gielen et al. *Energy Strategy Reviews*. 2019. Vol. 24. P. 38–50. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.
4. Public acceptance and preferences related to renewable energy and grid expansion policy: Empirical insights for Germany / V. Bertsch et al. *Energy*. 2016. Vol. 114. P. 465–477. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.022>.
5. Mueller C. E., Keil S. I., Bauer C. Underground cables vs. overhead lines: quasi-experimental evidence for the effects on public perceptions and opposition. 2018. 33 p. (Preprint. Institute for Regulatory Impact Assessment and Evaluation, German Research Institute for Public Administration). DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.29785.21606>.
6. Yavor K. M., Bach V., Finkbeiner M. Resource assessment of renewable energy systems—a review. *Sustainability*. 2021. Vol. 13, no. 11. 6107. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13116107>.
7. International Energy Agency. Electricity Grids and Secure Energy Transitions. Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems. Paris, France, 2023. 130 p. URL:

- <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2ff609-8180-4312-8de9-494bcf21696d/ElectricityGridsandSecureEnergyTransitions.pdf>.
8. Concepts for considering environmental needs and personal safety for substitution design and increasing the resilience of the grid / M. Stoessl et al. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*. 2023. Vol. 140, no. 1. P. 185–192. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00502-022-01096-z>.
 9. Зайцев Є. О., Кучанський В. В., Гунько І. О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок: монографія. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 156 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/penereme-monograph.2021>.
 10. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2018. 174 с.
 11. Кирик В. В., Циганенко Б. В., Яндюльський О. С. Розподільні електричні мережі напругою 20 кВ та ефективність їх роботи: монографія. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 226 с.
 12. Кирик В. В., Богомолова О. С. Ефективність електропостачання споживачів на рівні напруги 20 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2025. № 3. С. 46–52. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339752>.
 13. Bezprozvannykh G. V., Zolotaryov V. M., Antonets Y. A. High voltage cable systems with integrated optical fiber for monitoring cable lines. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 5–10 October 2020. 2020. P. 407–410. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250174>.
 14. NKT. Annual report 2025. 2025. URL: <https://investors.nkt.com/files/Main/23044/4312549/nkt-annual-report-2025.pdf>.
 15. Meskin M., Domijan A., Grinberg I. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2020. Vol. 14, no. 24. P. 5944–5960. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1652>.
 16. Кабелі силові з XLPE ізоляцією 6-35 кВ. ПАТ «Одескабель». URL: <https://odeskabel.com/ua/products/kabeli-silovye/kabeli-silovye-s-xlpe-izolyatsiej-6-35-kv.html>.
 17. Кабелі силові з XLPE ізоляцією 6...35 кВ. Довідник продукції ПАТ «ЗАВОД ПВДЕНКАБЕЛЬ». URL: <https://www.yuzhcadbe.info/cat/10>.
 18. Četković D., Žutolija J., Komen V. Voltage rise mitigation in medium-voltage networks with long underground cables and low power demand. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 13. 3174. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17133174>.
 19. Distributed generation and renewable energy integration into the grid: prerequisites, push factors, practical options, issues and merits / C. D. Iweh et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 17. 5375. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14175375>.
 20. Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration / O. Gandhi et al. *Solar Energy*. 2020. Vol. 210. P. 181–201. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.097>.
 21. Harmonic effects due to the high penetration of photovoltaic generation into a distribution system / J. L. M. Pereira et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 13. 4021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14134021>.
 22. Bezprozvannykh G. V., Kostiuikov I. A. A calculation model for determination of impedance of power high voltage single-core cables with polymer insulation. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2021. No. 3. P. 47–51. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.3.08>.
 23. Bezprozvannykh G. V., Grynyshyna M. V. A generalized approach to deduce the wave parameters of high-voltage single-core power cables. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 2–6 October 2023. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312805>.
 24. Перенапруги під час дугових однофазних замикань на землю в електричних мережах 35 кВ / М. С. Сегеда та ін. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60 (2021). С. 38–43. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.038>.
 25. Impact of heat pump and cogeneration integration on power distribution grids based on transition scenarios for heating in urban areas / M. Fesefeldt et al. *Sustainability*. 2023. Vol. 15, no. 6. 4985. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15064985>.
 26. N2XS(FL)H 12/20 (24) kV Cable Technical Datasheet. *Eland Cables*. URL: <https://www.elandcables.com/media/1mxhkct5/n2xs-fl-h-12-20-24-kv-cable-datasheet.pdf>.
 27. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. 2025. 42 с.
 28. Okoguard-Okoseal Type MV-105 15kV Shielded Power Cable. *The Okonite Company*. URL: <https://www.okonite.com/media/catalog/product/files/2-59.pdf?v=1743428498>.
 29. ДСТУ ІЕС 60502-2:2023. Кабелі силові з екструдованою ізоляцією й арматура до них на номінальну напругу від 1 кВ ($U_m = 1,2$ кВ) до 30 кВ ($U_m = 36$ кВ). Частина 2. Кабелі на номінальну напругу від 6 кВ ($U_m = 7,2$ кВ) до 30 кВ ($U_m = 36$ кВ) (ІЕС 60502-2:2014, IDT). На заміну ДСТУ ІЕС 60502-2:2009; чинний від 2024-06-01. Вид. офіц. 2023.
 30. Безпрозваних Г. В., Гринишина М. В. Електрофізичні процеси у композитних напівпровідних екранах та їхній вплив на діелектричні параметри силових високовольтних кабелів. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 2 (2024). С. 12–22. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.02.012>.
 31. Безпрозваних Г. В., Гринишина М. В. Ефективні параметри діелектричної абсорбції полімерної ізоляції з напівпровідними покриттями силових високовольтних кабелів. *Електротехніка і електромеханіка*. 2022. № 3. С. 39–45. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2022.3.06>.
 32. Hansen J. Z. Failure statistic for medium voltage cable systems in Denmark. *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Rome, Italy, 12–15 June 2023. 2023. P. 2208–2212. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2023.1207>.
 33. Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: a comprehensive review / H. Eroglu et al. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 48. 101566. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101566>.
 34. ІЕС 60270:2025. High-voltage test techniques – Charge-based measurement of partial discharges. Effective from 2025-06-05. Official edition. ІЕС, 2025. 147 p.
 35. Беспрозванных А. В. Сильное электрическое поле и частичные разряды в многожильных кабелях. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 1. С. 23–29.
 36. Безпрозваних Г. В., Гонтар Ю. Г., Пушкар І. А. Розподіл електростатичного поля в неекраниваних силових кабелях з різною конфігурацією струмопровідних провідників. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 4 (2025). С. 29–41. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.04.029>.
 37. Беспрозванных А. В., Набока Б. Г., Москвитин Е. С. Обоснование электрофизических характеристик полупроводящих экранов силовых кабелей высокого напряжения со сшитой изоляцией. *Електротехніка і електромеханіка*. 2010. № 3. С. 44–47.
 38. Беспрозванных А. В. Способы представления дифференциальных амплитудных спектров импульсов частичных разрядов в твердой изоляции. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 4. С. 12–19.
 39. Diagnostics analysis of partial discharge events of the power cables at various voltage levels using ramping behavior analysis method / S. Mishra et al. *Electric Power Systems Research*. 2024. Vol. 227, B. 109988. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109988>.
 40. A review on the classification of partial discharges in medium-voltage cables: detection, feature extraction, artificial intelligence-based classification, and optimization techniques / H. Kumar et al. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 5. 1142. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17051142>.

References

1. Intel Market Research, “Medium voltage underground power cable market growth analysis, dynamics, key players and innovations, outlook and forecast 2026-2032,” 24WT-22281, Jan. 2026. [Online]. Available: <https://www.intelmarketresearch.com/medium-voltage-underground-power-cable-market-22281>
2. International Energy Agency, “Renewables 2025. Analysis and forecasts to 2030,” IEA, Paris, France, Oct. 2025. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/76ad6eac-2aa6-4c55-9a55-b8dc0dba9f9e/Renewables2025.pdf>

3. D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, and R. Gorini, "The role of renewable energy in the global energy transformation," *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 38–50, Apr. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>
4. V. Bertsch, M. Hall, C. Weinhardt, and W. Fichtner, "Public acceptance and preferences related to renewable energy and grid expansion policy: Empirical insights for Germany," *Energy*, vol. 114, pp. 465–477, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.022>
5. C. E. Mueller, S. I. Keil, and C. Bauer, *Underground Cables vs. Overhead Lines: Quasi-Experimental Evidence for the Effects on Public Perceptions and Opposition*. To be published, doi: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.29785.21606>
6. K. M. Yavor, V. Bach, and M. Finkbeiner, "Resource assessment of renewable energy systems—a review," *Sustainability*, vol. 13, no. 11, May 2021, Art. no. 6107, doi: <https://doi.org/10.3390/su13116107>
7. International Energy Agency, "Electricity Grids and Secure Energy Transitions. Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems," Paris, France, Sep. 2023. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2ff609-8180-4312-8de9-494bcf21696d/ElectricityGridsandSecureEnergyTransitions.pdf>
8. M. Stoessl, E. Schweiger, D. Helbig, and O. Dohnke, "Concepts for considering environmental needs and personal safety for substation design and increasing the resilience of the grid," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 140, no. 1, pp. 185–192, Feb. 2023, doi: <https://doi.org/10.1007/s00502-022-01096-z>
9. Ye. O. Zaitsev, V. V. Kuchanskiy, and I. O. Hunko, *Pidvyshchennia ekspluatatsiinoi nadiinositi ta efektyvnosti roboty elektrychnykh merezh ta elektrostakovannia [Increasing the operational reliability and efficiency of electrical networks and electrical equipment]*. Vinnytsia: NGO Eur. Scientific Platform, 2021, doi: <https://doi.org/10.36074/penereme-monograph.2021> (in Ukrainian)
10. P. D. Lezhniuk, O. Ye. Rubanenko, and I. O. Hunko, *Optymizatsiia rezhymiv elektrychnykh merezh z vidnovliuvanymy dzherelamy elektroenerhii [Optimization of electrical network modes with renewable sources of electricity]*. Vinnytsia: VNTU, 2018. (in Ukrainian)
11. V. V. Kyryk, B. V. Tsyhanenko, and O. S. Yandulskyi, *Rozpodilni elektrychni merezhi napruhoiu 20 kV ta efektyvnist yikh roboty [Distribution electric networks with a voltage of 20 kV and their efficiency]*. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2018. (in Ukrainian)
12. V. Kyryk and O. Bohomolova, "Efficiency of power supply to consumers at the 20 kV voltage level," *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, no. 3, pp. 11–17, Oct. 2025, doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339752> (in Ukrainian)
13. G. V. Bezprozvannykh, V. M. Zolotaryov, and Y. A. Antonets, "High voltage cable systems with integrated optical fiber for monitoring cable lines," in *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 5–10, 2020. IEEE, 2020, pp. 407–410, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250174>
14. NKT, "Annual report 2025," Feb. 2025. [Online]. Available: <https://investors.nkt.com/files/Main/23044/4312549/nkt-annual-report-2025.pdf>
15. M. Meskin, A. Domijan, and I. Grinberg, "Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies – review paper," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 24, pp. 5944–5960, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1652>
16. "Power cables with XLPE insulation 6-35 kV." PJSC "Odeskabel" [Online]. Available: <https://odeskabel.com/en/products/kabeli-silovye/kabeli-silovye-s-xlpe-izolyatsiej-6-35-kv.html>
17. "XLPE-insulated power cables for voltage from 6 to 35 kV." PJSC "Yuzhcable Works" Production Guide. [Online]. Available: <https://www.yuzhcable.info/cat/10lang/en>
18. D. Četković, J. Žutolija, and V. Komen, "Voltage rise mitigation in medium-voltage networks with long underground cables and low power demand," *Energies*, vol. 17, no. 13, Jun. 2024, Art. no. 3174, doi: <https://doi.org/10.3390/en17133174>
19. C. D. Iweh, S. Gyamfi, E. Tanyi, and E. Effah-Donyina, "Distributed generation and renewable energy integration into the grid: Prerequisites, push factors, practical options, issues and merits," *Energies*, vol. 14, no. 17, Aug. 2021, Art. no. 5375, doi: <https://doi.org/10.3390/en14175375>
20. O. Gandhi, D. S. Kumar, C. D. Rodríguez-Gallegos, and D. Srinivasan, "Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration," *Solar Energy*, vol. 210, pp. 181–201, Nov. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.097>
21. J. L. M. Pereira, A. F. R. Leal, G. O. d. Almeida, and M. E. d. L. Tostes, "Harmonic effects due to the high penetration of photovoltaic generation into a distribution system," *Energies*, vol. 14, no. 13, Jul. 2021, Art. no. 4021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14134021>
22. G. V. Bezprozvannykh and I. A. Kostiukov, "A calculation model for determination of impedance of power high voltage single-core cables with polymer insulation," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 3, pp. 47–51, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.3.08>
23. G. V. Bezprozvannykh and M. V. Grynshyna, "A generalized approach to deduce the wave parameters of high-voltage single-core power cables," in *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 2–6, 2023. IEEE, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312805>
24. M. S. Sehedá, O. M. Ravlyk, Z. M. Bakhor, and A. Y. Yatseyko, "Overtoltage during arc single-phase earth failures in 35 kV electrical networks," *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, vol. 2021, no. 60, pp. 38–43, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.038> (in Ukrainian)
25. M. Fesefeldt, M. Capezzali, M. Bozorg, and R. Karjalainen, "Impact of heat pump and cogeneration integration on power distribution grids based on transition scenarios for heating in urban areas," *Sustainability*, vol. 15, no. 6, Mar. 2023, Art. no. 4985, doi: <https://doi.org/10.3390/su15064985>
26. "N2XS(FL)H 12/20 (24)kV Cable Technical Datasheet." Eland Cables. [Online]. Available: <https://www.elandcables.com/media/1mxhkcst/n2xs-fl-h-12-20-24-kv-cable-datasheet.pdf>
27. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*, EN 50160:2022CEN/CENELEC.
28. "Okoguard-Okoseal Type MV-105 15kV Shielded Power Cable." The Okonite Company. [Online]. Available: <https://www.okonite.com/media/catalog/product/files/2-59.pdf?v=1743428498>
29. *Power Cables With Extruded Insulation and Their Accessories for Rated Voltages From 1 kV (Um = 1,2 kV) Up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 2: Cables for Rated Voltages From 6 kV (Um = 7,2 kV) Up to 30 kV (Um = 36 kV)*, IEC 60502-2:2014, TC 20 Electric cables, 2014.
30. G. V. Bezprozvannykh and M. V. Grynshyna, "Electrophysical processes in composite semiconductor screens and their influence on the dielectric parameters of high voltage power cables," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 2 (2024), pp. 12–22, Apr. 2024, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2024.02.012> (in Ukrainian)
31. G. V. Bezprozvannykh and M. V. Grynshyna, "Effective parameters of dielectric absorption of polymeric insulation with semiconductor coatings of power high voltage cables," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 3, pp. 39–45, May 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2022.3.06>
32. J. Z. Hansen, "Failure statistic for medium voltage cable systems in Denmark," in *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Rome, Italy, Jun. 12–15, 2023. Institution Eng. Technol., 2023, pp. 2208–2212, doi: <https://doi.org/10.1049/icp.2023.1207>
33. H. Eroğlu, E. Cuce, P. Mert Cuce, F. Gul, and A. Iskenderoğlu, "Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 48, Dec. 2021, Art. no. 101566, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101566>
34. *High-Voltage Test Techniques – Charge-Based Measurement of Partial Discharges*, IEC 60270:2025, TC 42 High-voltage and high-current test techniques, 2025.
35. G. V. Bezprozvannykh, "Silnoe elektricheskoe pole i chastichnye razriady v mnogozhilnykh kabeliakh [Strong electric fields and partial discharges in multi-core cables]," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 1, pp. 23–29, 2010. (in Russian)
36. G. V. Bezprozvannykh, Y. G. Gontar, and I. A. Pushkar, "Electrostatic field in unshielded power cables with different configurations of core," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 4 (2025),

- pp. 29–41, Jun. 2025, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2025.04.029> (in Ukrainian)
37. G. V. Bezprozvamykh, B. G. Naboka, and E. S. Moscvitin, "Substantiation of electrophysical characteristics of high-voltage power cable semiconducting screens with stitched insulation," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 3, pp. 44–47, 2010. (in Russian)
38. G. V. Bezprozvamykh, "Ways of representation of differential peak spectra of pulses of partial discharges in solid insulation," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 4, pp. 12–19, 2011. (in Russian)
39. S. Mishra, P. P. Singh, I. Kiitam, M. Shafiq, I. Palu, and C. Bordin, "Diagnostics analysis of partial discharge events of the power cables at various voltage levels using ramping behavior analysis method," *Electric Power Systems Research*, vol. 227, B, Feb. 2024, Art. no. 109988, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109988>
40. H. Kumar, M. Shafiq, K. Kauhaniemi, and M. Elmusrati, "A review on the classification of partial discharges in medium-voltage cables: Detection, feature extraction, artificial intelligence-based classification, and optimization techniques," *Energies*, vol. 17, no. 5, Feb. 2024, Art. no. 1142, doi: <https://doi.org/10.3390/en17051142>

Надійшла (Received) 16.03.2026

Прийнята (Accepted) 31.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.319

BEZPROZVANNYCH HANNA ✉ – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Electrical Insulation and Cable Engineering, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9584-3611>; e-mail: Hanna.Bezprozvannukh@kphi.edu.ua.

SHIATOVSLYI DENYS – Student of the Department of Electrical Insulation and Cable Engineering, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; e-mail: Denys.Siiatovskiy@ieec.kphi.edu.ua.

ENSURING THE PERFORMANCE CHARACTERISTICS OF MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES FOR ACTIVE NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCES

The article considers the strategic direction of development of the electric power industry of Ukraine, related to the renovation and modernization of medium voltage electric networks by transforming them from voltage levels of 6/10 kV to voltage of 20 kV with simultaneous integration with local sources of distributed generation. The resistance to potential threats of underground medium voltage cables with effective integration into modern architectures of ring and loop distribution networks is argued. The consequences of integration with the transformation of passive networks into active ones with processes of two-way exchange of electric energy are emphasized. The occurrence of increased voltage levels and dangerous single-phase short circuits, which directly affect the operational characteristics and technical condition of underground power cables, has been analyzed. Design directions have been identified to mitigate the impact of distributed generation on medium-voltage power cables with reduced risk levels in the network. It has been proven that a systematic increase in operating voltage by 20 % due to uncontrolled generation during hours of minimum load increases the electric field strength in homogeneous cable insulation. The effectiveness of a larger thickness of cross-linked polyethylene insulation in cables with a larger cross-section of conductive cores has been emphasized. It has been shown that under conditions of single-phase short circuits, increased voltage can become a catalyst for the development of partial discharges in smaller microcavities in cross-linked polyethylene insulation of 20 kV power cables. The need for partial discharge measurements at several test voltage values is emphasized to assess the size range of activated air inclusions in the thickness of cross-linked polyethylene insulation. The effectiveness of increasing the thickness of cross-linked polyethylene insulation in reducing the electrical capacitance and capacitive charging current of power cables of larger cross-section is substantiated.

Keywords: active distribution networks; medium voltage power cables; cable performance characteristics; insulation thickness; electrostatic field non-uniformity coefficient; single-phase short circuit; partial discharges in insulation; electrical capacitance and charging current of the cable.

БУРБЕЛО МИХАЙЛО ЙОСИПОВИЧ – доктор технічних наук, завідувач кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; <https://orcid.org/0000-0002-4510-2911>; e-mail: burbelo.m.j@vntu.edu.ua.

МЕЛЬНИЧУК СЕРГІЙ МИКОЛАЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, керівник групи оперативно-розрахункового відділу РЗ та ПА, РДЦ Південно-Західного регіону, НЕК «Укренерго»; м. Вінниця, Україна; <https://orcid.org/0009-0009-7649-5752>; e-mail: melnichuk7sm@gmail.com.

ПІДТРИМАННЯ НАПРУГИ ТА ДЕМПФУВАННЯ НИЗЬКОЧАСТОТНИХ КОЛИВАНЬ НА ВЕЛИКИХ ОБ'ЄКТАХ ІНВЕРТОРНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В МЕРЕЖАХ 110 КВ

У статті виконано порівняльний аналіз трьох архітектур підтримання напруги та регулювання реактивної потужності для великих об'єктів інверторної генерації потужністю понад 100 МВт, що приєднуються до мереж 110 кВ. Актуальність роботи зумовлена зростанням частки сонячних і вітрових електростанцій та систем накопичення енергії в енергосистемах, де зменшується роль синхронних машин як природного джерела інерції, регулювання збудження та демпфування електромеханічних коливань. Розглянуто три варіанти побудови системи підтримання напруги: класичний статичний синхронний компенсатор у поєднанні з інвертором, орієнтованим на мережу; інвертор з формуванням напруги без окремого компенсатора; гібридну архітектуру, що поєднує інвертор з формуванням напруги та статичний синхронний компенсатор зменшеної потужності. Показано, що застосування режиму фіксованого коефіцієнта потужності для інверторів, орієнтованих на мережу, створює небажаний зв'язок між активною та реактивною потужністю. За швидкого зменшення активної генерації такий зв'язок може послаблювати або навіть погіршувати підтримання напруги, особливо у слабких вузлах мережі та ремонтних схемах. Для прийнятого розрахункового сценарію зі швидким зменшенням активної потужності в електрично близькій зоні встановлено, що архітектури з формуванням напруги забезпечують більш незалежний від активної потужності та швидший відгук реактивної потужності. Окремо проаналізовано вплив коефіцієнта короткого замикання в точці загального приєднання на вибір архітектури. Запропоновано матрицю попереднього вибору технічного рішення для нормальних і ремонтних схем мережі. Обґрунтовано доцільність використання гібридної архітектури у вузлах з низьким коефіцієнтом короткого замикання та за наявності вимог до демпфування низькочастотних міжзональних коливань. Сформульовано пропозиції щодо уточнення нормативних вимог України до великих об'єктів інверторної генерації, зокрема щодо врахування коефіцієнта короткого замикання, пріоритетності регулювання реактивної потужності за напругою над режимом фіксованого коефіцієнта потужності та запровадження вимог до інверторів з формуванням напруги.

Ключові слова: інверторна генерація (IBR); інвертор з формуванням напруги (GFM); статичний синхронний компенсатор (STATCOM); реактивна потужність; підтримання напруги; коефіцієнт короткого замикання (SCR); міжзональні коливання; мережа 110 кВ.

Вступ. Постановка проблеми: структурна зміна балансу генерації. Енергосистеми Європи та України переживають якісно новий етап трансформації: інтенсивне впровадження інверторної генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – сонячних (СЕС) і вітрових (ВЕС) електростанцій та систем накопичення енергії (Battery Energy Storage System, BESS). Якщо на початку 2010-х років частка джерел на базі інверторів (Inverter-Based Resources, IBR) у більшості енергосистем не перевищувала 10–15 % від встановленої потужності й вони приєднувалися до шин 10–35 кВ підстанцій розподільних мереж, то з початку 2020-х років великі IBR-об'єкти потужністю 100–500 МВт приєднуються безпосередньо до мереж 110–330 кВ, у тому числі «в розсічку» транзитних ліній, і за своєю часткою в балансі денного максимуму конкурують із тепловими та атомними енергоблоками.

Ця структурна зміна породжує принципове технічне протиріччя. Традиційна енергосистема спиралась на три фізичні властивості синхронних машин, що виконували стабілізуювальну роль автоматично, без додаткового керування: механічну інерцію, яка обмежує швидкість зміни частоти при збудженнях, автоматичне регулювання збудження, що підтримує напругу з заданою характеристикою $Q(U)$ і часом відгуку 50–200 мс, а також демпфування низькочастотних коливань потужності за допомогою

стабілізаторів енергосистеми (Power System Stabilizer, PSS) [1].

IBR з архітектурою відстеження мережі (Grid-Following, GFL) – тобто більшість СЕС та ВЕС, які сьогодні перебувають в експлуатації, – жодної з цих трьох функцій в природному вигляді не виконують. GFL-інвертор синхронізується з мережею через блок фазового автоналагодження (Phase-locked loop, PLL), відслідковує вектор напруги, що вже існує у вузлі приєднання, і функціонує як джерело струму з керованою активною та реактивною складовими. При відхиленні напруги він реагує, але не демпфує системних коливань.

Іберійський блекаут 28 квітня 2025 року: перший системний прецедент. 28 квітня 2025 року о 12:33 за центральноєвропейським літнім часом енергосистеми континентальної Іспанії та Португалії зазнали повного блекауту. Відновлення тривало 12–16 годин. Фінальний звіт Експертної групи Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E), опублікований 20 березня 2026 року, підкреслює безпрецедентний характер події: це перший випадок в синхронній зоні Континентальної Європи, коли каскадне вимкнення генерувальних одиниць разом із зростанням напруги призвело до блекауту [2].

© М. Й. Бурбело, С. М. Мельничук, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

Механізм каскадного вимкнення принципово відрізнявся від усіх попередніх великих системних аварій. За висновком Експертної групи ENTSO-E, блекаут став наслідком швидкого, некерованого зростання напруги та каскадних вимкнень генерувальних потужностей, насамперед в Іспанії. Інцидент ініціювався поєднанням осциляційної нестійкості (0,63 Гц – локальні та 0,2 Гц – міжзональні коливання), недостатнього керування напругою та дефіциту реактивної потужності [3, 4]. Останні дослідження іспанської енергосистеми підтверджують, що запобігання подібним блекаутам вимагає переходу від традиційних систем до удосконалених статичних синхронних компенсаторів (Grid-Forming Enhanced Static Synchronous Compensator (E-STATCOM)) [4].

Хронологія фінальної фази каскадного вимкнення задокументована з точністю до секунди. З 12:32:00 напруга в численних вузлах почала зростати. Близько 500 МВт великої відновлюваної генерації в Іспанії знизили виробіток, і оскільки ці станції працювали в режимі фіксованого коефіцієнта потужності, то споживання реактивної потужності ними знизилося пропорційно, додатково підвищивши напругу. Ще 208 МВт розподіленої вітрової та сонячної генерації різко знизили виробіток або вимкнулись. О 12:32:57 трансформатор 400/220 кВ поблизу Гранади спрацював від захисту перенапруги, вимкнувши додатково 355 МВт генерації від мережі [2]. До 12:33:16 вимкнення в регіоні Бадахос ще знизили 727 МВт сонячної генерації. Ще 928 МВт вимкнулись у п'яти провінціях протягом наступних двох секунд. Загалом було втрачено понад 2,5 ГВт генерації при нарузі, що перевищила 435 кВ [2].

Мета та задачі дослідження. Мета дослідження – порівняти три архітектури підтримання напруги та реактивної потужності для великих об'єктів інверторної генерації, що приєднуються до мереж 110 кВ, за критеріями швидкодії регулювання реактивної потужності, здатності до демпфування низькочастотних міжзональних коливань, стійкості роботи при низькому коефіцієнті короткого замикання та відповідності вимогам проходження аварійних режимів за напругою.

Для досягнення мети поставлено такі **задачі**:

- 1) проаналізувати обмеження архітектури з інверторами, орієнтованими на мережу, у режимі фіксованого коефіцієнта потужності;
- 2) порівняти швидкодію регулювання реактивної потужності класичного статичного синхронного компенсатора, інвертора з формуванням напруги та гібридної архітектури;
- 3) оцінити вплив коефіцієнта короткого замикання на вибір архітектури;
- 4) сформулювати рекомендації щодо застосування таких архітектур у мережах 110 кВ Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

У роботі порівнюються три архітектури:

- архітектура А – класичний статичний синхронний компенсатор у поєднанні з інвертором, орієнтованим на мережу;

- архітектура Б – інвертор з формуванням напруги без окремого статичного синхронного компенсатора;

- архітектура В – інвертор з формуванням напруги у поєднанні зі статичним синхронним компенсатором зменшеної потужності як резервом реактивної потужності.

Обґрунтування розрахункового сценарію. Для порівняння архітектур використано розрахунковий сценарій, призначений для оцінювання відносної ефективності різних способів підтримання напруги. Як збурення прийнято швидке зменшення активної потужності на 200 МВт в електрично близькій зоні до точки загального приєднання об'єкта інверторної генерації. Таке збурення може відповідати втраті частини генерації, груповому обмеженню інверторних джерел, вимкненню суміжного генерувального вузла або різкій зміні балансу в локальному районі мережі.

Для часткового врахування впливу початкових умов результати інтерпретуються для декількох характерних рівнів коефіцієнта короткого замикання (Short-Circuit Ratio, SCR): сильний вузол ($SCR \geq 3,0$), проміжний вузол ($SCR = 2,0-3,0$), слабкий вузол ($SCR = 1,5-2,0$) та ремонтна або електрично слабка схема ($SCR < 1,5$). Такий підхід дозволяє сформулювати матрицю попереднього вибору архітектури без прив'язки до однієї конкретної топології мережі.

Критерії порівняння: швидкість первинного регулювання реактивної потужності, глибина гасіння низькочастотної міжзональної складової 0,2 Гц, відповідність вимогам проходження провалу та підвищення напруги за таблицями 6.1–6.2 і рисунками 6.2–6.3 СОУ НЕК 341-001-2019, а також стійкість роботи при критично низькому коефіцієнті короткого замикання.

Обмеження дослідження. Отримані результати базуються на еквівалентній моделі мережевого вузла та одному базовому сценарію збурення. У роботі не моделюються всі можливі варіанти топології мережі 110 кВ, конструкції повітряних ліній, параметри трансформаторів, режими компенсації реактивної потужності та взаємодія з пристроями релейного захисту. Тому сформульовані рекомендації мають характер технічних критеріїв попереднього вибору архітектури і повинні уточнюватися при виконанні проектних розрахунків для конкретної схеми приєднання.

1. Вимоги нормативних документів. Відповідно до СОУ НЕК 341-001-2019 [5], СЕС та ВЕС потужністю понад 75 МВт, а також будь-які електростанції з напругою приєднання 110 кВ і вище відносяться до типу D і підпадають під найбільш жорсткі вимоги щодо регулювання реактивної потужності та напруги.

Діапазон регулювання $\cos\varphi$ (п. 6.4.4.4 СОУ) для електростанцій потужністю понад 20 МВт у діапазоні частот 49,6–50,2 Гц:

$$\cos\varphi \in [0,950_{ind}; 0,950_{cap}]. \quad (1)$$

Характеристика $Q(U)$ зі «статизмом» (п. 6.4.4.8 СОУ) описується таким чином. Станційний регулятор у межах «зони нечутливості» ΔU_{db} діє як регулятор реактивної потужності з фіксованою уставкою Q_{set} . При виході напруги за межі зони нечутливості реалізується характеристика з коефіцієнтом «статизму» σ :

$$Q = Q_{set} + \frac{1}{\sigma} \cdot (U_{ref} - U), |U_{ref} - U| > \Delta U_{db}, \quad (2)$$

де σ – коефіцієнт статизму (відношення відносних відхилень напруги і реактивної потужності, визначених відносно їх номінальних значень).

Точність виконання уставок (п. 6.4.4.5 та п. 6.4.4.6 СОУ) для об'єктів типу D:

- фіксація уставок напруги з точністю 0,1 кВ;
- похибка регулювання: $\pm 2\%$ від значення уставки або $\pm 0,5\%$ від номінальної потужності – застосовується жорсткіший критерій;
- зміна уставок регулювання: приймається протягом 2 с, набуває чинності не пізніше 30 с після команди оператора систем передачі (ОСП).

Вимоги функціонування при низькій напрузі (low-voltage ride-through, LVRT) або здатності до роботи при перенапрузі (over-voltage ride-through, OVRT) (п. 6.4.1.9, рис. 6.2 та 6.3 СОУ) для електростанцій потужністю понад 1 МВт визначають обов'язкову роботу без вимкнення при провалі напруги до $20\% U_{ном}$ в точці загального приєднання (ТЗП) (область А та В на рис. 6.2 стандарту). В області В ($20\text{--}90\% U_{ном}$) генерація реактивної потужності є пріоритетною:

$$I_Q \geq K_{LVRT} \cdot \frac{U_{ref} - U_s}{U_{ref}} \cdot I_n, \text{ при } U_s < 0,9 \cdot U_{ref}, \quad (3)$$

де K_{LVRT} – коефіцієнт підсилення реактивного струму при LVRT (типово 2–4 відн.од.),

I_n – номінальний струм.

Відновлення нормальної потужності генерації – не пізніше 5 с після повернення параметрів в ТЗП до нормальних значень.

Відповідно до п. 2.5 глави III Кодексу систем передачі (КСП) [6], кожна лінія видавання потужності ВЕС та СЕС повинна бути обладнана захистом від підживлення електростанціями струму короткого замикання (КЗ) у зовнішній мережі 110(150) кВ при недопустимому зниженні напруги в точці приєднання (табл. 1). Це вимагає від інвертора здатності точно і швидко реагувати на зниження напруги.

Таблиця 1 – Захисні уставки за напругою для електростанцій потужністю понад 20 МВт (таблиці 6.1–6.2 СОУ НЕК 341-001-2019)

Функція захисту	Уставка	Час спрацювання
Перенапруга, крок 3 ($U \gg \gg$)	$1,20 \cdot U_n$	5–100 мс
Перенапруга, крок 2 ($U \gg$)	$1,15 \cdot U_n$	200 мс
Перенапруга, крок 1 ($U >$)	$1,10 \cdot U_n$	60 с
Зменшення напруги ($U <$)	$0,90 \cdot U_n$	10–60 с

Для нормального режиму роботи (п. 6.2.3.5б СОУ): ВЕС та СЕС не повинні вимикатися від мережі дією власних захистів при відхиленні напруги в ТЗП до $\pm 10\% U_{ном}$. Порогові уставки захисту, наведені вище, стосуються перехідних режимів та аварійних ситуацій.

Зв'язок з уроком іберійського блекауту: одним із задокументованих факторів каскадного вимкнення стало спрацювання захистів перенапруги IBR при порогах, нижчих за нормативні вимоги, а також вимірювання напруги не в точці загального приєднання, а у внутрішній мережі станції, де рівень перенапруги був вищим через падіння напруги на трансформаторах центральної підстанції у зворотному напрямку [2].

2. Характеристика елементів регулювання. STATCOM – це перетворювач напруги (Voltage Source Converter, VSC) на основі повністю керованих силових ключів (Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) або Integrated Gate-Commutated Thyristor (IGCT)), приєднаний до шин мережі через реактор зв'язку. Зовнішній контур STATCOM реалізує характеристику $Q(U)$ – залежність генерованої/споживаної реактивної потужності від відхилення напруги у вузлі приєднання від уставки:

$$Q = K_Q \cdot (U_{ref} - U_s) + Q_0, \quad (4)$$

де K_Q – коефіцієнт крутизни характеристики (МВАр/кВ),

U_{ref} – уставка напруги,

Q_0 – початкова точка регулювання.

У разі, якщо напруга мережі перевищує уставку напруги ($U_s > U_{ref}$) STATCOM споживає реактивну потужність (індуктивний режим, $Q < 0$), а при зниженні напруги ($U_s < U_{ref}$) – генерує реактивну потужність (ємнісний режим, $Q > 0$). Діапазон регулювання симетричний: $Q \in [-Q_{max}, +Q_{max}]$.

Час повного відгуку STATCOM на ступеневе збурення напруги визначається смугою пропускання внутрішнього контуру струму:

$$t_{відгук} \approx \frac{2,3}{\omega_{cc}} \approx \frac{2,3 \cdot L_c}{R_c + K_{pi}}, \quad (5)$$

де ω_{cc} – частота зрізу контуру струму;

L_c, R_c – індуктивність та активний опір реактора зв'язку;

K_{pi} – пропорційний коефіцієнт PI-регулятора, приведений до еквівалентного активного опору.

На практиці час від виникнення збурення до досягнення 90% уставки реактивного струму для сучасних STATCOM становить 10–20 мс [7].

GFL інвертор функціонує як керований генератор струму (Current Source) з орієнтацією на зовнішній опорний вектор напруги, отриманий за допомогою PLL [7]. Затримка відстеження фазового кута при ступеневій зміні напруги визначається часом встановлення PLL:

$$t_{PLL} \approx \frac{4}{\zeta\omega_n} \approx 80 - 200 \text{ мс}, \quad (6)$$

Де ω_n – власна частота PLL (типово 20–50 рад/с для мереж 50 Гц),

ζ – коефіцієнт демпфування (типово 0,7).

Протягом цього часу GFL-інвертор оперує застарілим кутом вектора напруги, що вносить помилку в розрахунок d - та q -складових і спотворює Q -регулювання. При швидкому зростанні напруги (наприклад, зі швидкістю 5–10 кВ/с, характерною для іберійського сценарію) PLL не встигає відстежити зміну, і q -канал регулятора фактично вимкнений до завершення перехідного процесу PLL.

Саме ця різниця у швидкодії є критичною при швидких каскадних вимкненнях типу іберійського блекауту, де від початку зростання напруги до вимкнення першого трансформатора минуло менше 60 с, а більша частина генерації вимкнулась за 2–3 с.

Крім того, GFL-інвертор характеризується нестійкістю при низькому коефіцієнті КЗ [4, 8, 9]:

$$SCR = \frac{S_{cc,ТЗП}}{P_{ном,IBR}} < 1,5 \dots 2, \quad (7)$$

де $S_{cc,ТЗП}$ – потужність КЗ у ТЗП, МВ·А;

$P_{ном,IBR}$ – номінальна активна потужність IBR, МВт.

Для нових СЕС в Україні, що приєднуються до мережі 110 кВ, рівень SCR у ТЗП нерідко знаходиться в діапазоні 1,5–2,5. При виводі в ремонт паралельного кола або суміжної підстанції SCR може тимчасово опускатися нижче критичного рівня – і GFL-інвертор входить у режим нестійких коливань або вимикається.

Якщо GFL-інвертор налаштований на режим фіксованого коефіцієнта потужності $\cos\phi$, реактивна потужність жорстко пов'язана з активною:

$$Q = P_e \cdot \tan\phi. \quad (8)$$

При зниженні активної потужності P_e (наприклад, внаслідок хмарності або планового обмеження) реактивна потужність знижується пропорційно – незалежно від стану напруги в мережі. Саме цей механізм задокументований як один з ключових факторів іберійського каскадного вимкнення: зниження $P \approx 500$ МВт великих ВДЕ-об'єктів за фіксованого $\cos\phi$ автоматично зменшило споживання Q , що еквівалентно генеруванню реактивної потужності в систему з уже підвищеною напругою [2].

Інвертор, що формує мережу (**Grid-Forming, GFM**) – це перетворювач напруги, що самостійно формує опорний вектор напруги $\vec{U}_{ref} = E(t) \cdot e^{j\theta(t)}$ у точці приєднання, не потребуючи зовнішнього опорного сигналу для синхронізації.

У теперішній час використовують два основних принципи керування GFM, що відрізняються математичною структурою та фізичною аналогією: віртуальна синхронна машина (Virtual Synchronous Machine, VSM); керування за статизмом (droop).

У VSM Q -контур емулює автоматичне регулювання збудження (АРЗ) синхронного генератора [8, 10]. Спрощена модель першого порядку:

$$\tau_E \frac{dE}{dt} = E_{ref} - E + K_Q(Q_{ref} - Q_e), \quad (9)$$

де E – амплітуда вихідної напруги VSM;

E_{ref} – уставка напруги;

τ_E – постійна часу контуру збудження (типово 0,01–0,05 с для GFM, на відміну від 0,1–0,5 с для АРЗ синхронного генератора);

K_Q – коефіцієнт підсилення Q -регулятора;

Q_e – поточна реактивна потужність.

Статична характеристика в усталеному режимі ($dE/dt = 0$):

$$E = E_{ref} + K_Q(Q_{ref} - Q_e), \quad (10)$$

що є прямим аналогом характеристики STATCOM.

Для того, щоб GFM-інвертор виконував функцію Virtual STATCOM (тобто автономно підтримував напругу у вузлі приєднання при нульовій або малій активній потужності), необхідно виконання трьох умов:

Умова 1. Наявність буфера постійного струму (DC). При $P_e \approx 0$ (нічний час, хмарність) GFM-інвертор не може обмінюватись активною потужністю з джерелом (фотомодулями) [9]. Тому підтримка Q -ін'єкції вимагає резервної енергії в DC-ланці. Мінімально необхідна енергія W_{min} для підтримки Q_{max} протягом часу Δt при коефіцієнті корисної дії перетворювача η :

$$W_{min} = \frac{Q_{max} \cdot \Delta t}{\eta}. \quad (11)$$

Для $Q_{max} = 66$ МВАр, $\Delta t = 10$ с, $\eta = 0,98$:

$$W_{min} \approx \frac{66 \cdot 10^6 \cdot 10}{0,98} \approx 673 \text{ МДж} \approx 0,187 \text{ МВт} \cdot \text{год}. \quad (12)$$

Для великої СЕС 200 МВт це еквівалентно BESS приблизно 0,2–0,3 МВт·год – відносно невеликий обсяг порівняно з буферними BESS, що зазвичай встановлюються для частотного регулювання.

Умова 2. Пріоритет Q -каналу над P -каналом. У законі керування необхідно встановити ієрархію: при конкуренції між P -завданням та Q -завданням за струмовий ресурс інвертора пріоритет надається Q -каналу. Це відповідає вимозі п. 6.4.7 СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та рисунку 6.3 стандарту (область В: Q -пріоритет при LVRT).

Умова 3. Достатня крутизна $Q(U)$ -характеристики. Для ефективного гасіння коливань коефіцієнт підсилення Q -регулятора K_Q повинен забезпечувати високу швидкість регулювання реактивної потужності, порівнянну із STATCOM. Мінімальна вимога: зміна Q на 10 % Q_{max} за час, не більший за 20 мс при відхиленні напруги на 1 % від уставки.

Droop-керування реалізує статичні характеристики, що безпосередньо пов'язують відхилення вимірюваних змінних (частоти та напруги) з командами на активну та реактивну потужність [11, 12]:

$$\omega = \omega_0 - m_P(P - P_{ref}); \quad (13)$$

$$E = E_0 - n_Q(Q - Q_{ref}), \quad (14)$$

де m_P – коефіцієнт P-droop (рад/(с·Вт));

n_Q – коефіцієнт Q-droop (В/ВАр).

Зв'язок n_Q зі «статизмом» σ СОУ НЕК 341-001-2019 [5]:

$$n_Q = \sigma \cdot \frac{U_{ном}}{Q_{max}}, \quad (15)$$

де нормовані одиниці переводяться в фізичні через номінальні параметри об'єкта. При $\sigma = 0,05$ (5 % статизм, типовий для регулювання напруги синхронних генераторів) та $Q_{max} = 0,329 \cdot P_{ном}$:

$$n_Q = 0,05 \cdot \frac{U_{ном}}{0,329 \cdot P_{ном}}. \quad (16)$$

На відміну від VSM, у чистому droop-контролері відсутня явна інтегральна ланка рівняння руху. Проте при реалізації через фільтрацію вимірюваних P та Q (з постійною часу τ_f) система набуває динамічної поведінки першого порядку:

$$\tau_f \frac{d\omega}{dt} = \omega_0 - m_P P_e - \omega. \quad (17)$$

Час відгуку на збурення активної потужності:

$$t_{90\%} \approx 2,3 \cdot \tau_f. \quad (18)$$

Для досягнення часу відгуку, еквівалентного синхронній машині з $H = 5$ с ($t_{90\%} \approx 1,5$ с), необхідно $\tau_f \approx 0,65$ с. При менших τ_f (наприклад, 0,05–0,1 с для підвищення швидкодії Q-каналу) система поводить як «безінерційний» GFM – що є перевагою для функції Virtual STATCOM, але не для зменшення коливань потужності в енергосистемі.

Droop Q-U характеристика за структурою ідентична характеристиці STATCOM (п. 2.1.2) і безпосередньо відповідає вимозі «статизму» п. 6.4.4.8 СОУ НЕК 341-001-2019 [5]. Це робить налаштування droop-GFM більш прозорим для нормативної верифікації порівняно з VSM.

Додатково droop-керування природно забезпечує паралельну роботу кількох GFM-інверторів без комунікаційного зв'язку між ними: рівний розподіл реактивної потужності між n паралельними одиницями досягається при однакових n_Q :

$$Q_i = Q_{ref,i} + \frac{E_0 - E_{bus}}{n_{Q,i}}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (19)$$

З урахуванням вимог СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та практики приєднання СЕС до мережі 110 кВ ОЕС України, оптимальним вибором для Virtual STATCOM є: VSM – при вимозі активного демпфування міжзонних коливань (наявність BESS, об'єкт у «слабкому» вузлі мережі); Droop-керування – при пріоритеті простоти верифікації нормативних вимог та при паралельній роботі кількох IBR-одиниць в одному вузлі. У табл. 2 наведено порівняльну характеристику основних технічних та експлуатаційних параметрів STATCOM, а також GFL- і GFM-інверторів.

Таблиця 2 – Порівняльна таблиця: STATCOM, GFL- та GFM-інвертори

Характеристика	STATCOM	GFL-інвертор	GFM-інвертор
Опорний вектор напруги	Власний (VSC)	Зовнішній (PLL)	Власний (внутрішній осцилятор)
Час відгуку	10–20 мс	80–200 мс	10–30 мс
Робота при SCR < 1,5	Стійка	Нестійка	Стійка
Демпфування коливань	Ні (без спеціального контуру демпфування)	Ні	Так (D-коефіцієнт)
LVRT при $U = 0,2 \cdot U_n$	Повна (апаратна)	Обмежена (PLL)	Повна (при DC-буфері)
OVRT (Q-поглинання)	Миттєве	Затримка PLL	Миттєве
Залежність від DC-буфера	Ні	Частково	Так (для Q при P = 0)
Нормативна база (Україна)	КСП, ПУЕ	СОУ НЕК 341-001-2019	Відсутня (прогалина)

З таблиці видно: GFM-інвертор за більшістю технічних параметрів є функціональним еквівалентом STATCOM, але з суттєвою умовою – наявністю достатнього DC-буфера для підтримки Q-ін'єкції при нульовій або малій активній генерації. Ця умова і є центральним обмеженням, яке відрізняє архітектуру B від архітектури V.

3. Порівняльний аналіз трьох архітектур. В архітектурі A GFL-інвертор у режимі фіксованого $\cos\varphi$ реактивна потужність жорстко пов'язана з активною, а тому сумарний Q-відгук архітектури A:

$$\Delta Q_A = \Delta Q_{ST} - \Delta P_e(t) \cdot \tan\varphi. \quad (20)$$

STATCOM компенсує частину реактивної потужності, але при швидких збуреннях компонента GFL може перевищити Q-відгук STATCOM. Кількісна умова «небезпечності»:

$$\tan\varphi \cdot \left| \frac{dP_e}{dt} \right| > K_{Q,ST} \cdot \left| \frac{dU}{dt} \right|. \quad (21)$$

Підставивши типові параметри: $P_{ном} = 200$ МВт, $\cos\varphi = 0,95$,

$K_{Q,ST} = 5$ МВАр/кВ, $dU/dt = 1$ кВ/с, дістанемо:

$$\left| \frac{dP_e}{dt} \right| > \frac{5}{0,329} \approx 15,2 \text{ МВт/с.} \quad (22)$$

Планове обмеження (градієнт $10\%/x_B = 0,33 \text{ МВт/с}$) не є небезпечним. Але при аварійному вимкненні або LVRT-реакції (dP_e/dt може досягати $50\text{--}200 \text{ МВт/с}$) архітектура А стає дестабілізуючою.

В архітектурі Б (GFM) Q-відгук не залежить від P_e , оскільки канали розв'язані через внутрішній вектор напруги. В архітектурі В до цього додається апаратний резерв STATCOM.

Показники порівняння:

t_{rec} – час відновлення напруги до $\pm 2\%$ від U_{ref} ;

δ_{osc} – декремент загасання $0,2 \text{ Гц}$ моди за 5 с :

$$\delta_{osc} = 20 \lg_{10}(A(0)/A(5)), \text{ дБ.} \quad (23)$$

Результати порівняння

1. Швидкість відгуку. Час досягнення 90% цільової Q-ін'єкції: $t_{90\%} \approx 2,3/\omega_{cl}$.

А: $\omega_{cl}^A \approx 300 \text{ рад/с}$ (STATCOM), $t_{90\%}^A \approx 7,7 \text{ мс}$, проте ефективний відгук деградований деструктивним P-Q зв'язком GFL у режимі фіксованого $\cos\phi$ (компенсація $\sim 6,6 \text{ МВАр}$ у протилежному напрямку для СЕС 200 МВт);

Б: при $\tau_f = 0,005 \text{ с}$: $t_{90\%}^B \approx 11,5 \text{ мс}$, без деструктивного зв'язку – ефективна швидкодія вища за А;

В: $t_{90\%}^B \approx 9,2 \text{ мс}$, без деструктивного зв'язку – найкращий результуючий відгук.

2. Декремент загасання міжзональних коливань.

А: STATCOM не має демпфування коливань потужності, GFL не демпфує. $\zeta_A \approx 0,05\text{--}0,10$, $\delta_{osc}^A \approx 8\text{--}9 \text{ дБ}$;

Б: VSM з D_p , $\zeta_B = 0,4$; $\delta_{osc}^B \approx 11,9 \text{ дБ}$;

В: GFM + STATCOM з демпфуванням коливань потужності, $\zeta_B \approx 0,5$; $\delta_{osc}^B \approx 14,8 \text{ дБ}$ [9, 13].

У табл. 3 наведено матрицю рекомендацій щодо вибору архітектури за SCR.

Таблиця 3 – Матриця рекомендацій щодо вибору архітектури за SCR

Умова	Мінімальна архітектура	Рекомендована
$SCR_{norm} \geq 3,0$ та $SCR_{maint} \geq 2,0$	А (з Q(U)-режимом GFL)	А або Б
$SCR_{norm} \geq 2,0$ та $SCR_{maint} \geq 1,5$	Б або В	В
$SCR_{norm} < 2,0$ або $SCR_{maint} < 1,5$	Б або В обов'язково	В
Вузловий транзит, вимога демпфування коливань потужності	В обов'язково	В (VSM з тюнінгом D_p)

4. Рекомендації щодо застосування в ОЕС України.

Нормативні прогалини. Аналіз чинних СОУ НЕК 341-001-2019 [5] та КСП [6] виявляє три категорії прогалин:

- Відсутність критерію SCR як умови вибору архітектури в ТУ на приєднання;
- Відсутність поняття GFM та вимог до закону керування інвертора;
- Відсутність вимоги функції демпфування коливань потужності для IBR типу D в системних вузлах з виявленими міжзональними модами.

Ці прогалини є критичними: проєктант може обрати GFL-архітектуру для вузла з $SCR < 1,5$ – і жодна чинна норма цього не забороняє.

Примітка. Міжнародні стандарти, такі як IEEE 2800-2022 [14], та британська модифікація Grid Code GC0137 передбачають класифікацію GFL- та GFM-технологій і встановлюють вимоги до динамічних властивостей IBR. Новітні дослідження, зокрема, роботи з адаптивним модельно-прогнозним керуванням GFM-інверторами [15], демонструють практичні шляхи підвищення стійкості та відповідності таким нормативним вимогам.

Запропоновані зміни до нормативної бази:

1. СОУ НЕК 341-001-2019

Доповнення до п. 6.2.3: мінімальний SCR як умова застосовності GFL: «Для IBR-об'єктів типу D з GFL-архітектурою SCR у ТЗП повинен становити не менше $2,0$ у нормальному та не менше $1,5$ у ремонтному режимі. При неотриманні – обов'язкове застосування GFM або STATCOM потужністю $\geq 0,25 \cdot P_{ном}$ ».

Доповнення до п. 6.4.4: заборона фіксованого $\cos\phi$ як основного режиму для типу D: «IBR-об'єкти типу D повинні реалізовувати Q(U)-регулювання (п. 6.4.4.8) як основний режим. Режим фіксованого $\cos\phi$ допустимий лише за командою ОСП».

Новий п. 6.2.3.6: визначення GFM та мінімальні вимоги: «GFM-інвертор – перетворювач, що формує опорний вектор напруги без зовнішнього сигналу синхронізації. Вимоги: а) час відгуку не перевищує 50 мс (90% при $\Delta U = 5\%$); б) стійка робота при SCR від $0,5$ до 20 в.о. ; в) $\zeta \geq 0,3$; г) Q(U) відповідно до п. 6.4.4.8.»

Доповнення до п. 6.4.6.2: вимога демпфування коливань потужності при $\zeta_{mode} < 0,05$, $f_{mode} \in [0,1; 0,8] \text{ Гц}$.

2. Кодекс систем передачі

• Розділ III (ТУ): обов'язковий розрахунок SCR у складі вихідних даних;

• Додаток 5 (регламент ОДУ): декларування режиму Q-регулювання при заявці на паралельну роботу.

Висновки.

1. У межах прийнятої розрахункової моделі показано, що архітектура з інвертором, орієнтованим на мережу, у режимі фіксованого коефіцієнта потужності має структурний недолік: реактивна

потужність залежить від активної потужності, що за швидких змін генерації може послаблювати підтримання напруги. Тому для великих об'єктів інверторної генерації в слабких вузлах мережі режим фіксованого коефіцієнта потужності не доцільно використовувати як основний режим регулювання.

2. Для розглянутого сценарію інвертор з формуванням напруги забезпечує швидке та більш незалежне від активної потужності регулювання реактивної потужності порівняно з інвертором, орієнтованим на мережу. Виконання функції віртуального статичного синхронного компенсатора потребує наявності достатнього енергетичного буфера в колі постійного струму. Для наведеного прикладу мінімальна розрахункова енергія становить близько 0,187 МВт·год, а практичне значення з урахуванням запасів, температурних факторів та старіння може бути прийняте на рівні 0,8–0,9 МВт·год.

3. Гібридна архітектура, що поєднує інвертор з формуванням напруги та статичний синхронний компенсатор зменшеної потужності, у прийнятій моделі забезпечує найкраще демпфування низькочастотної міжзональної складової коливань 0,2 Гц. Отриманий результат слід розглядати як порівняльну оцінку, що потребує подальшої перевірки на багатовузлових моделях реальних фрагментів ОЕС України.

4. Запропоновано напрями уточнення нормативних вимог до великих об'єктів інверторної генерації: урахування коефіцієнта короткого замикання при видачі технічних умов, пріоритет режиму $Q(U)$ над фіксованим коефіцієнтом потужності та введення вимог до інверторів з формуванням напруги для системно значущих вузлів.

Перспективні напрями досліджень:

- Нелінійне багатовузлове моделювання архітектур Б та В для реальних ділянок ОЕС України (Вінницький, Хмельницький, Одеський, Закарпатський вузли);

- Розробка користувацьких моделей (User-Defined Model, UDM) GFM для PSS/E та Power Factory у співпраці з НЕК «Укренерго»;

- Визначення порогової частки GFM $\alpha_{GFM} = S_{GFM}/S_{IBR,total}$ для $\zeta_{system} \geq 0,05$ (попередні оцінки: $\alpha_{GFM} \approx 0,15-0,30$ [16]);

- Верифікація сумісності GFM з автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) та універсальною автоматикою повторного ввімкнення (УАПВ) для $S_{GFM} \geq 200$ МВ·А.

Список використаних джерел

1. Kundur P. S., Malik O. P. Power system stability and control. 2nd ed. New York : McGraw-Hill Education, 2022. 976 p.
2. 28 April 2025 Blackout. ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
3. Red Eléctrica de España (REE). Blackout in the Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025. 2025. 15 p. URL: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incident_%2028A_SpanishPeninsularElectricalSystem_18june25.pdf.
4. Increasing grid access capacity for renewable integration through a grid-forming E-STATCOM under Spanish regulation / C. M. Martín

et al. *Renewable Energy Focus*. 2025. Vol. 56. 100786. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100786>.

5. СОУ НЕК 341-001-2019. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28. Вид. офіц. Київ, 2019. 41 с.
6. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комунал. послуг від 14.03.2018 № 309 : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.
7. Yazdani A., Iravani R. Voltage-Sourced converters in power systems: modeling, control, and applications. Hoboken, New Jersey : Wiley & Sons, Incorporated, John, 2010. 451 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470551578>.
8. D'Arco S., Suul J. A. Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. 2013 *IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, 16–20 June 2013. DOI: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652456>.
9. Bridging control paradigms: a state-of-the-art review of grid-forming BESS-STATCOMs for enhanced power system stability / S. S. Rangarajan et al. *Frontiers in Energy Research*. 2026. Vol. 14. 1750315. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2026.1750315>.
10. Zhong Q.-C., Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58, no. 4. P. 1259–1267. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>.
11. Control of power converters in AC microgrids / J. Rocabert et al. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27, no. 11. P. 4734–4749. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2199334>.
12. Thomas V., Kumaravel S., Ashok S. Virtual synchronous generator and its comparison to droop control in microgrids. 2018 *International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, 18–20 January 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/picc.2018.8384798>.
13. Wang F., Xu J., Li G. A variable virtual impedance current limitation strategy of grid-forming energy storage-STATCOM. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2024. Vol. 39, no. 6. P. 3450–3461. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2024.3476913>.
14. IEEE Std 2800-2022. IEEE standard for interconnection and interoperability of inverter-based resources (IBRs) interconnecting with associated transmission electric power systems. Effective from 2022-04-22. Official edition. IEEE, 2022. 180 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2022.9762253>.
15. Improving frequency stability in grid-forming inverters with adaptive model predictive control and novel COA-jDE optimized reinforcement learning / M. Z. Yameen et al. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15, no. 1. 16540. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-00896-5>.
16. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPoPEIPS). Effective from 2017-03-29. Official edition. Brussels : ENTSO-E, 2017. 37 p. URL: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf.

References

1. P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, 2nd ed. New York: McGraw-Hill Educ., 2022.
2. “28 April 2025 Blackout.” ENTSO-E. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
3. Red Eléctrica de España (REE), “Blackout in the Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025,” Jun. 2025. [Online]. Available: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incident_%2028A_SpanishPeninsularElectricalSystem_18june25.pdf
4. C. M. Martín, S. Arnaltes, F. Arredondo, J. Alonso-Martínez, and J. L. Rodríguez-Amenedo, “Increasing grid access capacity for renewable integration through a grid-forming E-STATCOM under Spanish regulation,” *Renewable Energy Focus*, vol. 56, Nov. 2025, Art. no. 100786, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100786>
5. *Vymohy do vitrovyykh ta soniachnykh elektrostantsii pry yikh roboti paralelno z obiednanoi enerhetychnoiu systemoiu Ukrainy [Requirements for wind and solar power stations when operating in*

- parallel with Ukraine's integrated power system], SOU NEK 341-001-2019, Scientific and Design Centre for the Development of the United Energy System of Ukraine, NPC 'Ukrenergo' (SDC UES of Ukraine), Kyiv, 2019. (in Ukrainian)
6. Ukraine, National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities. (2018, Mar. 14). *Resolution of the National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities no. 309, Pro zatverdzhennia Kodeksu systemy peredachi [On approval of the Transmission System Code]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (in Ukrainian)
 7. A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. Hoboken, New Jersey: Wiley & Sons, Inc., John, 2010, doi: <https://doi.org/10.1002/9780470551578>
 8. S. D'Arco and J. A. Suul, "Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids," in *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, Jun. 16–20, 2013. IEEE, 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/ptc.2013.6652456>
 9. S. S. Rangarajan, C. K. Shiva, N. Vinoth Kumar, R. Balakrishnan, E. Randolph Collins, and T. Senjyu, "Bridging control paradigms: A state-of-the-art review of grid-forming BESS-STATCOMs for enhanced power system stability," *Frontiers in Energy Research*, vol. 14, Mar. 2026, Art. no. 1750315, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2026.1750315>
 10. Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>
 11. J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, "Control of power converters in AC microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2199334>
 12. V. Thomas, S. Kumaravel, and S. Ashok, "Virtual synchronous generator and its comparison to droop control in microgrids," in *2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, Jan. 18–20, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/picc.2018.8384798>
 13. F. Wang, J. Xu, and G. Li, "A variable virtual impedance current limitation strategy of grid-forming energy storage-STATCOM," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 39, no. 6, pp. 3450–3461, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2024.3476913>
 14. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting With Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE Std 2800-2022, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9762253>
 15. M. Z. Yameen, Z. Lu, F. F. M. El-Sousy, W. Younis, B. A. Zardari, and A. K. Junejo, "Improving frequency stability in grid-forming inverters with adaptive model predictive control and novel COA-jDE optimized reinforcement learning," *Scientific Reports*, vol. 15, no. 1, May 2025, Art. no. 16540, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-00896-5>
 16. *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)*, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, 2017. [Online]. Available: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf

Надійшла (Received) 25.04.2026

Прийнята (Accepted) 05.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.311

MYKHAILO BURBELO – Doctor of Technical Sciences, Head of the Department of Electrical Systems of Power Consumption and Energy Management, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4510-2911>; e-mail: burbelo.m.j@vntu.edu.ua

SERHII MELNYCHUK ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Head of the Operational and Calculation Group of Relay Protection and Emergency Automation Department, South-Western Region Regional Dispatch Centre, NPC "Ukrenergo"; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-7649-5752>; e-mail: melnichuk7sm@gmail.com

VOLTAGE SUPPORT AND DAMPING OF LOW-FREQUENCY OSCILLATIONS AT LARGE INVERTER-BASED GENERATION FACILITIES IN 110 KV NETWORKS

The paper presents a comparative analysis of three architectures for voltage support and reactive power control at large inverter-based generation facilities with a rated power above 100 MW connected to 110 kV networks. The relevance of the study is determined by the increasing penetration of photovoltaic and wind power plants, as well as battery energy storage systems, in power systems where the stabilizing contribution of synchronous machines is gradually decreasing. In such systems, inertia, excitation control and damping of electromechanical oscillations can no longer be regarded as inherent properties of the generation fleet and must be provided by appropriately designed converter control systems. Three technical solutions are considered: a conventional static synchronous compensator combined with a grid-following inverter; a grid-forming inverter without a dedicated compensator; and a hybrid configuration combining a grid-forming inverter with a reduced-rating static synchronous compensator. It is shown that fixed power factor operation of grid-following inverters introduces an undesirable coupling between active and reactive power. During rapid active power reduction this coupling may weaken voltage support or even act in the opposite direction, especially in weak network nodes and maintenance configurations. For the adopted calculation scenario with a fast decrease in active power in an electrically close area, grid-forming architectures demonstrate a faster and more independent reactive power response. The influence of the short-circuit ratio at the point of common coupling on the selection of the appropriate architecture is also analyzed. A preliminary selection matrix is proposed for normal and maintenance network configurations. The hybrid architecture is shown to be preferable for nodes with a low short-circuit ratio and for cases where damping of low-frequency inter-area oscillations is required. The paper also formulates proposals for improving Ukrainian regulatory requirements for large inverter-based generation facilities, including the introduction of short-circuit ratio criteria, prioritization of reactive-power-voltage control over fixed power factor operation, and specification of minimum requirements for grid-forming inverter control.

Keywords: inverter-based resources (IBR); grid-forming inverter (GFM); static synchronous compensator (STATCOM); reactive power; voltage support; short-circuit ratio (SCR); inter-area oscillations; 110 kV network.

ГАЙ ОЛЕКСАНДР ВАЛЕНТИНОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalxold@gmail.com

ГАЙ ГАННА АНАТОЛІЙВНА – кандидат педагогічних наук, доцент кафедри вищої та прикладної математики, Національний університет біоресурсів і природокористування України; м. Київ, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5707-2927>; e-mail: gtatana704@gmail.com

МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО ІНТЕГРАЛЬНОЇ ОЦІНКИ ВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПРИ ОХОЛОДЖЕННІ ТРАНСФОРМАТОРІВ З УРАХУВАННЯМ НОРМАТИВНИХ ВИМОГ

У роботі запропоновано методичний підхід до оцінювання теплового режиму маслonaповненого силового трансформатора в умовах змінного добового навантаження з урахуванням особливостей функціонування систем охолодження. В основу підходу покладено використання статичної та динамічної моделей стандарту IEC 60076-7, що дозволяє поєднати аналіз ustalених температурних режимів і перехідних процесів, зумовлених зміною навантаження у часі. Показано, що статична модель є доцільною для визначення граничних температур гарячої точки обмотки та верхніх шарів масла, оцінювання відповідності нормативним вимогам і порівняння характеристик трансформаторів різних типів охолодження. Водночас встановлено, що її застосування є недостатнім для аналізу реальних режимів роботи трансформатора, оскільки не враховує теплову інерцію та ступеневий характер керування системами охолодження. Для усунення зазначених обмежень розроблено динамічну модель, яка враховує інерційність теплових процесів у маслі та обмотках, експоненціальний характер зміни температур і алгоритм автоматичного перемикавання режимів охолодження за температурою верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису. На основі моделювання з використанням добового графіка навантаження показано, що лише природне охолодження призводить до перевищення допустимих температур, тоді як постійна робота у режимі максимального примусового охолодження забезпечує нормативний тепловий стан, але супроводжується надмірними витратами на власні потреби. Доведено, що раціональне поєднання режимів охолодження з автоматичним керуванням дозволяє забезпечити допустимі температури при істотному скороченні часу роботи енергоємних режимів. Отримані результати підтверджують доцільність використання динамічних теплових моделей для обґрунтування режимів роботи трансформаторів і раціоналізації витрат на власні потреби в сучасних електроенергетичних системах.

Ключові слова: маслonaповнений трансформатор; тепловий режим; температура гарячої точки; температура верхніх шарів масла; системи охолодження; Oil Natural Air Natural (ONAN); Oil Natural Air Forced (ONAF); Oil Forced Air Forced (OFAF); добовий графік навантаження; технологічні витрати на власні потреби.

Вступ. Розвиток сучасних електроенергетичних систем, зокрема впровадження нових підходів до управління режимами роботи магістральних мереж, підвищує вимоги до точності оцінки експлуатаційних витрат, пов'язаних із забезпеченням надійної роботи обладнання. Одним із ключових елементів таких систем є силові автотрансформатори, для яких витрати на власні потреби охолодження суттєво залежать від добового профілю навантаження та режиму роботи системи охолодження.

У практиці експлуатації трансформаторів, особливо за відсутності прямого обліку витрат на власні потреби, виникає необхідність у застосуванні методичних підходів, що дозволяють здійснювати інтегральну оцінку цих витрат з урахуванням нормативних вимог та регуляторної практики. Це особливо актуально для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання, а також для обґрунтування компенсаційних механізмів відповідно до чинних нормативних документів.

Запропонований у роботі підхід базується на використанні статичної та динамічної моделі IEC 60076-7 для визначення температурних режимів трансформатора, що дозволяє оцінити усереднені витрати на власні потреби охолодження залежно від добового профілю навантаження. Такий підхід забезпечує прозорість розрахунків, можливість адаптації до різних режимів експлуатації та підвищує

обґрунтованість прийняття рішень щодо оптимізації витрат у сучасних енергетичних системах.

Мета статті. Метою статті є формування та практична перевірка методичного підходу до інтегральної оцінки усереднених витрат на власні потреби при охолодженні трансформаторів, що ґрунтується на використанні статичної та динамічної моделі IEC 60076-7 з урахуванням нормативних вимог. Запропонований підхід дозволяє визначати витрати на власні потреби для різних добових профілів навантаження навіть за відсутності прямого обліку, а також забезпечує прозорий інструмент для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання. Завданнями є:

- формування статичної та динамічної моделі визначення температури гарячої точки обмотки трансформатора за вимірюваною температурою верхніх шарів масла та добовим профілем навантаження;
- оцінка реакції температури гарячої точки та верхніх шарів масла на зміну навантаження, визначення критичної умови для забезпечення нормативного ресурсу ізоляції, враховуючи інерцію масла та швидкість зміни навантаження;
- побудова графічних залежностей для різних типів трансформаторів, які дозволять визначити необхідну початкову температуру верхніх шарів масла для уникнення перевищення нормативної температури гарячої точки при різкому збільшенні навантаження за

© О.В. Гай, Г.А. Гай, 20xx



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

умови сталості роботи системи охолодження та провести аналіз чутливості до швидкості зміни навантаження.

Аналіз стану питання. У сучасних дослідженнях теплових режимів силових трансформаторів основна увага приділяється розробці та валідації математичних моделей, які дозволяють прогнозувати температуру гарячої точки обмотки (hot-spot) та верхніх шарів масла при різних режимах навантаження. Міжнародні стандарти IEC 60076-7 [1], IEEE Std C57.91-2011 [2] та рекомендації CIGRE [3–6] визначають базові підходи до моделювання температурних процесів, враховуючи інерцію масла та обмоток, а також вплив добового профілю навантаження.

Важливим напрямом є експериментальне визначення параметрів моделі, зокрема фактору гарячої точки та характеристик теплової інерції [4, 5, 7, 8]. Роботи [7–9] показують, що точність розрахунку температури hot-spot суттєво залежить від правильного врахування динаміки зміни навантаження та ефективності роботи системи охолодження. Особливо актуальним є питання затримки реакції масла на різкі зміни навантаження, що може призводити до перевищення нормативної температури hot-spot навіть при нормальній температурі верхніх шарів масла.

Останні дослідження [10–13] зосереджені на деталізації теплових процесів у трансформаторах, аналізі впливу конструктивних особливостей, типу охолодження та швидкості зміни навантаження на ризик понаднормового старіння ізоляції. В роботах [10–13] розглядаються питання гідродинаміки масла, моделювання реакції системи охолодження та оцінки інтегральних витрат на власні потреби при різних сценаріях експлуатації.

Українські дослідження [14–17] акцентують увагу на практичних аспектах моніторингу стану трансформаторів, ідентифікації параметрів теплової моделі та впровадженні систем онлайн-контролю. Особливо важливим є питання формування прозорих методик для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання.

Таким чином, сучасний стан питання характеризується поєднанням фундаментальних моделей IEC/CIGRE/IEEE, експериментальних підходів до визначення параметрів, аналізу інерції масла та обмоток, а також практичних рішень для оптимізації витрат на власні потреби охолодження трансформаторів у реальних умовах експлуатації.

Виклад основного матеріалу дослідження. Гіпотеза дослідження полягає в тому, що для забезпечення нормативного ресурсу ізоляції трансформатора при різних змінах навантаження необхідно не лише контролювати температуру верхніх шарів масла, а й прогнозувати температуру hot-spot (табл. 1) з урахуванням інерції масла та швидкості зміни навантаження. Це дозволяє визначити раціональні стратегії роботи системи охолодження та уникнути понаднормового старіння ізоляції навіть за

відсутності прямого обліку витрат на власні потреби, оскільки саме перевищення граничних температур, встановлених нормативними значеннями (табл. 2), визначає допустимість експлуатаційного режиму трансформатора.

Таблиця 1 – Значення температури гарячої точки обмотки (hot-spot) для різних режимів старіння ізоляції трансформатора [1–3]

T hot-spot, °C	Класична целюлозна ізоляція ¹	Паперова ізоляція з підвищеною термостійкістю ²
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Примітка:

1 – класична целюлозна ізоляція, яка не має спеціальних добавок для підвищення термостійкості.

2 – паперова ізоляція з підвищеною термостійкістю (наприклад, із додаванням термостабілізаторів або спеціальних просочень), яка витримує вищі температури без прискореного старіння.

Таблиця 2 – Значення максимально допустимих температур для великих трансформаторів [1–3]

Тип навантаження	Максимальна температура верхніх шарів масла (top-oil), °C	Максимальна температура гарячої точки обмотки (hot-spot), °C
Нормальне циклічне навантаження	105	120
Довготривале аварійне навантаження	115	140
Короткочасне аварійне навантаження	115	160

В якості базової математичної моделі використано статичну та динамічну моделі [1–3], які дозволяють розраховувати температуру гарячої точки обмотки за виміряною температурою верхніх шарів масла та добовим профілем навантаження. У подальшому розрахунки та інтерпретація результатів виконуються для режиму нормального циклічного навантаження відповідно до табл. 2.

Саме цей режим приймається як базовий для порівняння варіантів керування охолодженням; вихід температурних показників за наведені межі розглядається як недопустимий для нормальної експлуатації і потребує застосування аварійних режимів (що в межах даної роботи не аналізується).

У статичній моделі (усталений режим) для маслонаповнених трансформаторів використовується принципова декомпозиція температур. Основні

параметри моделі для різних систем охолодження прийняті згідно з даними, наведеними в табл. 3 [1–3].

Таблиця 3 – Характеристики трансформаторів з різними системами охолодження [1–3]

Характеристика	Система охолодження			
	ONAN	ONAF	OFAF	ODAF
Показник степеневі залежності для масла, x	0,8	0,8	1,0	1,0
Показник степеневі залежності для обмоток, y	1,3	1,3	1,3	2,0
Відношення втрат, R	6	6	6	6
Фактор гарячої точки, H	1,3	1,3	1,3	1,3
Часова стала масла t_o , хв	210	150	90	90
Часова стала обмоток t_w , хв	10	7	7	7
Температура навколишнього середовища θ_a , °C	20	20	20	20
Температура гарячої точки θ_h , °C	98	98	98	98
Гradient hot-spot - top-oil $\Delta\theta_{hr}$, °C	26	26	22	29
Підйом середньої температури масла $\Delta\theta_{omr}$, °C	43	43	46	46
Підйом верхніх шарів масла $\Delta\theta_{or}$, °C	52	52	56	49
Підйом нижніх шарів масла $\Delta\theta_{br}$, °C	34	34	36	43
k_1	1,0	0,5	0,5	1,0
k_{21}	1,0	2,0	2,0	1,3
k_{22}	2,0	2,0	1,0	1,0

Примітка:
 ONAN – Oil Natural Air Natural – природна циркуляція масла, природна циркуляція повітря;
 ONAF – Oil Natural Air Forced – природна циркуляція масла, повітря продувається вентиляторами;
 OFAF – Oil Forced Air Forced – насосна циркуляція масла, повітря продувається вентиляторами;
 OFAD – Oil Directed Air Forced – керована (спрямована) циркуляція масла + примусове охолодження повітрям.

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_o(t) + \Delta\theta_{h-o}(t); \quad (1)$$

де $\theta_h(t)$ – температура гарячої точки обмотки, °C;
 θ_a – температура навколишнього середовища (ambient temperature), °C;
 $\Delta\theta_o(t)$ – підйом температури масла над температурою навколишнього середовища, °C;
 $\Delta\theta_{h-o}(t)$ – температурний gradient між гарячою точкою обмотки та маслом, °C.

Температуру верхніх шарів масла (top-oil) у баку трансформатора в моделі описують [1–3] через підйом температури:

$$\theta_o(t) = \Delta\theta_o(t) + \theta_a; \quad (2)$$

де $\theta_o(t)$ – температура верхніх шарів масла, °C.

Формула для підйому температури верхніх шарів масла:

$$\Delta\theta_o = \Delta\theta_{or} \cdot (K^2 \cdot R + 1) \cdot (R + 1)^{-1}x; \quad (3)$$

де $\Delta\theta_{or}$ – підйом температури верхніх шарів масла при номінальному навантаженні, °C;

K – відносне навантаження, відн.од.;

R – відношення номінальних втрат до втрат холостого ходу, відн.од.;

x – показник степеневі залежності для масла, відн.од.

Вираз для визначення температури гарячої точки:

$$\Delta\theta_{h-o} = \Delta\theta_{hr} \cdot K^y; \quad (4)$$

де $\Delta\theta_{hr}$ – gradient температури між гарячою точкою обмотки та верхніми шарами масла при номінальному струмі, °C;

y – показник степеневі залежності для обмоток, відн.од.

Результуючий вираз для визначення температури гарячої точки (hot-spot) обмотки отримаємо, підставляючи (3) і (4) у (1):

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \cdot \left(\frac{K^2 \cdot R + 1}{R + 1} \right)^x + \Delta\theta_{hr} \cdot K^y; \quad (5)$$

Особливість моделі [1–3] полягає в тому, що масогабаритні, конструктивні та паспортні параметри трансформатора (зокрема $\Delta\theta_{or}$, $\Delta\theta_{hr}$, x , y) підібрані так, щоб у номінальному режимі температура гарячої точки відповідала референтному рівню, за якого для класичної целюлозної ізоляції приймається *одинична* відносна швидкість старіння (табл. 1, $\theta_h = 98$ °C). Це забезпечує уніфікований підхід до ресурсної оцінки трансформаторів різних конструкцій і типів охолодження, дозволяє порівнювати їх експлуатаційні характеристики та узгоджується з міжнародними стандартами щодо довговічності ізоляції (рис. 1).

У статичній моделі [1–3] ефективність системи охолодження враховується через паспортні параметри, які відображають конструктивні особливості, масогабаритні характеристики та тип циркуляції масла й повітря. Саме тому при номінальному навантаженні ($K = 1$) для різних типів трансформаторів температура гарячої точки обмотки сходиться до нормативного значення, а реальна різниця між системами охолодження проявляється переважно у динаміці та при перевантаженнях.

Використовуючи вирази (1–5), проведено моделювання усталеного теплового режиму трансформатора для різних типів систем охолодження шляхом варіювання відносного навантаження K . У результаті отримано статичні залежності (рис. 1) зміни температури верхніх шарів масла та температури гарячої точки обмотки від навантаження, які дозволяють оцінити граничні режими роботи трансформатора та відповідність нормативним обмеженням за температурою.

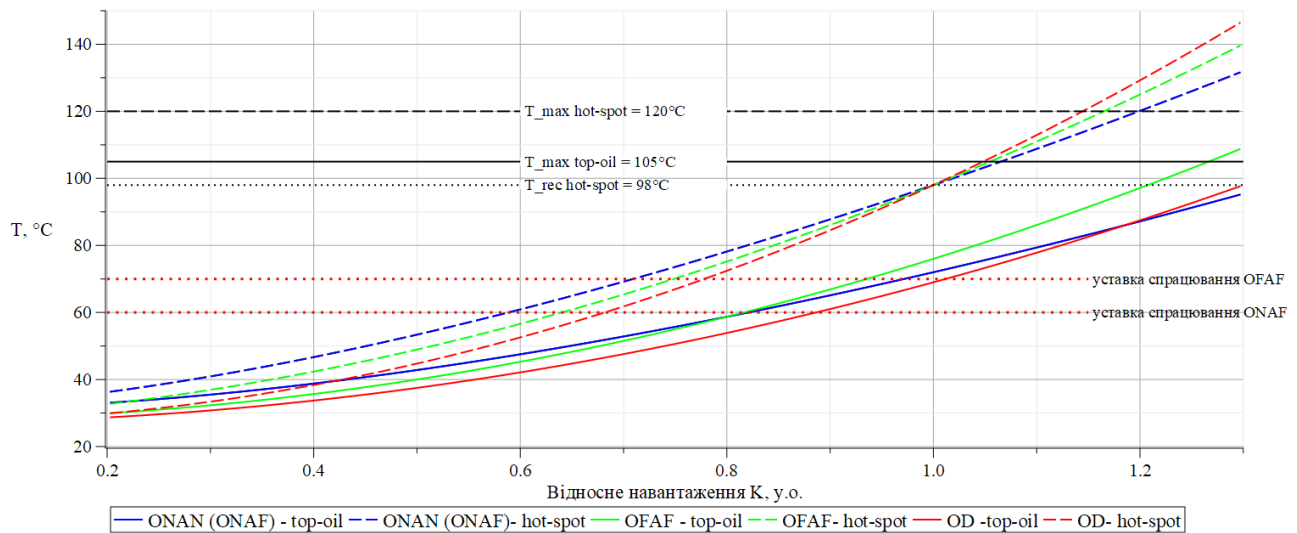


Рисунок 1 – Статичні характеристики для різних систем охолодження трансформатора

Це обмеження нормативної моделі, яке слід враховувати при порівняльному аналізі ефективності різних систем охолодження та при побудові графіків для конкретного об'єкта (рис. 1).

Включення ступенів охолодження трансформатора здійснюється за температурними уставками верхніх шарів масла (top-oil). У реальній експлуатації кожна система охолодження (ONAN, ONAF, OFAF, OD) має власні пороги температури, при досягненні яких автоматично активується відповідний ступінь (наприклад, вентилятори, насоси, спрямована циркуляція).

Типові уставки для включення ступенів примусового охолодження знаходяться в діапазоні 55–80 °С для верхніх шарів масла. Відповідно до статичних характеристик (рис. 1), ці температурні пороги досягаються при відносному навантаженні $K \approx 0,6-0,8$, залежно від типу охолодження та параметрів трансформатора.

Таким чином, система охолодження трансформатора починає роботу у базовому режимі (ONAN), а при зростанні навантаження та досягненні уставки температури масла автоматично переходить у наступний ступінь (ONAF, OFAF, OD). Це забезпечує підтримання допустимого температурного режиму трансформатора при зміні навантаження та запобігає перегріву гарячої точки обмотки.

Для динамічної моделі (перехідні режими) для маслонаповнених трансформаторів використовується принципова декомпозиція температур за виразом (1), але з урахуванням динаміки зміни складових цього виразу. На відміну від статичної моделі, де всі температури визначаються як усталені значення при фіксованому навантаженні, у динамічній моделі кожна складова (підйом температури масла, температурний градієнт між гарячою точкою та маслом) описується експоненціальними залежностями, що враховують теплову інерцію масла й обмоток, а також структурні особливості трансформатора. Це дозволяє адекватно моделювати

перехідні процеси при зміні навантаження або режиму охолодження, а також оцінювати максимальні температури у гарячій точці обмотки в реальних експлуатаційних умовах.

Вираз для визначення підйому температури верхніх шарів масла в динаміці:

$$\Delta\theta_o(t) = \Delta\theta_o(K) - (\Delta\theta_o(K) - \Delta\theta_o(0)) \cdot e^{-\frac{t}{k1\tau0}}; \quad (6)$$

де $\Delta\theta_o(K)$ – усталений підйом температури масла для поточного навантаження, °С.

$\Delta\theta_o(0)$ – початковий підйом температури масла (°С), тобто значення на момент початку розрахунку;

t – час від початку зміни режиму, хвилини;

$k1$ – структурний коефіцієнт для типу охолодження [1–3];

$\tau0$ – часова стала масла (oil time constant), хвилини.

Вираз для визначення загального температурного градієнту між гарячою точкою обмотки та верхніми шарами масла у момент часу t :

$$\Delta\theta_{h-o}(t) = \Delta\theta_{h-o,1}(t) - \Delta\theta_{h-o,2}(t); \quad (7)$$

$$\Delta\theta_{h-o,1}(t) = k_{21}\Delta\theta_{h-o}(K) - \left(k_{21}\Delta\theta_{h-o}(K) - \Delta\theta_{h-o,1}(0) \right) \cdot e^{-\frac{t}{k_{22}\tau w}}; \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{h-o,2}(t) = (k_{21} - 1)\Delta\theta_{h-o}(K) - \left((k_{21} - 1)\Delta\theta_{h-o}(K) - \Delta\theta_{h-o,2}(0) \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau0}}; \quad (9)$$

де $\Delta\theta_{h-o,1}(t)$ – перша складова градієнта гарячої точки, яка описує основний підйом температури між гарячою точкою та маслом, °С;

$\Delta\theta_{h-o,2}(t)$ – друга складова градієнта гарячої точки, яка враховує додаткові ефекти розподілу втрат, °С;

$\Delta\theta_{h-o}(K)$ – усталений (статичний) температурний градієнт для поточного навантаження K , °C;

$\Delta\theta_{h-o,1}(0), \Delta\theta_{h-o,2}(0)$ – початкові значення першої та другої складової градієнта (на момент $t = 0$), °C;

τ_0 – часова стала обмотки, хвилини;

k_{21}, k_{22} – коригуючий коефіцієнт [1–3].

Коефіцієнти k_1, k_{21} та k_{22} є параметрами динамічної температурної моделі [1–3] і використовуються для врахування особливостей перехідних процесів у маслі та обмотках залежно від типу охолодження. У даній роботі їх числові значення прийнято за табличними даними для відповідних систем охолодження (табл. 3), що забезпечує відтворюваність розрахунків і коректне порівняння режимів.

У статичній моделі температури трансформатора всі складові (температура гарячої точки, температура масла, температурний градієнт) визначаються як усталені значення при фіксованому навантаженні. Однак у реальних експлуатаційних умовах навантаження трансформатора змінюється у часі та система охолодження працює ступенево, наприклад з переходами між режимами ONAN, ONAF, OFAF залежно від температурних уставок верхніх шарів масла.

Для адекватного опису перехідних процесів використовується динамічна модель, яка враховує теплову інерцію масла й обмоток, а також автоматичне перемикання режимів охолодження при досягненні відповідних температурних порогів. Логіка роботи такої моделі представлена у блок-схемі (рис. 2), яка демонструє специфіку роботи програмного коду: розрахунок здійснюється в кожен момент часу з дискретизацією 1 хвилини, з урахуванням добового профілю навантаження, експоненціальної динаміки температур, перевірки уставок масла та зміни параметрів моделі при переході між режимами.

Використовуючи вирази (1), (6–9), зображений на рис. 2 алгоритм та добовий графік (рис. 3 а), на рис. 3 б наведено графіки зміни температурних показників та ефективності охолодження трансформатора при розрахунковому контрольному сценарії з фіксованим режимом охолодження – ONAN, ONAF та OFAF.

Аналіз отриманих графіків показує, що відповідно до параметрів, наведених у табл. 1, забезпечення унормованого режиму старіння ізоляції неможливе при використанні лише природного охолодження ONAN. У цьому випадку максимальна температура верхніх шарів масла досягає приблизно 118 °C, що суттєво перевищує граничні значення.

При використанні системи примусового охолодження ONAF максимальна температура верхніх шарів масла зростає до близько 107 °C, однак і в цьому випадку перевищується допустиме значення 105 °C, наведене в табл. 2, що також не забезпечує нормований режим експлуатації трансформатора.

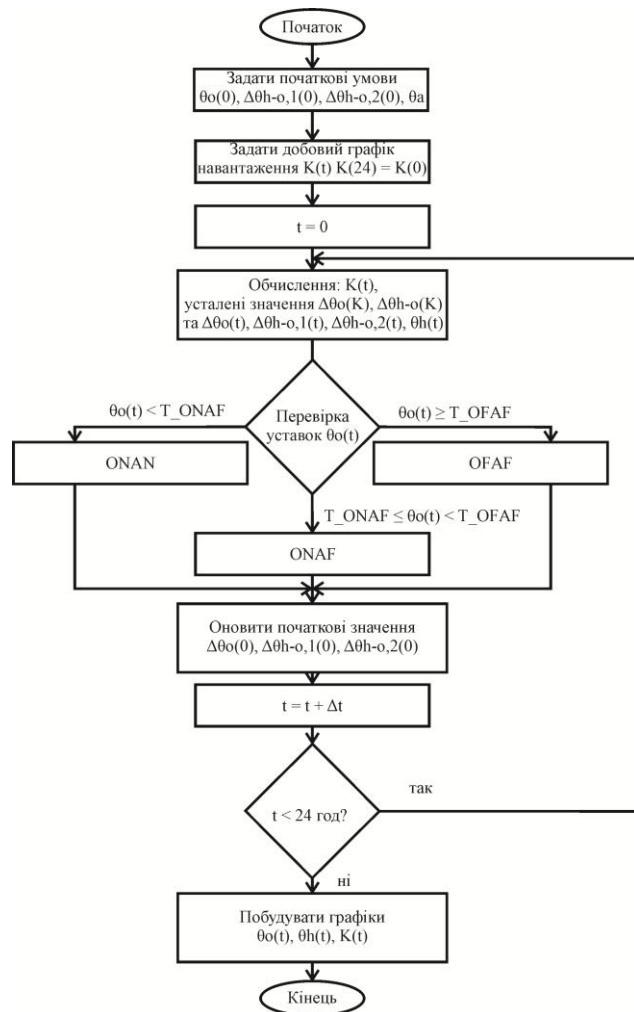
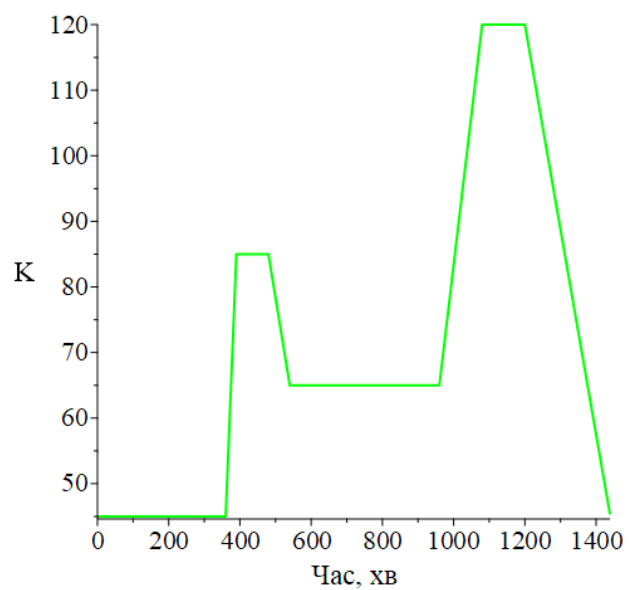
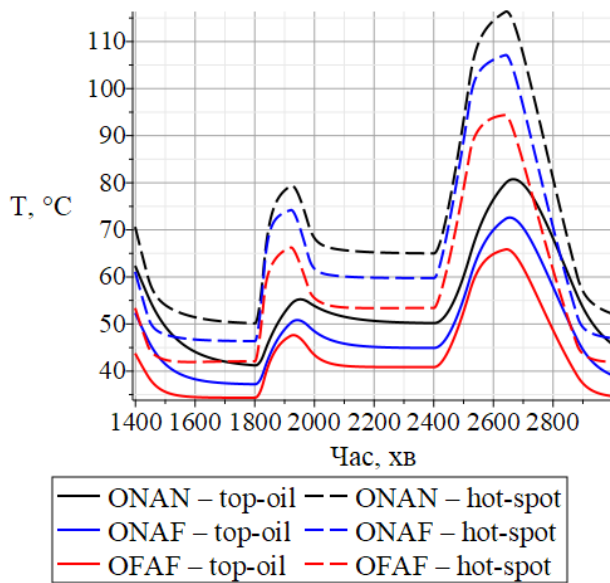


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритму розрахунку динамічної температурної моделі трансформатора з автоматичним перемиканням режимів охолодження при добовому профілі навантаження



а



б

Рисунок 3 – Графічні залежності для динамічної теплової моделі трансформатора:

a – добовий графік зміни коефіцієнта навантаження $K(t)$;
б – часові залежності температури гарячої точки обмотки (штрихові лінії) та температури верхніх шарів масла (суцільні лінії) для різних типів систем з фіксованим режимом охолодження: ONAN, ONAF та OFAF

Натомість використання системи OFAF дозволяє знизити максимальну температуру верхніх шарів масла до приблизно 93 °С, що відповідає вимогам щодо допустимого теплового режиму та забезпечує нормований режим старіння ізоляції. Разом з тим, постійна робота трансформатора з увімкненою системою OFAF, хоча й є ефективною з точки зору теплового стану та старіння ізоляції, але призводить до значного зростання технологічних витрат на власні потреби, зокрема на роботу вентиляторів і насосів системи охолодження.

Згідно з усталеною експлуатаційною практикою, керування системами охолодження силових трансформаторів здійснюється за температурою верхніх шарів масла, оскільки температура гарячої точки обмотки, як правило, безпосередньо не вимірюється. У зв'язку з цим у динамічній тепловій моделі реалізовано алгоритм автоматичного перемикавання режимів охолодження ONAN, ONAF та OFAF за температурними уставками верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису.

Для переходу між режимами охолодження температурні уставки прийнято в межах типових значень (55–80 °С): перехід з режиму ONAN у режим ONAF здійснюється при досягненні температури верхніх шарів масла $\theta_o = 60$ °С, а повернення до режиму ONAN – при зниженні температури до 55 °С. Перехід з режиму ONAF у режим OFAF відбувається при досягненні температури $\theta_o = 70$ °С, а повернення до режиму ONAF – при зниженні температури до 65 °С. Таким чином, величина гістерезису для

кожного рівня перемикавання становить 5 °С. Таке значення прийнято як типове інженерне налаштування, що забезпечує стійкість роботи автоматики та запобігає частим перемиканням режимів при малих коливаннях температури верхніх шарів масла.

Результати динамічного моделювання з урахуванням алгоритму керування наведено на рис. 4. Отримані графічні залежності дозволяють оцінити спільну роботу систем охолодження впродовж добового циклу навантаження. Зокрема, видно, що при низьких значеннях навантаження трансформатор переважно працює в режимі природного охолодження ONAN, тоді як у періоди підвищеного навантаження та зростання температури верхніх шарів масла відбувається автоматичне залучення систем ONAF та OFAF.

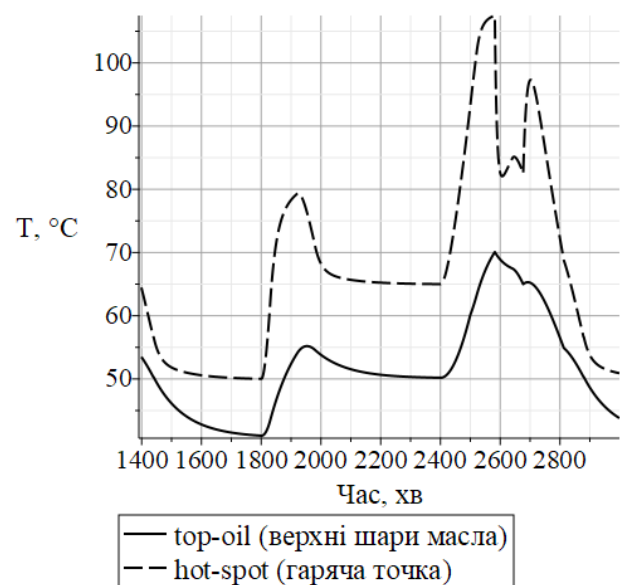


Рисунок 4 – Графічні залежності зміни температури гарячої точки обмотки (штрихові лінії) та температури верхніх шарів масла (суцільні лінії), що ілюструють роботу алгоритму автоматичного керування системами охолодження трансформатора за температурою верхніх шарів масла

Аналіз часових інтервалів роботи в кожному режимі показує, що за прийнятого добового графіка навантаження трансформатор перебуває в режимі ONAN протягом приблизно 78 % часу, у режимі ONAF – близько 15 % часу, та в режимі OFAF – близько 7 % часу. Такий розподіл режимів підтверджує ефективність використання алгоритму керування охолодженням, який забезпечує допустимий тепловий стан трансформатора при мінімізації витрат на власні потреби систем охолодження.

Інтегральна оцінка витрат на власні потреби охолодження у межах запропонованого підходу ґрунтується на визначенні тривалості роботи кожного ступеня охолодження протягом добового циклу навантаження та отриманні часових інтервалів,

протягом яких активні режими ONAN, ONAF та OFAF. Надалі ці інтервали можуть бути використані для розрахунку споживання електроенергії системою охолодження за паспортними (або вимірними) потужностями вентиляторів і насосів відповідних ступенів, що дає змогу порівнювати сценарії керування та обґрунтовувати скорочення технологічних витрат на власні потреби навіть за відсутності прямого комерційного обліку.

Висновок. Проведені дослідження показали, що як у статичній, так і, особливо, у динамічній тепловій моделі трансформатора визначальним є аналіз температури верхніх шарів масла як керуючого параметра режимів охолодження. Встановлено, що використання лише статичної моделі дозволяє оцінити граничні температурні режими, однак не відображає реальних умов роботи трансформатора при змінному навантаженні та ступеневому керуванні системами охолодження.

Результати динамічного моделювання підтвердили, що постійна робота трансформатора в режимі максимального примусового охолодження (OFAF), хоча і забезпечує допустимий тепловий стан, є надмірною з точки зору експлуатації, оскільки призводить до необґрунтованого зростання витрат на власні потреби. При цьому використання лише природного охолодження (ONAN) або обмежене застосування ONAF не забезпечує дотримання нормативних температурних меж.

Водночас застосування алгоритму керування системами охолодження за температурою верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису при прийнятному добовому графіку дозволяє реалізувати раціональний режим роботи трансформатора, при якому більшу частину часу він працює у базовому режимі ONAN (приблизно 78 %), приєднання ONAF відбувається лише у періоди підвищеного навантаження (близько 15 %), а режим OFAF використовується обмежено (близько 7 %) лише при досягненні критичних температур.

Таким чином, доведено, що використання динамічних теплових моделей з керуванням за температурою верхніх шарів масла є необхідним інструментом для раціоналізації використання систем охолодження, що дозволяє забезпечити нормативний ресурс ізоляції трансформатора при одночасному суттєвому зниженні технологічних витрат на власні потреби. Це підтверджує практичну доцільність застосування подібних моделей для обґрунтування експлуатаційних рішень у магістральних електричних мережах.

Список літератури

1. IEC 60076- 7:2018 Power transformers - Part 7: loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Effective from 2018-01-12. Official edition. Geneva : IEC, 2018. 89 p.
2. C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. Replaces IEEE Std 1995 C57.91; effective from 2012-03-07. Official edition. IEEE, 2012. 123 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
3. CIGRE Working Group A2.38. Transformer thermal modelling. Paris : CIGRE, 2016. 197 p.

4. CIGRE WG 12.09. Experimental determination of power transformer hot-spot factor. *Electra*. 1995. No. 161. ELT_161_3.
5. CIGRE WG 12-09. Heat-run test procedure for power transformers. *Electra*. 1990. No. 129. P. 37–45.
6. IEEE Std 1538-2000. IEEE guide for determination of maximum winding temperature rise in liquid-filled transformers. Effective from 2000-07-31. Official edition. IEEE, 2000. 28 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91904>.
7. Nordman H., Rafsback N., Susa D. Temperature responses to step changes in the load current of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003. Vol. 18, no. 4. P. 1110–1117. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2003.817516>.
8. A fundamental approach to transformer thermal modeling. II. Field verification / G. Swift et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16, no. 2. P. 176–180. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.915479>.
9. Nordman H., Takala O. Transformer loadability based on directly measured hot-spot temperature and loss and load current correction exponents. *43 CIGRE Session - CIGRE 2010*, Paris, France, 22–27 August 2010. Paris, 2010.
10. Yatskevsky V. A. Hydrodynamics and heat transfer in cooling channels of oil-filled power transformers with multicoil windings. *Applied Thermal Engineering*. 2014. Vol. 63, no. 1. P. 347–353. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.10.055>.
11. Sonmez O., Komurgoz G. Determination of hot-spot temperature for ONAN distribution transformers with dynamic thermal modelling. *2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Perth, WA, 23–26 September 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/cmd.2018.8535752>.
12. Thermal modelling of electrical insulation system in power transformers / A. Santisteban et al. *Simulation and Modelling of Electrical Insulation Weaknesses in Electrical Equipment*. 2018. DOI: <https://doi.org/10.5772/intechopen.78070>.
13. Susa D., Lehtonen M., Nordman H. Dynamic thermal modelling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 1. P. 197–204. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2004.835255>.
14. Denysiuk S., Prytskach S. Development of the on-line power transformer state monitoring system. *International Journal of Computing and Technology*. 2014. Vol. 1, no. 5. P. 191–195.
15. Prytskach I., Yaremenko A. Power transformers diagnostics using heat model parameter identification. *International Journal on Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering (IJIREEICE)*. 2017. Vol. 5, no. 6. DOI: <https://doi.org/10.17148/IJIREEICE.2017.5601>.
16. Шевченко С. Ю., Данильченко Д. О., Ганус Р. О. Розробка теплової моделі маслонаповненого трансформатора в середовищі Ansys. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 2 (9). С. 77–83. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).319068](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).319068).
17. Мешков Т. Д., Данильченко Д. О., Вольтер М. Дослідження теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 1 (8). С. 73–77. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12>.

References

1. *Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers*, IEC 60076-7:2018, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2018.
2. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, C57.91-2011, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
3. CIGRE Working Group A2.38, “Transformer thermal modelling,” CIGRE, Paris, 659, 2016.
4. CIGRE WG 12.09, “Experimental determination of power transformer hot-spot factor,” *Electra*, no. 161, 1995, Art. no. ELT 161 3.
5. CIGRE WG 12-09, “Heat-run test procedure for power transformers,” *Electra*, no. 129, 1990, Art. no. ELT_129_2.

6. *IEEE Guide for Determination of Maximum Winding Temperature Rise in Liquid-Filled Transformers*, IEEE Std 1538-2000, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91904>
7. H. Nordman, N. Rafsback, and D. Susa, "Temperature responses to step changes in the load current of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1110–1117, Oct. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2003.817516>
8. G. Swift, T. S. Molinski, R. Bray, and R. Menzies, "A fundamental approach to transformer thermal modeling. II. Field verification," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, pp. 176–180, Apr. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/61.915479>
9. H. Nordman and O. Takala, "Transformer loadability based on directly measured hot-spot temperature and loss and load current correction exponents," in *43 CIGRE Session - CIGRE 2010*, Paris, France, Aug. 22–27, 2010. Paris: CIGRE, 2010.
10. V. A. Yatsevsky, "Hydrodynamics and heat transfer in cooling channels of oil-filled power transformers with multicool windings," *Applied Thermal Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 347–353, Feb. 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.10.055>
11. O. Sonmez and G. Komurgoz, "Determination of hot-spot temperature for ONAN distribution transformers with dynamic thermal modelling," in *2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Perth, WA, Sep. 23–26, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/cmd.2018.8535752>
12. A. Santisteban, F. Delgado, A. Ortiz, C. J. Renedo, and F. Ortiz, "Thermal modelling of electrical insulation system in power transformers," in *Simulation and Modelling of Electrical Insulation Weaknesses in Electrical Equipment*. InTech, 2018, doi: <https://doi.org/10.5772/intechopen.78070>
13. D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, "Dynamic thermal modelling of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 197–204, Jan. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>
14. S. Denysiuk and S. Prytyskach, "Development of the on-line power transformer state monitoring system," *International Journal of Computing and Technology*, vol. 1, no. 5, pp. 191–195, 2014.
15. I. Prytyskach and A. Yaremenko, "Power transformers diagnostics using heat model parameter identification," *International Journal on Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering (IJIREEICE)*, vol. 5, no. 6, Jun. 2017, doi: <https://doi.org/10.17148/IJIREEICE.2017.5601>
16. S. Shevchenko, D. Danylchenko, and R. Ganus, "Development of thermal model of an oil-filled transformer in Ansys environment," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (9), pp. 77–83, Dec. 2024, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).319068](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).319068) (in Ukrainian)
17. T. Meshkov, D. Danylchenko, and M. Wolter, "Study of the thermal state of the transformer depending on the operating mode," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 73–77, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12> (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 04.05.2026

Прийнята (Accepted) 14.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.31

GAI OLEKSANDR ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Senior Researcher of the Department of Modeling of Power Engineering Objects and Systems, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalxold@gmail.com

GAI HANNA – Candidate of Pedagogical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Higher and Applied Mathematics, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5707-2927>; e-mail: gtatana704@gmail.com

METHODOLOGICAL APPROACH TO TIME-INTEGRATED ASSESSMENT OF AUXILIARY ENERGY CONSUMPTION IN POWER TRANSFORMER COOLING CONSIDERING REGULATORY REQUIREMENTS

The paper proposes a methodological approach to assessing the thermal regime of an oil-filled power transformer under variable daily load conditions, taking into account the operational features of cooling systems. The approach is based on the combined use of static and dynamic models of IEC 60076-7, which makes it possible to integrate the analysis of steady-state temperature conditions and transient processes caused by load variations over time. It is shown that the static model is appropriate for determining the limiting temperatures of the winding hot-spot and top-oil, assessing compliance with regulatory requirements, and comparing the characteristics of transformers with different cooling systems. At the same time, it is established that its application is insufficient for analyzing real operating conditions, since it does not account for thermal inertia and the stepwise nature of cooling control. To overcome these limitations, a dynamic model has been developed that considers the inertia of thermal processes in oil and windings, the exponential nature of temperature changes, and the algorithm of automatic switching of cooling modes based on top-oil temperature with hysteresis. Based on simulation using a typical daily load profile, it is shown that natural cooling alone leads to exceeding the permissible temperature limits, while continuous operation in the maximum forced-cooling mode ensures compliance with thermal requirements but results in excessive auxiliary energy consumption. It is demonstrated that a rational combination of cooling modes with automatic control makes it possible to maintain acceptable temperatures while significantly reducing the operating time of energy-intensive cooling modes. The obtained results confirm the feasibility of using dynamic thermal models for substantiating transformer operating modes and rationalizing auxiliary energy consumption in modern power systems.

Keywords: oil-filled transformer; thermal regime; hot-spot temperature; top-oil temperature; cooling mode; Oil Natural Air Natural (ONAN); Oil Natural Air Forced (ONAF); Oil Forced Air Forced (OFAF); daily load profile; auxiliary energy consumption; cooling system control.

ДАНИЛЬЧЕНКО ДМИТРО ОЛЕКСІЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: dmytro.danylchenko@khipti.edu.ua.

ШЕВЧЕНКО СЕРГІЙ ЮРІЙОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@khipti.edu.ua.

ДІВЧУК ТЕТЯНА ЄВГЕНІЙВНА – кандидат технічних наук, доцент кафедри електричних машин, Національний університет «Запорізька політехніка»; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9947-8527>; e-mail: tetiana.divchuk@gmail.com.

СКРУПЬСКА ЛЮДМИЛА СТЕПАНІВНА – старший викладач кафедри електричних та електронних апаратів, Національний університет «Запорізька політехніка»; м. Запоріжжя, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9494-1009>; e-mail: lskrupskaya@gmail.com.

МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ ЖИВЛЕННІ АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ ВІД ПІДЗЕМНИХ ПІДСТАНЦІЙ

У статті розглянуто питання щодо впливу параметрів кабельної лінії при живленні асинхронних двигунів від підземних електричних підстанцій. Забезпечення надійного пуску асинхронних електродвигунів від підземних трансформаторних підстанцій є критичним завданням. Значна віддаленість споживачів зумовлює використання довгих кабельних ліній, що при прямому пуску призводить до глибоких падіннь напруги. Наявність у мережі нелінійних навантажень, що генерують вищі гармоніки струму та напруги, додатково погіршує енергетичні показники за рахунок збільшення сумарних електричних і магнітних втрат потужності в двигунах і трансформаторах, прискореного теплового старіння та деградації ізоляції в умовах високої вологості та агресивного середовища, зниження динамічної стійкості електроприводів і ризику зриву технологічного процесу. В даному дослідженні проведено комплексне моделювання живлення асинхронних двигунів від дільничних та центральних підземних електричних підстанцій без та за наявності вищих гармонік напруги. Виконано аналіз падіння напруги залежно від довжини та перерізу жил кабелю для мережі 1140 В при прямому пуску асинхронного двигуна для потужностей 100–132 кВт, а також виконано оцінку впливу гармонійного складу напруги живлення на граничну (максимальну) довжину мережі, при якій забезпечується умови нормального прямого пуску при номінальному моменті асинхронного двигуна. Встановлено, що за наявності вищих гармонік зростає значення пускового струму, отже збільшується падіння напруги додатково на 4–6 %, що потребує примусового зниження розрахункової довжини мережі на 15–20 %. Доведено, що для подолання даних обмежень за потреби живлення асинхронного двигуна на дистанціях понад 1 км від підземної підстанції потрібна відмова від прямого пуску на користь застосування пристроїв плавного пуску (тиристорних регуляторів напруги) або локальних систем векторного частотного керування.

Ключові слова: підземна трансформаторна підстанція; підземна мережа; моделювання електромагнітних процесів; асинхронний двигун; втрати; електропривод шахтних установок; енергоефективність.

Вступ. Забезпечення надійного та енергоефективного функціонування електромеханічних комплексів є базовою умовою рентабельності та технологічної безпеки підземних гірничих виробок та тунельних споруд. Основним структурним елементом приводу шахтних підйомних установок, систем водовідливу, головної вентиляції та конвеєрного транспорту є електродвигуни змінного струму. При цьому їхнє електропостачання здійснюється від дільничних та центральних підземних електричних підстанцій, умови роботи яких радикально відрізняються від поверхневих промислових мереж [1].

Незважаючи на існуючу нормативну базу та впровадження сучасних технічних рішень, проблема надійності та якості живлення підземного електроустаткування залишається недостатньо вивченою. Специфіка підземних розподільчих мереж – зокрема їх розгалуженість, значна довжина кабельних ліній при обмеженому перерізі, а також використання мереж із ізолюваною нейтраллю – зумовлює перебіг складних електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів [2].

На сьогоднішній день спостерігається тенденція до ускладнення режимів роботи шахтного обладнання: масово впроваджуються частотно-регульовані електроприводи та потужні напівпровідникові перетворювачі. Це неминуче призводить до спотворення кривих напруги та струму, генерації вищих гармонік та погіршення показників якості електричної енергії. У сукупності з частими пусковими режимами важко навантажених механізмів та падіння напруги [3]. Ці фактори можуть призвести до суттєвого збільшення сумарних електричних і магнітних втрат потужності в двигунах і трансформаторах, прискореного теплового старіння та деградації ізоляції в умовах високої вологості та агресивного середовища, зниження динамічної стійкості електроприводів і ризику зриву технологічного процесу, а також підвищеної ймовірності виникнення однофазних замикань на землю та займання рудничної атмосфери [4].

У зв'язку з цим проведення комплексних наукових досліджень, спрямованих на аналіз особливостей живлення електродвигунів від підземних підстанцій, є дуже актуальним науково-технічним завданням. Існує гостра необхідність у розробці та уточненні математичних моделей, що дозволяють адекватно

© Д. О. Данильченко, С. Ю. Шевченко, Т. С. Дівчук, Л. С. Скрупська, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

описувати електромагнітний стан систем «підстанція – кабельна мережа – асинхронний двигун (АД)».

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Проблема забезпечення надійності, енергоефективності та електромагнітної сумісності електромеханічних комплексів за умов підземних виробок перебуває у фокусі уваги провідних світових дослідницьких центрів. Специфіка електропостачання підземних електричних підстанцій — розгалуженість кабельних мереж, ізолювана нейтраль, наявність нелінійних навантажень та жорсткі вимоги до вибухобезпеки – потребує комплексного підходу до аналізу електромагнітних та електромеханічних процесів, що протікають.

Більшість робіт присвячено оцінці впливу якості електричної енергії на шахтне обладнання. У роботах [5, 6] детально аналізують процеси генерації та поширення вищих гармонійних складових в ізолюваних мережах гірничих підприємств. Масове використання частотно-регульованих приводів насосних і конвеєрних установок призводить до спотворення кривих напруги. У роботах [7, 8] доведено, що живлення АД несинусоїдною напругою призводить до появи пульсуючих електромагнітних моментів, прискорене старіння ізоляції обмоток статорів і суттєве зниження експлуатаційного ресурсу електричних машин.

Фундаментальні основи аналізу динамічних режимів електричних машин змінного струму закладено у класичних працях [9, 10]. Однак адаптація цих моделей до умов підземних підстанцій вимагає врахування параметрів мережі живлення. У дослідженнях авторів [11, 12] представлені вдосконалені математичні моделі АД, що дозволяють аналізувати усталені та перехідні процеси при несиметрії та просіданнях напруги. Тим не менш, у більшості сучасних робіт силова мережа (високовольтний трансформатор підстанції та кабельна лінія) розглядається спрощено, без деталізації хвильових процесів.

Питання підвищення енергетичних показників підземних електротехнічних комплексів є критично важливими для рентабельності видобутку. Автори у роботі [13] розглядають методи оптимізації режимів роботи основних вентиляторних установок. При цьому в роботах [14, 15] розглядаються алгоритми скалярного та векторного управління для мінімізації електричних та магнітних втрат потужності безпосередньо у двигуні. У той же час комплексна мінімізація сумарних втрат у всьому колі «трансформатор підстанції – перетворювач частоти – кабельна мережа – двигун» досліджено недостатньо.

На окрему увагу заслуговує проблема перенапруг, що виникають при живленні електродвигунів від перетворювачів частоти з широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ) через довгі шахтні кабелі. У роботі [16] авторами доведено, що неузгодженість хвильового опору кабелю та вхідного опору двигуна призводить до явища відбитої хвилі, через що напруга на клеммах двигуна може вдвічі перевищувати номінальне значення. Автори пропонують методи демпфування,

проте їх інтеграція до складних моделей електромеханічних комплексів все ще потребує доопрацювання.

Таким чином, незважаючи на глибоке опрацювання окремих аспектів, проблема комплексного математичного моделювання системи електропостачання підземної ділянки як єдиної динамічної структури залишається невирішеною. Існує потреба у розробці адекватних математичних моделей, які дозволять не лише з високою точністю визначити електромагнітний стан асинхронних електродвигунів за спотвореної напруги підземних підстанцій, а й синтезувати науково обґрунтовані алгоритми мінімізації сумарних енергетичних втрат.

Мета статті. Метою даної роботи є розробка та обґрунтування структури схемної математичної моделі, що дозволяє досліджувати перехідні процеси та оцінювати енергетичні показники асинхронних електродвигунів при їх живленні від підземних підстанцій залежно від довжини живильних ліній в умовах спотвореної напруги.

Викладення основного матеріалу статті. Для досягнення поставленої мети застосовується методи теорії електричних кіл та узагальненої теорії електричних машин. Схемне моделювання реалізується шляхом складання систем диференціальних рівнянь, що описують топологію мережі та динаміку АД.

Електромеханічні процеси в АД описуються системою нелінійних диференціальних рівнянь у фазних координатах (або в системі координат $d-q$, що обертається). У матричній формі для фазних координат рівняння електричної рівноваги обмоток статора та ротора мають вигляд:

$$U_s = R_s \cdot I_s + \frac{d\Psi_s}{dt} \quad (1)$$

$$U_r = R_r \cdot I_r + \frac{d\Psi_r}{dt} = 0 \quad (2)$$

де U_s, U_r – вектори фазних напруг статора і ротора (для короткозамкненого ротора $U_r=0$);

I_s, I_r – вектори фазних струмів;

R_s, R_r – діагональні матриці активних опорів фаз.

Вектори потокозчеплень визначаються через матриці індуктивностей, що залежать від кутового положення ротора θ :

$$\Psi_s = L_{ss} \cdot I_s + L_{sr}(\theta) \cdot I_r \quad (3)$$

$$\Psi_r = L_{rr} \cdot I_r + L_{rs}(\theta) \cdot I_s \quad (4)$$

де L_{ss}, L_{rr} – матриці власних та взаємних індуктивностей обмоток статора та ротора;

$L_{sr}(\theta), L_{rs}(\theta)$ – матриці взаємних індуктивностей між статором та ротором, що є періодичними функціями кута θ .

Електромагнітний момент M_{em} обчислюється як похідна коенергії системи за кутом повороту:

$$M_{em} = p \cdot I_s^T \cdot \frac{\partial L_{sr}(\theta)}{\partial \theta} \cdot I_r \quad (5)$$

де p – число пар полюсів.
Рівняння руху механічної підсистеми:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{em} - M_c - f_v \omega \quad (6)$$

де J – сумарний момент інерції приводу;
 ω – механічна кутова швидкість ротора;
 M_c – момент статичного опору механізму;
 f_v – коефіцієнт в'язкого тертя.

Зовнішня мережа підземної підстанції (високовольтні трансформатори, кабелі з розподіленими параметрами, напівпровідникові перетворювачі) описується стандартними диференціальними та алгебраїчними рівняннями Кірхгофа, згідно [10–12], і мають повний математичний опис в інтегрованій бібліотеці Simscape.

Схемні моделі дозволяють розраховувати тривалі перехідні процеси та формувати розгалужені кабельні мережі підземних ділянок без експоненційного зростання часу чисельного розрахунку.

При прямому пуску АД пусковий струм I_n у 5–7 разів перевищує номінальне значення I_n . При цьому пусковий коефіцієнт потужності $\cos\phi_p$ має низьке значення (зазвичай 0.2–0.4), що зумовлює переважання реактивної складової струму. У класичній синусоїдальній мережі втрати напруги в кабелі визначається виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R_0 \cdot \cos \phi_{II} + X_0 \cdot \sin \phi_{II}) \quad (7)$$

де R_0 – активний опір кабелю, Ом/км (залежить від перерізу S);

X_0 – поганий індуктивний опір кабелю, Ом/км;

L – довжина кабельної лінії, км.

При живленні від мережі, спотвореної роботою силових перетворювачів, крива напруги містить спектр вищих гармонік. Наявність гармонік порядку ν (5, 7, 11, 13) викликає два критичні ефекти:

Отже, модифіковане рівняння падіння напруги для спотвореної мережі набуває вигляду:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot \dots \cdot \sqrt{\sum_{\nu=1}^{\infty} [I_{\nu} \cdot (R_0 \cdot K_R(\nu) \cos \phi_{\nu} + X_0 \cdot \nu \cdot \sin \phi_{\nu})]^2} \quad (8)$$

Для кількісної оцінки процесів було реалізовано модель електромеханічного комплексу серед MATLAB/Simulink. Як об'єкт дослідження прийнято типовий шахтний АД потужністю 110 кВт, що живиться від підземної підстанції напругою 1140 В через гнучкий екранований кабель.

На рис. 1 представлені результати моделювання прямого пуску АД при синусоїдальній (коефіцієнт нелінійних спотворень (Total Harmonic Distortion, THD) становить 0 %) та несинусоїдальній

(THD = 12 %) напругах, з перерізом кабелю $S = 50 \text{ мм}^2$ і довжиною $L = 500 \text{ м}$, що підводиться від підземної підстанції.

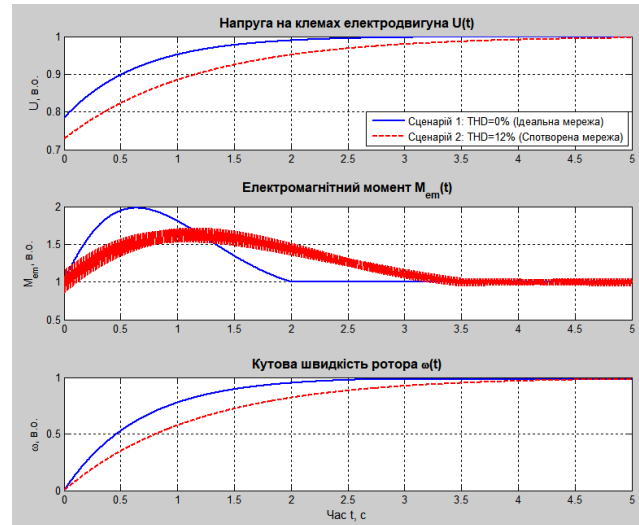


Рисунок 1 – Результати моделювання прямого пуску АД при синусоїдальній (THD = 0 %) та несинусоїдальній (THD = 12 %) напругах

Як показує аналіз отриманих результатів, при чистій синусоїдальній напрузі (THD = 0%), падіння напруги на клеммах двигуна в момент пуску досягає 18 %. Оскільки електромагнітний момент двигуна пропорційний квадрату напруги ($M_{em} \sim U^2$) зниження U на 18 % призводить до падіння пускового моменту на 32,7 %. АД успішно виходить на природну механічну характеристику, проте час розгону зростає на 2.4 с. Під час прямого пуску АД при спотвореній напрузі (THD = 12%) через зростання реактивного опору кабелю на високих частотах і збільшення сумарного значення струму, сумарна втрата напруги ΔU_{Σ} при тій же довжині кабелю $L = 500 \text{ м}$ і $S = 50 \text{ мм}^2$ зростає до 23 %. Падіння пускового моменту перевищує 40 %. Крім того, вищі гармоніки створюють знакозмінні пульсуючі моменти на валу, амплітуда яких досягає 15 % від номінального моменту.

Критерієм працездатності електроприводу є умова успішного пуску важко навантаженого механізму (наприклад, скребкового конвеєра), при якому пусковий момент двигуна перевищує статичний опір: $M_p > M_c$. Нормативні вимоги щодо електробезпеки та стійкості роботи встановлюють мінімально допустиму напругу на клеммах двигуна при пуску на рівні $(0,8-0,85) U_n$.

З умови обмеження падіння напруги на рівні 20 % ($\Delta U_{max} = 0.2 \Delta U_n$), аналітичний вираз для гранично допустимої довжини кабельної лінії L_{max} має вигляд:

$$L \frac{0.2 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_s \cdot (R_{0,eq} \cdot \cos \phi_n + X_{0,eq} \cdot \sin \phi_n)}_{max} \quad (9)$$

де $R_{0,eq}$, $X_{0,eq}$ – еквівалентні погонні опори з урахуванням основної та вищих гармонік напруги.

На основі результатів інтегрування масивів даних Simulink для мережі 1140 В побудовані залежності

максимально допустимої довжини кабельної лінії від її перерізу (рис. 2). Отримано такі граничні умови для потужності АД 100–132 кВт, які полягають у наступному. При перерізі кабелю $S = 35 \text{ мм}^2$ L_{max} не повинна перевищувати 350 м (за наявності гармонік знижується до 280 м). При перерізі кабелю $S = 50 \text{ мм}^2$, L_{max} становить 550 м (з урахуванням гармонік – 450 м). При перерізі кабелю $S = 95 \text{ мм}^2$, L_{max} досягає 900 м (з урахуванням гармонік – 780 м).

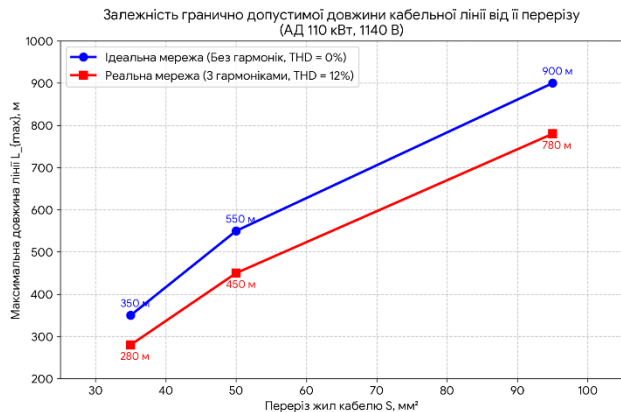


Рисунок 2 – Залежність максимально допустимої довжини кабельної лінії від її перерізу для мережі 1140 В при живленні АД 100–132 кВт

При перевищенні зазначених довжин прямий пуск стає неможливим: ротор залишається в загальмованому стані (перекидання двигуна), вся електроенергія, що споживається, перетворюється на теплові втрати потужності в обмотках, що веде до пробою ізоляції.

Висновок. 1. Ускладнення структури електропостачання підземних копалень і шахт обумовлює необхідність застосування системного підходу до аналізу електромагнітних процесів, що відбуваються в них. Використання схемного моделювання серед MATLAB/Simulink є оптимальним інструментом, що забезпечує баланс між точністю і швидкістю обчислень. Даний підхід дозволяє досліджувати взаємний вплив розгалужених кабельних мереж від підземних підстанцій, силових перетворювачів та АД, що необхідно для розробки ефективних заходів щодо підвищення якості електроенергії та надійності підземних електромеханічних комплексів.

2. Довжина та переріз кабельної лінії є лімітуючими факторами при проектуванні підземних мереж з асинхронним приводом. Падіння напруги при прямому пуску квадратично знижує пусковий момент, ставлячи під загрозу успішний запуск технологічного обладнання. Наявність найвищих гармонік напруги конструктивно погіршує пускові властивості. Скін-ефект у жилах кабелю та зростання чинного значення пускового струму збільшують падіння напруги додатково на 4–6 %, що потребує примусового зниження розрахункової довжини траси на 15–20 %.

3. Для подолання даних обмежень за потреби живлення АД на дистанціях понад 1 км від підстанції потрібна відмова від прямого пуску на користь

застосування пристроїв плавного пуску (тиристорних регуляторів напруги) або локальних систем векторного частотного керування.

Список літератури

- Kolar J. W., Friedli T. The essence of three-phase PFC rectifier systems—part I. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2013. Vol. 28, no. 1. P. 176–198. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2197867>.
- Al-Khalidi H., Kalam A. The impact of underground cables on power transmission and distribution networks. *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, Putra Jaya, Malaysia, 28–29 November 2006. 2006. P. 576–580. DOI: <https://doi.org/10.1109/pecon.2006.346717>.
- Leonhard W. *Control of electrical drives*. 3rd ed. Heidelberg: Springer Berlin, 2001. 460 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-56649-3>.
- Krishnan R. *Electric motor drives: modeling, analysis, and control*. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 2001. 626 p.
- Impact of power quality on the efficiency of the mining process / T. Siostrzonek et al. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 22. 5675. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17225675>.
- Wang X., Blaabjerg F. Harmonic stability in power electronic-based power systems: concept, modeling, and analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, no. 3. P. 2858–2870. DOI: <https://doi.org/10.1109/tsg.2018.2812712>.
- Harmonics consequences on drive systems with induction motor / H. G. Beleiu et al. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, no. 4. 1528. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10041528>.
- Aminu M. Induction motor efficiency estimation under non-sinusoidal supply condition. *Nigeria Journal of Engineering Science and Technology Research*. 2022. Vol. 8, no. 1. P. 9–21.
- Analysis of electric machinery and drive systems / P. C. Krause et al. 3rd ed. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2013. 659 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118524336>.
- Pulle D. W. J., Damell P., Veltman A. *Applied control of electrical drives*. Cham: Springer International Publishing, 2015. 417 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-20043-9>.
- Mathematical model and characteristics of dynamic modes for managing the asynchronous motors at voltage asymmetry / Y. Pazynich et al. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2024. Vol. 27, no. 4. P. 39–58. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/191779>.
- Mathematical modelling of induction motors taking into account design-parameter asymmetry / P. Kurliak et al. *Energetika*. 2024. Vol. 70, no. 1. P. 29–40. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.2024.70.1.3>.
- Saleem H. A. Energy consumption reduction in underground mine ventilation system: an integrated approach using mathematical and machine learning models toward sustainable mining. *Sustainability*. 2025. Vol. 17, no. 3. 1038. DOI: <https://doi.org/10.3390/su17031038>.
- On-line losses minimization of induction motor vector control / Z. Rouabah et al. *Archives of Electrical Engineering*. 2011. Vol. 60, no. 3. P. 257–268. DOI: <https://doi.org/10.2478/v10171-011-0024-5>.
- Bose B. K. *Modern power electronics and AC drives*. Prentice Hall PTR, 2001. 736 p.
- Zhang L., Li Y., Zhao X. Mitigation of overvoltages in long cable PWM drives for deep mining applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017. Vol. 53, No. 4. P. 3724–3732.

References

- J. W. Kolar and T. Friedli, “The essence of three-phase PFC rectifier systems—part I,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 1, pp. 176–198, Jan. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2012.2197867>
- H. Al-Khalidi and A. Kalam, “The impact of underground cables on power transmission and distribution networks,” in *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, Putra Jaya, Malaysia, Nov. 28–29, 2006. IEEE, 2006, pp. 576–580, doi: <https://doi.org/10.1109/pecon.2006.346717>
- W. Leonhard, *Control of Electrical Drives*, 3rd ed. Heidelberg: Springer Berl., 2001, doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-56649-3>

4. R. Krishnan, *Electric Motor Drives: Modeling, Analysis, and Control*. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 2001.
5. T. Siostrzonek, J. Wójcik, M. Dutka, and W. Siostrzonek, "Impact of power quality on the efficiency of the mining process," *Energies*, vol. 17, no. 22, Nov. 2024, Art. no. 5675, doi: <https://doi.org/10.3390/en17225675>
6. X. Wang and F. Blaabjerg, "Harmonic stability in power electronic-based power systems: Concept, modeling, and analysis," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858–2870, May 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/tsg.2018.2812712>
7. H. G. Beleiu, V. Maier, S. G. Pavel, I. Birou, C. S. Pică, and P. C. Dărab, "Harmonics consequences on drive systems with induction motor," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 4, Feb. 2020, Art. no. 1528, doi: <https://doi.org/10.3390/app10041528>
8. M. Aminu, "Induction motor efficiency estimation under non-sinusoidal supply condition," *Nigeria Journal of Engineering Science and Technology Research*, vol. 8, no. 1, pp. 9–21, 2022.
9. P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 3rd ed. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2013, doi: <https://doi.org/10.1002/9781118524336>
10. D. W. J. Pülle, P. Darnell, and A. Veltman, *Applied Control of Electrical Drives*. Cham: Springer Int. Publishing, 2015, doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-20043-9>
11. Y. Pazynich, A. Kolb, A. Korcyl, V. Buketov, and O. Petinova, "Mathematical model and characteristics of dynamic modes for managing the asynchronous motors at voltage asymmetry," *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, vol. 27, no. 4, pp. 39–58, Dec. 2024, doi: <https://doi.org/10.33223/epj/191779>
12. P. Kurliak, V. Tytiuk, O. Chorny, V. Kuznetsov, A. Artemenko, and O. Chorna, "Mathematical modelling of induction motors taking into account design-parameter asymmetry," *Energetika*, vol. 70, no. 1, pp. 29–40, Sep. 2024, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.2024.70.1.3>
13. H. A. Saleem, "Energy consumption reduction in underground mine ventilation system: An integrated approach using mathematical and machine learning models toward sustainable mining," *Sustainability*, vol. 17, no. 3, Jan. 2025, Art. no. 1038, doi: <https://doi.org/10.3390/su17031038>
14. Z. Rouabah, B. Abdelhadi, F. Anayi, and F. Zidani, "On-line losses minimization of induction motor vector control," *Archives of Electrical Engineering*, vol. 60, no. 3, pp. 257–268, Sep. 2011, doi: <https://doi.org/10.2478/v10171-011-0024-5>
15. B. K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*. Prentice Hall PTR, 2001.
16. G. Skibinski, D. Leggate, and R. Kerkman, "Cable characteristics and their influence on motor over-voltages," in *APEC 97 - Applied Power Electronics Conference*, Atlanta, GA, USA, Feb. 27, 1997. IEEE, 1997, pp. 114–121, doi: <https://doi.org/10.1109/apec.1997.581441>

Надійшла (Received) 29.04.2026

Прийнята (Accepted) 11.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 622.3

DMYTRO DANYLCHENKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: dmytro.danylchenko@khpi.edu.ua.

SERGIY SHEVCHENKO – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@khpi.edu.ua.

TETIANA DIVCHUK – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Electrical Machine, National University "Zaporizhzhia Polytechnic"; Zaporizhzhia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9947-8527>; e-mail: tetiana.divchuk@gmail.com.

LIUDMYLA SKRUPSKA – Senior Lecturer of the Department of Electrical and Electronic Apparatus, National University "Zaporizhzhia Polytechnic"; Zaporizhzhia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9494-1009>; e-mail: lskrupskaya@gmail.com.

SIMULATION OF ELECTROMAGNETIC PROCESSES IN THE POWER SUPPLY OF INDUCTION MOTORS FROM UNDERGROUND SUBSTATIONS

The article considers the influence of cable line parameters on the power supply of induction motors from underground electrical substations. Ensuring reliable starting of induction motors from underground transformer substations is a critical task. The significant remoteness of consumers necessitates the use of long cable lines, which leads to deep voltage drops during direct start. The presence of nonlinear loads in the network that generate higher current and voltage harmonics further worsens energy performance by increasing total electrical and magnetic power losses in motors and transformers, accelerated thermal aging and insulation degradation in conditions of high humidity and aggressive environments, reduced dynamic stability of electric drives, and risks of process disruption. In this study, a comprehensive simulation of the power supply of induction motors from local and central underground electrical substations without and with the presence of higher voltage harmonics was carried out. An analysis of the voltage drop depending on the length and cross-section of the cable cores for the 1140 V network during direct start of an induction motor for capacities of 100–132 kW was performed, and an assessment of the influence of the harmonic composition of the supply voltage on the maximum (maximum) length of the network at which the conditions for normal direct start at the nominal torque of the induction motor are ensured was also performed. It has been established that in the presence of higher harmonics, the starting current increases, and therefore the voltage drop increases by an additional 4–6 %, which requires a forced reduction in the calculated network length by 15–20 %. It has been proven that to overcome these limitations, when powering an induction motor at distances of more than 1 km from an underground substation, it is necessary to abandon direct starting in favor of using soft starting devices (thyristor voltage regulators) or local vector frequency control systems.

Keywords: underground transformer substation; underground electrical network; electromagnetic process modeling; induction motor; power losses; mining electric drives; energy efficiency.

ДМИТРЕНКО ОЛЕКСАНДР ОЛЕКСІЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних, доцент, доцент кафедри автоматизації енергосистем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний університет імені Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6687-4523>; e-mail: dmytrenko_a@ukr.net.

ЦЕНТРАЛІЗОВАНІ ТА ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНІ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Світовий ринок пристроїв релейного захисту в цілому, та України, зокрема, складається з застарілих захистів (електромеханічних, мікроелектронних) та кількох поколінь мікропроцесорних. Цифрові захисти за останні 40 років пройшли значну еволюцію від простих однофункціональних пристроїв до потужних багатофункціональних комплексів, які повністю відповідають вимогам до обладнання цифрової підстанції. Але в будь-якому випадку такі пристрої виконують функції захисту (частково або повністю) лише для одного приєднання. Тобто пануючою на даний момент часу є децентралізована концепція побудови системи релейного захисту цифрової підстанції. Існує концепція централізованого релейного захисту електричної підстанції, де функції обробки інформації та прийняття рішень зосереджені на одному або кількох центральних вузлах, що дозволяє приймати координовані рішення щодо захисту всієї підстанції, а не окремих приєднань. Дана концепція передбачає отримання всієї дискретної та аналогової інформації в цифрових кодах з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Завданням статті є порівняльний аналіз ефективності, надійності обох підходів, визначити їх переваги та недоліки на сучасному етапі і на перспективу. Результати аналізу показали, що на сучасному етапі розвитку цифрової та комунікаційної техніки задовільні результати у застосуванні централізованого підходу можуть бути досягнуті на невеликих підстанціях розподільної мережі. Для підстанції вищих рівнів напруги і більшої складності на сьогодні застосувати централізований підхід поки що неможливо. Як з позицій недостатньої потужності існуючої цифрової техніки, так і з позицій надійності. Варіанти роздроблення центрального керуючого вузла на кілька по групах приєднань є більш життєздатними, але, в той же час, гібридними. Питання широко обговорюється світовими спеціалістами релейного захисту і виробниками відповідного обладнання та залишається дискусійним.

Ключові слова: релейний захист; цифрова підстанція; мікропроцесорний пристрій релейного захисту та автоматики.

Вступ. Централізований підхід до організації релейного захисту (РЗ) електричної підстанції (ЕП) – це перспективна концепція, яка має ряд переваг у порівнянні з традиційним децентралізованим підходом. Але, в той же час, має і ряд недоліків. Доцільність застосування централізованого підходу, для якого рівня складності електричної підстанції, і на яких рівнях напруги є питанням дискусійним, що активно обговорюється світовими спеціалістами РЗ та виробниками відповідного обладнання [1, 2].

Сучасна децентралізована концепція релейного захисту (ДРЗ) передбачає виконання системи РЗ на основі окремих повністю автономних багатофункціональних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики (МП РЗА), які самостійно забезпечують функції обробки інформації та прийняття рішень. Кожний з них – окремий пристрій, який у випадку традиційного та напівцифрового варіантів має свій внутрішній блок вимірювання аналогових сигналів, а у випадку новітнього цифрового варіанту (цифрова підстанція) – не має і отримує частину дискретних сигналів і величини аналогових сигналів в цифровому коді з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Для стандартної ЕП кількість таких пристроїв знаходиться в діапазоні від десятка (3, 6, 10 кВ) до кількох сотень (330, 750 кВ). Надійність, швидкодія захистів за даною концепцією (традиційний та напівцифровий підходи) достатньо високі, підтверджені багаторічним успішним досвідом експлуатації.

Концепція централізованого релейного захисту (ЦРЗ) передбачає таку архітектуру побудови, де функції обробки інформації та прийняття рішень зосереджені на одному або кількох центральних вузлах, що дозволяє приймати координовані рішення щодо захисту всієї підстанції, а не окремих приєднань. В якості

центрального вузла може використовуватись або спеціальний контролер, або промисловий комп'ютер (ЦПК РЗА) з відповідним програмним забезпеченням, яке реалізує всі необхідні функції обробки аналогової та дискретної інформації, релейного захисту всієї ЕП (або частини). ЦРЗ передбачає отримання всієї дискретної та аналогової інформації в цифрових кодах з зовнішніх вимірювальних пристроїв. Для стандартної ЕП кількість ЦПК – один або два (основний та резервний) [3–5].

На сьогодні ЕП, де система РЗ реалізована за концепцією ЦРЗ – одиниці. Всі на рівні невеликих об'єктів розподільних мереж, де результат задовільний. Очевидно, що життєздатність ЦРЗ на великих об'єктах вищих рівнів напруги може бути доведена тільки після їх реального впровадження в майбутньому. Але вже зараз ми можемо наближено розглянути їх переваги та недоліки.

Мета статті. Провести порівняльний аналіз ефективності, надійності обох підходів, визначити їх переваги та недоліки на сучасному етапі і на перспективу.

Історичні передумови виникнення концепції ЦРЗ. Вперше ідея використати цифрову техніку для РЗ виникла ще до 1970 р. одночасно з появою перших електронних обчислювальних машин (ЕОМ) [6]. Основною є концепція централізованої підстанційної ЕОМ із резервуванням як процесорів, так і периферії, на яку покладаються усі функції РЗ на ЕП і на яку від кожного приєднання надходять всі аналогові (від трансформаторів струму та напруги) та дискретні (від комутаційного обладнання) сигнали. Дана концепція не увінчалася успіхом, із-за недостатньої надійності, невисокої продуктивності при послідовній обробці аналогової інформації і, як наслідок недостатньої

© О. О. Дмитренко, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автор заявив про відсутність конфлікту

швидкодії РЗ, широке поширення ці системи не отримали.

З розвитком цифрової техніки перевагу отримав «острівний» принцип організації РЗ у 1970-ті роки, який відрізняється від попереднього виділення окремих міні-ЕОМ для груп устаткування, наприклад, для кожного рівня напруги або для кількох схожих приєднань. З урахуванням недоліків фактично тих же недоліків даний підхід також не знайшов реального застосування.

Надалі (після 1980 р.), з появою мікропроцесорів, були розроблені та широко впроваджені в експлуатацію спочатку однофункціональні, потім багатфункціональні цифрові реле захисту.

Сучасні концепції ДРЗ. Розвиток мікропроцесорної техніки та периферії дозволили реалізувати концепцію традиційного ДРЗ. Весь процес отримання аналогової та дискретної інформації забезпечувався за допомогою довгих мідних кабелів, локальна мережа, де функціонували різноманітні протоколи обміну, на функції РЗ не впливала зовсім, а використовувалась для зв'язку з автоматизованою системою керування технологічними процесами (АСК ТП) та для дистанційного налагодження. Але наявність різноманітних протоколів обміну інформації в МП РЗА різних виробників привела до необхідності застосування на одній ЕП кількох АСК ТП тих же виробників, що значно ускладнювало процес технічної експлуатації і суттєво збільшувало економічні витрати при реалізації дистанційного моніторингу та керування. За кордоном прийнято було наступний підхід – на одній ЕП встановлюються МП РЗА одного виробника і, відповідно, АСК ТП цього ж виробника. В Україні, де на одній ЕП рівня 110 кВ і вище застосовуються МП РЗА різних виробників (від 3-х і більше), ця проблема, в значній мірі, компенсувалась шляхом застосування вітчизняних АСЗІ МП, які мали можливість підтримувати процес обміну інформацією з усіма закордонними та вітчизняними МП РЗА [7, 8].

Розробка останніми десятиліттями та впровадження нових стандартів (IEC 61850, IEEE 1588 та ін.), оптичних трансформаторів струму (ОПТ), перетворювачів аналогових сигналів напруги та струму від вимірювальних трансформаторів у цифрові дані (merging unit (MU)), мережевого обладнання (комутаторів, перетворювачів інтерфейсів), синхронізаторів, які працюють з використанням вказаних стандартів дозволило модернізувати традиційну ДРЗ в напівцифрову, тобто ту, де вимоги до цифрової підстанції реалізовано частково (рис. 1), та реалізувати концепцію цифрової ДРЗ (рис. 2), яка повністю задовольняє вимогам цифрової підстанції [8–11].

Інтеграція стандарту IEC 61850 привела до перетворення локальної мережі напівцифрового ДРЗ в підстанційну шину, на яку окрім вищевказаних функцій, покладаються тепер додаткові задачі. А саме – передача блокувань між МП РЗА, GOOSE-команд. Помітно, що напівцифровий та цифровий ДРЗ відрізняються наявністю в останньому шини процесу,

MU та відсутністю в МП РЗА вимірювальних блоків. Аналогова інформація, перетворена в цифрові коди, поступає та зберігається в єдиному підстанційному хмарному середовищі і стає доступною по шині процесу будь-якому МП РЗА даної ЕП. Тобто, ці зміни завершують перехід до «цифрової підстанції». Окрім вимог до якісного виконання безпосередньо функцій РЗ, обидва варіанти повинні реалізовувати високі вимоги до мережевого обладнання, оптично-кабельної мережі, синхронізації. Причому, якщо в напівцифровому варіанті повний вихід з ладу мережі не приведе до блокування більшості функцій РЗ, то у випадку цифрового підходу блокуються всі функції захисту. Тобто, система РЗ це вже не просто сукупність узгоджених між собою МП РЗА, а єдиний комплекс, що включає в себе значну кількість пристроїв з різними задачами – МП РЗА, МУ, блоки входів-виходів, з'єднаних в систему шинами процесу та підстанційною шиною.

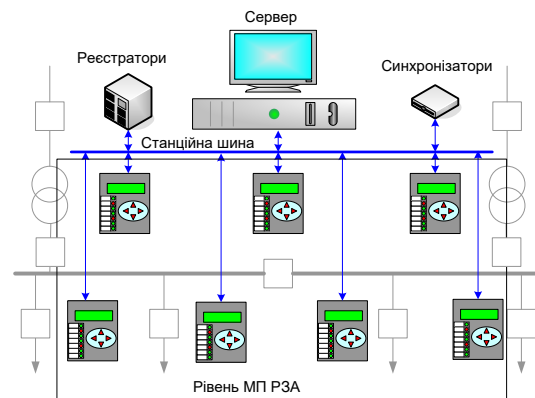


Рисунок 1 – Реалізація напівцифрового ДРЗ

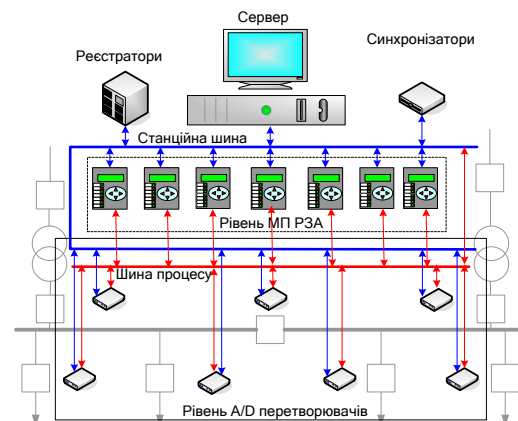


Рисунок 2 – Реалізація цифрового ДРЗ

На даний момент в Україні переважна більшість ДРЗ – традиційні, останніми двома десятиліттями активно впроваджувались напівцифрові ДРЗ. Досвід впровадження цифрових ДРЗ обмежується поодинокими випадками. Але у всьому світі спостерігається тенденція до переходу саме до цифрових підстанцій, тобто до цифрового ДРЗ. Тому і переваги та недоліки у порівнянні з традиційним типом розглянемо саме для нього (табл. 1).

Таблиця 1 – Переваги та недоліки ДРЗ

№	Переваги цифрового ДРЗ	Недоліки цифрового ДРЗ
1	За рахунок використання ОПТ або МУ та шини процесу всі виміри доступні будь-якому мікропроцесорному пристрою, включеному в цю мережу, у т.ч. і МП РЗА. Так як ОПТ та МУ розміщуються на ВРП, то електричні кабелі для вимірювання не використовуються взагалі (ОПТ) або є короткими (від трансформатора струму або напруги на ВРП до шафи з МУ там же на ВРП). Далі перетворені в цифровий код аналогові сигнали поступають в польовий комутатор оптично-кабельної мережі. І по основному та резервному мережевих кабелях надходять в комутатор ОПУ. Також цим виключається використання дублюючих довгих електричних кабелів для підключення одного і того-ж виміру до різних пристроїв, наприклад, МП РЗА та реєстратор (тільки для цифрового ДРЗ).	Збільшення послідовних елементів шини вимірювання. Очевидно, що ймовірність відмови ланцюга «ТС – електричний кабель – МП РЗА» значно менша, ніж ланцюга «ТС – електричний кабель – МУ – N x (оптичний кабель – комутатор) – МП РЗА», де N – кількість сегментів локальної мережі від МУ до МП РЗА (тільки для цифрового ДРЗ).
2	Передача GOOSE-команд між МП РЗА та МУ або польовим пристроєм дискретних входів/виходів, перехресні блокування між різними пристроями відбувається по станційній шині цифровими кодами. Т.ч. також повністю виключаються електричні кабелі для передачі дискретної інформації (для напівцифрових та цифрових ДРЗ).	Те ж саме для дискретних сигналів та команд керування.
3	За відсутності вимірювальних блоків та значно меншою кількістю дискретних входів/виходів, МП РЗА отримують більш просту апаратну структуру і, відповідно, меншу вартість (тільки для цифрового ДРЗ).	Підвищені вимоги за температурою для польового обладнання на ВРП – МУ, блоків входів/виходів, комутаторів, блоків живлення. Відповідно, підвищення вартості системи РЗ в цілому.
4		Необхідність синхронізації всіх вимірів (тільки для цифрового ДРЗ).
5		Більш складне та дороге обладнання. Все це обладнання повинно підтримувати стандарти IEC 61850, IEC 62439-3 (PRP/HSR) та EN 62351-8 (синхронізація PTPv2) [12].

Все наведене вище має своїм наслідком суттєве підвищення ефективності функцій РЗ, керування, інформатизації за умови забезпечення надійності при суттєвому зростанні вартості ДРЗ. Значна компенсація вартості досягається на середніх та великих ЕП 110 кВ і вище за рахунок відсутності дорогих довгих мідних кабелів. На невеликих ЕП з невеликою кількістю економія на електричних кабелях буде меншою вартості МУ та обладнання шини процесу. Незважаючи на економічний фактор, переваги при використанні цифрового ДРЗ настільки значні, що доцільність його запровадження у спеціалістів релейного захисту практично не викликає сумнівів. А от можливість використання ЦРЗ, та варіанти його організації, викликають дискусію.

Концепція централізованого підходу до побудови системи релейного захисту. Між цифровим ДРЗ (рис. 2) та ЦРЗ (рис. 3) різниця невелика – рівень МП РЗА заміщується рівнем ЦПК. Початковий підхід досить простий – замість значного числа автономних МП РЗА, кожний з яких виконує ряд функцій РЗ одного приєднання, встановлюється один потужний контролер або промисловий комп'ютер - ЦПК. ЦПК, як і МП РЗА, отримує аналогову та дискретну інформацію в цифровому виді за протоколом IEC 61850 з шини процесу. В ЦПК ця інформація обробляється, відпрацьовуються всі алгоритми РЗ всієї ЕП зі збереженням основних вимог РЗ – селективності та швидкодії. За рахунок псевдопаралельного виконання

різноманітних задач операційним середовищем ЦПК досягається висока швидкодія як обробки інформації, так і виконання функцій РЗ. ЦПК, як і МП РЗА останнього цифрового підходу, в цифровому виді з використанням GOOSE-команд виконує дистанційне керування комутаційним обладнанням. Очевидно, що складність програмного забезпечення такого ЦПК, з урахуванням одночасного виконання багатьох підпрограм захистів з забезпеченням необхідної швидкодії саме в аварійному режимі, надзвичайно велика. Причому, зі зростанням числа приєднань та класу напруги зростає кількість одночасно виконуваних функцій РЗ. У випадку ДРЗ це приводить до збільшення числа МП РЗА. У випадку ЦРЗ збільшується кількість одночасно працюючих псевдопаралельних процесів, що ще більше ускладнює програмне забезпечення і на певному етапі досягається максимум сучасних можливостей цифрової техніки. Але у майбутньому це цілком можливо.

Переваги та недоліки ЦРЗ у порівнянні з цифровим ДРЗ наведені в табл. 2.

Висновки. Сучасний стан застосування ЦРЗ та ДРЗ:

1. На сьогодні найбільше поширення (більше половини випадків) в електричних мережах України здобув традиційний ДРЗ без використання станційної шини. В основному – це ЕП з МП РЗА без протоколу IEC 61850, побудовані в період 1990 – 2010 рр.

Таблиця 2 – Переваги та недоліки ЦРЗ

№	Переваги цифрового ДРЗ	Недоліки цифрового ДРЗ
1	За рахунок заміни десятків або й сотень частково дубльованих дорогих МП РЗА, завжди дубльованих комутаторів на такій же дубльованій станційній шині (згідно протоколу PRP), на хай і надзвичайно дорогих, але тільки двох (або трьох) ЦПК, досягаються значні підвищення надійності (за рахунок зменшення багатьох послідовно з'єднаних елементів) та зниження вартості системи РЗ.	Підвищення вимог по надійності, швидкодії до апаратного забезпечення центрального вузла. Вихід один – застосування резервування ЦПК (дублювання або затроснення) [5, 10].
2	Гнучкість функціонального наповнення. Наприклад, у зв'язку з швидким поширенням відновлюваних джерел енергії, яким притаманна періодичність роботи, є необхідність застосування алгоритмів швидких змін та миттєвих переналаштувань функцій РЗ. Досягти цього в МП РЗА можна тільки частково. ЦРЗ за рахунок більш широких можливостей маневрування програмним забезпеченням дозволяє забезпечити гнучкість без додаткових апаратних затрат і з відносно невеликими програмними.	Надзвичайно складне програмне забезпечення ЦПК, підвищення вимог до його швидкодії. Останнє пов'язано з продуктивністю апаратного забезпечення. Наприклад, зі зростанням складності підстанції на порядки зростають об'єми інформації, що передаються по шині процесу. Сучасні можливості цифрової та комунікаційної техніки вже зараз дозволяють реалізувати ЦРЗ для невеликих підстанцій. Але для середніх та великих ЕП на сьогодні це неможливо.
3		Вимоги до кібербезпеки для ЦПК значно вищі ніж до окремих МП РЗА.

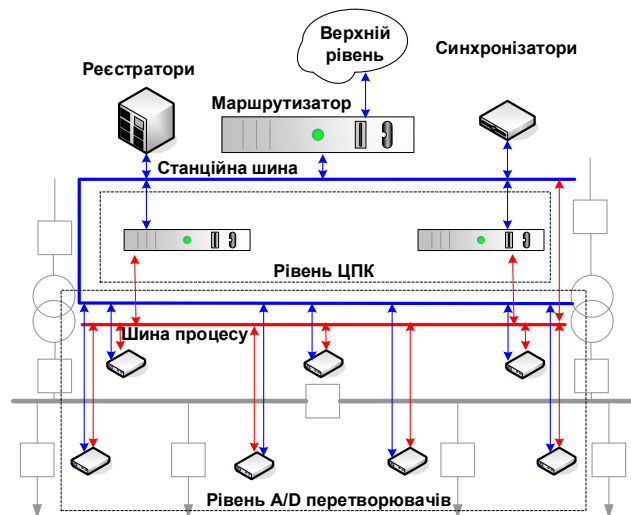


Рисунок 3 – Реалізація ЦРЗ

2. На ЕП України з 2010 р. почав застосовуватись напівцифровий ДРЗ зі станційною шиною та протоколом ІЕС 61850. Ближче до наших днів почали використовувати гаряче резервування за стандартами PRP/HSR, синхронізацію часу згідно стандарту PTPv2, побудову локальної оптично-кабельної мережі за схемами кільця (одинарного та подвійного), дублювання пристроїв.

3. Цифровий ДРЗ з використанням шини процесу за останнє десятиліття досить поширився у всьому світі, зокрема в Європі. В Україні – поодинокі випадки. На даний момент часу, незважаючи на високу вартість і враховуючи всі переваги, цей підхід при модернізації підстанцій або будівництві нових є найбільш пріоритетним, як в Україні, так і в усьому світі.

4. ЦРЗ на сьогодні, в основному, знаходиться на етапі обговорень. Реалізовано кілька пілотних

проектів для відносно невеликих ЕП розподільної мережі з використанням основного та резервного ЦПК. Приклад – підстанція компанії Caruna 110 кВ у Фінляндії з використанням в якості ЦПК контролеру ABB SSC600.

Список літератури

1. Valtari J., Niveri H., Reikko J. Performance analysis of centralized protection and control solution for a distribution substation. *Protection, Automation & Control World Conference 2019 (PACW 2019)*, Glasgow, United Kingdom, 17–20 June 2019.
2. ABB. Centralized protection and control – Enhancing reliability, availability, flexibility and improving operating cost-efficiency of distribution substations. 2022. 23 p.
3. Kreutzer P., Oliveira J., Nogueira V. Virtualization as an enabler for digital substation deployment. *Paris Session 2022*, Paris, France, 28 August – 2 September 2022.
4. 5G wireless communications for smart grid: a PACS case with network slice / Y. Cao et al. *48th CIGRE Session*, Paris, France, 24 August – 3 September 2020.
5. Valtari J. Application of advanced current measurement condition monitoring method with centralized protection and control solution. *CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 20–23 September 2021. 2021. P. 1426–1429. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1548>.
6. Яндутьський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. 103 с.
7. Яндутьський О. С., Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Сумісне використання автоматизованих систем MicroSCADA та ACS1 МП АРГОН в АСУ ТП. *Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія*. 2016. № 1 (35). С. 64–68.
8. Дмитренко О. О., Заколяжний В. В. Автоматичне введення резерву магістралі резервного живлення власних потреб атомної електростанції. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 2. С. 44–50.
9. IEEE Power & Energy Society Power System Relaying Committee Substation Protection Subcommittee Working Group K15. Centralized substation protection and control. IEEE, 2015. 76 p.
10. Valtari J. Centralized architecture of the electricity distribution substation automation - benefits and possibilities : Thesis for the degree of Doctor of Science in Technology. Tampere, 2013. 134 p.
11. de Oliveira e Sousa B., Starck J., Valtari J. Viability assessment for centralised protection and control system architectures in medium voltage (MV) substations. *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIREN 2017)*, Glasgow,

- United Kingdom, 12–15 June 2017. 2017. P. 1531–1534. DOI: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0276>.
12. СОУ НЕК 03.100.0-22:2021. Загальні технічні вимоги до підсистем релейного захисту та протиаварійної автоматики у складі автоматизованих систем управління підстанцій 220 - 750 кВ ОЕС України. Чинний від 2021-02-09. Вид. офіц. Київ : Департамент автоматизації підстанцій Дирекції експлуатації та розвитку мережі НЕК «Укренерго», 2021. 37 с.
- ### References
1. J. Valtari, H. Niveri, and J. Reikko, "Performance analysis of centralized protection and control solution for a distribution substation," in *Protection, Automation & Control World Conference 2019 (PACW 2019)*, Glasgow, United Kingdom, Jun. 17–20, 2019. Univ. Strathclyde, 2019.
 2. ABB, "Centralized protection and control – Enhancing reliability, availability, flexibility and improving operating cost-efficiency of distribution substations," 2022.
 3. P. Kreutzer, J. Oliveira, and V. Nogueira, "Virtualization as an enabler for digital substation deployment," in *Paris Session 2022*, Paris, France, Aug. 28–Sep. 2, 2022. CIGRE, n.d.
 4. Y. Cao, G. Zhang, J. Yang, W. Tao, D. Hong, and A. Xu, "5G wireless communications for smart grid: A PACS case with network slice," in *48th CIGRE Session*, Paris, France, Aug. 24–Sep. 3, 2020. CIGRE, 2020.
 5. J. Valtari, "Application of advanced current measurement condition monitoring method with centralized protection and control solution," in *CIREC 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Sep. 20–23, 2021. Institution Eng. Technol., 2021, pp. 1426–1429, doi: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.1548>
 6. O. S. Yandulskyi and O. O. Dmytrenko, *Releinyi zakhyst. Tsyfrovii prystroi releinoho zakhystu, avtomatyky ta upravlinnia elektroenerhetychnykh system [Relay protection. Digital devices for relay protection, automation, and control of power systems]*. Kyiv: NTUU «KPI», 2016. (in Ukrainian)
 7. O. S. Yandulskyi, O. O. Dmytrenko, and V. V. Zakolodiaznyi, "The joint use of automated systems of MICROSCADA and ASZI MP «ARGON» in APCS," *Information Technology and Computer Engineering*, no. 1 (35), pp. 64–68, 2016.
 8. O. O. Dmytrenko and V. V. Zakolodiaznyi, "Automatic load transfer of the back-up power supply line of the nuclear power plant own needs," *Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute*, no. 2, pp. 44–50, 2018.
 9. IEEE Power & Energy Society Power System Relaying Committee Substation Protection Subcommittee Working Group K15, "Centralized substation protection and control," IEEE, PES-TR55, Dec. 2015.
 10. J. Valtari, "Centralized architecture of the electricity distribution substation automation - benefits and possibilities," Thesis for the degree of Doctor of Science in Technology, Tampere University of Technology, Tampere, 2013.
 11. B. de Oliveira e Sousa, J. Starck, and J. Valtari, "Viability assessment for centralised protection and control system architectures in medium voltage (MV) substations," in *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017)*, Glasgow, United Kingdom, Jun. 12–15, 2017. 2017, pp. 1531–1534, doi: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0276>
 12. *Zahalni tekhnichni vymohy do pidsystem releinoho zakhystu ta protyavariinnoi avtomatyky u skladi avtomatyzovanykh system upravlinnia pidstantsii 220 - 750 kV OES Ukrainy [General Technical Requirements for Relay Protection and Emergency Control Subsystems within Automated Control Systems of 220–750 kV Substations in the Ukrainian Power System]*, SOU NEK 22:2021, Scientific and Technical Center for Electric Power Engineering "NPC "Ukrenergo," Kyiv, 2021. (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 28.04.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.25

DMYTRENKO OLEKSANDR ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Power Systems Automation, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6687-4523>; e-mail: dmytrenko_a@ukr.net.

CENTRALIZED AND DECENTRALIZED RELAY PROTECTION SYSTEMS

The global market for relay protection devices in general, and Ukraine in particular, consists of outdated protection (electromechanical, microelectronic) and several generations of microprocessor-based ones. Digital protection devices have undergone significant evolution over the past 40 years from simple single-function devices to powerful multifunctional complexes that fully meet the requirements for digital substation equipment. But in any case, such devices perform protection functions (partially or fully) for only one connection. That is, the dominant concept at the moment is the decentralized concept of building a relay protection system for a digital substation. There is a concept of centralized relay protection of an electrical substation, where the functions of information processing and decision-making are concentrated on one or more central nodes, which allows for coordinated decisions to be made regarding the protection of the entire substation, rather than individual connections. This concept involves receiving all discrete and analog information in digital codes from external measuring devices. The task of the article is to conduct a comparative analysis of the efficiency and reliability of both approaches, to determine their advantages and disadvantages at the current stage and in the future. The results of the analysis showed that at the current stage of development of digital and communication technology, satisfactory results in the application of a centralized approach can be achieved at small substations of the distribution network. For substations of higher voltage levels and greater complexity, it is currently impossible to apply a centralized approach. Both from the standpoint of insufficient power of existing digital technology and from the standpoint of reliability. The options for splitting the central control node into several connection groups are more viable, but at the same time, hybrid. The issue is widely discussed by world relay protection specialists and manufacturers of relevant equipment and remains debatable.

Keywords: relay protection; digital substation; microprocessor-based relay protection and automation device.

ЄГОРОВ ОЛЕКСІЙ БОРИСОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки, Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2599-1624>; e-mail: diaskk67@gmail.com.

КУНДЕНКО МИКОЛА ПЕТРОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри теплотехніки та енергоефективних технологій, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5841-4367>; e-mail: n.p.kundenko@ukr.net.

ЄГОРОВА ОЛЬГА ЮРІЙВНА – кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки та енергоефективних технологій, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8593-1557>; e-mail: Olha.Yehorova@khi.edu.ua.

ЮЙМІН ДУН – аспірант кафедри теплотехніки та енергоефективних технологій, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2621-5651>; e-mail: dongyuming0315@163.com.ua.

ПОЛІПШЕННЯ ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИНХРОННО-РЕАКТИВНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА ІЗ ЗОВНІШНІМ РОТОРОМ ШЛЯХОМ КОНСТРУКТИВНОГО УДОСКОНАЛЕННЯ

У статті досліджено питання поліпшення динамічних характеристик синхронно-реактивного двигуна із зовнішнім ротором. Актуальність проблеми обумовлена зростанням використання синхронно-реактивних двигунів, що є однією з помітних тенденцій сучасної електроенергетики та електроприводу. Це зумовлене як технологічними, так і економічними факторами, пов'язаними з глобальним переходом до енергоефективних і ресурсозберігаючих рішень. Синхронно-реактивні двигуни забезпечують на 10–15% вищий ККД порівняно з традиційними асинхронними двигунами, на відміну від двигунів з постійними магнітами, вони не потребують рідкоземельних елементів. На практиці виникають коливання та відхилення частоти обертання через низку факторів: при різких змінах моменту навантаження, внаслідок нестабільності частоти живлення, при пуску та перехідних процесах. Проблема стабілізації частоти обертання синхронно-реактивних двигунів є однією з ключових при їх використанні в електроприводах, особливо в системах із змінним навантаженням та вимогами до високої точності куткової швидкості ротору. В роботі проаналізовано процеси протікання динамічного перехідного процесу синхронно-реактивного двигуна з зовнішнім ротором, запропоновано технічне рішення, що дозволяє зменшити час переходу від однієї частоти обертання ротору до іншої, проведені електромагнітні розрахунки та порівняння їх результатів з результатами випробувань дослідного зразка. Запропоноване конструктивне удосконалення зовнішнього ротора забезпечує прискорення переходу між робочими режимами та ефективне зменшення коливань ротора, характерних для синхронних реактивних двигунів. Встановлено, що для синхронно-реактивного двигуна потужністю 1000 Вт тривалість перехідного процесу скорочується приблизно у 3 рази порівняно з базовою конструкцією без додаткової обмотки, тоді як амплітуда коливань частоти обертання зменшується у 4,3 рази.

Ключові слова: синхронно-реактивний двигун; зовнішній ротор; коливання частоти обертання; струм; короткозамкнена обмотка.

Вступ. У сучасних умовах зростаючої автоматизації виробничих процесів підвищується попит на електродвигуни, що використовуються як приводи вентиляторів і насосних систем. До таких двигунів висуваються вимоги щодо економічності, високої технологічності виготовлення, надійності та простоти експлуатації. Їхня потужність зазвичай досягає кількох кіловат. У повній мірі цим критеріям відповідають синхронні реактивні двигуни.

Синхронні реактивні двигуни (СРД) характеризуються відсутністю обмотки збудження, а також відносною простотою й технологічністю конструктивного виконання, що забезпечує їм низку переваг порівняно з іншими типами синхронних і асинхронних електричних машин. Завдяки цьому вони розглядаються як перспективні для застосування в діапазоні потужностей до 10 кВт. Такі двигуни не потребують використання постійних магнітів, не мають електричних втрат у роторній обмотці та здатні відповідати найвищим класам енергоефективності [1, 2].

Переваги СРД, наведені у [3], у порівнянні з асинхронними машинами, можуть бути сформульовані таким чином:

- конструкція ротора відзначається простотою та не потребує обов'язкового застосування пускової обмотки;
- характерним є низький момент інерції, що сприяє покращенню динамічних характеристик;
- забезпечується робота з синхронною частотою обертання за відносно простої системи керування, а також спрощується реалізація безсенсорних алгоритмів керування;
- досягається ефективне регулювання швидкості у широкому діапазоні, зокрема вище номінального значення, у зоні сталої потужності.

Водночас до недоліків СРД слід віднести значну частку реактивної складової струму, що зумовлює збільшення повного струму в обмотках статора порівняно з асинхронними двигунами (АД) аналогічної потужності, а також знижену стійкість у перехідних та динамічних режимах роботи [4].

Енергетичні характеристики СРД та індукційних двигунів проаналізовано у роботі [5]. На сучасному етапі провідні виробники пропонують СРД у складі електроприводів із частотними перетворювачами, що

© О. Б. Єгоров, М. П. Кунденко, О. Ю. Єгорова, Д. Юймін, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

забезпечує суттєвий енергозберігаючий ефект, зокрема в установках вентиляторного та насосного типу.

Аналітичні аспекти дослідження пульсацій електромагнітного моменту та причин їх виникнення в машинах змінного струму розглянуто у [6], тоді як чисельне моделювання цих явищ методом кінцевих елементів наведено у [7]. Різноманітні підходи до зменшення негативного впливу пульсацій моменту в СРД, запропоновані різними авторами, висвітлено у [8, 9]. Отримані результати свідчать про високу складність зазначеної проблеми, особливо з урахуванням таких факторів, як втрати в сталі магнітопроводу, варіації частоти живлення, анізотропія магнітних властивостей статора, а також конструктивні особливості ротора.

Важливим висновком цих досліджень є встановлення суттєвого магнітного зв'язку між статором і ротором, який значною мірою визначається геометрією пазів статора, а також кількістю та конфігурацією немагнітних каналів у роторі. Водночас у проаналізованих роботах відсутні комплексні підходи до покращення динамічних характеристик синхронних реактивних двигунів. Зокрема, у [10] питання мінімізації пульсацій електромагнітного моменту розглядається виключно в контексті варіювання геометричних параметрів ротора.

Для забезпечення всебічного аналізу функціонування СРД доцільно розглядати його як цілісну електромеханічну систему з урахуванням конструктивних особливостей статора і ротора, а також динаміки їх електромагнітної взаємодії.

Водночас аналіз наявних наукових джерел свідчить про відсутність достатніх досліджень, присвячених СРД із зовнішнім ротором. У процесі експлуатації таких двигунів, зокрема як приводів вентиляторних і насосних установок, мають місце постійні зміни навантаження, що спричиняє варіації частоти обертання ротора. За умов протікання перехідних режимів спостерігаються коливальні процеси ротора відносно синхронної швидкості обертання, зумовлені різкими змінами навантаження. У науковій літературі це явище визначається як «коливання ротора» [11].

Мета статті. Аналіз характеристик СРД із зовнішнім ротором з метою розробки конструктивних удосконалень для зниження коливань швидкості обертання ротора та прискорення перехідних режимів роботи СРД.

Методи та результати дослідження. Складність моделювання СРД у нерухомій системі координат полягає в урахуванні зміни параметрів (індуктивності) фаз статора при повороті ротора. З цієї причини рівняння синхронних двигунів з $L_d \neq L_q$ зазвичай розглядаються в системі координат, що обертається разом із ротором. Віссю d у роботі береться вісь найбільшої магнітної провідності ротора. Віссю q - вісь найменшої магнітної провідності ротора (рис. 1).

Інтерпретуючи картину для внутрішнього ротора на конструкцію із зовнішнім ротором, можна подати кути як на рис. 2.

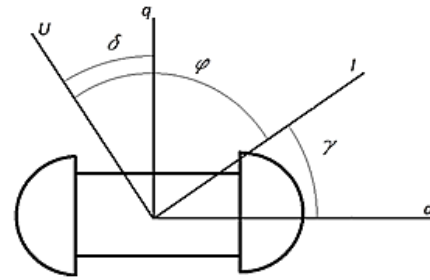


Рисунок 1 – Визначення співвідношення між кутами ϕ , δ , γ для 2-полюсного ротора

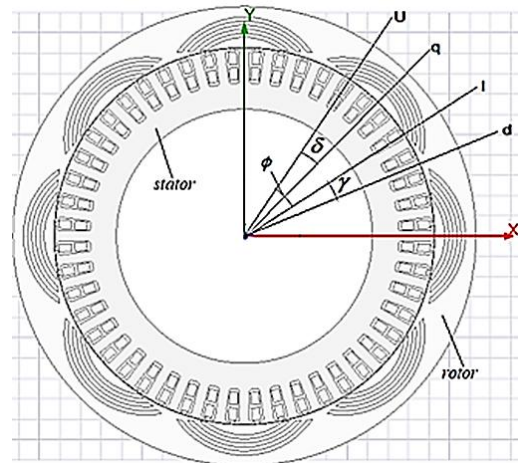


Рисунок 2 – Співвідношення між кутами ϕ , δ , γ для зовнішнього 12-полюсного двигуна із зовнішнім ротором

Система рівнянь СРД у осях d і q , що обертаються, має вигляд:

$$L_d \frac{di_d}{dt} = U_d - (r + x)i_d + L_q \omega i_q$$

$$L_q \frac{di_q}{dt} = U_q - (r + x)i_q + L_d \omega i_d$$

$$M = \frac{m}{2} p (L_d - L_q) i_d i_q$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M - M_j}{J} \quad (1)$$

де U_d , U_q , i_d , i_q – відповідно, напруги та струми статорної обмотки по осях d і q ;

L_d , L_q – повні індуктивності статора по осях d і q , що визначаються як $L = L_{ad} + L_{os}$, $L_q = L_{aq} + L_{os}$, де L_{ad} , L_{aq} – взаємні індуктивності статора та ротора по d та q , L_{os} – індуктивність розсіювання статора;

r – активний опір фази статора;

ω – кутова частота обертання зовнішнього ротора;

p – кількість пар полюсів;

m – кількість фаз двигуна, що дорівнює 3;

M – електромагнітний момент двигуна;

M_j – момент навантаження,

J – результуючий момент інерції двигуна і механізму.

В обмотці статора СРД формуються як активна, так і реактивна складові струму, величини яких

змінюються зі зростанням механічного навантаження. При цьому для СРД характерною є домінуюча реактивна складова струму навантаження, на відміну від АД, де переважає активна складова. Наявність повітряних бар'єрів на осі зовнішнього q ротора СРД викликає додатковий реактивний струм в обмотці статора при збільшенні механічного навантаження.

Корисна потужність P_2 і крутний момент ротора M визначаються наступним чином:

$$P_2 = 3I_Y^2 \frac{r_Y}{tg(\gamma)}$$

$$M = \frac{P_2}{\omega} = \frac{3I_Y^2 \frac{r_Y}{tg(\gamma)}}{\omega} \quad (2)$$

СРД із зовнішнім ротором, які застосовуються як приводи вентиляторних і насосних установок, часто працюють у динамічних режимах. Ці режими характеризуються змінами моменту навантаження на зовнішній ротор або регулювання частоти напруги живлення обмотки статора. Зміна частоти напруги живлення проводиться системою управління, для регулювання продуктивності вентиляторної або насосної установки.

Для АД зміни режимів роботи, тобто. перехід з одного режиму роботи в інший, протікають досить швидко. Цьому сприяє короткозамкнена обмотка ротора, струми в якій, при взаємодії з магнітним полем статора, створюють додаткові обертальні моменти, гальмівний або прискорювальний, в залежності від динамічного режиму (рис. 3, залежність 1). Якщо частота напруги менше частоти обертання ротора, то створюваний момент спрямований проти обертання ротора, якщо навпаки – момент спрямований за напрямом обертання ротора.

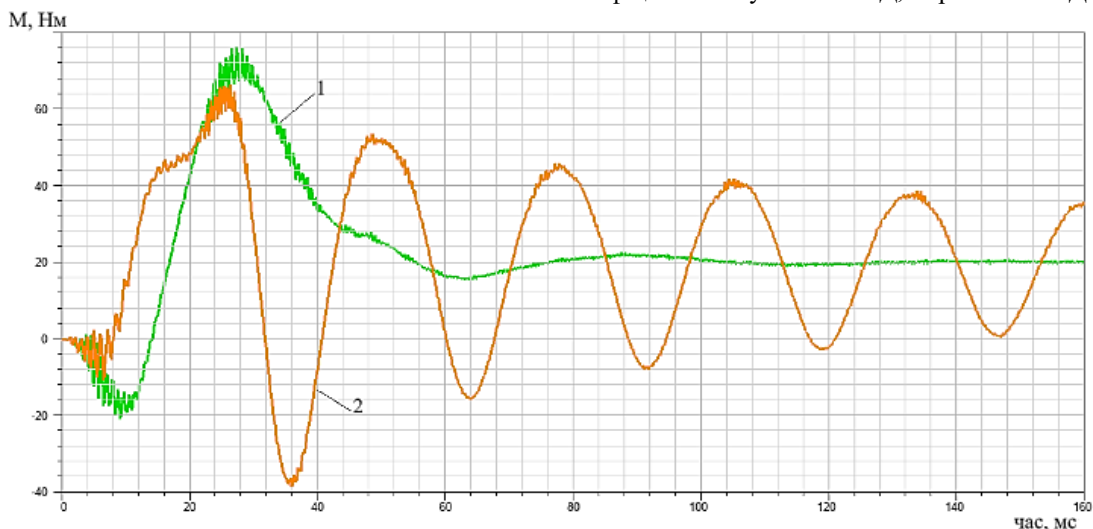


Рисунок 3 – Зміна крутного моменту ротора при переході від частоти обертання 400 об/хв до 480 об/хв
1 – асинхронний двигун; 2 – синхронно-реактивний двигун

Для СРД перехід з одного режиму роботи в інший протікає більш тривало (рис. 3, залежність 2), так як момент обертання ротора створюється магнітним потокозчепленням завдяки геометрії повітряних бар'єрів на роторі. При переході від одного режиму роботи, наприклад від частоти обертання ротора 400 об/хв до іншого режиму (480 об/хв), можна спостерігати різні динамічні характеристики асинхронних і синхронно-реактивних двигунів. На рис. 3 і 4 показані розрахункові залежності зміни моменту, що обертає, і частоти обертання зовнішнього ротора при такому переході для двигунів АД і СРД однакового габариту і потужності (1000 Вт), з частотою напруги живлення для АД 50 Гц, для СРД 48 Гц, з числом полюсів 12.

Очевидна перевага швидкості протікання динамічного процесу під час переходу на різні частоти обертання ротора АД над СРД.

Можна відзначити подібність схеми заміщення СРД, зі схемою заміщення АД (рис. 5). Є первинна гілка, далі ланцюг розгалужується: є гілка з параметрами, які не залежать від навантаження («контур намагнічування») та гілка, параметри якої залежать від величини навантаження γ .

При аналізі схем можна також помітити відмінність у поведінці СРД: якщо навантажувальний струм АД має практично тільки активну складову ($r_r/s \gg x_{\sigma r}$), то навантажувальний струм СРД буде мати також значну реактивну складову ($r_Y/tg(\gamma)$ і x_Y – співвідносні величини). При близьких значеннях індуктивності контуру, що намагнічує (L_d – для СРД, L_m – для АД), необхідність створення додаткового реактивного струму при збільшенні навантаження призводить для номінального режиму до зниження коефіцієнта потужності СРД, порівняно з АД.

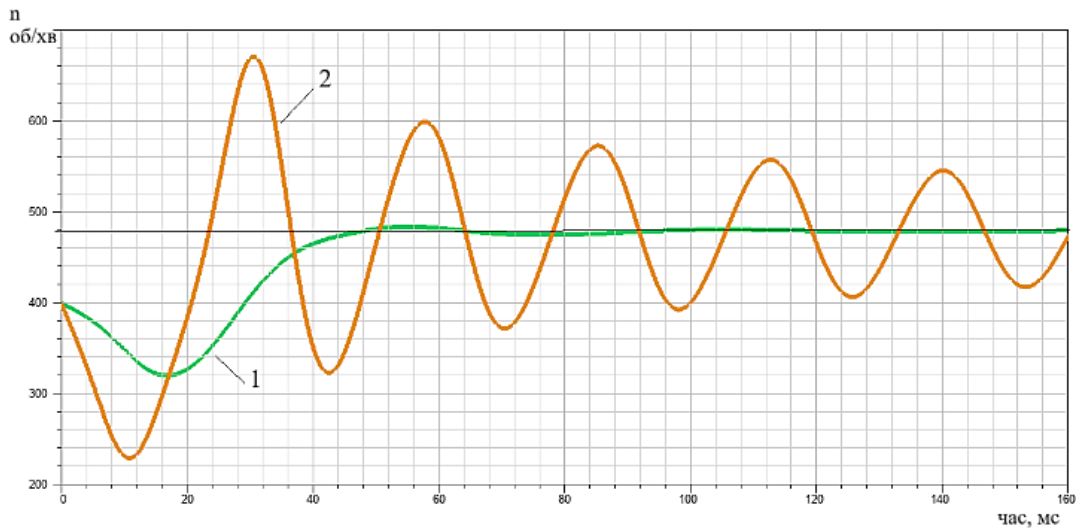


Рисунок 4 – Зміна частоти обертання ротора при переході від 400 об/хв до 480 об/хв
1 – асинхронний двигун; 2 – синхронно-реактивний двигун

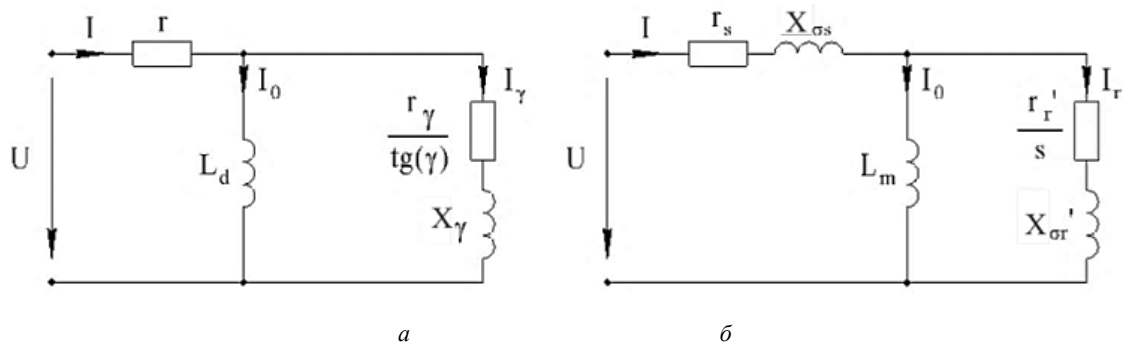


Рисунок 5 – Схеми заміщення

a – СРД із параметрами, що залежать від кута γ ; *б* – АД з параметрами, що залежать від ковзання s

Досліджувався СРД (рис. 6) із зовнішнім ротором потужністю 1000 Вт для приводу вентиляторної установки з номінальною частотою обертання ротора 480 об/хв, зовнішнім діаметром ротора 220 мм, довжиною аксiальної статора і ротора 86 мм.

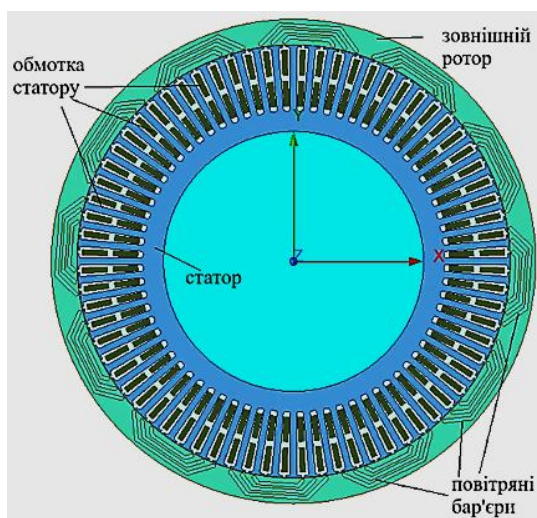


Рисунок 6 – Розрахункова модель СРД, що створена в Ansys Maxwell

За допомогою програми Ansys Maxwell було розраховано СРД потужністю 1000 Вт з визначенням його геометричних та електромеханічних параметрів. За результатами розрахунків було виготовлено дослідний зразок (рис. 7) та проведені його випробування, результати яких представлені в табл. 1.

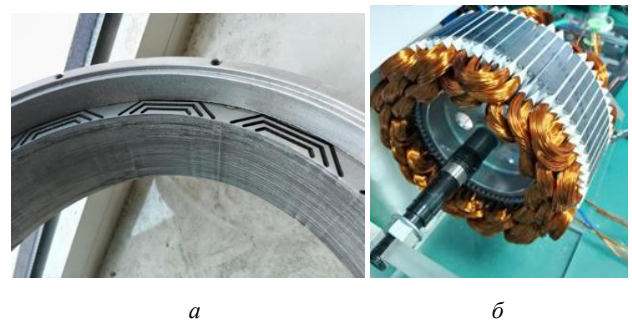


Рисунок 7 – Виготовлені ротор (а) та статор (б) дослідного зразка

Проаналізовано результати розрахунків динамічних режимів роботи цього двигуна (рис. 3 і 4 крива 2). Було поставлено завдання скоротити час переходу від одного режиму, що встановився, обертання ротора до іншого шляхом внесення конструктивних змін в зовнішній ротор СРД.

Таблиця 1 – Результати розрахунків та випробувань двигуна потужністю 1000 Вт

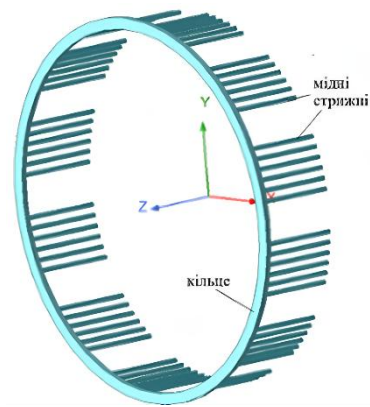
Параметри	Розрахункові дані	Дані за випробуванням
Частота живлення, Гц	48,0	48,0
Частота обертання ротора, об/хв	480,0	480,0
ККД, %	86,5	86,2
Фазний струм, А	22,0	22,6
Коефіцієнт потужності, в.о.	0,58	0,56
Обертальний момент, Нм	19,9	19,9

Запропоновано в повітряні бар'єри виготовленого ротора встановити короткозамкнену мідну обмотку, що складається зі стрижнів, що розташовані в повітряних бар'єрах (рис. 8).

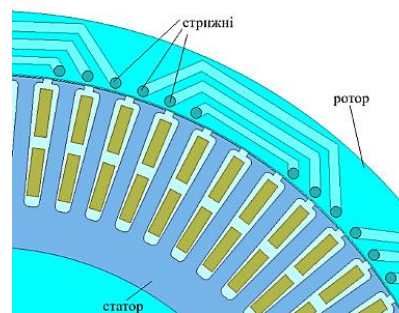
Розрахунки показали, що необхідно встановити 72 стрижні діаметром 2,1 мм і замкнути їх з двох боків мідними кільцями перетином 18 мм² (рис. 9).

Розрахунки та випробування модернізованого СРД показали, що встановлення додаткової обмотки в роторі дозволило прискорити перехід від одного режиму обертання ротора до іншого та уникнути коливань ротора, які характерні для синхронно-реактивних двигунів. В номінальному режимі роботи при однакових значеннях частоти обертання ротора і частоти обертання поля статора в стрижнях обмотки струми відсутні і характеристики мотора відповідають даним іншому. На рис.10 наведено розрахунок такого динамічного переходу від частоти 350 об/хв до 480 об/хв.

Двигун з додатковою обмоткою (залежність 1) швидше переходить на нову частоту обертання: за 85 мс проти 264 мс для ротора без обмотки. Надалі амплітуда коливань частоти обертання ротора значно менше амплітуди коливань частоти обертання ротора без обмотки (залежність 2). Проведені випробування дослідного зразка підтвердили результати розрахунків.



а

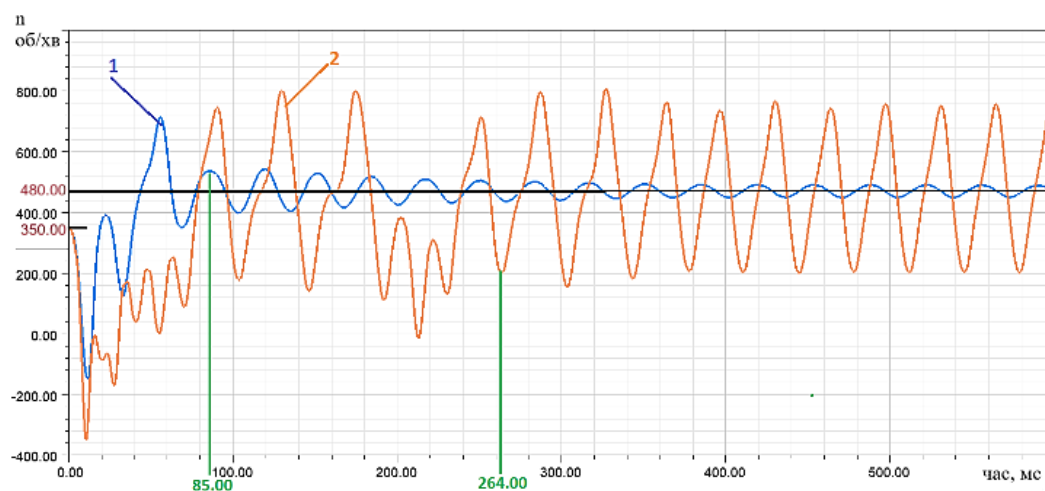


б

Рисунок 8 – Додаткова обмотка (а) та розташування стрижнів в роторі СРД (б)



Рисунок 9 – Етапи виготовлення ротора СРД з додатковою обмоткою

Рисунок 10 – Часові залежності частоти обертання ротора при переході від 350 об/хв до 480 об/хв
1 – СРД з ротором з додатковою обмоткою; 2 – СРД з ротором без обмотки

Проведено розрахунок додаткового моменту, який створює короткозамкнена обмотка в динамічному режимі. Створено розрахункову модель у програмі Ansys Maxwell (рис. 11), в якій на роторі розміщена лише короткозамкнена обмотка з параметрами, що відповідають обмотці, яка встановлена в ротор СРД на рис. 8.

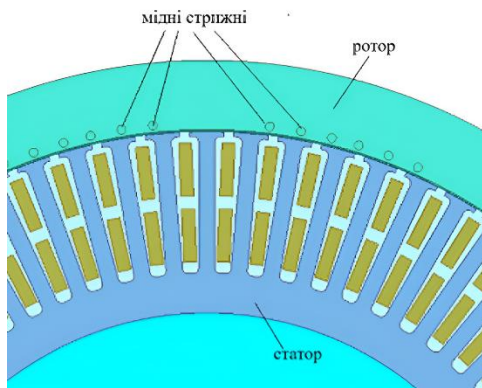


Рисунок 11 – Розрахункова модель у Ansys Maxwell для визначення характеристик додаткової обмотки ротора СРД

Досліджувався динамічний процес переходу від частоти обертання ротора 350 об/хв до 480 об/хв з визначенням крутного моменту, який створюється короткозамкнутою обмоткою ротора. Залежності моменту та частоти обертання від часу представлені на рис. 12.

Із наведеної залежності випливає, що електромагнітний момент, який створюється додатковою обмоткою, виникає лише в інтервалі часу, коли частота обертання ротора є меншою за синхронну частоту обертання магнітного поля статора. У міру наближення частоти обертання ротора до синхронної (480 об/хв) значення цього моменту зменшується і при досягненні синхронізму дорівнює нулю.

Струми в стрижнях додаткової обмотки визначаються різницею між частотою обертання ротора та синхронною частотою обертання магнітного поля статора. На рис. 13 представлено часову залежність струму в одному зі стрижнів додаткової обмотки під час перехідного процесу, що супроводжується зміною частоти обертання ротора в діапазоні від 350 до 480 об/хв.

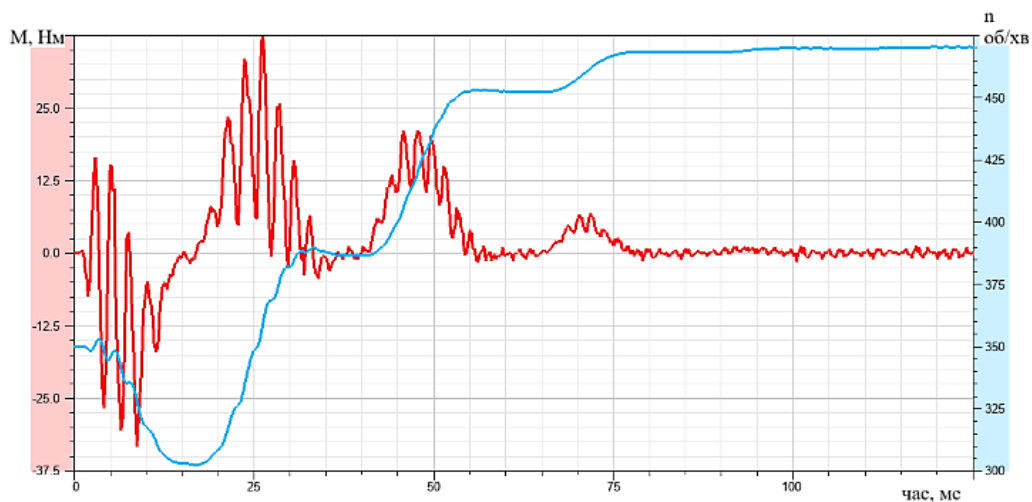


Рисунок 12 – Часові залежності моменту та частоти обертання ротору при переході від 350 об/хв до 480 об/хв

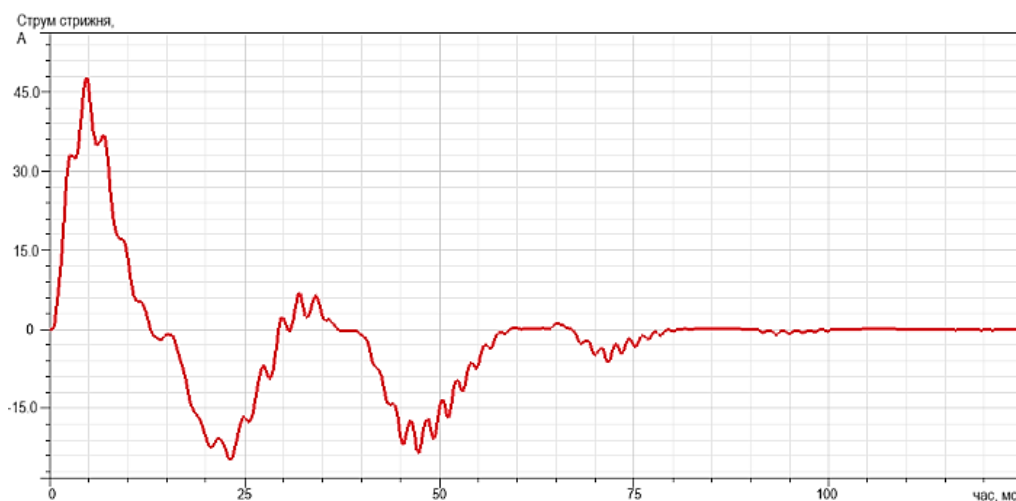


Рисунок 13 – Залежність струму в одному стрижні додаткової обмотки ротора від часу переходу від частоти обертання ротора 350 об/хв до 480 об/хв

Результати проведених досліджень свідчать, що густина струму в умовах перехідних режимів не перевищує 14,6 А/мм². З огляду на короткочасний характер динамічного режиму, а також відсутність ізоляції в додатковій обмотці ротора, такі значення щільності струму є допустимими і не впливають негативно на надійність та безвідмовність роботи електродвигуна.

Висновки. Запропоноване конструктивне удосконалення зовнішнього ротора забезпечує прискорення переходу між режимами роботи СРД та ефективне зменшення коливань ротора, характерних для синхронних реактивних двигунів. Встановлено, що для двигуна потужністю 1000 Вт тривалість перехідного процесу скорочується приблизно у 3 рази порівняно з базовою конструкцією без додаткової обмотки, тоді як амплітуда коливань частоти обертання зменшується у 4,3 рази.

Список літератури

1. Three-Dimensional thermal and stress analysis of synchronous reluctance motor by an improved hybrid method / J. Liu et al. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2025. Vol. 41, no. 1. P. 539–551. DOI: <https://doi.org/10.1109/tec.2025.3585139>.
2. Design and validation of a high-efficiency synchronous reluctance motor / T. He et al. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2025. Vol. 61, no. 3. P. 3711–3722. DOI: <https://doi.org/10.1109/tia.2025.3540735>.
3. Lipo T., Krause P. Stability analysis of a reluctance-synchronous machine. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1967. PAS-86, no. 7. P. 825–834. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpas.1967.291749>.
4. The influence of the phase angle between the rotor magnetic axis and the stator winding current vector on the synchronous reluctance motor efficiency / O. Iegorov et al. *2019 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, 23–25 September 2019. P. 62–65. DOI: <https://doi.org/10.1109/mees.2019.8896480>.
5. Experimental comparison of induction and synchronous reluctance motors performance / A. Boglietti et al. *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference, 2005.*, Hong Kong, China, 2–6 October 2005. 2005. P. 474–479. DOI: <https://doi.org/10.1109/ias.2005.1518350>.
6. Technology comparison of induction motor and synchronous reluctance motor / H. Karkkainen et al. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, 29 October – 1 November 2017. 2017. P. 2207–2212. DOI: <https://doi.org/10.1109/iecon.2017.8216371>.
7. Mynar Z., Vaclavek P., Blaha P. Synchronous reluctance motor parameter and state estimation using extended kalman filter and current derivative measurement. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2021. Vol. 68, no. 3. P. 1972–1981. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2020.2973897>.
8. Improving the accuracy of determining the parameters of induction motors in transient starting modes / O. Iegorov et al. *Energetika*. 2020. Vol. 66, no. 1. P. 15–23. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v66i1.4295>.
9. The air barriers optimal geometry determination for a synchronous reluctance motor outer rotor / O. Iegorov et al. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 3–7 October 2022. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916324>.
10. Synchronous reluctance machines: a comprehensive review and technology comparison / M. Murataliyev et al. *Proceedings of the IEEE*. 2022. Vol. 110, no. 3. P. 382–399. DOI: <https://doi.org/10.1109/jproc.2022.3145662>.
11. Model validation of synchronous motors with a new standstill measurement technique / A. Credo et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 4537–4548. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3235408>.

Надійшла (Received) 29.04.2026

Прийнята (Accepted) 11.05.2026

Оублікована (Published) 29.05.2026

IEGOROV OLEKSIY ✉ – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Alternative Power Engineering and Electrical Engineering, O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2599-1624>; e-mail: diaskk67@gmail.com

KUNDENKO MYKOLAY – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Heat Engineering and Energy Efficient Technologies, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5841-4367>; e-mail: n.p.kundenko@ukr.net

IEGOROVA OLGA – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Heat Engineering and Energy Efficient Technologies, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8593-1557>; e-mail: Olha.Yehorova@khp.edu.ua.

YUMING DONG – graduate student of the Department of Heat Engineering and Energy Efficient Technologies, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2621-5651>; e-mail: dongyuming0315@163.com.ua

IMPROVEMENT OF DYNAMIC CHARACTERISTICS OF A SYNCHRONOUS REACTIVE ELECTRIC MOTOR WITH AN EXTERNAL ROTOR THROUGH DESIGN IMPROVEMENT

The article investigates the issue of improving the dynamic characteristics of a synchronous jet engine with an external rotor. The relevance of the problem is due to the increasing use of synchronous jet engines, which is one of the notable trends in modern electric power engineering and electric drives. This is due to both technological and economic factors associated with the global transition to energy-efficient and resource-saving solutions. Synchronous jet engines provide 10–15% higher efficiency compared to traditional asynchronous engines, unlike permanent magnet engines, they do not require rare-earth elements. In practice, fluctuations and deviations in the rotational speed occur due to a number of factors: during sudden changes in the load moment, due to instability of the supply frequency, during start-up and transient processes. The problem of stabilizing the speed of synchronous jet engines is one of the key ones when using them in electric drives, especially in systems with variable loads and requirements for high accuracy of the rotor angular velocity. The work analyses the processes of the dynamic transient process of a synchronous jet engine with an external rotor, proposes a technical solution that allows reducing the transition time from one rotor speed to another, performs electromagnetic calculations and compares their results with the results of tests of a prototype. The proposed structural improvement of the external rotor provides acceleration of the transition between operating modes and effective reduction of rotor oscillations characteristic of synchronous jet engines. It is established that for a synchronous jet engine with a power of 1000 W, the duration of the transient process is reduced by approximately 3 times compared to the basic design without an additional winding, while the amplitude of the oscillations of the rotational speed is reduced by 4.3 times.

Keywords: synchronous jet motor; external rotor; frequency fluctuations; current; short-circuited winding.

КАЦАДЗЕ ТЕЙМУРАЗ ЛУАРСАБОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електричних мереж та систем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний університет імені Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8365-0046>; e-mail: teymuraz@ukr.net.

ЩЕРБИНА ДМИТРО ВОЛОДИМИРОВИЧ ✉ – аспірант кафедри електричних мереж та систем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний університет імені Ігоря Сікорського»; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-2956-4385>; e-mail: djdimas75@gmail.com.

БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГРАВІТАЦІЙНИХ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ

У роботі розглянуто актуальну проблему підвищення стабільності режимів електричних мереж в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії. Нестабільність генерації сонячних та вітрових електростанцій призводить до дисбалансів потужності, коливань напруги та частоти, що потребує впровадження високоєфективних систем накопичення енергії. Особливу увагу приділено гравітаційним системам накопичення енергії, які ґрунтуються на перетворенні електричної енергії у потенційну за рахунок підняття масивних вантажів та подальшому її відновленні під час опускання. Такі системи характеризуються високою надійністю, тривалим терміном служби, низькими експлуатаційними витратами та екологічною безпечністю, що робить їх перспективними для балансування режимів роботи електричних мереж з великою часткою відновлюваних джерел енергії. Проаналізовано технічні, економічні та алгоритмічні проблеми інтеграції гравітаційних систем накопичення енергії у структуру розподільних мереж. Показано, що основним обмежувальним фактором є значна механічна інерція, яка знижує швидкодію системи і унеможливає її використання для первинного регулювання частоти. Разом із тим, гравітаційні системи накопичення енергії ефективно виконують функції вторинного та третинного регулювання, згладжують добові коливання навантаження, забезпечують енергетичний резерв та зменшують технологічні втрати. Розглянуто можливість застосування гібридних схем на основі поєднання гравітаційних систем накопичення енергії з електронними компенсаторами потужності (STATCOM), що підвищує якість електроенергії та стабільність напруги. Представлено концептуальну постановку задачі оптимізації інтеграції гравітаційних систем накопичення енергії у електричні мережі з урахуванням технічних, економічних і фізичних обмежень. Наведено цільову функцію максимізації загальної рентабельності капіталовкладень, яка поєднує критерії оператора системи накопичення енергії та оператора системи розподілу. Визначено ключові обмеження моделі: за ємністю, потужністю, швидкістю зміни енергетичного стану, допустимими рівнями напруги й струмового навантаження. Для розв'язання задачі рекомендовано застосування комбінованих підходів, зокрема, методів декомпозиції, евристичних алгоритмів та аналітичних методів на основі еквівалентних схем.

Ключові слова: гравітаційна система накопичення енергії; балансування режимів; відновлювані джерела енергії; оптимізація; електрична мережа; енергетичний баланс; енергоефективність.

Вступ. Енергетична галузь України та світу переживає період трансформації, спричиненої масовим інтегруванням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Зростання частки генерації на основі сонячних та вітрових електростанцій, які характеризуються високою добовою та сезонною нестабільністю, суттєво змінило режими роботи об'єднаних енергосистем та розподільних електричних мереж (РЕМ). Це призводить до зростання технологічних втрат, коливань частоти, напруги та, як наслідок, до зниження загальної енергоефективності та якості електроенергії [1–3].

Для компенсації цієї нестабільності необхідне впровадження гнучких та високоманеврових засобів, серед яких ключову роль відіграють системи накопичення енергії (СНЕ). Такі системи здатні забезпечувати резерв потужності, згладжувати пікові навантаження, підтримувати стабільність напруги й швидко реагувати на зміни у балансі генерації й споживання. СНЕ можуть виконувати функції регулювання частоти й напруги, сприйматися як енергетичний буфер і резерв, а також підсилювати якісні характеристики мережі у складних режимах роботи [4–6].

Перспективним рішенням для великомасштабного, довготривалого зберігання енергії є гравітаційні системи накопичення енергії (ГСНЕ).

Концепція ГСНЕ базується на перетворенні електричної енергії на потенційну, шляхом підняття вантажів (бетонних блоків, ґрунту, води) на висоту, та подальшій регенерації електричної енергії при їхньому контрольованому опусканні. Переваги ГСНЕ, такі як термін експлуатації понад 50 років, мінімальна деградація від циклів заряду-розряду, екологічність (використання місцевих матеріалів) та безпека, роблять їх привабливими для забезпечення енергетичного балансу в мережах із високою часткою ВДЕ [7–9]. Незважаючи на значні переваги, інтегрування ГСНЕ у функціонування електричних мереж пов'язане зі специфічними технічними та економічними проблемами, які потребують науково-технічного вирішення [10].

Метою роботи є визначення та аналіз основних технічних, економічних і алгоритмічних аспектів балансування режимів електричних мереж із використанням гравітаційних систем накопичення енергії, та також формування концептуальних підходів до оптимізації їх інтеграції та режимів функціонування в енергосистемах із високою часткою відновлюваних джерел енергії.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено такі задачі.

© Т. Л. Кацадзе, Д. В. Щербина, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

1) Проаналізовано вплив зростання частки відновлюваних джерел енергії на стабільність і режими роботи розподільних електричних мереж

2) Досліджено принцип дії, переваги та обмеження гравітаційних систем накопичення енергії, можливості їх використання для балансування потужності у мережах

3) Визначено основні технічні та експлуатаційні проблеми інтеграції ГСНЕ у структуру електроенергетичних систем, зокрема з урахуванням їхньої механічної інерції, обмежень швидкодії та вимог щодо умов розміщення.

4) Розглянуто напрямки застосування ГСНЕ для вирішення завдань довготривалого зберігання енергії, згладжування графіків навантаження та забезпечення резервів потужності.

5) Представлено концептуальну постановку задачі оптимізації інтеграції ГСНЕ, визначивши цільову функцію, критерії економічної ефективності та систему технічних обмежень.

Аналіз проблем інтеграції ГСНЕ. Будь-яка ГСНЕ, впроваджена в розподільні мережі операторів систем розподілу (ОСР), повинна вирішувати три взаємопов'язані задачі: де її розташувати, які номінальні параметри призначити (потужність та ємність), і яким чином керувати режимами роботи протягом часу [10]. Очевидно, що ці задачі взаємопов'язані: неправильне розміщення або вибір параметрів може ускладнити алгоритмічне керування і навпаки.

ГСНЕ, засновані на механічному русі масивних вантажів, мають більшу інерцію порівняно з іншими накопичувачами енергії. Це обмежує їхню ефективність для надання швидких допоміжних послуг, таких як первинне керування частотою, яке вимагає надшвидкого відгуку порядку мілісекунд. Натомість такі системи доцільно використовувати для зсуву навантаження (time-shifting / arbitrage) – накопичення надлишкової енергії й її віддача в години з піковим попитом; надання резерву потужності (вторинного чи третинного), де час реакції може бути більшим; обмеження піків споживання (peak shaving) і згладжування добового профілю навантаження мережі [10–12].

Слід зазначити, що класичні моделі оптимізації СНЕ орієнтовані на електрохімічні накопичувачі та не враховують коефіцієнти інерційності механічної системи. Щоб це врахувати, у моделі керування потрібно вводити жорсткі обмеження на швидкість зміни потужності, що критично для безпечної роботи технічної системи [11].

В роботах [12, 13] зазначено, що об'єкти ГСНЕ (наприклад, системи Energy Vault або Gravitricity) вимагають значних площ або специфічних геологічних умов (високі вежі, занедбані шахти). Оптимізація місця приєднання та ємності ГСНЕ повинна ґрунтуватися на комплексному техніко-економічному критерії, який враховує технічні фактори ОСР – зменшення втрат активної потужності, підтримка допустимих рівнів напруги та розвантаження ліній електропередачі; економічні фактори оператора ГСНЕ (ОСН):

максимізація доходів від участі в енергетичному ринку та допоміжних службах з урахуванням капітальних і експлуатаційних витрат [10, 11]. Через великі капітальні витрати на будівництво ГСНЕ, неоптимальне розміщення може суттєво знизити загальну рентабельність проекту та викликати необхідність додаткової реконструкції мережі з боку ОСР [13].

Для ГСНЕ критичним є точне моделювання енергетичних потоків, які залежать не лише від електричних параметрів, але й від механічних характеристик системи. В роботі [11] запропоновано оцінювати енергетичний стан ГСНЕ через дискретне оновлення, виходячи з попереднього стану, потужності заряду/розряду та загального коефіцієнта корисної дії:

$$E_{i(t)} = E_{i(t-1)} - \sum_{t \in \Delta T} \left(\eta P_{Hi(t)}^+ - \frac{1}{\eta} P_{Hi(t)}^- \right) \cdot \Delta t, \quad (1)$$

де $E_{i(t)}$, $E_{i(t-1)}$ – поточний та попередній енергетичні стани ГСНЕ відповідно;

$P_{Hi(t)}^+$, $P_{Hi(t)}^-$ – потужність заряду/розряду ГСНЕ;

η – загальний ККД циклу накопичення/віддачі, який для ГСНЕ включає ККД електротехнічного обладнання (двигун/генератор, перетворювачі) та ККД механічної системи;

Δt – часовий інтервал моделювання.

В роботах [10, 12] зазначено, що ключовою проблемою є розробка моделі управління, яка б забезпечувала узгодження графіка роботи ГСНЕ з графіками генерації ВДЕ та споживання, при цьому дотримуючись як технічних обмежень мережі, так і механічних обмежень самої ГСНЕ (наприклад, мінімальний/максимальний рівень завантаження, гранична швидкість руху вантажів тощо).

Однією з ключових проблем інтеграції ГСНЕ до складу електроенергетичних систем є висока механічна інерція системи, що ускладнює балансування режимів електроенергетичної мережі, особливо, у разі швидких змін видачі потужності в мережу електричними станціями. На відміну від електрохімічних накопичувачів, які реагують на зміни навантаження за 10–50 мс завдяки швидким електрохімічним процесам, ГСНЕ демонструють затримку в 1–5 хв через кінетичну інерцію масивних вантажів, маса яких може сягати тисяч тон, що вимагає часу на прискорення/гальмування двигунів і стабілізацію механічних елементів. Ця інерція знижує швидкість відгуку, роблячи ГСНЕ непридатними для первинного регулювання частоти, але ефективними для вторинного та третинного регулювання, де вони компенсують довготривалі дисбаланси, забезпечуючи стабільність у мережах з високою часткою ВДЕ [10, 14].

Підтримка якості електроенергії, зокрема стабільності напруги та частоти, досягається через роль ГСНЕ як резерву для компенсації аварійних відключень ВДЕ. Повільна реакція ГСНЕ компенсується гібридними схемами з STATCOM, що

підвищує складність, але забезпечує інтеграцію в мережі з значною часткою (більше 50 %) ВДЕ, знижуючи втрати на 10–15 % [15, 16]. Додатково, оптимізація енергетичних потоків у ГСНЕ для регулювання частоти включає евристичні алгоритми, наприклад, гравітаційний пошуковий алгоритм, що дозволяє економічне обґрунтування розміщення установки ГСНЕ [17].

Концептуальна постановка задачі оптимізації інтегрування ГСНЕ. Для ефективного інтегрування ГСНЕ в електричну мережу необхідно застосовувати методи нелінійної оптимізації з комплексним критерієм, що враховує економічні та технічні аспекти, зокрема специфіку ГСНЕ. Такі підходи подібні до методів оптимізації електроенергетичних систем, проте включають специфічні характеристики ГСНЕ, такі як обмеження по потенційній енергії, швидкості підйому/опускання вантажів та ефективності перетворення енергії [11, 17]. Оптимізаційний підхід до інтеграції ГСНЕ дозволяє одночасно враховувати технічні, економічні та екологічні аспекти, що підвищує ефективність управління електричною мережею та забезпечує стабільне використання відновлюваних джерел енергії.

Цільову функцію оптимізації, зазвичай, визначають максимізацією загальної рентабельності капіталовкладень

$$R(X) = \frac{P_p(X) + P_p^{\Delta P}(X) + A_p(X)}{K(X)} \rightarrow \max, \quad (2)$$

де X – множина оптимізованих параметрів (номінальна потужність, ємність та вузол приєднання СНЕ)

$R(X)$ – загальна рентабельність капіталовкладень;

$P_p(X)$ – прибуток оператора СНЕ;

$P_p^{\Delta P}(X)$ – економічний ефект від зниження

технологічних втрат;

$K(X)$ – капіталовкладення;

$A_p(X)$ – амортизаційні відрахування;

Рішення задачі оптимізації обмежується технічними та фізичними параметрами системи. Баланс енергії в накопичувачі описується згідно рівнянням (1). Рішення оптимізаційної задачі слід реалізовувати з урахуванням обмежень, які відображають фізичні властивості ГСНЕ та забезпечують безпечну та стабільну роботу електроенергетичної системи [9, 18, 19]. До них слід віднести:

- обмеження по ємності ГСНЕ:

$$E_{i_min} \leq E_{i(t)} \leq E_{i_max}, \forall t \in T; \quad (3)$$

- обмеження на швидкість зміни енергетичного стану (швидкість заряду/розряду, яка визначається швидкістю підйому/опускання вантажів):

$$|E_{i(t)} - E_{i(t-1)}| \leq \Delta \bar{E}_i, \forall t \in T; \quad (4)$$

- обмеження на перетоки потужності з метою забезпечення номінальної потужності ГСНЕ та мінімізації небалансів у мережі:

$$\sum_{i=1}^{n_u} P_{Hi(t)} - P_{Ci(t)} \pm \Delta P(X_i) \leq D_{max}, \forall t \in T; \quad (5)$$

- обмеження по режиму напруги у вузлах електричної мережі:

$$U_{i_min} \leq U_{i(t)} \leq U_{i_max}, \forall i \in [1..n_n], \forall t \in T; \quad (6)$$

- обмеження по робочому струму (завантаженню ліній):

$$I_{i(t)} \leq I_{i_max}, \forall i \in [1..n_b], \forall t \in T. \quad (7)$$

В роботах [10, 20, 21] показано, що враховуючи високу складність задачі, яка визначається нелінійністю, дискретним характером параметрів та великими обсягами даних, доцільним є застосування комбінованих підходів: методів декомпозиції, евристичних алгоритмів та аналітичних методів на основі еквівалентних схем, таких як метод «ідеального струморозподілу», що дозволяє спростити розв'язання нелінійних рівнянь балансу потужності.

Висновки.

1. Проведений аналіз показав, що зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемах України потребує впровадження гнучких і довготривалих систем накопичення енергії. Гравітаційні системи накопичення енергії є перспективним рішенням для забезпечення балансування режимів електричних мереж завдяки екологічності, довговічності та високій безпеці експлуатації.

2. Визначено основні технічні проблеми інтеграції ГСНЕ до розподільних мереж, серед яких висока механічна інерція системи, значні капітальні витрати, вимоги до геологічних умов та складність алгоритмів керування. Ці чинники потребують врахування в моделях оптимізації параметрів і режимів роботи систем.

3. ГСНЕ ефективно застосовуються для завдань довготривалого зберігання енергії, зсуву навантаження, згладжування добових графіків споживання та резервування потужності у випадку коливань генерації ВДЕ. Однак вони не придатні для первинного регулювання частоти через затримку реакції, що обумовлено інерційністю механічних елементів.

4. Для підвищення ефективності функціонування гравітаційних накопичувачів доцільним є використання гібридних структур (зокрема, з системами STATCOM), які дозволяють

компенсувати інерційність і забезпечують підтримку напруги та частоти в мережі.

5. Представлена концептуальна постановка задачі оптимізації інтеграції ГСНЕ в електричну мережу. Вона базується на комплексному критерію, що враховує технічні, економічні та екологічні аспекти, а також фізичні обмеження системи. Для її реалізації запропоновано застосування комбінованих методів, зокрема, на основі евристичних, аналітичних і декомпозиційних підходів.

Список літератури

- Maintaining Ukraine's grid reliability under rapid growth of renewable electricity share: challenges in the pre-war, war-time, and post-war periods / T. Kurbatova et al. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. 2024. Vol. 40. P. 41–54. DOI: <https://doi.org/10.54337/ijsepm.8112>.
- Kuzior A., Lobanova A., Kalashnikova L. Green energy in Ukraine: state, public demands, and trends. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 22. 7745. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14227745>.
- Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid / I. Hrytsiuk et al. *Machinery & Energetics*. 2025. Vol. 16, no. 1. P. 130–145. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.130>.
- Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation / X. Luo et al. *Applied Energy*. 2015. Vol. 137. P. 511–536. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- A review of energy storage technologies for wind power applications / F. Díaz-González et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16, no. 4. P. 2154–2171. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>.
- The role of energy storage systems for a secure energy supply: a comprehensive review of system needs and technology solutions / G. De Carne et al. *Electric Power Systems Research*. 2024. Vol. 236. 110963. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2024.110963>.
- Solid gravity energy storage: A review / W. Tong et al. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 53. 105226. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105226>.
- Potential of different forms of gravity energy storage / F.-F. Li et al. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2024. Vol. 64. 103728. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103728>.
- Capacity optimization strategy for gravity energy storage stations considering the impact of new power systems / C. Lv et al. *PLOS One*. 2025. Vol. 20, no. 4. e0320734. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0320734>.
- A review of gravity energy storage / R. Wang et al. *Energies*. 2025. Vol. 18, no. 7. 1812. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18071812>.
- Parametric optimisation for the design of gravity energy storage system using Taguchi method / M. E. A. Elsayed et al. *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12, no. 1. 19648. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-022-20514-y>.
- Underground gravity energy storage: a solution for long-term energy storage / J. D. Hunt et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 2. 825. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16020825>.
- Geospatial optimization of location-dependent costs for gravity energy storage plants in a mountainous suburban area: the case of Fukuoka City, Japan / T. Hoshino et al. *Energy Technologies and Environment*. 2024. Vol. 2, no. 1. P. 37–48. DOI: <https://doi.org/10.58567/ete02010004>.
- Inertial characteristics of gravity energy storage systems / W. Tong et al. *2023 IEEE PES 15th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Chiang Mai, Thailand, 6–9 December 2023. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/appeec57400.2023.10561970>.
- The frequency-voltage stability control for isolated wind-diesel hybrid power system / Y. Mi et al. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 192. 106984. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106984>.
- Rashedi E., Nezamabadi-pour H., Saryazdi S. GSA: a gravitational search algorithm. *Information Sciences*. 2009. Vol. 179, no. 13. P. 2232–2248. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ins.2009.03.004>.
- Siting and sizing of energy storage for renewable generation utilization with multi-stage dispatch under uncertainty: a tri-level model and decomposition approach / B. Wang et al. *Applied Energy*. 2023. Vol. 344. 121286. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121286>.
- Optimizing grid regulation with gravity storage systems: a comparative analysis with different motor inertias / S. Sundeeep et al. *2024 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Phoenix, AZ, USA, 20–24 October 2024. 2024. P. 323–330. DOI: <https://doi.org/10.1109/ecce55643.2024.10860891>.
- Arsalan Hadaeghi, Ahmadreza Abdollahi Chirani. Optimizing power losses and voltage profiles through simultaneous distribution network reconfiguration and DG placement using a hybrid CDOA-PSO algorithm. *International Journal of Scientific Research in Science, Engineering and Technology*. 2025. Vol. 12, no. 2. P. 460–476. DOI: <https://doi.org/10.32628/ijrsrset25122157>.
- Huanca D. H., Gallego L. A., López-Lezama J. M. Transmission network expansion planning considering optimal allocation of series capacitive compensation and active power losses. *Applied Sciences*. 2021. Vol. 12, no. 1. 388. DOI: <https://doi.org/10.3390/app12010388>.
- Gravitational search algorithm optimization algorithm for grid distributed energy storage resource pool regulation matching load peak–valley and operation constraints / Z. Lin et al. *Discover Internet of Things*. 2025. Vol. 5, no. 1. 77. DOI: <https://doi.org/10.1007/s43926-025-00172-y>.

References

- T. Kurbatova, R. Sidortsov, G. Trypolska, D. Hulak, and I. Sotnyk, “Maintaining Ukraine’s grid reliability under rapid growth of renewable electricity share: Challenges in the pre-war, war-time, and post-war periods,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 40, pp. 41–54, Apr. 2024, doi: <https://doi.org/10.54337/ijsepm.8112>
- A. Kuzior, A. Lobanova, and L. Kalashnikova, “Green energy in Ukraine: State, public demands, and trends,” *Energies*, vol. 14, no. 22, Nov. 2021, Art. no. 7745, doi: <https://doi.org/10.3390/en14227745>
- I. Hrytsiuk, V. Volynets, Y. Hrytsiuk, I. Bandura, and N. Komenda, “Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid,” *Machinery & Energetics*, vol. 16, no. 1, pp. 130–145, 2025, doi: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.130>
- X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafañila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>
- G. De Carne et al., “The role of energy storage systems for a secure energy supply: A comprehensive review of system needs and technology solutions,” *Electric Power Systems Research*, vol. 236, Nov. 2024, Art. no. 110963, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2024.110963>
- W. Tong et al., “Solid gravity energy storage: A review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 53, 2022, Art. no. 105226, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105226>
- F.-F. Li, J.-Z. Xie, Y.-F. Fan, and J. Qiu, “Potential of different forms of gravity energy storage,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 64, Apr. 2024, Art. no. 103728, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103728>
- C. Lv, J. He, J. Ma, Y. Yang, F. Liu, and W. Huang, “Capacity optimization strategy for gravity energy storage stations considering the impact of new power systems,” *PLOS One*, vol. 20, no. 4, Apr. 2025, Art. no. e0320734, doi: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0320734>
- R. Wang, L. Zhang, C. Shi, and C. Zhao, “A review of gravity energy storage,” *Energies*, vol. 18, no. 7, Apr. 2025, Art. no. 1812, doi: <https://doi.org/10.3390/en18071812>
- M. E. A. Elsayed, S. Abdo, A. A. A. Attia, E.-A. Attia, and M. A. Abd Elrahman, “Parametric optimisation for the design of gravity energy storage system using Taguchi method,” *Scientific Reports*, vol. 12, no. 1, Nov. 2022, Art. no. 19648, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-022-20514-y>

12. J. D. Hunt *et al.*, “Underground gravity energy storage: A solution for long-term energy storage,” *Energies*, vol. 16, no. 2, Jan. 2023, Art. no. 825, doi: <https://doi.org/10.3390/en16020825>
13. T. Hoshino, S. Basu, T. Ogawa, K. N. Ishihara, K. Hoshino, and H. Okumura, “Geospatial optimization of location-dependent costs for gravity energy storage plants in a mountainous suburban area: The case of Fukuoka City, Japan,” *Energy Technologies and Environment*, vol. 2, no. 1, pp. 37–48, Mar. 2024, doi: <https://doi.org/10.58567/ete02010004>
14. W. Tong *et al.*, “Inertial characteristics of gravity energy storage systems,” in *2023 IEEE PES 15th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Chiang Mai, Thailand, Dec. 6–9, 2023. IEEE, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/appeec57400.2023.10561970>
15. Y. Mi *et al.*, “The frequency-voltage stability control for isolated wind-diesel hybrid power system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 192, Mar. 2021, Art. no. 106984, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106984>
16. E. Rashedi, H. Nezamabadi-pour, and S. Saryazdi, “GSA: A gravitational search algorithm,” *Information Sciences*, vol. 179, no. 13, pp. 2232–2248, Jun. 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ins.2009.03.004>
17. B. Wang, X. Wang, Z. Zhu, and X. Wu, “Siting and sizing of energy storage for renewable generation utilization with multi-stage dispatch under uncertainty: A tri-level model and decomposition approach,” *Applied Energy*, vol. 344, Aug. 2023, Art. no. 121286, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121286>
18. S. Sundeeep, L. Sethuraman, D. Akindipe, L. J. Fingersh, Z. Wenrick, and A. Munoz, “Optimizing grid regulation with gravity storage systems: A comparative analysis with different motor inertias,” in *2024 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Phoenix, AZ, USA, Oct. 20–24, 2024. IEEE, 2024, pp. 323–330, doi: <https://doi.org/10.1109/ecce55643.2024.10860891>
19. A. Hadaeghi and A. A. Chirani, “Optimizing power losses and voltage profiles through simultaneous distribution network reconfiguration and DG placement using a hybrid CDOA-PSO algorithm,” *International Journal of Scientific Research in Science, Engineering and Technology*, vol. 12, no. 2, pp. 460–476, Mar. 2025, doi: <https://doi.org/10.32628/ijrsrset25122157>
20. D. H. Huanca, L. A. Gallego, and J. M. López-Lezama, “Transmission network expansion planning considering optimal allocation of series capacitive compensation and active power losses,” *Applied Sciences*, vol. 12, no. 1, Dec. 2021, Art. no. 388, doi: <https://doi.org/10.3390/app12010388>
21. Z. Lin *et al.*, “Gravitational search algorithm optimization algorithm for grid distributed energy storage resource pool regulation matching load peak–valley and operation constraints,” *Discover Internet of Things*, vol. 5, no. 1, Jul. 2025, Art. no. 77, doi: <https://doi.org/10.1007/s43926-025-00172-y>

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 18.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316

KATSADZE TEIMURAZ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Head of the Department of Electrical Networks and Systems, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8365-0046>; e-mail: teymuraz@ukr.net.

SHCHERBYNA DMYTRO ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electrical Networks and Systems, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-2956-4385>; e-mail: djdimas75@gmail.com.

BALANCING ELECTRIC POWER GRID MODES USING GRAVITATIONAL ENERGY STORAGE SYSTEMS

The paper considers the topical issue of improving the stability of electrical networks in conditions of growing share of renewable energy sources. The instability of solar and wind power generation leads to power imbalances, voltage and frequency fluctuations, which requires the introduction of highly efficient energy storage systems. Particular attention is paid to gravitational energy storage systems, which are based on the conversion of electrical energy into potential energy by lifting massive loads and then restoring it during descent. Such systems are characterized by high reliability, long service life, low operating costs, and environmental safety, which makes them promising for balancing the operating modes of electrical networks with a large share of renewable energy sources. The technical, economic, and algorithmic problems of integrating gravitational energy storage systems into the structure of distribution networks are analyzed. It is shown that the main limiting factor is significant mechanical inertia, which reduces the speed of the system and makes it impossible to use it for primary frequency control. At the same time, gravitational energy storage systems effectively perform the functions of secondary and tertiary control, smooth out daily load fluctuations, provide energy reserves, and reduce technological losses. The possibility of using hybrid schemes based on combining gravitational energy storage systems with electronic power compensators (STATCOM) is considered, which improves the quality of electricity and voltage stability. A conceptual formulation of the problem of optimizing the integration of gravitational energy storage systems into electrical networks is presented, taking into account technical, economic, and physical constraints. A target function for maximizing the overall return on investment is presented, which combines the criteria of the energy storage system operator and the distribution system operator. The key limitations of the model are determined: capacity, power, rate of change of energy state, permissible voltage levels, and current load. To solve the problem, it is recommended to use combined approaches, in particular, decomposition methods, heuristic algorithms, and analytical methods based on equivalent circuits.

Keywords: gravitational energy storage system; mode balancing; renewable energy sources; optimization; electrical grid; energy balance; energy efficiency.

КОШМАН ВСЕВОЛОД ІВАНОВИЧ – кандидат технічних наук, науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6473-9478>; e-mail: koshman@ied.org.ua.

САБАРНО ЛЮДМИЛА РОСТИСЛАВІВНА ✉ – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2153-2183>; e-mail: sabarno@ukr.net.

СЕВАСТЮК ІГОР МИХАЙЛОВИЧ – молодший науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1971-3345>; e-mail: sevastuk@ukr.net.

МЕТОД ВИЯВЛЕННЯ ОБРИВУ ПРОВОДУ У ТРИФАЗНІЙ РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

Для запобігання аварійним режимам в лініях електропостачання 6–35 кВ при обриві фазного про-воду в прольоті зі сторони живлення в роботі проведено аналіз струмів і напруг на силових трансформаторах лінії при обриві проводу на сторонах високої і низької напруг. Розглянуто можливість встановлення факту обриву проводу за допомогою пристроїв, встановлених в кінці розгалуженої лінії з подальшою передачею сигналу про обрив проводу в її початок, що дозволить суттєво підвищити чутливість захисту. Розглянуто випадок, коли на обмотках силового трансформатора, до вторинної обмотки якого приєднаний пристрій контролю обриву проводу. Розглянуто випадок, коли при з'єднанні обмоток вказаного трансформатора за схемою «зірка/зірка» з нульовим проводом у випадку обриву проводу однієї з фаз, наприклад, фази А, на фази В та С трансформатора буде подана лінійна напруга, яка за умови симетричного навантаження розподілиться між фазами В та С навпіл. Наведено рівняння розподілу струмів та напруг на обмотках трансформатору та встановлено, що найбільше значення суми напруг на двох сусідніх фазах при обриві проводу буде дорівнювати падінню напруги на обмотці трансформатора при максимальному навантаженні, що суттєво менше значення фазної напруги при нормальному режимі. Аналогічно розглянуто випадок, коли обмотки силового трансформатора, до вторинної сторони якого приєднаний пристрій контролю обриву проводу, з'єднані за схемою «трикутник/зірка» з нульовим проводом, і при обриві проводу однієї із фаз, наприклад фази А, на первинну обмотку цього трансформатора, що приєднана до фази В та С, буде подана лінійна напруга. Встановлено, що найбільше значення різниці напруг на двох сусідніх фазах при обриві проводу буде дорівнювати половині падіння напруги на обмотці трансформатора при максимальному навантаженні, що суттєво менше значення фазної напруги при нормальному режимі. Таким чином, запропоновано вважати ознаками обриву проводу в розподільній електричній мережі рівність напруг за модулем і зсув фаз на 180° на стороні низької напруги силового трансформатора, якщо його обмотки з'єднані за схемою «зірка/зірка» з нульовим проводом; рівність напруг на двох фазах, як за модулем, так і за фазою на стороні низької напруги силового трансформатора, якщо його обмотки з'єднані по схемі «трикутник/зірка» з нульовим проводом. Застосування наведених ознак обриву проводу в електричних мережах напругою 6–35 кВ дозволить з високою надійністю виявляти пошкодження лінії незалежно від її конфігурації, протяжності та схем з'єднання силових трансформаторів.

Ключові слова: розподільні мережі 6–35 кВ; комутаційна апаратура; визначення місця пошкодження; обрив проводу; однофазні замикання на землю.

Вступ. Протяжність повітряних розподільних мереж напругою 6–35 кВ в Україні перевищує 300 тис. км, що становить близько третини всієї довжини мереж. Вони розгалужені, просторово розподілені та значною мірою піддаються впливу зовнішніх чинників, через що є найбільш ненадійним елементом систем електропостачання. У розподільних мережах цього класу напруги застосовується різноманітна комутаційна апаратура. Для побудови мереж використовуються різні марки проводів, при цьому на одному приєднанні може застосовуватися від двох до шести типів провідників. Використання роз'єднувачів і вимикачів різних типів, компенсаційних пристроїв, а також засобів автоматики та вимірювальних приладів ще більше ускладнює конструктивне виконання таких систем. Найбільш неоднорідними за цими параметрами є мережі сільськогосподарського призначення.

Складна структура систем електропостачання (СЕП) напругою 6–35 кВ безпосередньо впливає на засоби релейного захисту і автоматики (РЗА), а також на точність методів визначення місця пошкодження (ВМП). Розподільні мережі цього класу є просторово розподіленими, мають деревоподібну структуру та

відносно автономність, а відмова електропостачання у них призводить до значних економічних збитків. Залежно від призначення мережі можуть мати 4–6 ієрархічних рівнів. При аварійних режимах, зокрема під час пошуку місць однофазних замикань на землю (ОЗЗ), складна та розгалужена структура повітряних ліній (ПЛ) створює значну невизначеність, особливо у випадках обриву проводу, якщо він відбувся не на початку лінії і до місця обриву приєднані відгалуження.

Режим роботи СЕП 6–35 кВ характеризується несиметричністю навантаження фаз різноманітністю і нерівномірністю добового навантаження та режимом заземлення нейтралі трансформаторів. Ці та багато інших факторів суттєво впливають на ефективність застосування методів ВМП, оскільки врахування їх впливу є на даний час складною задачею [1].

Особливою складністю відрізняється режим ОЗЗ, який супроводжується розривом фазного проводу в ПЛ і падінням його на землю. Режим нейтралі дозволяє релейному захисту діяти на сигнал і довгий час не вимикати ОЗЗ, що часто призводить до значних пошкоджень ізоляторів, загоряння опор, пошкодження заземлення опор, створює небезпечне поле розтікання



струму, в яке можуть потрапити тварини чи люди, впливає на умови роботи вимірювальних приладів та пристроїв РЗА [1, 2]. В більшості випадків на такий вид пошкодження не реагує жоден із захистів від замикання на землю. Тривале існування такого режиму є досить небезпечним. Тому існує необхідність вдосконалення методів попередження та засобів захисту від обриву проводу.

Існуючі пристрої захисту від несиметричних режимів, що базуються на виділенні струму зворотної послідовності, внаслідок їх низької чутливості у більшості випадків не реагують на обрив проводу. [3, 4]. Відомі також пристрої захисту від обриву проводу, які використовують ознаку знеструмлення пошкодженої фази, але вони мають обмежене застосування для мереж, які мають відгалуження. [5, 6].

Одним з більш досконалих є пристрій, що забезпечує вимірювання струму зворотної послідовності на протязі часу з моменту обриву проводу і до його падіння на землю, тобто з витримкою часу біля 1 с та напруги нульової послідовності після падіння проводу на землю, що і є ознакою виникнення однофазного замикання на землю внаслідок обриву проводу [7, 8]. Суттєвим недоліком цього пристрою є його низька чутливість при обриві проводу в кінці лінії, особливо при малих навантаженнях після місця обриву. В таких випадках значення струму зворотної послідовності найчастіше буде нижчим гранично допустимого в нормальному режимі і пристрій не буде нормально працювати.

Отже розробка нових, більш досконалих пристроїв захисту розгалужених електричних мереж від обриву проводу є актуальною задачею.

Метою роботи є встановлення ознак обриву проводу у розгалуженій повітряній мережі.

Результати дослідження. Існуючі пристрої захисту від обриву проводу розміщуються на живлячій підстанції, від шин якої відходять лінії електропостачання. Існує також можливість встановлення факту обриву проводу за допомогою пристроїв, встановлених в кінці розгалуженої лінії з подальшою передачею сигналу про обрив проводу в її початок, що дозволить суттєво підвищити чутливість захисту.

На рис. 1 наведено схему приєднання до розгалуженої електричної мережі такого пристрою захисту від обриву проводу, де: 1 – блок контролю обриву проводу, 2 – вихідний блок.

Розглянемо режим напруг на обмотках силового трансформатора, до вторинної обмотки якого приєднаний пристрій контролю обриву проводу.

При з'єднанні обмоток вказаного трансформатора за схемою «зірка/зірка» з нульовим проводом у випадку обриву проводу однієї з фаз, наприклад, фази А, на фази В та С трансформатора буде подана лінійна напруга U_{BC}, яка за умови симетричного навантаження розподілиться між фазами В та С навпіл [9]. Розподіл струмів та напруг на обмотках трансформатора наведено на рис. 2. Фазні напруги, при цьому будуть дорівнювати:

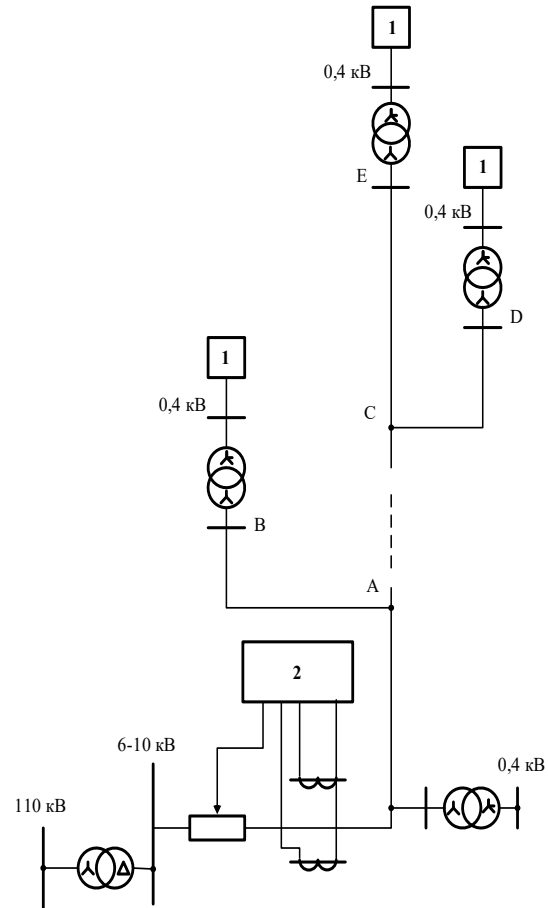


Рисунок 1 – Схема приєднання до розгалуженої електричної мережі пристрою захисту від обриву проводу

$$U_{B_{об}} = -\frac{U_{BC}}{2}; \quad U_{C_{об}} = \frac{U_{BC}}{2}, \quad (1)$$

звідси

$$U_{B_{об}} = -U_{C_{об}},$$

де $U_{B_{об}}$ та $U_{C_{об}}$ – діючі значення напруг на фазах В та С після обриву проводу на фазі А відповідно.

Таким чином, геометрична сума напруг двох сусідніх фаз при обриві на третій буде дорівнювати нулю.

Аналогічно розподіляться електрорушійні сили на вторинних обмотках силового трансформатора. Тобто $E_{b_{об}} = -E_{c_{об}}$.

У відповідності з цим, напруга на фазах буде:

$$U_{b_{об}} = E_{b_{об}} - \frac{E_{b_{об}} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_b}; \quad (2)$$

$$U_{c_{об}} = E_{c_{об}} - \frac{E_{c_{об}} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_c} = -E_{b_{об}} + \frac{E_{b_{об}} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_c}, \quad (3)$$

де $E_{b_{об}}$, $E_{c_{об}}$ – електрорушійна сила на фазах В та С відповідно;

Z_2 – опір фаз вторинної обмотки трансформатора;

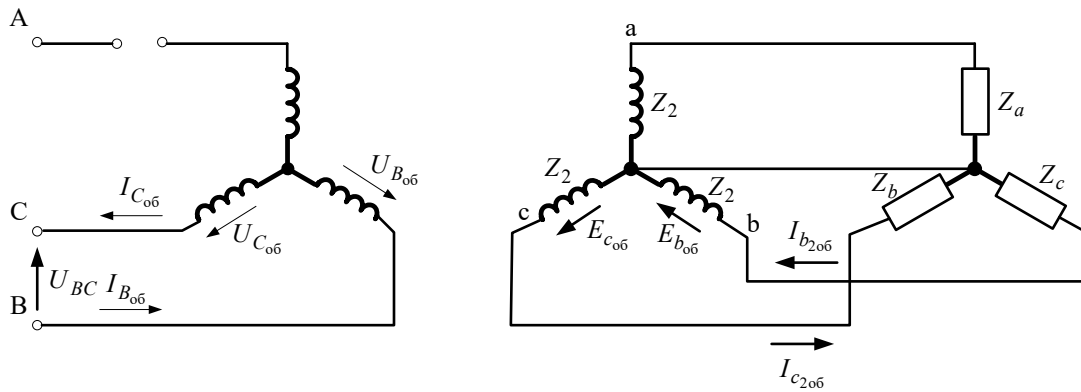


Рисунок 2 – Розподіл струмів та напруг при з’єднанні силового трансформатора за схемою «зірка/зірка» з нулем

Z_a, Z_b, Z_c – опір навантаження фаз А, В та С відповідно.

Як вже зазначалось, при рівних навантаженнях фаз напруги будуть однакові: $U_{b06} = -U_{c06}$. Різниця напруг буде найбільшою, якщо навантаження однієї з фаз, наприклад, фази В, мінімальне, а навантаження фази С має найбільше значення, тобто $Z_b = \infty$ і $Z_c = Z_{cmin}$ відповідно. У цьому випадку напруги в фазах будуть:

$$U_{b06} = E_{b06}; \quad (4)$$

$$U_{c06} = -E_{b06} + \frac{E_{b06} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_{cmin}}. \quad (5)$$

Сума напруг буде становити:

$$U_{b06} + U_{c06} = \frac{E_{b06} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_{cmin}}. \quad (6)$$

Таким чином, сума напруг на двох сусідніх фазах при обриві проводу буде дорівнювати падінню напруги на обмотці трансформатора при максимальному навантаженні.

Якщо ж обмотки силового трансформатора, до вторинної сторони якого приєднаний пристрій контролю обриву проводу, з’єднані за схемою «трикутник/зірка» з нульовим проводом, то при обриві проводу однієї із фаз, наприклад фази А, на первинну обмотку цього трансформатора, що приєднана до фази В та С, буде подана лінійна

напруга U_{BC} , тобто $U_{BC06} = U_{BC}$, а на інших двох обмотках ця лінійна напруга розділиться навпіл. Причому напрямки цих напруг буде протифазним напрузі U_{BC} . Таким чином, на обмотці, приєднаній до фаз А та В, буде напруга $U_{AB06} = -\frac{U_{BC}}{2}$, а на обмотці приєднаній до фаз С та А так само $U_{CA06} = -\frac{U_{BC}}{2}$. Розподіл напруг на обмотках трансформатора наведено на рис. 3.

Аналогічно розподіляться й електрорушійні сили на вторинних обмотках силового трансформатора, тобто:

$$E_{a06} = -\frac{E_{c06}}{2}; \quad E_{b06} = -\frac{E_{c06}}{2}. \quad (7)$$

Напруга на фазах трансформатора:

$$\begin{aligned} U_{c06} &= E_{c06} - \frac{E_{c06} \cdot Z_2}{Z_2 + Z_c}; \\ U_{a06} &= -\frac{E_{c06}}{2} + \frac{E_{c06} \cdot Z_2}{2(Z_2 + Z_a)}; \\ U_{b06} &= -\frac{E_{c06}}{2} + \frac{E_{c06} \cdot Z_2}{2(Z_2 + Z_b)}. \end{aligned} \quad (8)$$

При рівних навантаженнях фаз:

$$U_{a06} = U_{b06}. \quad (9)$$

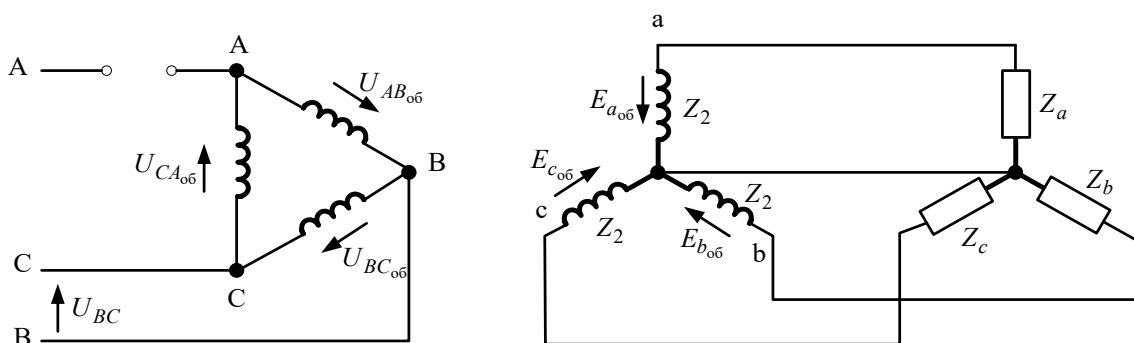


Рисунок 3 – Розподіл струмів та напруг при з’єднанні силового трансформатора за схемою «трикутник/зірка» з нулем

Різниця напруг буде найбільшою, якщо навантаження однієї з фаз, наприклад, фази А, мінімальне, а навантаження фази В має найбільше значення – тобто $Z_a = \infty$ і $Z_c = Z_{cmin}$ відповідно. Напруги в фазах будуть:

$$U_{a_{об}} = -\frac{E_{c_{об}}}{2}; \quad (10)$$

$$U_{b_{об}} = -\frac{E_{c_{об}}}{2} + \frac{E_{c_{об}} \cdot Z_2}{2(Z_2 + Z_{bmin})}. \quad (11)$$

Різниця напруг буде становити:

$$U_{a_{об}} - U_{b_{об}} = -\frac{E_{c_{об}} \cdot Z_2}{2(Z_2 + Z_{bmin})}. \quad (12)$$

Таким чином, різниця напруг на двох сусідніх фазах при обриві проводу буде дорівнювати половині падіння напруги на обмотці трансформатора при максимальному навантаженні.

На відміну від обриву проводу на стороні високої напруги, при обриві на стороні низької напруги, що можливо при перегорянні запобіжника однієї з фаз, на двох інших фазах буде фазна напруга, зсунута одна відносно іншої на 120° [10].

Висновки. Отже, можна зробити висновок, що однією з ознак обриву проводу на стороні високої напруги може бути: рівність напруг за модулем і зсув фаз на 180° , якщо обмотки силового трансформатора з'єднані за схемою «зірка/зірка» з нульовим проводом; рівність напруг на двох фазах як за модулем, так і за фазою при з'єднанні обмоток силового трансформатора по схемі «трикутник/зірка» з нульовим проводом

Для запобігання аварійним режимам у лініях електропостачання напругою 6–35 кВ при обриві фазного проводу в прольоті зі сторони живлення, зокрема у випадку його падіння на землю, у роботі виконано аналіз струмів і напруг на силових трансформаторах лінії при обриві проводу на стороні високої та низької напруги. Проведені дослідження дозволили виявити найбільш інформативні ознаки обриву проводу на стороні 6–10 кВ, на основі яких сформовано концепцію системи діагностування і можна розробити принципову схему та побудувати експериментальний макет системи діагностування обриву проводу в розгалуженій електричній мережі напругою 6–10 кВ.

Список літератури

- Advanced protection of overhead lines in the event of interrupted conductor / V. Lovrencic et al. *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 10–13 June 2013. 2013. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp.2013.1222>.
- Сабарно Л. Р., Севастюк І. М. Дослідження впливу селективності роботи пристроїв релейного захисту на ізоляцію електричних мереж. *Сталій розвиток аграрної сфери: інженерно-економічне забезпечення*: Матеріали І Міжнародно-науково-практ. конф., м. Бережани, Україна, 5 листоп. 2020 р. Київ, 2020.

- Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник / уклад.: Д. П. Козарський, Е. В. Майструк, І. П. Козарський. 2-ге вид. Чернівці: Чернівецький національний університет, 2019. 133 с.
- Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.
- Пристрій захисту електричної мережі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю від несиметричних режимів: пат. 64542 Україна: Н02Н3/24. № 2003065824; заявл. 24.06.2003; опубл. 16.02.2004, Бюл. № 2/2004.
- Шкрабец Ф. П., Гребенюк А. Н. Защитное отключение при обрыве провода воздушной электрической сети. *Гірничі електромеханіка та автоматика*. 2005. № 75. С. 44–47.
- Кутіна М. В. Система захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільних мережах напругою 6–35 кВ. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 46–47.
- Кутін В. М., Кутіна М. В., Пасічник Я. С. Автоматизація процесу пошуку місця пошкодження в розподільних мережах напругою 6–35 кВ. *ІІ науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2022)*: Матеріали, м. Вінниця, 30–31 трав. 2022 р. Вінниця, 2022. С. 1695–1696.
- Кошман В. І., Сабарно Л. Р., Севастюк І. М. Пристрій захисту розподільної електричної мережі від обриву проводу. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2015. № 40. С. 44–48.
- Пристрій захисту електричної мережі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю від обриву проводу: пат. 117026 Україна: Н02Н3/24. № a201602146; заявл. 04.03.2016; опубл. 11.06.2018, Бюл. № 17/2017.

References

- V. Lovrencic et al., "Advanced protection of overhead lines in the event of interrupted conductor," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, Jun. 10–13, 2013. Institution Eng. Technol., 2013, doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2013.1222>
- L. R. Sabarno and I. M. Sevastiuk, "Doslidzhennia vplyvu selektyvnosti roboty prystroiv releinoho zakhystu na izoliatsiiu elektrychnykh merezh [A Study of the Effect of the Selectivity of Relay Protection Devices on the Insulation of Electrical Networks]," in *Sustainable Development of the Agricultural Sector: Engineering and Economic Support*, Berezhan, Ukraine, Nov. 5, 2020. Kyiv: Berezhan Agricultural Tech. Inst., separate branch Nat. Univ. Life Environmental Sci. Ukraine, 2020. (in Ukrainian)
- D. P. Kozarskyi, E. V. Maistruk, and I. P. Kozarskyi, Comps., *Osnovy releinoho zakhystu ta avtomatyzatsii enerhosystem [The basics of relay protection and automation in power systems]*, 2nd ed. Chernivtsi: Chernivtsi Nat. Univ., 2019. (in Ukrainian)
- V. P. Kidyba, *Releinyi zakhyst elektroenerhetychnykh system [Relay protection of power systems]*. Lviv: Publishing House Lviv Polytech. Nat. Univ., 2013.
- F. P. Shkrabets, A. A. Shkrabets, O. V. Ostapchuk, and V. I. Hordenko, "Device for protecting electrical equipment in asymmetric modes of an earthed or compensated neutral system," Ukrainian Patent 64542, Feb. 16, 2004. (in Ukrainian)
- F. P. Shkrabets and A. N. Hrebenuk, "Zashchytnoe otkliuchene pry obryve provoda vozdushnoi elektrycheskoi sety [Safety shutdown in the event of a broken wire in the overhead power line]," *Mining Electromechanics and Automation*, no. 75, pp. 44–47, 2005. (in Ukrainian)
- M. V. Kutina, "System of protection from wire break search sites and damage in distribution networks voltage 6–35 kv," *Tekhnichna elektrodynamika*, no. 2, pp. 46–47, 2012. (in Ukrainian)
- V. M. Kutin, M. V. Kutina, and Ya. S. Pasichnyk, "Avtomatyzatsiia protsesu poshuku mistsia poshkodzhennia v rozpodilnykh merezhakh napruhoiu 6–35 kV [Automation of the process for locating faults in 6–35 kV distribution networks]," in *The 11th Scientific and Technical Conference of the Departments of Vinnitsa National Technical University (STCD VNTU–2022)*, Vinnitsia, May 30–31, 2022. Vinnitsia: Vinnitsia Nat. Tech. Univ., 2022, pp. 1695–1696. (in Ukrainian)
- V. I. Koshman, L. R. Sabarno, and I. M. Sevastjuk, "Protection against wire break in the electrical distribution

network.” *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, no. 40, pp. 44–48, 2015. (in Ukrainian)

10. V. I. Koshman, L. R. Sabarno, and I. M. Sevastjuk, “A device for protecting an electrical network with an isolated or compensated neutral against a wire break,” Ukrainian Patent 117026, Jun. 11, 2018. (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 13.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.1

KOSHMAN VSEVOLOD – Candidate of Technical Sciences (PhD), Research Fellow of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6473-9478>; e-mail: koshman@ied.org.ua.

SABARNO LIUDMYLA ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Senior Researcher Fellow of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2153-2183>; e-mail: sabarno@ukr.net.

SEVASTYUK IGOR – Research Assistant of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1971-3345>; e-mail: sevastuk@ukr.net.

DEVELOPMENT OF PRINCIPLES FOR DETECTION OF WIRE BROKENNESS IN A THREE-PHASE DISTRIBUTION NETWORK

To prevent emergency modes in 6–35 kV power supply lines when a phase wire breaks in the span from the power side, the work analyzes the currents and voltages on the power transformers of the line when a wire breaks on the high and low voltage sides. The possibility of establishing the fact of a wire break using devices installed at the end of a branched line with subsequent transmission of a wire break signal to its beginning is considered, which will significantly increase the sensitivity of the protection. The voltage regime on the windings of a power transformer, to the secondary winding of which a wire break control device is connected, is considered. The case is considered when, when connecting the windings of the specified transformer according to the “star/star” scheme with a neutral wire in the event of a wire break of one of the phases, for example, phase A, a linear voltage will be supplied to phases B and C of the transformer, which, under the condition of a symmetrical load, will be divided between phases B and C in half. The equation for the distribution of currents and voltages on the transformer windings is given and it is established that the largest value of the sum of the voltages on two adjacent phases in the event of a wire break will be equal to the voltage drop on the transformer winding at maximum load, which is significantly less than the value of the phase voltage in normal mode. Similarly, the case is considered when the windings of a power transformer, to the secondary side of which a wire break control device is connected, are connected in a “delta/star” scheme with a neutral wire, and when the wire of one of the phases, for example phase A, breaks, a linear voltage will be applied to the primary winding of this transformer, which is connected to phases B and C. It is established that the largest value of the voltage difference on two adjacent phases in the event of a wire break will be equal to half the voltage drop on the transformer winding at maximum load, which is significantly less than the value of the phase voltage in normal mode. Thus, it is proposed to consider the signs of a wire break in a distribution electrical network as the equality of voltages in terms of modulus and a phase shift of 180° on the low-voltage side of a power transformer, if its windings are connected in a “star/star” scheme with a neutral wire; the equality of voltages on two phases, both in terms of modulus and in phase on the low-voltage side of a power transformer, if its windings are connected in a “triangle/star” scheme with a neutral wire. The use of the above signs of a wire break in electrical networks with a voltage of 6–35 kV will allow for highly reliable detection of line damage regardless of its configuration, length and power transformer connection schemes.

Keywords: 6–35 kV distribution networks; switching equipment; damage location; wire break; single-phase ground faults.

КУРЛЯК ПЕТРО ОМЕЛЯНОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електричної інженерії, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; м. Івано-Франківськ, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-8113-5211>; e-mail: petro.kurlyak@nung.edu.ua.

БАЦАЛА ЯРОСЛАВ ВАСИЛЬОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричної інженерії, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; м. Івано-Франківськ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4964-407X>; e-mail: batsala2012@gmail.com.

ФЕДОРІВ МИХАЙЛО ЙОСИПОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричної інженерії, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; м. Івано-Франківськ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8917-4159>; e-mail: fedorivm@ukr.net.

МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ НЕСИНУСОЇДНОЇ НАПРУГИ ЖИВЛЕННЯ НА РЕЖИМИ РОБОТИ АСИНХРОННОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ

У статті розглянуто актуальну науково-технічну проблему впливу несинусоїдної напруги живлення на режими роботи асинхронного електроприводу, що має особливе значення для сучасних промислових електротехнічних комплексів із великою кількістю нелінійних навантажень, силових напівпровідникових перетворювачів, частотно-регульованих приводів та іншого обладнання, яке спричиняє погіршення якості електроенергії. Для формування несинусоїдної напруги використано розклад періодичної функції у ряд Фур'є з урахуванням першої, третьої та п'ятої гармонічних складових. З метою відображення таких процесів побудовано підмодель генератора несинусоїдної напруги методом Bond Graph, яка дозволяє змінювати амплітуди та початкові фази окремих гармонік і, відповідно, імітувати різні типи спотворень у мережі живлення. Моделювання виконано для високовольтного асинхронного електродвигуна ВАО2-400LB-2У2. У результаті дослідження отримано осцилограми гармонічних складових напруги, спотворених трифазних напруг живлення, струмів статора та залежність електромагнітного моменту за умов живлення несинусоїдною напругою. Практична цінність дослідження полягає в тому, що запропонована Bond Graph модель із підмоделлю генератора несинусоїдної напруги дозволяє прогнозувати миттєві значення струмів, амплітуди та початкові фази гармонічних складових у випадку невідповідності параметрів електроенергії нормативним показникам якості. Отримані результати можуть бути використані для оцінювання чутливості асинхронних електроприводів до гармонічних спотворень, обґрунтування вибору раціональних режимів експлуатації, а також розроблення рекомендацій щодо впровадження пасивних, активних і гібридних фільтро-компенсувальних пристроїв, статичних синхронних компенсаторів та динамічних відновлювачів напруги для підвищення якості електроенергії. Застосування таких рішень сприятиме зменшенню гармонічних спотворень, стабілізації електромагнітного моменту, зниженню теплових перевантажень, підвищенню енергоефективності та забезпеченню надійної роботи високовольтних асинхронних електроприводів у реальних умовах промислових електричних мереж.

Ключові слова: Bond Graph; генератор несинусоїдної напруги; асинхронний електропривід; режими роботи.

Вступ. На сучасному етапі розвитку силової електроніки та автоматизованих систем якість електроенергії в електромережах зазнає суттєвого погіршення. Зростання кількості нелінійних навантажень, таких як перетворювачі частоти, джерела безперебійного живлення, сучасні електронні пристрої та системи, призводить до появи гармонічних викривлень, перепадів напруги, провалів та інших аномалій [1, 2]. Несинусоїдність напруги живлення істотно впливає на роботу асинхронних електроприводів, оскільки призводить до спотворення електромагнітних процесів у двигуні. За умов наявності вищих гармонік напруги живлення в обмотках статора електродвигуна з'являються гармонічні складові струмів, які не беруть участі у створенні корисного обертового моменту, але підвищують діючі значення струму, спричиняючи додаткові втрати енергії у міді та сталі. Такі процеси впливають на підвищення температури обмоток і активних частин двигуна, що зменшує його енергоефективність та скорочує термін служби [3, 4].

Крім того, наявність гармонік напруги зумовлює виникнення паразитних електромагнітних моментів, які призводять до пульсацій обертового моменту та механічних вібрацій електроприводу. Це, у свою чергу, спричиняє додаткові динамічні навантаження на вал,

підшипникові вузли та інші елементи механічної системи, що негативно впливає на надійність і довговічність роботи обладнання. Особливо небезпечними є гармоніки, кратні частоті живлення, які можуть викликати резонансні явища в електромеханічній системі [3, 4].

Важливим аспектом є також вплив несинусоїдної напруги на електромагнітні втрати в магнітопроводі двигуна. Вищі гармоніки спричиняють збільшення втрат на гістерезис і вихрові струми, що додатково погіршує енергетичні показники електроприводу. При цьому коефіцієнт потужності знижується, а споживання реактивної потужності зростає, що призводить до неефективного використання електричної енергії в системі електропостачання [3, 4].

Слід зазначити, що в умовах сучасних промислових підприємств, зокрема в системах електроприводів насосних агрегатів магістральних трубопроводів, проблема якості електроенергії набуває особливої актуальності. Наявність значної кількості потужних електроприводів із напівпровідниковими перетворювачами формує складні електромагнітні взаємодії в мережі, що ускладнює забезпечення стабільних режимів роботи.

У зв'язку з цим актуальним є завдання дослідження впливу несинусоїдності напруги

© П. О. Курляк, Я. В. Бацала, М. Й. Федорів, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

живлення на режими роботи асинхронних електроприводів з метою визначення закономірностей зміни їх енергетичних та механічних характеристик. Це дозволяє обґрунтувати вибір раціональних режимів експлуатації, а також розробити ефективні технічні рішення щодо покращення якості електроенергії, зокрема шляхом застосування активних і пасивних фільтрів гармонік, компенсаторів реактивної потужності та сучасних систем керування електроприводами.

Метою роботи є розроблення підмоделі генератора несинусоїдної напруги для Bond Graph моделі асинхронного електроприводу з подальшим дослідженням впливу несинусоїдної напруги живлення на його режими роботи.

Результати дослідження. Для підвищення результативності роботи асинхронних електроприводних агрегатів доцільним є розроблення сучасних комп'ютерно-орієнтованих моделей, які забезпечують коректне відтворення складних фізичних процесів енергетичної взаємодії між складовими елементами електроприводу. Подальше дослідження таких моделей створює передумови для формування алгоритмів оптимального керування як усталеними, так і перехідними режимами, що виникають у процесі функціонування електроприводних систем.

З позицій системного аналізу асинхронні електроприводні агрегати доцільно розглядати як складні технічні об'єкти, структура яких охоплює кілька взаємопов'язаних підсистем різної фізичної природи: електричної, магнітної та механічної. Для аналізу подібних мехатронних систем [5] застосовують низку підходів до моделювання, зокрема метод багатополосників (Multipoles), метод блочних діаграм (Block Diagrams), метод об'єктних діаграм (Object Diagrams), а також метод графів зв'язків (Bond Graph).

Серед зазначених підходів особливе значення має уніфікований метод моделювання Bond Graph [6], який дає змогу досліджувати динамічні властивості мультидоменних систем на основі уніфікованого енергетичного підходу та стандартизованої системи позначень. Завдяки встановленню причинно-наслідкових зв'язків та спеціалізованого програмного забезпечення 20-sim, розробленого лабораторією автоматизованого керування Controllab інституту мехатроніки нідерландського університету Twente [7], даний метод забезпечує можливість автоматизованого формування системних рівнянь, перевірки коректності побудови моделей, а також графічного подання структури складних технічних об'єктів у наочній формі.

Для моделювання впливу несинусоїдної напруги на режими роботи асинхронного електроприводу застосовано метод Bond Graph [6], що є доцільним завдяки його універсальності та фізичній обґрунтованості. На відміну від багатьох інших методів моделювання, Bond Graph дозволяє візуалізувати не лише сигнальні взаємозв'язки, а й потоки енергії між елементами системи, та залишається актуальним і продовжує активно вдосконалюватися в сучасних дослідженнях складних електромеханічних і мехатронних систем.

Метод Bond Graph базується на принципах енергетичної взаємодії між підсистемами різної фізичної природи та дозволяє описувати електричні, магнітні й механічні процеси у єдиному енергетичному просторі. Використання методу Bond Graph забезпечує зручність побудови узагальненої структури моделі асинхронного електроприводу, автоматичне формування рівнянь стану та можливість урахування нелінійностей і перехідних процесів, що виникають під впливом вищих гармонік напруги живлення.

Для відображення динамічної поведінки будь-яких мультидоменних систем методом Bond Graph застосовують узагальнені змінні: зусилля (e), потоку (f), інерції (p), зміщення (q), потужності (P) та енергії (E). Встановлені наступні базові співвідношення між цими змінними [6]:

1. $e(t), f(t)$, – відповідно величина зусилля та потоку, добуток яких дає миттєву потужність $P(t)$, що протікає між двома портами. У динамічній системі зусилля і потік змінюються, отже і потужність змінюється в часі

$$P(t) = e(t)f(t). \quad (1)$$

2. $p(t)$, – величина інерції, що визначається як інтеграл по часу від зусилля

$$p(t) = \int_{t_0}^t e(t)dt = p_0 + \int_{t_0}^t e(t)dt. \quad (2)$$

3. $q(t)$ – величина зміщення, яка визначається як інтеграл по часу від змінної потоку

$$q(t) = \int_{t_0}^t f(t)dt = q_0 + \int_{t_0}^t f(t)dt. \quad (3)$$

4. $E(t)$ – величина енергії, яка передається через порт елемента і визначається як інтеграл по часу від потужності $P(t)$

$$E(t) = \int_{t_0}^t P(t)dt = \int_{t_0}^t (e(t)f(t))dt. \quad (4)$$

Для графічного відображення моделей мультидоменних систем метод Bond Graph використовує стандартний набір із 9 елементів [6]. Їх можна поділити на три категорії: одно-, дво- та багатопортові елементи. Зображають елементи комбінацією букв (мнемонічними кодами), вказуючи на вид елемента. Дані елементи, відповідно до своєї фізичної поведінки, розділяють на наступні 5 груп:

- джерел (граничних умов) – Se, Sf ;
- збереження (відповідно до закону збереження енергії) – I, C ;
- незворотнього перетворення (теплової дисипації енергії в довкілля) – R ;
- двостороннього зворотнього перетворення (взаємозв'язки між підсистемами) – TF, GY ;
- розподілу (взаємозв'язки в межах підсистеми) – $0, 1$.

До першої групи відносять однопортові активні елементи Se - та Sf -типу. Se – це джерело зусилля, що прикладається до інших елементів системи, в той час як Sf – джерело потоку, напрямленого в цю систему.

До другої групи відносять однопортові пасивні енергозберігаючі елементи C - та I -типу, які резервують всі види вільної енергії. Накопичення вільної енергії характеризують двома типами змінних q - і p -типу, які є змінними стану системи.

В елементах C -типу, в результаті надходження до них потоку f із мережі, накопичуються змінні q -типу. Охарактеризувати такий процес можна диференціальним рівнянням балансу, яке утворює першу частину системи конструктивних рівнянь (5) елемента зберігання. У іншій частині цієї системи рівнянь, змінна стану q пов'язана із зусиллям e

$$\left. \begin{aligned} \frac{dq}{dt} &= f, \\ e &= \phi(q) \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Аналогічно в елементах I -типу дія зусилля e призводить до накопичення змінних p -типу. Цей процес описується наступною системою конструктивних рівнянь

$$\left. \begin{aligned} \frac{dp}{dt} &= e \\ f &= \phi(p) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

До третьої групи відносять однопортовий пасивний елемент R -типу, який відображає дисипацію вільної енергії у довкілля. Конструктивним рівнянням даного елемента є алгебраїчне співвідношення між зусиллям і потоком

$$e = Rf. \quad (7)$$

До четвертої групи відносять два двопортові пасивні елементи перетворення енергії – це трансформатор TF та гіратор GY , які служать для відображення зв'язку між підсистемами однієї та різної фізичної природи.

В ідеальному трансформаторі TF енергія не зберігається і не розсіюється, а лише перетворюється. Внаслідок такого перетворення, зусилля трансформуються в зусилля, а потоки в потоки. Такий перетворювач характеризується тільки одним безрозмірним параметром n -коефіцієнтом трансформації, який є необхідним для опису трансформації зусиль і потоків

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= ne_2 \\ f_2 &= nf_1 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Прикладом такого елемента є трансформатори струму та напруги в електричній мережі.

Гіратор GY представляє перетворення енергії між різними фізичними областями. Прикладом такого перетворювача є електричний двигун, насос, турбіна тощо. Охарактеризувати дане перетворення можна гіраторним зв'язком, за допомогою рівняння

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= rf_2 \\ e_2 &= rf_1 \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

На відміну від коефіцієнта трансформації, коефіцієнт гірації r має фізичну розмірність, оскільки він відображає відношення між зусиллям і потоком.

До п'ятої групи відносять багатопортові елементи розподілу, які характеризують зв'язки між вищезазначеними елементами в межах однієї підсистеми. Існують два види таких зв'язків, а саме θ і I -сполучення.

θ -сполучення описується першим законом Кірхгофа і представляє вузол, в якому всі зусилля сполучених елементів є рівними між собою. Прикладом такого з'єднання є паралельний зв'язок в електричному колі. За законом збереження енергії алгебраїчна сума потоків сполучених елементів рівна нулю. Енергетичний напрям (тобто напрям половини стріли) визначають за напрямом потоків.

I -сполучення описується другим законом Кірхгофа і володіє властивостями послідовного сполучення в електричному колі, в якому всі потоки сполучених елементів є рівні, а енергетичний напрям визначають за напрямом зусиль.

У випадку моделювання нелінійних елементів системи до позначення вищезазначених основних елементів додається літера M (модульований елемент). Вона символізує про те, що конструктивні рівняння таких елементів залежать від зовнішнього сигналу.

Проведемо моделювання впливу несинусоїдної напруги живлення на режими роботи асинхронного електроприводу за допомогою методу Bond Graph.

Дослідження впливу періодичної несинусоїдальної напруги живлення на режими роботи асинхронних електроприводів значно спрощується, якщо криву напруги представити у вигляді ряду Фур'є:

$$\begin{aligned} u(t) &= U_0 + U_{m1} \sin(\omega t + \varphi_1) + \\ &+ U_{m2} \sin(2\omega t + \varphi_2) + \dots = \\ &= U_0 + \sum_{k=1}^{\infty} U_{mk} \sin(k\omega t + \varphi_k), \end{aligned} \quad (10)$$

де U_0 – стала складова (нульова гармоніка);

$U_{m1} \sin(\omega t + \varphi_1)$ – основна або перша гармоніка;

$U_{mk} \sin(k\omega t + \varphi_k)$ – вища гармоніка k -го порядку;

$\omega = \frac{1}{T}$ – основна частота (кутова);

T – період несинусоїдної функції.

Від форми ряду (10) легко перейти до іншої форми (11), врахувавши значення синуса суми $(k\omega t + \varphi_k)$:

$$\begin{aligned} u(t) &= U_0 + \sum_{k=1}^{\infty} U_{mk} \cdot \cos \varphi_k \cdot \sin(k\omega t + \varphi_k) + \\ &+ \sum_{k=1}^{\infty} U_{mk} \cdot \sin \varphi_k \cdot \cos(k\omega t + \varphi_k) = \end{aligned}$$

$$= U_0 + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cdot \sin(k\omega t) + \sum_{k=1}^{\infty} B_k \cdot \cos(k\omega t) \quad (11)$$

$$\text{де } A_k = U_{mk} \cdot \cos \varphi_k;$$

$$B_k = U_{mk} \cdot \sin \varphi_k.$$

Періодичні несинусоїдальні криві, які мають певні види симетрії, значно спрощують процес розкладання у ряд Фур'є, оскільки деякі гармоніки автоматично виключаються. Якщо припустити, що несинусоїдна крива напруги живлення симетрична відносно осі абсцис, то під час розкладання таких кривих рядом Фур'є нульова і парні гармоніки стають рівними нулю, а сам ряд має вигляд:

$$u(t) = A_1 \cdot \sin(\omega t) + B_1 \cdot \cos(\omega t) + A_3 \cdot \sin(3\omega t) + B_3 \cdot \cos(3\omega t) + A_5 \cdot \sin(5\omega t) + B_5 \cdot \cos(5\omega t) \quad (12)$$

Рівняння (12) покладено в основу розроблення підмоделі генератора несинусоїдної напруги (рис. 1) методом Bond Graph. Дана підмодель складається із семи розрахункових блоків та трьох елементів. Перші три розрахункові блоки 1-harmonic; 3-harmonic; 5-harmonic, задають відповідно першу, третю та п'яту гармонічну складову несинусоїдної напруги. За необхідності кількість гармонічних складових можна збільшити. Далі на розрахунковому блоці Sum відбувається сумування згенерованих гармонічних складових функцій (12), значення якої відповідно подається на клемі трифазного джерела напруги.

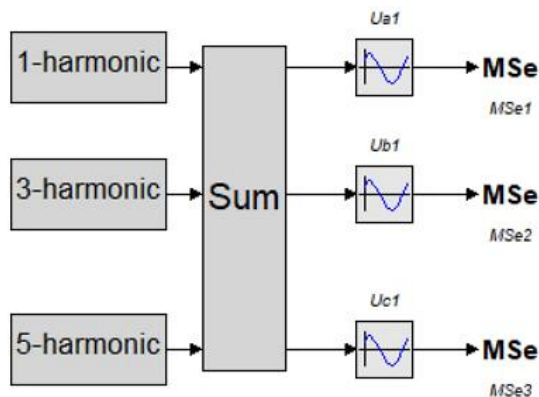


Рисунок 1 – Підмодель генератора несинусоїдної напруги

Далі проводимо моделювання впливу періодичної несинусоїдальної напруги живлення на режими роботи асинхронного електроприводу високовольтного електродвигуна ВАО2-400LB-2У2 за допомогою розробленої Bond Graph моделі [8]. Джерелом спотворення буде слугувати сигнали підмоделі джерела-генератора несинусоїдної форми напруги (рис. 1). Побудована підмодель дозволяє змінювати амплітуди та початкові фази окремих гармонік, тим самим моделюючи різні типи спотворень, які можуть виникати в електричних мережах. Це створює умови для оцінювання чутливості електроприводу до окремих частотних компонент напруги живлення.

Встановлюємо, згідно виразу (12), першу, третю та п'яту гармонічні складові напруги, осцилограми яких зображені на рис. 2. Спотворені форми трифазних несинусоїдних напруг живлення (рис. 3) подаємо на затискачі високовольтного електродвигуна ВАО2-400LB-2У2 асинхронного електроприводу. В результаті проведеного моделювання впливу несинусоїдної напруги живлення для номінального режиму роботи електродвигуна отримуємо гармонічні складові струмів, значення яких в усталеному режимі роботи зображені на рис. 4, та залежність електродинамічного моменту, зображеного на рис. 5.

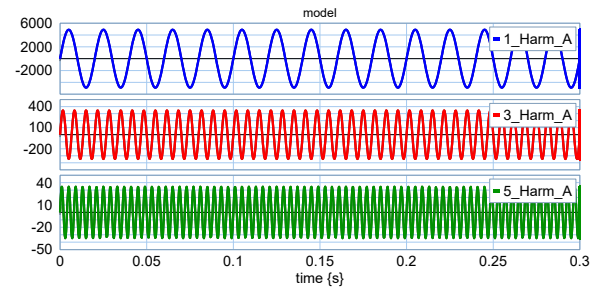


Рисунок 2 – Осцилограми першої, третьої та п'ятої гармонік напруги у фазі А

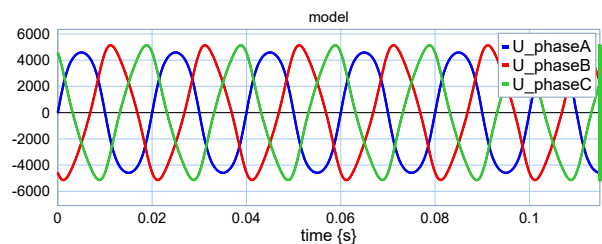


Рисунок 3 – Несинусоїдні трифазні напруги живлення асинхронного електроприводу

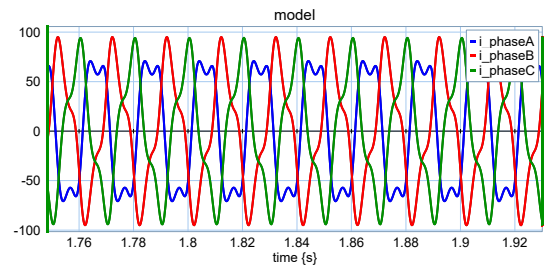


Рисунок 4 – Гармонічні складові струмів статора високовольтного електродвигуна ВАО2-400LB-2У2 в усталеному режимі роботи за умови живлення несинусоїдною напругою

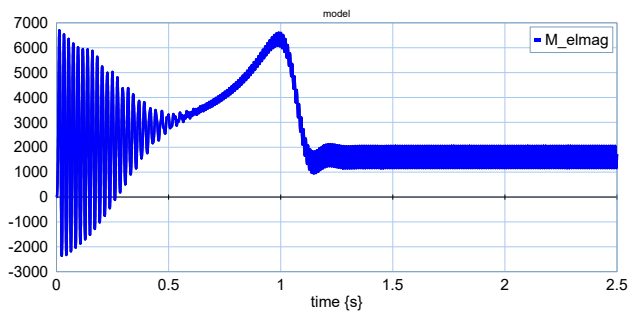


Рисунок 5 – Електромагнітний момент асинхронного електроприводу за умови живлення несинусоїдною напругою

Проблема компенсації вищих гармонік у системах середньої напруги (6–10 кВ) має особливе значення, оскільки саме на цьому рівні розподільчих мереж працюють потужні електроприводи, перетворювачі частоти та інше електрообладнання, яке одночасно є як джерелом, так і споживачем гармонічних струмів. На відміну від низьковольтних систем, де пристрої фільтрації вищих гармонік можуть бути реалізовані з використанням відносно простих пасивних LC-ланцюгів, у мережах середньої напруги необхідно враховувати значення струмів, вплив параметрів трансформаторів та можливість виникнення резонансних явищ [9].

Основною метою компенсації вищих гармонік у системах середньої напруги є зменшення рівня спотворень напруги та струму до нормативних значень [10], забезпечення стабільності електромагнітного моменту електроприводу, зниження теплових перевантажень і підвищення енергоефективності системи. Для досягнення даних цілей застосовуються пасивні, активні та комбіновані (гібридні) фільтрокомпенсуючі пристрої.

Пасивна фільтрація базується на використанні резонансних LC-ланцюгів, налаштованих на певну частоту гармоніки. Такі фільтри підключаються паралельно до мережі через узгоджувальний трансформатор або безпосередньо до шин середньої напруги. Найпоширенішими є фільтри типу single-tuned (налаштовані на одну гармоніку, зазвичай 5-ту або 7-му) та high-pass (широкопasmові фільтри, що забезпечують демпфування кількох високих гармонік). Їхнє застосування дозволяє знизити гармонічні складові струму в точці приєднання електроприводу, стабілізувати напругу та зменшити реактивне навантаження мережі. Однак основним недоліком пасивних фільтрів є залежність їх ефективності від режимів роботи мережі. При зміні частоти гармонічних складових або конфігурації системи вони можуть втрачати налаштування, а в окремих випадках створювати паралельні резонанси, що призводить до зростання напругових спотворень. Тому пасивні фільтри ефективні переважно в системах із відносно стабільним спектром гармонік [11].

Для динамічного придушення гармонічних складових застосовуються активні фільтри (Active

Power Filters, APF), що працюють на принципі інжекції компенсуючих струмів. Такі пристрої використовують силові напівпровідникові перетворювачі (Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT), Integrated Gate-Commutated Thyristor (IGCT) або Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor (MOSFET)), які генерують струм із протилежною фазою до гармонічної складової струму навантаження. У мережах середньої напруги ці системи зазвичай реалізуються за схемою модульних каскадних інверторів (Modular Multilevel Converter, MMC) або через з'єднання декількох низьковольтних активних фільтрів через узгоджувальні трансформатори. Активні фільтри забезпечують високу динамічну точність, автоматично підлаштовуються під змінний спектр гармонік і можуть одночасно виконувати функції компенсації реактивної потужності та балансування фаз. Проте їх застосування у системах середньої напруги потребує складних схем охолодження, надійної ізоляції та значних капітальних витрат [12].

Найбільш ефективними засобами компенсації вищих гармонік для високовольтних асинхронних електроприводів є гібридне поєднання пасивної та активної компенсації, де пасивна частина бере на себе основне навантаження зі зниження енергії основних гармонік (5-ї, 7-ї), а активна частина коригує високочастотні залишкові компоненти та змінний спектр. Така структура поєднує енергоефективність пасивних фільтрів з гнучкістю активних систем, забезпечуючи зменшення загального гармонічного спотворення (Total Harmonic Distortion, THD) напруги до рівня нижче 3–5 % навіть за умов нестабільного навантаження.

Для систем, де необхідна підтримка якості напруги на рівні шин живлення, застосовуються високовольтні компенсуючі пристрої на основі силової електроніки — STATCOM (Static Synchronous Compensator) та DVR (Dynamic Voltage Restorer). Пристрій STATCOM підключається паралельно до мережі й генерує змінну реактивну потужність, що компенсує миттєві спотворення струму. DVR, у свою чергу, встановлюється послідовно з лінією живлення та забезпечує підтримку амплітуди та форми напруги на клеммах споживача [13].

Застосування таких пристроїв у системах середньої напруги дозволяє ефективно усунути як гармонічні, так і негармонічні спотворення (провали, перенапруги, несиметрію фаз), а також стабілізувати електромагнітні режими потужних приводів. STATCOM і DVR відзначаються високою швидкістю, широким частотним діапазоном компенсації та можливістю інтеграції в системи автоматичного керування енергетичними комплексами.

Висновки. Розроблена методом Bond Graph модель асинхронного електроприводу із підмоделлю генератора несинусоїдних напруг дозволяє здійснювати прогноз як миттєвих значень струмів в

ній, так і амплітуд та початкових фаз гармонійних складових у разі невідповідності електроенергії встановленим показникам її якості. Одержані результати моделювання впливу несинусоїдної напруги на режими роботи високовольтних асинхронних електроприводів дають змогу розробляти рекомендації щодо ефективного впровадження засобів компенсації вищих гармонік. Це сприятиме підвищенню надійності, зниженню експлуатаційних витрат та забезпеченню ефективного функціонування високовольтних електроприводів в умовах реальних мереж.

Список літератури

1. Impact of harmonic currents of nonlinear loads on power quality of a low voltage network—review and case study / Ł. Michalec et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 12. 3665. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14123665>.
2. Harmonics: the distortion in supplied waveform – causes and remedies / N. B. Mirajkar et al. *International Journal of Current Microbiology and Applied Sciences*. 2023. Vol. 12, no. 5. P. 39–44. DOI: <https://doi.org/10.20546/ijcmas.2023.1205.005>.
3. Якість електроенергії та її вплив на електроспоживання і надійність роботи електроустаткування. PATRIOT-NRG Національний портал з енергозбереження. URL: <https://patriot-nrg.com/content/yakist-elektroenergiyi-ta-yiyi-vplyv-na-elektrospozhyvannya-i-nadiynist-roboty>.
4. Verovkin O. Influence of higher harmonics on power quality in industrial electrical networks. Information technologies in metallurgy and machine building (ITMM 2025): Materials of Scientific and Technical International Conference, Dnipro, Ukraine, 10–11 April 2025. Dnipro, 2025. P. 485–489. DOI: <https://doi.org/10.34185/1991-7848.itmm.2025.01.086>.
5. Bishop R. H. *The mechatronics handbook*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2002. 1272 p.
6. Karnopp D. C., Margolis D. L., Rosenberg R. C. *System dynamics: modeling, simulation, and control of mechatronic systems*. 5th ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2012. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118152812>.
7. 20-sim. Controllab. URL: <https://www.controllab.nl/technology/software/20-sim/>.
8. Костинин В. С., Курляк П. О. Bond Graph модель асинхронного двигуна з врахуванням насичення магнітопроводу та ефекту витіснення струму в роторі. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2011. № 4 (30). С. 32–37.
9. IEEE Std 519-2022. IEEE standard for harmonic control in electric power systems. Replaces IEEE Std 519-2014; effective from 2022-08-05. Official edition. IEEE, 2022. 31 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2022.9848440>.
10. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. На заміну ДСТУ EN 50160:2014; чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. Київ, 2023.
11. Nassif A. B., Xu W. Passive harmonic filters for medium-voltage industrial systems: practical considerations and topology analysis. *2007 39th North American Power Symposium*, Las Cruces, NM, USA, 30 September – 2 October 2007. 2007. P. 301–307. DOI: <https://doi.org/10.1109/naps.2007.4402326>.
12. Demirdelen T., Kayaalp R. I., Tumay M. A modular cascaded multilevel inverter based shunt hybrid active power filter for selective harmonic and reactive power compensation under distorted/unbalanced grid voltage conditions. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. 2016. Vol. 6, no. 5. P. 1133–1138. DOI: <https://doi.org/10.48084/etasr.777>.
13. Бурбело М., Бабенко О., Лебедь Д. Аналіз процесу керування STATCOM за швидких змін напруги. *Вісник Кременчуцького*

національного університету імені Михайла Остроградського. 2025. № 1 (150). С. 284–291. DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2025.1.35>.

References

1. Ł. Michalec, M. Jasiński, T. Sikorski, Z. Leonowicz, Ł. Jasiński, and V. Suresh, “Impact of harmonic currents of nonlinear loads on power quality of a low voltage network—review and case study,” *Energies*, vol. 14, no. 12, Jun. 2021, Art. no. 3665, doi: <https://doi.org/10.3390/en14123665>
2. N. B. Mirajkar, R. M. Dharaskar, T. G. Kazi, R. R. Burte, and R. R. Jadhav, “Harmonics: The distortion in supplied waveform – causes and remedies,” *International Journal of Current Microbiology and Applied Sciences*, vol. 12, no. 5, pp. 39–44, May 2023, doi: <https://doi.org/10.20546/ijcmas.2023.1205.005>
3. “Yakist elektroenerhii ta yii vplyv na elektrozpozhyvannya i nadiynist roboty elektroustatkuvannya [Power quality and its impact on electricity consumption and the reliability of electrical equipment].” PATRIOT-NRG International energy saving portal. [Online]. Available: <https://patriot-nrg.com/content/yakist-elektroenergiyi-ta-yiyi-vplyv-na-elektrozpozhyvannya-i-nadiynist-roboty> (in Ukrainian)
4. O. Verovkin, “Influence of higher harmonics on power quality in industrial electrical networks,” in *Information Technologies in Metallurgy and Machine Building (ITMM 2025)*, Dnipro, Ukraine, Apr. 10–11, 2025. Dnipro: Ukrainian State Univ. Sci. Technol., 2025, pp. 485–489, doi: <https://doi.org/10.34185/1991-7848.itmm.2025.01.086>
5. R. H. Bishop, *The Mechatronics Handbook*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2002.
6. D. C. Karnopp, D. L. Margolis, and R. C. Rosenberg, *System Dynamics: Modeling, Simulation, and Control of Mechatronic Systems*, 5th ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2012, doi: <https://doi.org/10.1002/9781118152812>
7. “20-sim.” Controllab. [Online]. Available: <https://www.controllab.nl/technology/software/20-sim/>
8. V. S. Kostyshyn and P. O. Kurlyak, “Bond Graph model asynkronnoho dvyhuna z vrakhuvanniam nasychennia nasychennia mahnitoprovodu ta efektu vytisnennia strumu v rotorі [Bond Graph model of an asynchronous motor, taking into account magnetic circuit saturation and the current displacement effect in the rotor],” *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, no. 4 (30), pp. 32–37, 2011. (in Ukrainian)
9. *IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems*, IEEE Std 519-2022, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2022.9848440>
10. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*, EN 50160:2022, CENELEC, 2022.
11. A. B. Nassif and W. Xu, “Passive harmonic filters for medium-voltage industrial systems: Practical considerations and topology analysis,” in *2007 39th North American Power Symposium*, Las Cruces, NM, USA, Sep. 30–Oct. 2, 2007. IEEE, 2007, pp. 301–307, doi: <https://doi.org/10.1109/naps.2007.4402326>
12. T. Demirdelen, R. I. Kayaalp, and M. Tumay, “A modular cascaded multilevel inverter based shunt hybrid active power filter for selective harmonic and reactive power compensation under distorted/unbalanced grid voltage conditions,” *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 6, no. 5, pp. 1133–1138, Oct. 2016, doi: <https://doi.org/10.48084/etasr.777>
13. M. Burbelo, O. Babenko, and D. Lebed, “Analysis of STATCOM control process under rapid voltage changes,” *Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University*, no. 1 (150), pp. 284–291, 2025, doi: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2025.1.35>

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 12.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

KURLIAK PETRO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Head of the Department of Electrical Engineering, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas; Ivano-Frankivsk, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8113-5211>; e-mail: petro.kurliak@nunge.edu.ua.

BATSALA YAROSLAV – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas; Ivano-Frankivsk, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4964-407X>; e-mail: batsala2012@gmail.com.

FEDORIV MYKHAILO – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas; Ivano-Frankivsk, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8917-4159>; e-mail: fedorivm@ukr.net.

MODELING THE INFLUENCE OF NONSINUSOIDAL SUPPLY VOLTAGE ON THE OPERATING MODES OF AN INDUCTION ELECTRIC DRIVE

The article addresses a current scientific and technical problem related to the influence of nonsinusoidal supply voltage on the operating modes of an induction electric drive. This issue is of particular importance for modern industrial electrotechnical complexes with a large number of nonlinear loads, power semiconductor converters, variable-frequency drives, and other equipment that contributes to the deterioration of power quality. To generate the nonsinusoidal voltage, the expansion of a periodic function into a Fourier series was used, taking into account the first, third, and fifth harmonic components. To represent these processes, a submodel of a nonsinusoidal voltage generator was developed using the Bond Graph method. This submodel makes it possible to vary the amplitudes and initial phases of individual harmonics and, accordingly, to simulate different types of distortions in the supply network. The simulation was carried out for a high-voltage induction motor VAO2-400LB-2U2. As a result of the study, oscillograms of voltage harmonic components, distorted three-phase supply voltages, stator currents, and the dependence of electromagnetic torque under nonsinusoidal voltage supply conditions were obtained. The practical value of the study lies in the fact that the proposed Bond Graph model with a submodel of a nonsinusoidal voltage generator makes it possible to predict instantaneous current values, as well as the amplitudes and initial phases of harmonic components when the parameters of electrical energy do not comply with established power quality standards. The obtained results can be used to assess the sensitivity of induction electric drives to harmonic distortions, justify the selection of rational operating modes, and develop recommendations for the implementation of passive, active, and hybrid filter-compensating devices, Static Synchronous Compensator, and Dynamic Voltage Restorer to improve power quality. The application of such solutions will contribute to reducing harmonic distortions, stabilizing electromagnetic torque, decreasing thermal overloads, improving energy efficiency, and ensuring reliable operation of high-voltage induction electric drives under real industrial power network conditions.

Keywords: Bond Graph; nonsinusoidal voltage generator; induction electric drive; operating modes.

ЛЕБЕДЬ ДЕНИС ЮРІЙОВИЧ ✉ – доктор філософії (PhD), асистент кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7482-9741>; e-mail: 4e15b.lebyd@gmail.com.

ВОЙТЮК ЮРІЙ ПЕТРОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1896-5927>; e-mail: voytyuk77@gmail.com.

ШУЛЛЕ ЮЛІЯ АНДРІЙВНА – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, Вінницький національний технічний університет; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5516-7543>; e-mail: shullye.y.a@vntu.edu.ua.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ LC-ФІЛЬТРА НА РОБОТУ UPQC-VAMIN ПРИ ЗМІНІ НАПРУГИ ДЖЕРЕЛА ЖИВЛЕННЯ

Стаття присвячена оцінці впливу параметрів вихідного LC-фільтра нижніх частот послідовного силового активного фільтра на перетік активної потужності та показники гармонічного спотворення струму та напруги в системі уніфікованого регулятора якості електроенергії з мінімальною встановленою потужністю (UPQC-VAMin). Дослідження LC-фільтра виконувалося на базі моделювання в середовищі Matlab/Simulink для трифазної чотирипровідної системи, що функціонує з нелінійним навантаженням. Об'єктом аналізу є встановлення взаємозв'язку між вихідною індуктивністю, змінною напругою джерела живлення у діапазоні (від 340 до 440 В) та ключовими показниками: активною потужністю UPQC-VAMin, коефіцієнтами гармонічних спотворень струму мережі, напруг на навантаженні та мережі. Досліджено дві поширені конфігурації LC-фільтра: за умови фіксованої ємності 100 мкФ зі змінною індуктивністю уперед заданому діапазоні від 0,1 до 3,1 мГн та за умови стабілізації резонансної частоти у межах мінімальних показників індуктивності та ємності LC-фільтра. Дослідження проведено для розрахункових вузлів схеми живлення, обраних у межах напруги, що змінюється в діапазоні від -15% до $+10\%$ з кроком 10 В та індуктивності L-фільтра 0,1–3,1 мГн з кроком 0,2 мГн, що дозволило побудувати прецизійні поверхні відгуку та встановити динаміку перебігу електромагнітних процесів. Проаналізовано характерні залежності перетоку активної потужності в UPQC-VAMin від вхідної напруги. Доведено, що неконтрольоване зростання індуктивності понад 2 мГн при сталій ємності призводить до виникнення резонансних явищ, які підвищують рівень гармонічного спотворення струму мережі до 5,5 %. Визначено зони мінімальних спотворень напруги на навантаженні, що підтверджує надійність обраної системи керування. За принципом оптимальності по Парето отримані результати демонструють забезпечення мінімізації коефіцієнтів гармонічних спотворень струму та напруги.

Ключові слова: уніфікований регулятор якості електроенергії з мінімальною встановленою потужністю (UPQC-VAMin); послідовний силовий активний фільтр; паралельний силовий активний фільтр; LC-фільтр; коефіцієнт гармонічних спотворень; якість електроенергії.

Вступ і постановка задачі. Для підвищення окремих показників якості електроенергії у деяких випадках рекомендують використовувати послідовні та паралельні силові активні фільтри (САФ), інтеграція функціональних можливостей яких дозволила реалізувати уніфіковані регулятори якості електроенергії (UPQC) [1–3]. У сучасних дослідженнях особливу увагу приділено вдосконаленню систем керування UPQC за допомогою штучного інтелекту та гібридних нейронних мереж: Nishad та інші в [4] запропонували заснований на штучному інтелекті контроль для оптимізації якості електроенергії в системах залізничного транспорту, Goud et al. [5] розробили контролер на базі керування рекурентних одиниць (Gated Recurrent Unit, GRU) для компенсації гармонік, провалів та перенапруг у мережах з нелінійним навантаженням, а S. Das [6] емпірично проаналізували гібридні алгоритми керування на базі адаптивних нейро-нечітких систем виведення (adaptive neuro-fuzzy inference system, ANFIS) та штучних нейронних систем (artificial neural network, ANN) послідовним і паралельним САФ, що забезпечують зниження коефіцієнта нелінійних спотворень (Total Harmonic Distortion, THD) напруги навантаження до

4,26 % та струму мережі до 0,08 %. Аналогічні підходи з використанням ANN-контролерів для фотоелектричних (photovoltaic, PV) систем розглянуто Ibrahim в [7], а Li в [8] продемонстрував підвищення надійності електропостачання в низьковольтних розподільних мережах за рахунок UPQC.

Ключовим конструктивним параметром послідовного САФ є вихідна індуктивність послідовного ланцюга (L_{se}), яка визначає динаміку регулювання, рівень пульсацій струму та резонансні характеристики LC-фільтра. Попри значний обсяг публікацій, присвячених методам керування [4–7], моделюванню малих сигналів [9] та аналізу стійкості мікромереж [1, 2], поза увагою дослідників залишається питання системного аналізу впливу L_{se} на перетік активної потужності та показники якості електроенергії THD_i , THD_u в умовах значних відхилень напруги джерела живлення U_s (340–440 В). S. Das [6] провів емпіричний аналіз гібридних контролерів щодо коефіцієнта гармонічних спотворень THD, провалів та перенапруг, проте без урахування зміни індуктивності фільтра. S. Shi та інші в [9] виконали моделювання малих сигналів UPQC у dq -системі координат, однак не розглянули вплив L_{se} на

© Д. Ю. Лебедь, Ю. П. Войтюк, Ю. А. Шулле, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

енергетичні потоки. В [3] системно оцінені гібридні AC/DC мікромережі з UPQC, а Taghvaie в [2] надали огляд методів компенсації гармонік, проте обидві роботи не торкалися параметричного впливу LC-фільтра на Парето-оптимізацію гармонічних спотворень. Проблематика одночасного впливу L_{se} та U_s на весь спектр показників якості електроенергії в UPQC- V_{Amin} залишається маловивченою [10, 11].

Метою статті є обґрунтування по Парето оптимальних параметрів LC-фільтра, що дозволяє провести комплексний аналіз та встановити залежності енергетичних показників (потужність послідовного (P_{se}) і паралельного (P_{sh}) САФ) та параметрів ТНД струму та напруги для системи з UPQC- V_{Amin} .

Основний матеріал дослідження. Для дослідження вихідного LC-фільтра моделювання роботи системи з UPQC- V_{Amin} та нелінійним навантаженням (рис. 1) реалізовано в програмному середовищі Matlab/Simulink, що дозволяє з високою точністю відтворити перехідні та усталені режими роботи.

Прийнято, що опір лінії живлення становить $0,0034+j0,0135$ Ом. Зі сторони мережі приєднано паралельний САФ. Послідовний САФ з'єднується з електричною мережею через силовий трансформатор потужністю 100 кВА, до виходу якого через кабельну лінію, з опором $0,0206+j0,01$ Ом, приєднуються лінійний ($4+j3,14$ Ом) та нелінійний (трифазний 6-пульсний некерований випрямляч з опором 4 Ом) споживачі. Обидва перетворювачі забезпечують перетік потужності через спільну DC-шину (два послідовно з'єднані конденсатори $C_{dc} = 3300$ мкФ кожен, $U_{dcref} = 770$ В). Розраховані параметри навантаження наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Параметри навантаження

Стала величина	Параметр	Значення
Активна потужність навантаження	P_L	96,8 кВт
Реактивна потужність навантаження	Q_L	23,8 кВАр
Струм навантаження	I_L	143,089 А
Опір навантаження	Z_L	$1,882+j0,455$ Ом

Для аналізу UPQC- V_{Amin} при зміні напруги живлення було визначено базову конфігурацію силової частини пристрою. Технічні характеристики та параметри елементів моделі наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Параметри силової частини UPQC- V_{Amin}

Елемент	Параметр	Значення
Паралельний САФ	L_{sh} / C_{sh}	0,6 мГн / 15 мкФ
Послідовний САФ	L_{se} / C_{se}	0,1..3 мГн / 100 мкФ
Трансформатор	S_T / k	100 кВА / 1:1
Конденсатори DC-шини	C_{dc}	$C_{dc} = 1650$ мкФ

Для дослідження було розглянуто дві умови роботи вихідного LC-фільтр (рис. 2). Крива 1 з постійною ємністю демонструє різке падіння частоти з 1600 Гц до позначки нижче 300 Гц при зростанні індуктивності. Натомість режим адаптивного керування, що демонструє крива 2, підтримує стабільну частоту в межах 1520–1630 Гц завдяки точному підбору ємності C_{se} .

Зміна напруги мережі U_s від 340 В до 440 В відповідає відхиленню від номінальної напруги -15% до $+10\%$ відповідно. Обраний крок зміни для параметрів: $\Delta L_{se} = 0,2$ мГн, $\Delta U_s = 10$ В.

На рис. 3 наведено тривимірні поверхні залежності активної потужності послідовного P_{se} та паралельного P_{sh} САФ від індуктивності L_{se} та напруги мережі U_s .

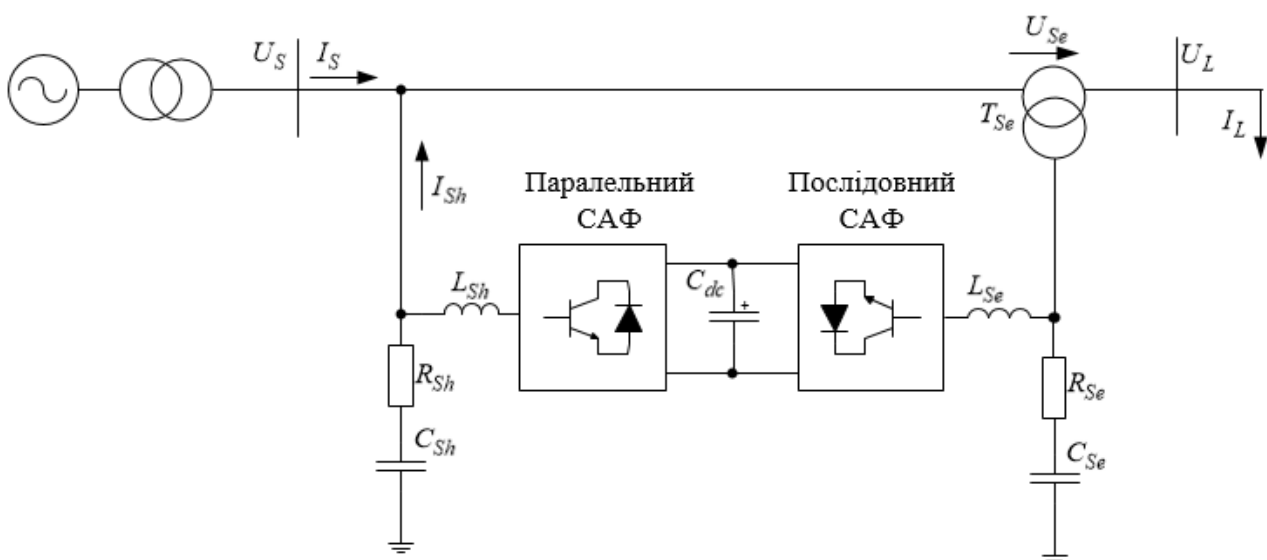


Рисунок 1 – Структурна схема паралельно-послідовного UPQC

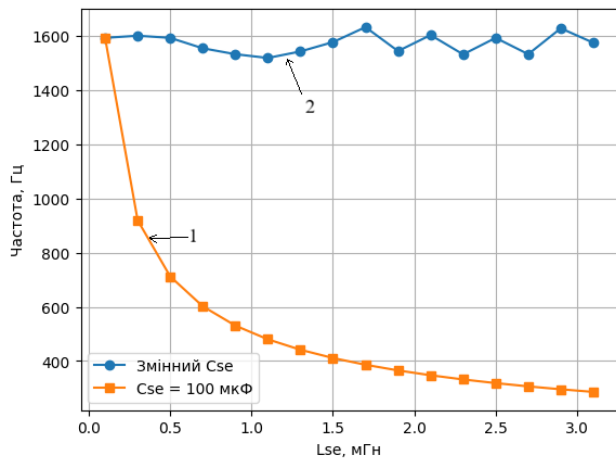
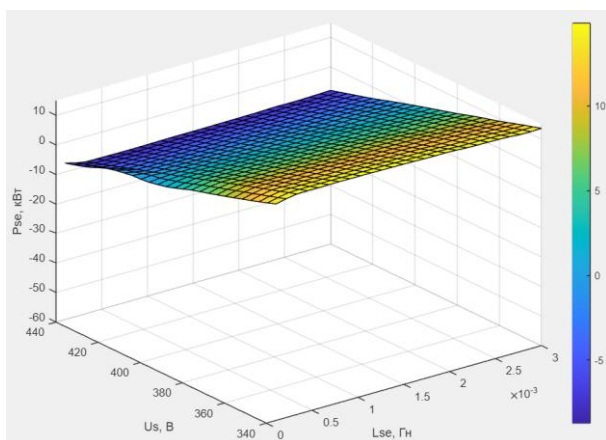
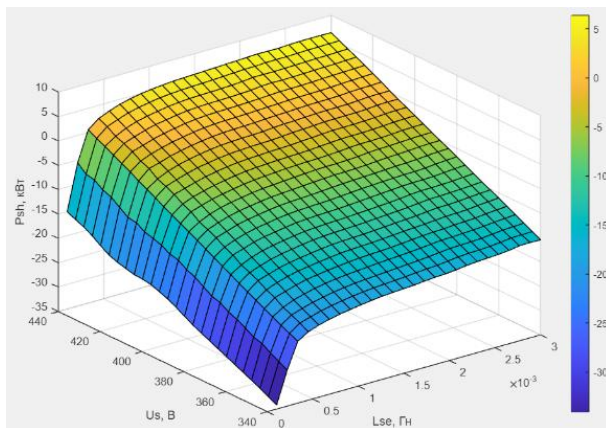


Рисунок 2 – Залежність резонансної частоти LC-фільтра від зміни індуктивності L_{se} та ємності C_{se}



a



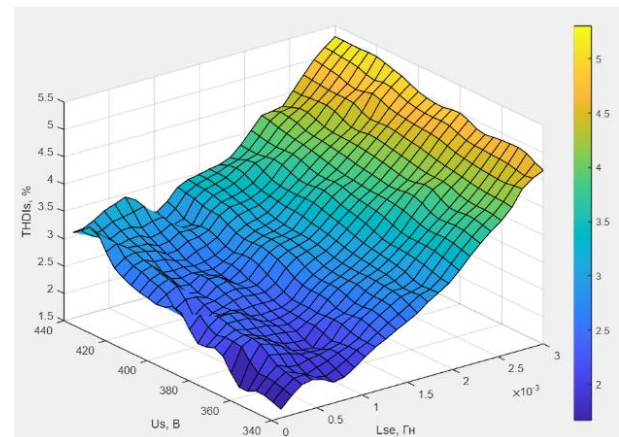
б

Рисунок 3 – Поверхня:
a – $P_{se}(Us, L_{se})$; *б* – $P_{sh}(Us, L_{se})$

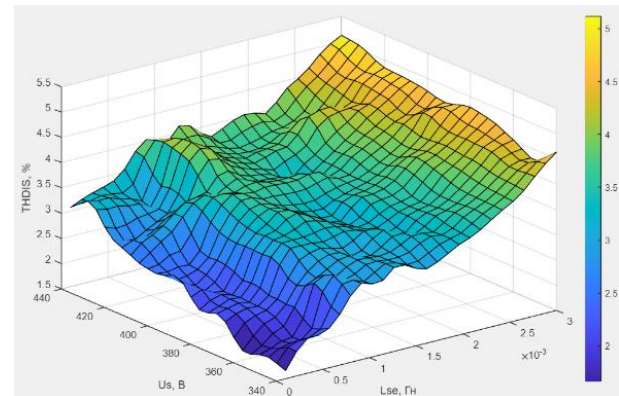
Аналіз результатів на рис. 3 показав, що в обох умовах поверхня активної потужності послідовного P_{se} та паралельного P_{sh} САФ демонструє виражену лінійну залежність від напруги мережі U_s та слабку – від індуктивності L_{se} . У зоні $L_{se} < 0,5$ мГн та $U_s \approx 340\text{--}360$ В активна потужність паралельного САФ P_{sh} набуває найбільших від'ємних значень (до -25 кВт),

що відповідає режиму інтенсивного поглинання енергії при компенсації провалу напруги. Зі збільшенням індуктивності L_{se} від $0,5$ до $3,1$ мГн поверхня активної потужності P_{se} послідовного САФ монотонно зміщується до нуля: при напрузі мережі $U_s \approx 400$ В та $L_{se} \approx 1,5\text{--}2,5$ мГн значення P_{se} не перевищує ± 2 кВт, що відповідає умові мінімального перетоку потужності в $UPQC-V_{Amin}$.

На рис. 4 показано залежність коефіцієнта гармонічних спотворень струму мережі THD_{Is} від параметрів індуктивності L_{se} та напруги мережі U_s для обох умов.



a



б

Рисунок 4 – Поверхня $THD_{Is}(Us, L_{se})$:
a – $C_{se} = const = 100$ мкФ; *б* – $f_{se} = const = 1591$ Гц

Аналіз результатів (рис. 4 *a*) свідчить, що за індуктивності $L_{se} \approx 2,5\text{--}3,1$ мГн формується резонансний пік, оскільки цей діапазон параметрів збігається з максимумом амплітудно-частотної характеристики LC-фільтра (7 дБ, див. рис. 5) на частотах 5-ї та 7-ї гармонік, що призводить до їхнього підсилення. Поверхня THD_{Is} є монотонно зростаючою при збільшенні індуктивності L_{se} у всьому діапазоні зміни параметрів.

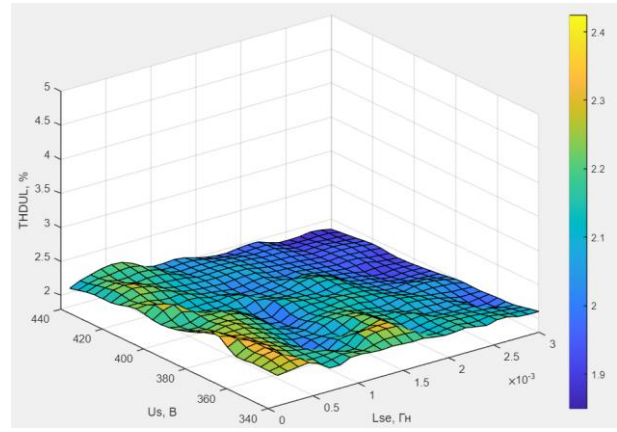
Аналіз результатів на рис. 4 *б* показав, що коефіцієнт гармонічних спотворень струму мережі THD_{Is} має виражений резонансний максимум у зоні індуктивності $L_{se} \approx 0,8\text{--}3,1$ мГн на всьому діапазоні

зміни напруги мережі U_s . Цей максимум зумовлений тим, що при зростанні індуктивності L_{se} резонансна частота LC -фільтра залишається сталою (від 1591 Гц), а послідовний САФ з однополярною синусоїдальною широтно-імпульсною модуляцією (SPWM) при частоті комутації послідовного САФ $f_{sw} = 2500$ Гц формує у вихідній напрузі інвертора першу домінуючу групу гармонік не на базовій, а на подвоєній частоті комутації $2 \cdot f_{sw} = 5000$ Гц. В результаті чого коефіцієнт згасання LC -фільтра на частоті 5 кГц становить -20 дБ (див. рис. 5), що недостатньо для зниження пульсацій генерованої напруги послідовного САФ U_{se} .

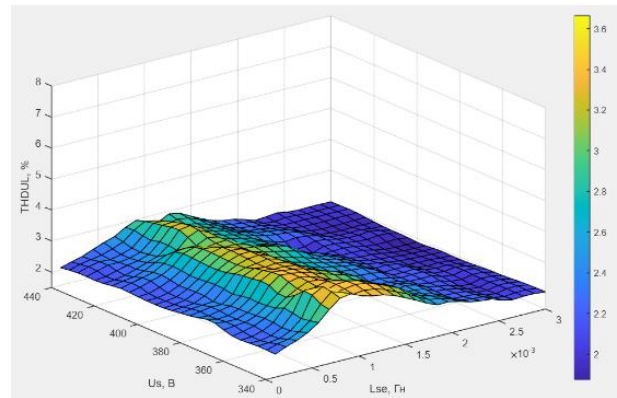
Поза резонансною зоною коефіцієнт гармонічних спотворень струму мережі THD_{Is} знижується до 1,5–2,5 %. Вплив зміни напруги мережі U_s в обох умовах не перевищує 0,5 %, що підтверджує домінуючий вплив параметрів фільтра.

На рис. 6 наведено залежність коефіцієнта гармонічних спотворень напруги навантаження THD_{UL} від індуктивності L_{se} та напруги мережі U_s .

В обох умовах (рис. 6) коефіцієнт гармонічних спотворень напруги навантаження THD_{UL} є найбільш рівномірною серед усіх розглянутих показників: значення змінюється у вузькому діапазоні 1,9–3,6 %. Це свідчить про ефективну роботу послідовного САФ у підтриманні якості напруги на навантаженні незалежно від параметрів послідовного САФ.



а



б

Рисунок 6 – Поверхня $THD_{UL}(U_s, L_{se})$:
а – $C_{se} = const = 100$ мкФ; б – $f_{se} = const = 1591$ Гц

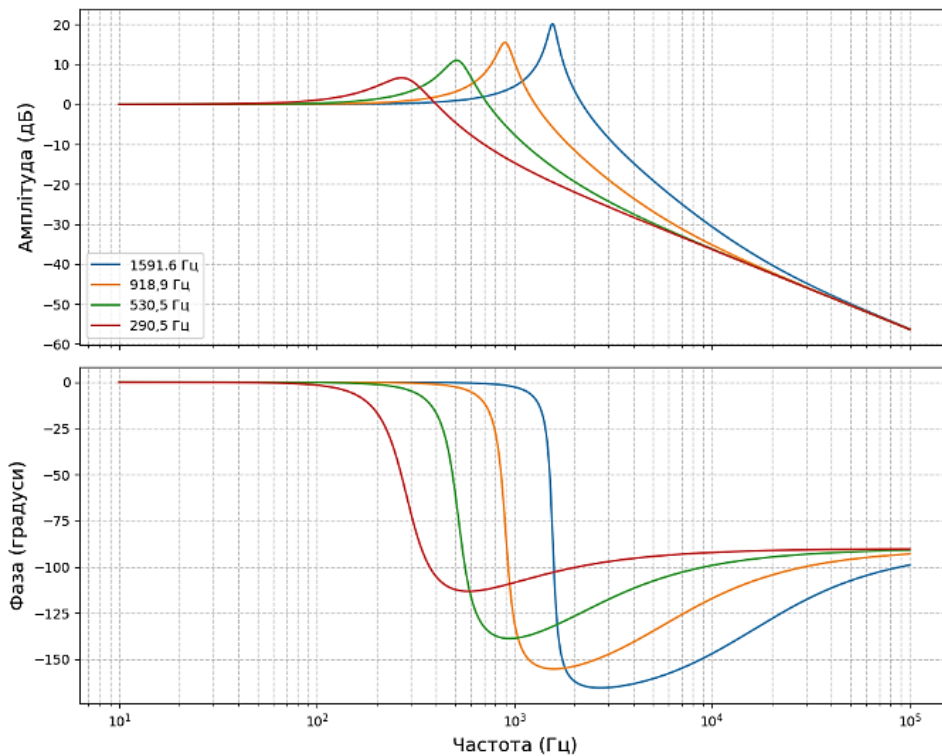


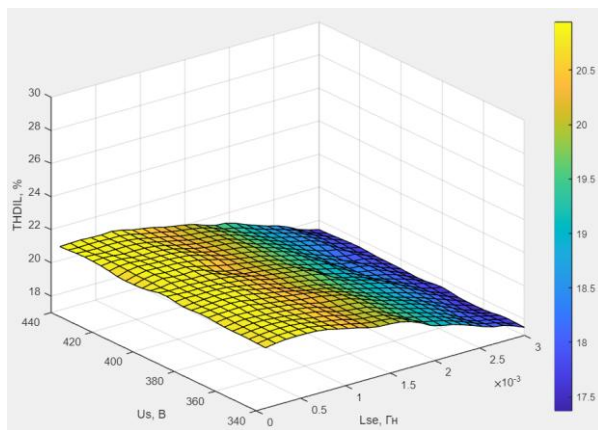
Рисунок 5 – Діаграма Бодє за резонансних частот LC -фільтра

За умови на рис. 6 а присутній локальний максимум ($\sim 2,2\%$) у резонансній зоні за індуктивності $L_{se} \approx 0,1-0,5$ мГн, де LC -фільтр має найменший вплив на зниження пульсацій вихідної напруги, при зміні напруги мережі U_s від 340 до 380 В.

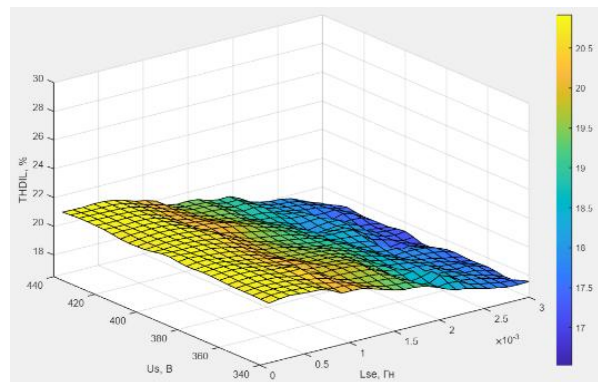
За умови рис. 6 б локальний максимум ($\sim 3,4\%$) присутній у резонансній зоні індуктивності $L_{se} \approx 0,6-1,2$ мГн, по всьому діапазону зміни напруги мережі, що корелює з максимумом THD_{IS} (див. рис. 4 б) і підтверджує резонансний пік на частоті 1591 Гц.

Слабка чутливість ($< 0,3\%$) до зміни напруги мережі U_s в обох умовах підтверджує, що індуктивність L_{se} не є критичним параметром для забезпечення якості напруги навантаження.

На рис. 7 зображено залежність коефіцієнта гармонічних спотворень струму навантаження THD_{IL} від індуктивності L_{se} та напруги мережі U_s .



а



б

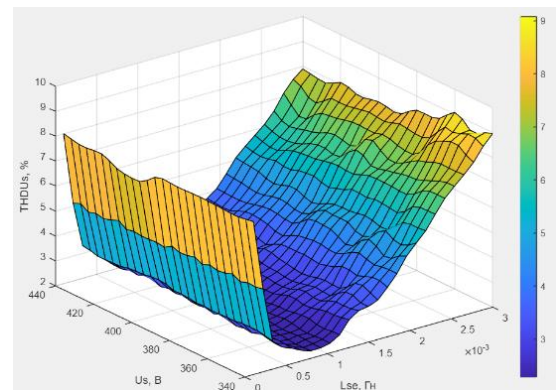
Рисунок 7 – Поверхня $THD_{IL}(U_s, L_{se})$:

а – $C_{se} = const = 100$ мкФ; б – $f_{se} = const = 1591$ Гц

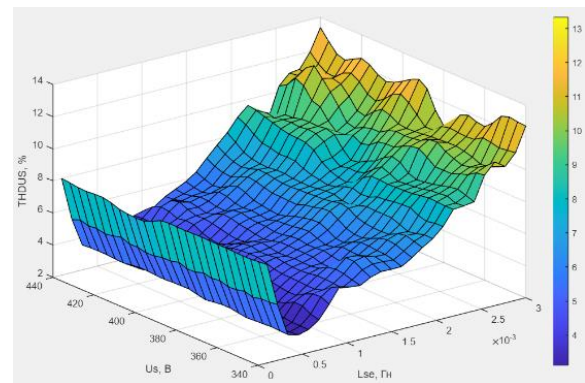
В обох умовах (рис. 7) коефіцієнт гармонічних спотворень струму навантаження THD_{IL} демонструє монотонну спадну тенденцію: зі збільшенням індуктивності L_{se} від 0,1 до 3 мГн значення THD_{IL} знижується від $\approx 21\%$ до $\approx 17\%$ у всьому діапазоні зміни напруги мережі U_s . У діапазоні індуктивності $L_{se} = 2-3$ мГн послідовний САФ формує режим, у якому напруга на навантаженні знижується з 400 В до приблизно 380 В. Це означає, що в даному інтервалі

індуктивності система переходить у режим заниженого регулювання напруги.

На рис. 8 представлено залежність коефіцієнта гармонічних спотворень напруги мережі THD_{US} від індуктивності L_{se} та напруги мережі U_s .



а



б

Рисунок 8 – Поверхня $THD_{US}(U_s, L_{se})$:

а – $C_{se} = const = 100$ мкФ; б – $f_{se} = const = 1591$ Гц

Аналіз результатів на рис. 8 а показав, що коефіцієнт гармонічних спотворень напруги мережі THD_{US} має двозонний характер з глибоким мінімумом ($\sim 2-3\%$) в зоні індуктивності $L_{se} \approx 0,8-1,2$ мГн та різким зростанням у обидва боки: при $L_{se} \rightarrow 0$ THD_{US} досягає 7–8% (відсутність індуктивного згладжування пульсацій напруги), при індуктивності $L_{se} > 2$ мГн – зростає до 10–13% (резонансне підсилення на нижніх частотах фільтра).

На рис. 8 б мінімальна зона коефіцієнта гармонічних спотворень напруги мережі THD_{US} звужується: оскільки LC -фільтр проходить через резонансний пік 1591 Гц, зменшення ємності C_{se} при зростанні індуктивності L_{se} призводить до резонансного підсилення у смузі гармонік.

Результати аналізу свідчать, що в обох досліджених режимах область мінімуму коефіцієнта гармонічних спотворень напруги мережі THD_{US} (при $L_{se} \approx 0,6-1,2$ мГн) збігається з резонансною зоною мінімуму коефіцієнта гармонічних спотворень напруги навантаження THD_{UL} лише за умов, наведених на рис. 6 б. Така залежність зумовлює суперечність при виборі

індуктивності L_{se} , оскільки значення, оптимальні за критерієм THD_{US} , є неоптимальними для мінімізації THD_{UL} .

Висновки. По результатам роботи встановлено, що збільшення вихідної індуктивності L_{se} послідовного САФ у діапазоні 0,1–3,1 мГн зумовлює монотонне зниження перетоку активної потужності P_{se} та P_{sh} . Експериментально підтверджено реалізацію режиму мінімального енергетичного навантаження системи $UPQC-V_{Amin}$: при напрузі живлення $U_S = 400$ В у діапазоні $L_{se} = 1,5–2,5$ мГн модулі потужностей P_{se} та P_{sh} не перевищують 2 кВт.

Виявлено, що за умови підтримання сталої резонансної частоти f_{se} резонансний максимум нівелюється, проте коефіцієнт спотворення струму мережі THD_{IS} залишається стабільно високим ($> 4\%$). Водночас за фіксованої ємності $C_{se} = 100$ мкФ у діапазоні $L_{se} = 2–3$ мГн виникає резонансне зростання THD_{IS} до рівня 5,5%.

Обґрунтовано стабільність роботи послідовного САФ щодо забезпечення якості напруги на навантаженні, а показник THD_{UL} утримується в межах 1,9–3,6% завдяки раціональному поєднанню параметрів L_{se} та U_S .

У діапазоні $L_{se} \approx 0,8–1,2$ мГн виявлено двозонний характер залежності коефіцієнта гармонічних спотворення напруги мережі THD_{US} з локальним мінімумом. Подальше зростання індуктивності за межі цієї області призводить до спотворення спектрального складу напруги мережі, що вказує на наявність параметричного компромісу між мінімізацією THD_{US} та THD_{UL} .

Запропоновано для мереж із нелінійним навантаженням використовувати оптимальний по Парето діапазон індуктивності $L_{se} = 0,6–0,8$ мГн. Вибір параметрів у цій області забезпечує узгоджене зниження значень THD_{IS} , THD_{IL} , THD_{UL} та THD_{US} без виникнення виражених резонансних явищ за умови, що частота зрізу LC-фільтра не перевищує 1 кГц.

Список літератури

1. An Overview on Power Quality Issues and Control Strategies for distribution networks with the presence of distributed generation resources (DGs) / D. Razmi et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 10308–10325. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3238685>.
2. A comprehensive review of harmonic issues and estimation techniques in power system networks based on traditional and artificial intelligence/machine learning / A. Taghvaie et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 31417–31442. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3260768>.
3. Hybrid AC/DC microgrid: systematic evaluation of interlinking converters, control strategies, and protection schemes: a review / M. Y. A. Khan et al. *IEEE Access*. 2024. Vol. 12. P. 160097–160132. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2024.3485001>.
4. AI based UPQC control technique for power quality optimization of railway transportation systems / D. K. Nishad et al. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. 17935. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-68575-5>.
5. GRU controller-based UPQC compensator design for improving power quality in grid-integrated non-linear load system / B. S. Goud et al. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. 19677. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-04833-4>.

6. Empirical analysis of power quality using UPQC with hybrid control techniques / S. Das et al. *Results in Engineering*. 2023. Vol. 20. 101527. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101527>.
7. Operation of grid-connected PV system with ANN-based MPPT and an optimized LCL filter using GRG algorithm for enhanced power quality / N. F. Ibrahim et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 106859–106876. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3317980>.
8. Power supply reliability enhancement for low-voltage distribution area with power quality improvement function / H. Li et al. *IEEE Access*. 2022. Vol. 10. P. 130619–130631. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2022.3229424>.
9. Shi S., Liu D., Han J. Small signal modeling and performance analysis of conventional- and dual-UPQC. *IEEE Access*. 2024. Vol. 12. P. 11909–11925. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2024.3355590>.
10. Qasim A., Tahir F., Alsammak A. Voltage sag, voltage swell and harmonics reduction using unified power quality conditioner (UPQC) under nonlinear loads. *Iraqi Journal for Electrical and Electronic Engineering*. 2021. Vol. 17, no. 2. P. 140–150. DOI: <https://doi.org/10.37917/ijeee.17.2.16>.
11. Espinosa Gutiérrez J. S., Aguila Téllez A. Optimal placement of a unified power quality conditioner (UPQC) in distribution systems using exhaustive search to improve voltage profiles and harmonic distortion. *Energies*. 2025. Vol. 18, no. 17. 4499. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18174499>.

References

1. D. Razmi, T. Lu, B. Papari, E. Akbari, G. Fathi, and M. Ghadamyari, "An overview on power quality issues and control strategies for distribution networks with the presence of distributed generation resources (DGs)," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 10308–10325, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3238685>
2. A. Taghvaie, T. Warnakulasuriya, D. Kumar, F. Zare, R. Sharma, and M. Vilathgamuwa, "A comprehensive review of harmonic issues and estimation techniques in power system networks based on traditional and artificial intelligence/machine learning," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 31417–31442, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3260768>
3. M. Y. A. Khan, H. Liu, Y. Zhang, and J. Wang, "Hybrid AC/DC microgrid: systematic evaluation of interlinking converters, control strategies, and protection schemes: a review," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 160097–160132, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2024.3485001>
4. D. K. Nishad, A. N. Tiwari, S. Khalid, S. Gupta, and A. Shukla, "AI based UPQC control technique for power quality optimization of railway transportation systems," *Scientific Reports*, vol. 14, Aug. 2024, Art. no. 17935, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-68575-5>
5. B. S. Goud et al., "GRU controller-based UPQC compensator design for improving power quality in grid-integrated non-linear load system," *Scientific Reports*, vol. 15, Jun. 2025, Art. no. 19677, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-04833-4>
6. S. Das, H. M. Ishrak, M. M. Hasan, and M. A. Kabir, "Empirical analysis of power quality using UPQC with hybrid control techniques," *Results in Engineering*, vol. 20, Dec. 2023, Art. no. 101527, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101527>
7. N. F. Ibrahim et al., "Operation of grid-connected PV system with ANN-based MPPT and an optimized LCL filter using GRG algorithm for enhanced power quality," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 106859–106876, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3317980>
8. H. Li et al., "Power supply reliability enhancement for low-voltage distribution area with power quality improvement function," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 130619–130631, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2022.3229424>
9. S. Shi, D. Liu, and J. Han, "Small signal modeling and performance analysis of conventional- and dual-UPQC," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 11909–11925, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2024.3355590>
10. A. Qasim, F. Tahir, and A. Alsammak, "Voltage sag, voltage swell and harmonics reduction using unified power quality conditioner (UPQC) under nonlinear loads," *Iraqi Journal for Electrical and*

Electronic Engineering, vol. 17, no. 2, pp. 140–150, Sep. 2021, doi: <https://doi.org/10.37917/jjee.17.2.16>

Надійшла (Received) 16.04.2026

11. J. S. Espinosa Gutiérrez and A. Aguila Téllez, “Optimal placement of a unified power quality conditioner (UPQC) in distribution systems using exhaustive search to improve voltage profiles and harmonic distortion,” *Energies*, vol. 18, no. 17, Aug. 2025, Art. no. 4499, doi: <https://doi.org/10.3390/en18174499>

Прийнята (Accepted) 05.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.772.1

LEBED DENYS ✉ – Doctor of Philosophy (PhD), Teaching Fellow of the Department of Electrical Engineering Systems of Electricity Consumption and Energy Management, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7482-9741>; e-mail: 4e15b.lebyd@gmail.com.

VOITYUK YURIY – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Electrical Engineering Systems of Electricity Consumption and Energy Management, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1896-5927>; e-mail: voytyuk77@gmail.com.

SHULLIE IULLIA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering Systems of Electricity Consumption and Energy Management, Vinnytsia National Technical University; Vinnytsia, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5516-7543>; e-mail: shullye.y.a@vntu.edu.ua.

RESEARCH ON THE INFLUENCE OF LC-FILTER ON UPQC-VAMIN OPERATION WHEN CHANGING THE POWER SOURCE VOLTAGE

The article is devoted to the assessment of the influence of the parameters of the output LC low-pass filter of a series power active filter on the flow of active power and the indicators of harmonic distortion of current and voltage in the system of a unified power quality regulator with a minimum installed power (UPQC-V_{Amin}). The study of the LC filter was performed on the basis of modeling in the Matlab/Simulink environment for a three-phase four-wire system operating with a nonlinear load. The object of the analysis is to establish the relationship between the output inductance, the alternating voltage of the power source in the range (from 340 to 440 V) and key indicators: active power UPQC-V_{Amin}, the harmonic distortion coefficients of the network current, voltages on the load and the network. Two common LC filter configurations were investigated: with a fixed capacitance of 100 μF with a variable inductance in a predetermined range from 0.1 to 3.1 mH and with stabilization of the resonant frequency within the minimum inductance and capacitance of the LC filter. The study was conducted for the calculated power supply circuit nodes selected within the voltage range varying in the range from –15 % to +10 % with a step of 10 V and an L-filter inductance of 0.1–3.1 mH with a step of 0.2 mH, which allowed constructing precision response surfaces and establishing the dynamics of the course of electromagnetic processes. The characteristic dependences of the active power flow in UPQC-V_{Amin} on the input voltage were analyzed. It is proved that uncontrolled growth of inductance over 2 mH at constant capacitance leads to the emergence of resonance phenomena, which increase the level of harmonic distortion of the network current to 5.5 %. Zones of minimal voltage distortions on the load are determined, which confirms the reliability of the selected control system. According to the principle of Pareto optimality, the obtained results demonstrate the minimization of the coefficients of harmonic distortion of current and voltage.

Keywords: unified power quality regulator with a minimum installed power (UPQC-V_{Amin}); series power active filter; parallel power active filter; LC filter; harmonic distortion coefficient; power quality.

НЕСТЕРЕНКО ОЛЕКСАНДР ГРИГОРОВИЧ ✉ – аспірант кафедри автоматизованих електромеханічних систем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-0226-1153>; e-mail: Oleksandr.Nesterenko@ieec.khpi.edu.ua.

КУНЧЕНКО ТЕТЯНА ЮРІЙВНА – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри автоматизованих електромеханічних систем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2462-1509>; e-mail: Tetiana.Kunchenko@khpi.edu.ua.

СТРУКТУРА СИСТЕМИ ВІРТУАЛЬНО-ФІЗИЧНИХ ВИПРОБУВАНЬ ДВОКОНТУРНОГО ІНДИВІДУАЛЬНОГО РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ЕЛЕКТРОМОБІЛЯ

У статті розглянуто структуру системи віртуально-фізичних випробувань двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу електромобіля та описано склад універсального випробувального стенда, призначеного для дослідження електромеханічних процесів у режимах, наближених до реальної експлуатації. Актуальність роботи зумовлена тим, що чисто імітаційне моделювання не дозволяє повною мірою врахувати особливості реальних електромашин, силових перетворювачів, вимірювальних каналів, теплових режимів і затримок у контурах керування, тоді як натурні дорожні випробування є складними та обмеженими з погляду відтворюваності умов. Метою статті є опис архітектури системи віртуально-фізичних випробувань, складу її фізичної та віртуальної частин, силових вузлів, вимірювальних каналів та функціональних можливостей. Показано, що система будується на основі загальної математичної моделі електромобіля, яка узгоджує навантажувальні режими через взаємодію тягових електроприводів коліс і навантажувальних пристроїв. Фізична частина реалізована у вигляді двох паралельних силових контурів, кожен з яких містить електромашину об'єкта дослідження, вимірювальний вузол і навантажувальний пристрій, а віртуальна частина включає математичну модель електромобіля та модель водія. Наведено склад універсального випробувального стенда, до якого входять силові контури, буферний накопичувач енергії, система автоматичного керування, модуль збору даних і засоби контролю крутного моменту, частоти обертання, струмів, напруг, температур і параметрів охолодження. Практична цінність роботи полягає у формуванні віртуально-фізичної випробувальної платформи, придатної для дослідження, налагодження і подальшої перевірки керувальних стратегій двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу.

Ключові слова: електромобіль; двоконтурний індивідуальний регульований електропривод; віртуально-фізичні випробування; випробувальний стенд; математична модель електромобіля; електромеханічні процеси; силові контури.

Вступ. Дослідження двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу електромобіля потребує не лише імітаційного моделювання, а й перевірки роботи силових контурів у режимах, наближених до реальних умов експлуатації. За чисто віртуального підходу можна відтворити динаміку руху, взаємодію коліс із дорожнім покриттям і роботу алгоритмів керування, однак при цьому не враховуються повною мірою особливості реальних електромашин, інверторів, вимірювальних каналів, теплових режимів та апаратних затримок. Саме тому доцільним є використання системи віртуально-фізичних випробувань, у якій математична модель електромобіля та стендове обладнання працюють у спільному замкненому циклі [1, 2].

Підхід, заснований на поєднанні математичного моделювання з фізичною реалізацією сигової частини, дає змогу перейти від аналізу окремих алгоритмів до дослідження апаратно-програмної системи в цілому. Для двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу це особливо важливо, оскільки кожен силовий контур повинен не лише реалізовувати заданий крутний момент, а й коректно взаємодіяти з навантаженням, яке імітує дорожні умови, опори руху та режими буксування [3–6]. У практичному відношенні це вимагає створення такої випробувальної платформи, в якій математична модель електромобіля, модель водія, система керування, силові контури та вимірювальні канали утворюють єдину дослідницьку структуру [7–9].

У наявних дослідженнях значну увагу приділено алгоритмам керування індивідуальним електроприводом, математичним моделям руху електромобіля та методикам оцінювання ефективності керувальних стратегій [7–14]. Водночас архітектура самої системи віртуально-фізичних випробувань, структура універсального випробувального стенда, силові вузли та вимірювальні канали доцільно розглядати як окремий предмет дослідження. Саме такий фокус покладено в основу цієї статті: її предметом є не методика порівняння алгоритмів і не результати експериментів, а платформа, що забезпечує перехід від чистої симуляції до програмно-апаратного дослідження двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу.

Метою статті є опис структури системи віртуально-фізичних випробувань двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу електромобіля та розкриття складу універсального випробувального стенда, його силових вузлів, вимірювальних каналів і функціональних можливостей у режимі програмно-апаратного моделювання НІЛ (hardware-in-the-loop).

Архітектура системи віртуально-фізичних випробувань. В основу системи покладено принцип, за яким узгодження навантажувальних режимів силових агрегатів здійснюється загальною математичною моделлю електромобіля через зв'язок тягових електроприводів коліс і навантажувальних пристроїв [1, 2, 7]. Принципова архітектура такої

© О. Г. Нестеренко, Т. Ю. Кунченко, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

системи включає фізичну та віртуальну частини, поєднані між собою через електронний блок керування, систему обміну сигналами та контури зворотного зв'язку [1, 2]. На рис. 1 наведено архітектуру системи віртуально-фізичних випробувань.

У фізичній частині системи розміщено два паралельні силові контури: імітаційний контур правого колеса та імітаційний контур лівого колеса. Кожен із них складається з послідовно з'єднаних електромашини об'єкта дослідження, вимірювального пристрою та навантажувального пристрою у вигляді асинхронної електромашини. Віртуальна частина являє собою математичну модель електромобіля та модель водія. Така побудова забезпечує не просто незалежне керування двома каналами, а відтворення роботи електроприводу в умовах, що формуються моделлю руху електромобіля [7–9].

Визначальну роль у роботі системи відіграє електронний блок керування, який обмінюється інформацією з інверторами компонентів силового приводу через шину CAN, передаючи їм керувальні сигнали та отримуючи сигнали зворотного зв'язку. Вимірювальні пристрої реєструють крутні моменти та частоти обертання в силових контурах. Сигнали крутних моментів із вимірювальних пристроїв надходять до силового приводу віртуального електромобіля та приводять його в рух. Синхронізація фізичної та віртуальної частин системи виконується за допомогою зворотних зв'язків, а математичні моделі передають інверторам розрахункові значення крутних моментів і частот обертання електромашин. За нормальних умов руху крутний момент

навантажувальних пристроїв залишається вищим за крутний момент електромашини об'єкта дослідження. Якщо крутний момент електромашини перевищує крутний момент навантажувального пристрою, у системі виникає процес буксування віртуального колеса [10–14].

Структура універсального випробувального стенда. Для реалізації описаної архітектури було створено навантажувальний стенд для випробування електромашин, здатний імітувати експлуатаційні режими роботи двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу електромобіля. Цей стенд є складовою універсального випробувального стенда та використовується як стендовий аналог двоконтурного електроприводу [1, 2]. На рис. 2 наведено принципову схему стенда.

Структурно стенд включає два паралельні силові контури, буферний накопичувач енергії та систему автоматичного керування. Керування стендом здійснюється мікропроцесорним блоком керування VCU, який забезпечує реалізацію алгоритму роботи системи. Процес вимірювань і проведення випробувань автоматизовано, а результати зберігаються в модулі збору даних для подальшої обробки. Наявність двох незалежних силових контурів дозволяє імітувати режими руху, у яких правий і лівий канали працюють за різних умов навантаження [7–10]. Саме це є принциповим для дослідження двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу.

Основні складові випробувального стенда наведено в табл. 1.

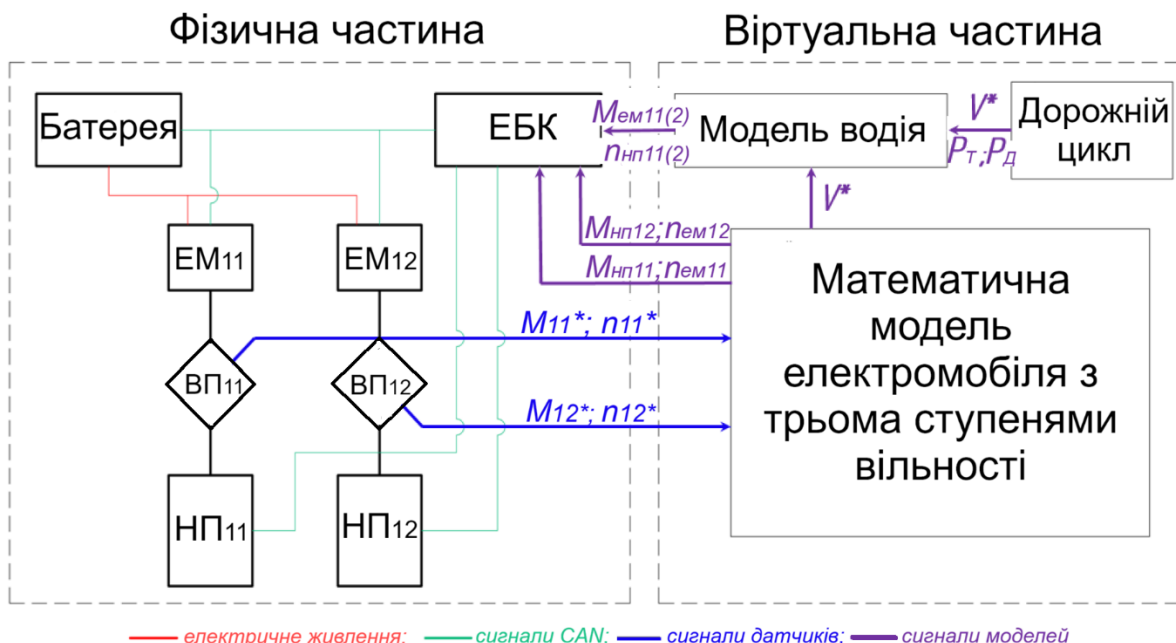
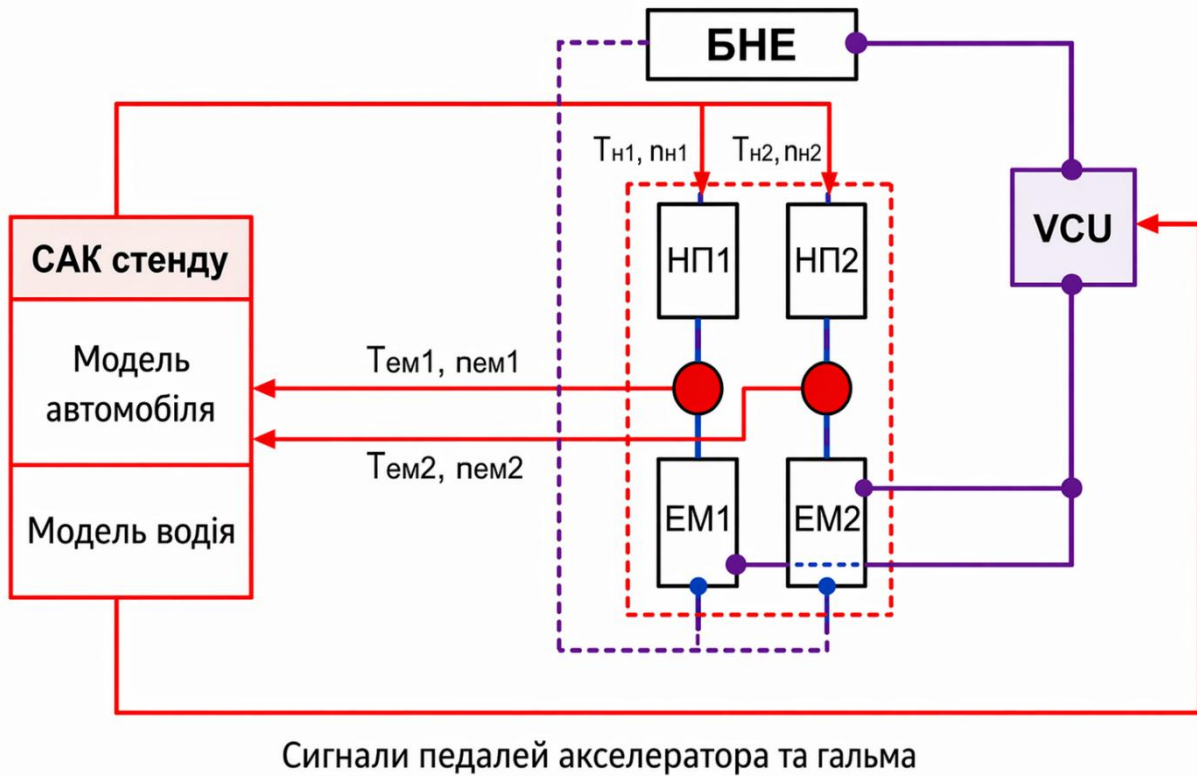


Рисунок 1 – Архітектура системи віртуально-фізичних випробувань:

НП – навантажувальний пристрій; ВП – вимірювальний пристрій; ЕМ – електромашини; ЕБК – електронний блок керування; $M_{ем}$ – керувальний сигнал крутного моменту електромашин об'єкта дослідження, Н·м; $n_{ем}$ – керувальний сигнал частоти обертання електромашин об'єкта дослідження, 1/с; $M_{нп}$ – керувальний сигнал крутного моменту навантажувальних пристроїв, Н·м; $n_{нп}$ – керувальний сигнал частоти обертання навантажувальних пристроїв, 1/с; P_T – тип покриття; P_d – довжина ділянки покриття



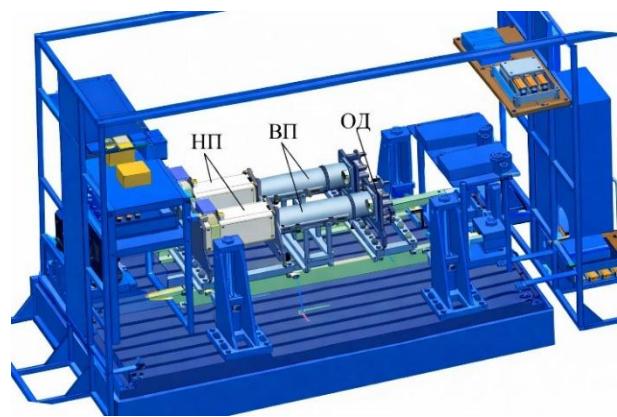
Сигнали педаль акселератора та гальма

Рисунок 2 – Принципова схема навантажувального стенда для випробування електромашин: БНЕ – буферний накопичувач енергії; EM – електромашини; НП – навантажувальні пристрої; VCU – мікропроцесорний блок керування; САК – система автоматичного керування; T_{em1} і n_{em1} , T_{em2} і n_{em2} – крутні моменти та частоти обертання електромашин відповідно; $T_{н1}$ і $n_{н1}$, $T_{н2}$ і $n_{н2}$ – крутні моменти та частоти обертання навантажувальних пристроїв відповідно

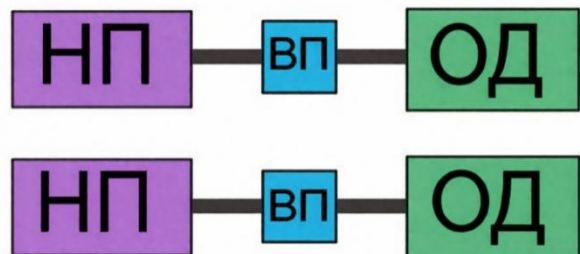
Таблиця 1 – Основні складові випробувального стенда

Складова стенда	Призначення
Два паралельні силові контури	Імітація роботи правого і лівого каналів двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу
Електромашини об'єкта дослідження YASA-400	Відтворення тягових електромашин індивідуального регульованого електроприводу
Навантажувальні пристрої Siemens 1PV5138-4WS24	Імітація дорожнього навантаження та дії робочої гальмівної системи
Буферний накопичувач енергії на базі WB-LYP60AHА	Накопичення, заряд-розряд і перерозподіл енергії між електричними пристроями стенда
Інвертори Sevcon	Керування навантажувальними електромашинами
Інвертори RMS PM150	Керування електромашинами YASA-400
Мікропроцесорний блок керування VCU	Реалізація алгоритму системи автоматичного керування стенда
Модуль збору даних	Збереження результатів вимірювань і випробувань для подальшої обробки

Додатково до принципової схеми доцільно використати рисунок, який відображає модель і блок-схему стенда для випробування електромашин. На рис. 3 наведено модель і блок-схему стенда для випробування електромашин.



а



б

Рисунок 3 – Модель (а) і блок-схема (б) стенда для випробування електромашин: НП – навантажувальні пристрої; ВП – вимірювальні пристрої; ОД – об'єкти дослідження

Силові вузли та вимірювальні канали. Кожен силовий контур стенда побудовано як послідовність «електромашинна об'єкта дослідження – вимірювальний вузол – навантажувальний пристрій». Вимірювання крутного моменту в контурах здійснюється тензометричними муфтами, встановленими між електромашинами об'єкта дослідження та навантажувальними пристроями. Такий підхід забезпечує безпосередню реєстрацію механічної взаємодії в контурі та створює основу для синхронізації фізичної та віртуальної частин системи [1, 2].

Кожен силовий контур стенда відтворює електромеханічний ланцюг перетворення та передачі енергії, у якому електрична енергія, що надходить через силовий перетворювач до електромашини, перетворюється на механічний момент і далі реалізується у взаємодії з навантажувальним пристроєм та вимірювальним вузлом [7, 8].

Навантажувальні пристрої являють собою трифазні асинхронні тягові електромашини Siemens 1PV5138-4WS24, які дозволяють імітувати навантаження на ведучі колеса з боку дороги та дію робочої гальмівної системи [10, 13, 14]. Їх живлення здійснюється через інвертори Sevcon, підключені до зовнішньої електричної мережі з можливістю відведення енергії на зовнішнє резисторне навантаження. Пристрої керування інверторами включені в шину CAN. Програмне забезпечення навантажувальних електромашин забезпечує керування як за крутним моментом, так і за частотою обертання, тоді як електромашини YASA-400 керуються за крутним моментом. Двоконтурна система керування дозволяє задавати навантаження або у вигляді сталого крутного моменту, або у вигляді сталої частоти обертання навантажувальних електромашин. За рахунок цього створюються необхідні дорожні умови та реєструються необхідні сигнали вимірювальною апаратурою.

Живлення електромашин YASA-400 здійснюється за допомогою інверторів RMS PM150, підключених до енергетичного модуля, а керування ними виконується через шину CAN інверторів. У склад стенда входить енергетичний модуль ємністю 60 А·год, виконаний на базі блоків акумуляторних батарей WB-LYP60ANA. Така конфігурація забезпечує накопичення, заряд-розряд і перерозподіл енергії між електричними пристроями стенда.

У кожному контурі стенда встановлено датчики температури та витрати охолоджувальної рідини. Система контролю температур охоплює температуру охолоджувальної рідини на вході та виході електромашин YASA-400 у двох потоках потужності, температури в контурах охолодження навантажувальних електромашин Siemens 1PV5138-4WS24, а також температуру ротора. Крім того, в системі використано датчики постійного і змінного струму та напруги, зокрема датчики сили струму LTC 1000-SF/SP2 та датчики напруги CV 3-2000. Це забезпечує одночасний контроль механічних,

електричних і теплових параметрів силових контурів [1, 2].

Основні реєстровані сигнали та засоби їх вимірювання наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Основні реєстровані сигнали та засоби їх вимірювання

Реєстрований параметр	Засіб вимірювання / джерело сигналу	Призначення
Крутний момент у силових контурах	Тензометричні муфти	Контроль механічного навантаження та синхронізація фізичної і віртуальної частин системи
Частота обертання електромашин і навантажувальних пристроїв	Вимірювальні канали контурів / сигнали інверторів	Визначення режиму роботи силових контурів
Струм у силових колах	Датчики струму LTC 1000-SF/SP2	Контроль електричного навантаження
Напруга в силових колах	Датчики напруги CV 3-2000	Контроль режимів живлення та енергетичного обміну
Температура охолоджувальної рідини на вході та виході електромашин	Температурні датчики	Контроль теплового стану електромашин
Температура в контурах охолодження навантажувальних пристроїв	Температурні датчики	Контроль теплового режиму навантажувальних машин
Температура ротора	Температурні датчики	Контроль допустимого теплового навантаження
Витрата охолоджувальної рідини	Датчики витрати	Контроль роботи системи охолодження

Наведений склад вимірювальних каналів забезпечує реєстрацію основних механічних, електричних і теплових параметрів стенда, необхідних для проведення віртуально-фізичних випробувань і подальшого аналізу режимів роботи двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу.

Функціональні можливості системи.

Варіативність систем керування навантажувальними і випробуваними електромашинами дозволяє досягти максимально наближеного до реальності режиму руху віртуального електромобіля з електричною трансмісією та індивідуальним регулюванням потоків потужності. Навантажувальні пристрої можуть працювати спільно або незалежно один від одного, що дає змогу враховувати найрізноманітніші режими руху електромобіля: рух зі змінною швидкістю, рух у дорожньому циклі, рух по дорогах із різними покриттями, рух із ковзанням і буксуванням коліс, а також рух по криволінійних траєкторіях [3–6, 10–14].

Важливою властивістю стенда є реалізація технології програмно-апаратного моделювання НІЛ [1, 2]. Такий підхід ґрунтується на заміні об'єкта керування та навколишнього середовища математичною моделлю й забезпечує проведення віртуально-фізичних випробувань у режимі реального часу. У межах цієї системи математична модель не лише формує випробувальний сценарій, а й безпосередньо бере участь у відтворенні взаємодії між електромашинами, навантажувальними пристроями, дорожніми умовами та контурами керування [1, 2, 10–14].

Таким чином, система віртуально-фізичних випробувань виконує подвійну функцію. З одного боку, вона є стендовою базою для випробування силових вузлів двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу. З іншого боку, вона є засобом переходу від чистого імітаційного моделювання до дослідження електромеханічних процесів у віртуально-фізичному середовищі, де навантаження, швидкості, моменти та дорожні умови формуються математичною моделлю, а реалізуються фізичним стендом.

Висновки. Розроблено структуру системи віртуально-фізичних випробувань двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу, у якій узгодження навантажувальних режимів здійснюється загальною математичною моделлю електромобіля через взаємодію тягових електроприводів коліс і навантажувальних пристроїв.

Показано, що фізична частина системи доцільно реалізується у вигляді двох паралельних силових контурів, а віртуальна частина має включати математичну модель електромобіля та модель водія. Визначальну роль у роботі системи відіграє електронний блок керування, який забезпечує обмін сигналами з компонентами силового приводу через шину CAN і синхронізацію фізичної та віртуальної частин за зворотними зв'язками з вимірювальних пристроїв.

Встановлено, що універсальний випробувальний стенд має включати два паралельні силові контури, буферний накопичувач енергії, систему автоматичного керування, модуль збору даних, а також вимірювальні канали для контролю крутного моменту, частоти обертання, струмів, напруг і теплових параметрів. Це забезпечує відтворення широкого спектра режимів руху та навантаження двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу.

Показано, що система віртуально-фізичних випробувань забезпечує поєднання математичної моделі електромобіля з фізичною стендовою базою в єдиному контурі дослідження, що робить її придатною для подальшої перевірки та порівняння алгоритмів керування двоконтурним індивідуальним регульованим електроприводом у режимі програмно-апаратного моделювання НІЛ.

Список літератури

1. Lin C., Zhang L. Hardware-in-the-loop simulation and its application in electric vehicle development. *2008 IEEE Vehicle Power and*

- Propulsion Conference (VPPC)*, Harbin, Hei Longjiang, China, 3–5 September 2008. DOI: <https://doi.org/10.1109/vppc.2008.4677560>.
2. Real-Time and hardware in the loop validation of electric vehicle performance: robust nonlinear predictive speed and currents control based on space vector modulation for PMSM / A. Kasri et al. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 22. 102223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102223>.
3. Pacejka H. B. *Tire and vehicle dynamics*. 3rd ed. Kidlington, Oxford, UK: Elsevier, Butterworth-Heinemann, 2012. 672 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/c2010-0-68548-8>.
4. Gillespie T. D. *Fundamentals of vehicle dynamics*. 2nd revised ed. Warrendale, PA, USA: SAE International, 2021. 512 p. DOI: <https://doi.org/10.4271/9781468601770>.
5. Rajamani R. *Vehicle dynamics and control*. 2nd ed. New York, NY, USA: Springer US, 2012. 498 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-1433-9>.
6. Wong J. Y. *Theory of ground vehicles*. 5th ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley & Sons, Incorporated, John, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119719984>.
7. Zhang X. *Modeling and dynamics control for distributed drive electric vehicles*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. 208 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-32213-7>.
8. Katsuyama E., Yamakado M., Abe M. A state-of-the-art review: toward a novel vehicle dynamics control concept taking the driveline of electric vehicles into account as promising control actuators. *Vehicle system dynamics*. 2021. Vol. 59, no. 7. P. 976–1025. DOI: <https://doi.org/10.1080/00423114.2021.1916048>.
9. Integrated chassis control: classification, analysis and future trends / V. Mazzilli et al. *Annual Reviews in Control*. 2021. Vol. 51. P. 172–205. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2021.01.005>.
10. Fujimoto H., Amada J., Maeda K. Review of traction and braking control for electric vehicle. *2012 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Seoul, Korea (South), 9–12 October 2012. 2012. P. 1292–1299. DOI: <https://doi.org/10.1109/vppc.2012.6422491>.
11. Tire road friction coefficient estimation: review and research perspectives / Y. Wang et al. *Chinese Journal of Mechanical Engineering*. 2022. Vol. 35. 6. DOI: <https://doi.org/10.1186/s10033-021-00675-z>.
12. Heidfeld H., Schünemann M., Kasper R. UKF-based State and tire slip estimation for a 4WD electric vehicle. *Vehicle System Dynamics*. 2019. Vol. 58, no. 10. P. 1479–1496. DOI: <https://doi.org/10.1080/00423114.2019.1648836>.
13. Acceleration-based wheel slip control realized with decentralised electric drivetrain systems / B. Jiang et al. *IET Electrical Systems in Transportation*. 2022. Vol. 12, no. 2. P. 143–152. DOI: <https://doi.org/10.1049/els2.12044>.
14. Vošahlik D., Hanis T. Real-time estimation of the optimal longitudinal slip ratio for attaining the maximum traction force. *Control Engineering Practice*. 2024. Vol. 145. 105876. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2024.105876>.

References

1. C. Lin and L. Zhang, "Hardware-in-the-loop simulation and its application in electric vehicle development," in *2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Harbin, Hei Longjiang, China, Sep. 3–5, 2008. IEEE, 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/vppc.2008.4677560>
2. A. Kasri, K. Ouari, Y. Belkhir, A. Oubelaid, M. Bajaj, and M. Berhanu, "Real-Time and hardware in the loop validation of electric vehicle performance: Robust nonlinear predictive speed and currents control based on space vector modulation for PMSM," *Results in Engineering*, vol. 22, May 2024, Art. no. 102223, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102223>
3. H. B. Pacejka, *Tire and Vehicle Dynamics*, 3rd ed. Kidlington, Oxford, UK: Elsevier, Butterworth-Heinemann, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/c2010-0-68548-8>
4. T. D. Gillespie, *Fundamentals of Vehicle Dynamics*, 2nd ed. Warrendale, PA, USA: SAE Int., 2021, doi: <https://doi.org/10.4271/9781468601770>
5. R. Rajamani, *Vehicle Dynamics and Control*, 2nd ed. New York, NY, USA: Springer US, 2012, doi: <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-1433-9>

6. J. Y. Wong, *Theory of Ground Vehicles*, 5th ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley & Sons, Inc., John, 2022, doi: <https://doi.org/10.1002/9781119719984>
7. X. Zhang, *Modeling and Dynamics Control for Distributed Drive Electric Vehicles*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesb., 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-32213-7>
8. E. Katsuyama, M. Yamakado, and M. Abe, "A state-of-the-art review: Toward a novel vehicle dynamics control concept taking the driveline of electric vehicles into account as promising control actuators," *Vehicle System Dynamics*, vol. 59, no. 7, pp. 976–1025, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1080/00423114.2021.1916048>
9. V. Mazzilli *et al.*, "Integrated chassis control: Classification, analysis and future trends," *Annual Reviews in Control*, vol. 51, pp. 172–205, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2021.01.005>
10. H. Fujimoto, J. Amada, and K. Maeda, "Review of traction and braking control for electric vehicle," in *2012 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Seoul, Korea (South), Oct. 9–12, 2012. IEEE, 2012, pp. 1292–1299, doi: <https://doi.org/10.1109/vppc.2012.6422491>
11. Y. Wang *et al.*, "Tire road friction coefficient estimation: Review and research perspectives," *Chinese Journal of Mechanical Engineering*, vol. 35, Jan. 2022, Art. no. 6, doi: <https://doi.org/10.1186/s10033-021-00675-z>
12. H. Heidfeld, M. Schünemann, and R. Kasper, "UKF-based State and tire slip estimation for a 4WD electric vehicle," *Vehicle System Dynamics*, vol. 58, no. 10, pp. 1479–1496, Aug. 2019, doi: <https://doi.org/10.1080/00423114.2019.1648836>
13. B. Jiang, N. Sharma, Y. Liu, and C. Li, "Acceleration-based wheel slip control realized with decentralised electric drivetrain systems," *IET Electrical Systems in Transportation*, vol. 12, no. 2, pp. 143–152, May 2022, doi: <https://doi.org/10.1049/els2.12044>
14. D. Vošahlík and T. Hanis, "Real-time estimation of the optimal longitudinal slip ratio for attaining the maximum traction force," *Control Engineering Practice*, vol. 145, Apr. 2024, Art. no. 105876, doi: <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2024.105876>

Надійшла (Received) 25.04.2026

Прийнята (Accepted) 05.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.311

OLEKSANDR NESTERENKO ✉ – Postgraduate Student of the Department of Automated Electromechanical Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-0226-1153>; e-mail: Oleksandr.Nesterenko@ieeee.khpi.edu.ua.

OLEKSANDR NESTERENKO – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Automated Electromechanical Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2462-1509>; e-mail: Tetiana.Kunchenko@khpi.edu.ua.

STRUCTURE OF A VIRTUAL-PHYSICAL TESTING SYSTEM FOR A DUAL-CHANNEL INDIVIDUAL CONTROLLED ELECTRIC DRIVE OF AN ELECTRIC VEHICLE

The paper considers the structure of a virtual-physical testing system for a dual-channel individual controlled electric drive of an electric vehicle and describes the composition of a universal test bench intended for the study of electromechanical processes under conditions close to real operation. The relevance of the study is determined by the fact that purely simulation-based modelling cannot fully account for the behaviour of real electric machines, power converters, measurement channels, thermal conditions, and delays in control loops, whereas full-scale road tests are complex and limited in terms of reproducibility of operating conditions. The purpose of the paper is to describe the architecture of the virtual-physical testing system, the composition of its physical and virtual parts, the power units, measurement channels, and functional capabilities. It is shown that the system is based on a general mathematical model of the electric vehicle, which coordinates loading modes through the interaction of wheel traction electric drives and loading devices. The physical part is implemented as two parallel power channels, each including the electric machine under study, a measuring unit, and a loading device, while the virtual part includes the mathematical model of the electric vehicle and the driver model. The paper presents the composition of the universal test bench, including power channels, a buffer energy storage unit, an automatic control system, a data acquisition module, and means for monitoring torque, rotational speed, current, voltage, temperature, and cooling parameters. The practical value of the work lies in the development of a virtual-physical testing platform suitable for the study, adjustment, and further verification of control strategies for a dual-channel individual controlled electric drive.

Keywords: electric vehicle; dual-channel individual controlled electric drive; virtual-physical testing; test bench; electric vehicle mathematical model; electromechanical processes; power channels.

ОМЕЛЯНЕНКО ГАЛИНА ВІКТОРІВНА – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, гарант освітньої програми G3 «Електроенергетика», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkgalina@gmail.com.

ГУРІНЧУК ВАЛЕРІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6958-1048>; e-mail: valerio.gurinchuk@gmail.com.

ФОРМУВАННЯ КОНЦЕПЦІЇ ПОЕТАПНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ЦИФРОВИХ ДВІЙНИКІВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Стаття присвячена систематизації концептуальних засад та аналізу практичних аспектів застосування технології цифрових двійників в енергетичній галузі. Актуальність дослідження зумовлена прискореною цифровою трансформацією енергосистем, зростанням частки відновлюваних джерел енергії у структурі генерації та недостатністю традиційних інструментів диспетчерського управління для вирішення завдань предиктивного моніторингу і оптимізації режимів роботи в умовах підвищеної стохастичності навантажень. На основі критичного аналізу наявних підходів проведено дослідження та встановлено, що для електроенергетики цифровий двійник доцільно розглядати як тривірневу кіберфізичну систему, яка охоплює фізичний рівень, рівень передачі та обробки даних і рівень цифрової моделі та забезпечує безперервну синхронізацію з фізичним об'єктом у режимі, наближеному до реального часу. Показано, що ефективна реалізація цифрових двійників в енергетиці ґрунтується на конвергенції пристроїв вимірювання комплексної амплітуди, стандарту IEC 61850, хмарних обчислень та засобів обробки великих даних, а інтеграція алгоритмів машинного навчання розширює функціональність цифрових двійників до прогнозування стану, оцінювання залишкового ресурсу та оптимізації диспетчерських рішень. Проведено порівняльний аналіз цифрових двійників із системами диспетчерського управління та збору даних у реальному часі, який засвідчив, що традиційні системи забезпечують переважно реактивний контроль, тоді як цифрові двійники формують предиктивну спостережність, підтримують сценарне моделювання та замкнений цикл оптимізуючого управління. Узагальнення практичних кейсів підтвердило економічну й операційну доцільність застосування цифрових двійників у сегментах генерації, передачі та накопичення електроенергії, а SWOT-аналіз умов впровадження в енергетичній системі України виявив як наявні інституційні передумови, так і суттєві технологічні, фінансові та кібернетичні обмеження. На цій основі обґрунтовано дорожню карту поетапного впровадження цифрових двійників в енергосистему – від цифрової репрезентації фізичного об'єкта або системи, яка оновлюється в режимі реального часу на рівні підстанції до повноцінного цифрового двійника на загальносистемному рівні.

Ключові слова: електроенергетична система; відновлювальні джерела енергії; цифровий двійник; машинне навчання; нейронні мережі; цифровізація; гібридні фізично-інформовані моделі.

Постановка проблеми. Об'єднана енергетична система (ОЕС) України є однією з найбільших синхронних енергосистем Європи і охоплює розгалужену мережу генеруючих об'єктів, магістральних та розподільних ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій і диспетчерських центрів управління. Географічна протяжність інфраструктури в межах понад 600 тисяч квадратних кілометрів обумовлює принципово нелінійну топологію мережових з'єднань та ускладнює забезпечення однорідного рівня телемеханічного покриття і передачі даних у реальному часі. Зазначена просторова розпороченість об'єктів є одним із ключових чинників, що визначає архітектурні вимоги до систем моніторингу та управління, в тому числі до перспективних рішень на основі цифрових двійників. Цифровий двійник (ЦД) розглядається як одна з ключових технологій Індустрії 4.0 і є перспективним інструментом підвищення операційної ефективності в електроенергетиці [1, 2]. На відміну від статичних розрахункових моделей, ЦД функціонує в режимі реального часу, інтегруючи потоки сенсорних даних, фізичні рівняння та алгоритми машинного навчання в єдину обчислювальну платформу підтримки прийняття рішень.

Незважаючи на значний масив публікацій, присвячених ЦД в електроенергетиці, питання системного застосування цієї технології в ОЕС України, залишається недостатньо дослідженим, що й

обумовлює актуальність дослідження. Відсутні верифіковані методичні підходи до поетапного впровадження ЦД з урахуванням технологічної неоднорідності існуючої інфраструктури, нерівномірності цифровізації та специфічних вимог до кіберзахисту в умовах функціонування критичної інфраструктури.

Аналіз публікацій. Основу термінологічного апарату ЦД у промислових застосуваннях закладено у роботі зарубіжних вчених [1], де концепція ЦД уперше формалізована в контексті управління життєвим циклом виробів. Первинний розвиток технологія отримала в аерокосмічній галузі: Національне управління з аеронавтики і дослідження космічного простору розробила високоточні віртуальні репліки бортових систем для дистанційного моніторингу в реальному часі під час космічних місій [2]. Ці ранні реалізації заклали принцип безперервної синхронізації фізичного та цифрового об'єктів, що залишається базовим для всіх подальших архітектурних рішень.

Більшість публікацій присвячено застосуванню ЦД у відновлюваній енергетиці. В роботі [3] проаналізовано понад 150 публікацій за період 2014–2024 рр. Автори запропонували таксономію, що класифікує застосування ЦД за типом енергетичного ресурсу (сонячна, вітрова, гідроенергетика, гібридні системи) та фазою життєвого циклу активу — від проектування до виведення з експлуатації. Зазначений огляд демонструє, що найвища концентрація

© Г. В. Омеляненко, В. О. Гурінчук, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

досліджень зосереджена на об'єктах сонячної фотоенергетики (близько 45 % задокументованих впроваджень) та вітрових установках (близько 30 %), тоді як гідроенергетика та гібридні мікромережі залишаються відносно менш дослідженими.

Значний внесок у верифікацію практичної ефективності ЦД здійснено через промислові впровадження провідних компаній галузі. Платформа GE Digital Wind Farm, побудована на основі Predix, забезпечує симуляцію кожної турбіни в реальному часі з використанням телеметрії тензометрів лопатей та вібраційних датчиків; задокументоване скорочення незапланованих простоїв становить до 25 %, а прогнозований ресурс турбін зростає на 5 років [3]. Siemens Gamesa інтегрувала ЦД у платформи офшорних турбін для дистанційної інспекції та виявлення аномалій у редукторах. У секторі сонячної фотоенергетики компанії Huawei та Sungrow впровадили ЦД у системи управління інверторами, досягнувши скорочення середнього часу відновлення (Mean Time to Repair, MTTR) на 15–20 % та підвищення виробітку на 5–8 % [4]. У гідроенергетиці показовим є приклад Électricité de France (EDF) [4], яка розробила ЦД греблі Вільрест у Франції: модель інтегрує дані витратомірів, датчиків рівня води та систем Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), що дозволило підвищити ефективність диспетчеризації на 12 % протягом шестимісячного операційного циклу.

Мета статті. полягає в дослідженні теоретичних засад і практичних аспектів застосування технології цифрових двійників в електроенергетиці для формування науково обґрунтованої концепції поетапного впровадження ЦД в ОЕС України.

Для досягнення зазначеної мети вирішуються такі завдання:

- аналіз архітектури цифрових двійників в електроенергетиці;
- аналіз архітектурних рішень і технологій, що сприяють розвитку (Enabler Technologies);
- дослідження методів інтеграції алгоритмів машинного навчання;
- порівняльний аналіз функціональних можливостей ЦД та SCADA/EMS (Energy Management System);
- огляд практичних кейсів впровадження; обґрунтування концепції поетапного впровадження ЦД в ОЕС України.

Архітектура цифрових двійників в електроенергетиці. Функціональна архітектура ЦД в електроенергетиці є трирівневою і включає фізичний рівень, рівень передачі та обробки даних і рівень цифрової моделі. Кожен рівень виконує чітко визначені функції, а їх взаємодія утворює замкнений цикл кіберфізичної системи, що забезпечує безперервне відтворення стану фізичного об'єкта в його цифровому відображенні [4–6].

Фізичний рівень. Фізичний рівень охоплює безпосередньо об'єкт моніторингу – силовий трансформатор, підстанцію, лінію електропередачі, генеруючу установку або їх сукупність — та сукупність вимірювальних пристроїв, що забезпечують первинну інформацію для ЦД. До складу вимірювальної інфраструктури входять традиційні

телемеханічні вузли SCADA (вимірювання напруг, струмів, потужностей, стану комутаційного обладнання), вимірювачі синхронізованих векторів для вимірювань фазових кутів у режимі реального часу, а також спеціалізовані сенсори технічного стану – давачі температури, вібрації, часткових розрядів, вмісту розчинених газів у трансформаторному маслі тощо.

Якість первинних вимірювань є визначальним чинником для точності ЦД: похибка синхронізації між фізичним станом об'єкта та його цифровим відображенням $\varepsilon(t)$ безпосередньо залежить від метрологічних характеристик вимірювального обладнання, частоти дискретизації та затримок у каналах передачі даних. Для ЦД реального часу стандартом де-факто є використання пристроїв вимірювання комплексної амплітуди (Phasor Measurement Unit, PMU) з частотою вибірки не менше 50 відліків на секунду та синхронізацією за GPS-сигналом [7].

Рівень передачі та обробки даних. Рівень передачі та обробки даних забезпечує збір, агрегацію, часову синхронізацію та первинну фільтрацію потоків вимірювальних даних, що надходять від пристроїв фізичного рівня. Комунікаційна інфраструктура цього рівня може базуватися на стандартизованих промислових протоколах – IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3 – або на власних протоколах виробників SCADA-систем [7, 8]. Вибір комунікаційної платформи суттєво впливає на латентність системи і є одним із ключових архітектурних рішень при проектуванні ЦД.

На цьому рівні також реалізуються функції граничних обчислень: первинна обробка та компресія даних безпосередньо на місці їх збору, виконання алгоритмів виявлення аномалій з мінімальною затримкою, а також буферизація даних в умовах нестабільності каналів зв'язку. Застосування edge-вузлів дозволяє знизити трафік до центрального вузла обробки та забезпечити функціонування локальних захисних функцій незалежно від якості каналів зв'язку з верхнім рівнем [6].

Рівень цифрової моделі. Рівень цифрової моделі є обчислювальним ядром ЦД і включає сукупність моделей, алгоритмів та інформаційних сервісів, що забезпечують відтворення, аналіз та прогнозування стану фізичного об'єкта. Залежно від природи об'єкта та функціональних вимог, моделі ЦД можуть будуватися на детерміністичних фізичних рівняннях, на статистичних методах і алгоритмах машинного навчання, або являти собою гібридні конфігурації, в яких фізично обґрунтовані обмеження інтегруються в структуру нейронної мережі [5].

Для електроенергетичних об'єктів фізично обґрунтовані компоненти моделі базуються на рівняннях балансу потужностей і струмів, рівняннях теплового балансу для оцінювання температурних полів, моделях деградації ізоляції та контактних з'єднань. Алгоритми машинного навчання доповнюють ці компоненти функцією розпізнавання патернів та виявлення відхилень від нормального режиму роботи в умовах нестаціонарних режимів і нелінійних взаємодій між підсистемами [4].

Методи інтеграції алгоритмів машинного навчання у структуру цифрових двійників. Інтеграція алгоритмів машинного навчання є

ключовим чинником, що переводить ЦД від пасивного інструмента моніторингу до активної системи підтримки прийняття рішень. Для електроенергетики найбільш затребуваними є алгоритми обробки часових рядів і оптимізації управляючих впливів, що відповідає функціям прогнозування навантажень, оцінювання стану обладнання та диспетчерської оптимізації [5].

Рекурентні нейронні мережі для прогнозування часових рядів. Мережі з довготривалою короткостроковою пам'яттю (Long Short-Term Memory, LSTM) є спеціалізованим класом рекурентних нейронних мереж, розроблених для обробки послідовних даних з тривалими залежностями. В архітектурі ЦД LSTM-мережі застосовуються для вирішення задач прогнозування навантажень і генерації на горизонтах від кількох хвилин до кількох діб, прогнозування температурних профілів обладнання, а також виявлення аномалій у часових рядах параметрів технічного стану.

Математичний апарат LSTM-комірки включає три вентиля – вхідний, вихідний і вентиль забування – що спільно управляють інформаційним потоком у прихованому стані мережі. Ця архітектура дозволяє ефективно моделювати сезонні патерни, добові ритми навантаження та тривалі кореляції між параметрами енергосистеми, що є характерними для часових рядів потужності. У задачах прогнозування залишкового ресурсу обладнання LSTM успішно апроксимує нелінійні тренди деградації, недоступні для класичних авторегресійних моделей.

Навчання з підкріпленням для оптимізації диспетчерських рішень. Алгоритми навчання з підкріпленням формують принципово відмінну від LSTM парадигму: замість навчання на фіксованому наборі даних агент підкріплювального навчання (reinforcement learning, RL) навчається через взаємодію з моделлю середовища, отримуючи сигнали винагороди за прийняті рішення. В архітектурі ЦД модель середовища формується цифровою тінню або цифровим двійником системи, а агент RL навчається оптимальній стратегії управління шляхом симульованої взаємодії з нею [5].

Для задач управління енергосистемами RL демонструє конкурентоспроможні результати в задачах оптимізації графіків навантаження генеруючих установок з мінімізацією операційних витрат, управління зарядом/розрядом накопичувачів енергії в режимі реального часу, координації розподіленої генерації в мікромережах, а також реконфігурації розподільних мереж у пошуку оптимальної топології. Принциповою перевагою RL перед класичними методами оптимізації є можливість навчання в умовах неповної інформації та стохастичного середовища, що відповідає реальним умовам функціонування ОЕС з високою часткою відновлюваних джерел.

Гібридні фізично-інформовані моделі. Перспективним напрямом, що поєднує переваги фізично обґрунтованих і дата-центрованих підходів, є фізико-орієнтовані нейронні мережі. В архітектурі нейронних мереж фізичні рівняння, що описують поведінку об'єкта, вводяться безпосередньо у функцію втрат нейронної мережі у вигляді м'яких обмежень. Це дозволяє досягти більш точних та фізично узгоджених прогнозів при значно менших обсягах навчальних

даних порівняно з чисто дата-центрованими моделями – що є критично важливим для об'єктів з обмеженою вимірною інфраструктурою [4].

Порівняльний аналіз цифрових двійників та традиційних систем SCADA/EMS. Коректне позиціонування ЦД відносно існуючих систем управління SCADA/EMS є методологічною передумовою для обґрунтування доцільності впровадження нової технології. Ці системи не є взаємовиключними: ЦД органічно інтегрується з існуючою SCADA-інфраструктурою і доповнює функціонал EMS, а не замінює їх [3].

Функціональне порівняння. SCADA-системи виконують функції збору телемеханічних даних у режимі реального часу, дистанційного управління комутаційним обладнанням, архівування та відображення вимірювань. EMS-функціонал надбудовується над SCADA і включає оцінювання стану мережі, розрахунок потокорозподілу, виявлення порушень та оптимальний розподіл активної потужності. Обидві системи орієнтовані на роботу з поточним станом системи і не мають вбудованих механізмів прогнозування майбутніх станів або оцінювання технічного стану обладнання [3].

ЦД у порівнянні з SCADA/EMS забезпечує принципово нові можливості: по-перше, предиктивну спостережність системи – здатність прогнозувати майбутні стани та аномалії до їх настання; по-друге, оцінювання технічного стану та залишкового ресурсу конкретних одиниць обладнання на основі інтегрованих фізичних моделей деградації; по-третє, підтримку сценарного аналізу – можливість симулювання різних режимів та аварійних ситуацій у цифровому середовищі без впливу на фізичну систему; по-четверте, замкнений цикл оптимізуючого управління на основі алгоритмів RL у режимі реального часу.

Технологічна порівняльна характеристика. З точки зору технологічної архітектури, SCADA є централізованою ієрархічною системою з обмеженими можливостями обробки даних безпосередньо на польовому рівні. Цифровий двійник передбачає розподілену архітектуру з можливістю розгортання обчислювальних функцій на всіх рівнях – від edge-вузлів безпосередньо на об'єктах до хмарних платформ для аналітики великих даних. Інтервал оновлення стану в традиційних SCADA становить від 2 до 10 секунд, тоді як PMU-засновані ЦД можуть оновлювати стан системи з частотою до 60 разів на секунду – що є принципово важливим для задач контролю стійкості та виявлення електромеханічних осциляцій [3].

Затримка реагування SCADA/EMS на відхилення від нормального режиму визначається компетентністю та швидкістю реакції оперативного персоналу і зазвичай становить від кількох секунд до кількох хвилин. ЦД з вбудованими алгоритмами виявлення аномалій здатний ідентифікувати відхилення за мілісекунди від їх настання та ініціювати попереджувальні сигнали або автоматичні керуючі впливи без участі оператора.

Практичні кейси застосування цифрових двійників в енергетичних системах. Аналіз задокументованих промислових і дослідницьких впроваджень ЦД в електроенергетиці дозволяє

виокремити репрезентативні кейси, що охоплюють різні типи об'єктів та різні функціональні аспекти технології. Наведені нижче приклади відібрані за критерієм наявності кількісно верифікованих результатів впровадження.

ЦД вітрових турбін – GE Digital Wind Farm.

Компанія General Electric впровадила платформу Digital Wind Farm, в якій для кожної вітрової турбіни розгортається індивідуальний ЦД, що отримує телемеханічні дані від давачів вібрації, температури підшипників та редуктора, кутів нахилу і ризику лопатей, а також характеристик генератора. ЦД реалізує прогнозування залишкового ресурсу ключових компонентів на основі моделі накопичення пошкоджень Майнера, оптимізує кути нахилу і ризику лопатей у відповідь на зміну вітрових умов, а також генерує превентивні замовлення на технічне обслуговування. За результатами промислового застосування зафіксовано скорочення незапланованих простоїв турбін на 25 % та подовження розрахункового ресурсу ключових вузлів до 5 років [4].

ЦД сонячних інверторів – Huawei FusionSolar.

Платформа Huawei FusionSolar реалізує ЦД для сонячних інверторів у складі промислових фотоелектричних станцій. ЦД інтегрує вимірювання рівня сонячної радіації, температури модулів, вихідних напруг та струмів, а також розраховує коефіцієнт забруднення поверхні модулів на основі відхилення виміряної потужності від прогнозу. Алгоритм MPPT-оптимізації динамічно адаптується до змін вхідних умов, включаючи ефект часткового затінення. За даними виробника, впровадження ЦД-функціоналу забезпечує скорочення середнього часу відновлення після відмов на 15–20 % та підвищення питомого енергетичного виходу на 5–8 % [4].

ЦД гідротехнічних споруд – EDF, дамба Villerest. Компанія EDF розробила ЦД для гідровузла Villerest на річці Луара, який інтегрує модель гідрологічних процесів, структурного стану греблі та режиму роботи турбоагрегатів. ЦД синхронізує дані від давачів рівня та витрати води, датчиків деформацій греблі, SCADA-системи гідровузла та зовнішніх метеорологічних сервісів. На основі прогнозних гідрологічних даних ЦД оптимізує добові та тижневі графіки водопропуску, що за результатами шестимісячного операційного циклу забезпечило підвищення ефективності диспетчеризації на 12 %.

ЦД гібридної мікромережі. Міністерство енергетики США реалізувало пілотний проект гібридної мікромережі з ЦД, що включає сонячну фотоелектричну установку, вітрогенератор та літій-іонну систему накопичення енергії. Централізований ЦД виконує функції прогнозування навантаження та генерації на горизонті 24 години, оптимізації графіка заряду/розряду накопичувача з мінімізацією зносу, а також динамічної регуляції напруги в точці загального підключення. Верифіковані результати включають: скорочення операційних витрат мікромережі понад 10 %, зменшення залежності від резервного дизельного генератора на 22 % та подовження строку служби акумуляторів на 15 % [4, 7].

Узагальнення наведених кейсів свідчить про те, що найбільш значущі операційні ефекти від впровадження ЦД досягаються не за рахунок будь-якої

однієї функції, а внаслідок синергії предиктивного моніторингу, оптимізуючого управління та сценарного аналізу в єдиній інтегрованій платформі. Якість первинної вимірювальної інфраструктури та стабільність каналів передачі даних є неодмінними передумовами досягнення описаних результатів.

Передумови та умови впровадження цифрових двійників в ОЕС України. Специфіка енергетичної інфраструктури України. Парк основного технологічного обладнання ОЕС формувався переважно в радянський період і характеризується значною технологічною неоднорідністю. Значна частина силових трансформаторів, комутаційного обладнання та засобів релейного захисту введена в експлуатацію у 1970–1990-х роках і наближається або перевищує нормативний термін служби. Паралельно протягом останніх двох десятиліть здійснюється поетапна модернізація підстанцій із заміною аналогового обладнання на мікропроцесорні пристрої захисту та автоматики, впровадженням цифрових вимірювальних перетворювачів і сучасних систем технологічного зв'язку. Така гетерогенність становить одну з основних технічних перешкод для створення інтегрованих інформаційних моделей, необхідних для функціонування ЦД.

Впровадження стандарту IEC 61850 [7] в Україні перебуває на стадії поступового та нерівномірного розгортання. Нові підстанції 110–750 кВ оснащуються пристроями з підтримкою повідомлень та протоколів відповідно до IEC 61850-8-1. Водночас на більшості об'єктів, що не пройшли реконструкцію, застосовуються застарілі протоколи (Modbus, DNP3, IEC 60870-5-104). Наявність РМУ-інфраструктури, сформованої в рамках інтеграції з Європейською системою ENTSO-E, може слугувати первинним інформаційним базисом для верхнього рівня ЦД [8].

Для обґрунтування впровадження цифрових двійників в ОЕС України доцільно виконати SWOT-аналіз (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats – SWOT).

SWOT-аналіз умов впровадження цифрових двійників в ОЕС України. Систематизація факторів, що визначають перспективи інтеграції ЦД в операційне середовище ОЕС України, доцільна у форматі SWOT-аналізу. Наведений нижче аналіз охоплює чотири квадранти: сильні сторони, слабкі сторони, можливості та загрози.

Сильною стороною (Strengths) є наявна SCADA-інфраструктура ОЕС, яка формує функціональний базис для первинного збору та передачі технологічних даних. Досвід синхронізації з ENTSO-E у березні 2022 року засвідчив інституційну та технічну спроможність системи до комплексної інтеграції з вимогами зовнішніх регуляторних і технічних стандартів.

Слабкою стороною (Weaknesses) та критичною обмеженістю залишається значний знос основного обладнання: понад 60 % трансформаторів магістральної мережі відпрацювали нормативний термін служби. Відсутність уніфікованих галузевих стандартів ЦД унеможливує системне розгортання рішень на різних об'єктах. Обмеженість фінансових ресурсів додатково сповільнює темпи модернізації.

Можливості (Opportunities) відкриває Євроінтеграція, яка веде до адаптації до стандартів

Євросоюзу. Програми фінансової підтримки Європейського інвестиційного банку, Європейського банку реконструкції та розвитку, а також EU4Energy містять компоненти цифровізації інфраструктури. Трансфер технологій від європейських партнерів прискорює освоєння перевірених архітектурних рішень.

Головними *загрозами (Threats)* наразі виступають кібератаки, які є найбільш критичним ризиком. Фізична вразливість інфраструктури в умовах збройного конфлікту обмежує надійність вимірювальної бази. Правова невизначеність у сфері операційних даних ускладнює залучення іноземних технологічних партнерів.

Концепт поетапного впровадження цифрових двійників в ОЕС України. Враховуючи технологічну неоднорідність ОЕС України та структурні обмеження, обґрунтована стратегія полягає у трифазній дорожній карті, де кожна наступна фаза спирається на верифіковані результати попередньої. Такий підхід застосовувався оператором National Grid ESO (Велика Британія) — найближчою за масштабом і контекстом аналогією для ОЕС України.

Фаза 1. Пілотне впровадження на рівні підстанції. Розгортання ЦД на рівні однієї або кількох підстанцій з ІЕС 61850 та РМУ [9, 10]. На цьому етапі ЦД реалізується як “цифрова тінь”: модель отримує синхронізовані потоки даних, але зворотний керуючий зв’язок не здійснюється. Ключове технічне завдання – мінімізація похибки синхронізації $\epsilon(t)$.

Фаза 2. Масштабування на регіональний рівень з edge-вузлами. Охоплення сукупності підстанцій операційної зони з розгортанням локальних обчислювальних вузлів. ЦД еволюціонує від моніторингу до прогнозування: генеруються оцінки залишкового ресурсу ключових компонентів.

Фаза 3. Інтеграція в загальносистемну платформу управління ОЕС. Реалізація повноцінного із замкненим циклом управління під управлінням Укренерго. LSTM-моделі та алгоритми RL забезпечують перехід від реактивного реагування до проактивного управління на основі прогнозних моделей.

Висновки. Сформовано науково обґрунтовану концепцію поетапного впровадження технології цифрових двійників в об’єднаній енергосистемі України на основі систематизації теоретичних засад, технологічних передумов та верифікованого міжнародного досвіду.

Аналіз архітектури цифрових двійників на основі класифікаційної тріади підтвердив, що переважна більшість промислових впроваджень в електроенергетиці відповідає рівню цифрової репрезентації фізичного об’єкта або системи, яка оновлюється в режимі реального часу, а не повноцінного ЦД із замкненим циклом управління. Перехід до рівня ЦД із замкненим циклом управління. Задачаю, що потребує одночасного розвитку технологічної та нормативно-регуляторної бази. Аналіз архітектурних рішень і технологій-нейблерів виявив, що ефективна реалізація ЦД в енергетиці базується на конвергенції інфраструктури Інтернету речей, хмарних та периферійних обчислень, протоколу ІЕС 61850 і РМУ-вимірювань. Саме ця конвергенція

забезпечує необхідну якість і гранулярність даних для синхронізації фізичного та цифрового рівнів.

Дослідження методів інтеграції алгоритмів машинного навчання підтвердило технологічну зрілість LSTM для прогнозування часових рядів та RL для оптимізації диспетчерських рішень. Встановлено, що практична ефективність цих методів критично залежить від якості та однорідності навчальних вибірок, що для гетерогенної інфраструктури ОЕС є структурним обмеженням першого порядку.

Порівняльний аналіз функціональних можливостей ЦД та SCADA/EMS виявив якісну відмінність між реактивною спостережністю традиційних систем і предиктивною спостережністю ЦД із вбудованими алгоритмами машинного навчання. Задokumentовані показники реальних впроваджень — скорочення незапланованих простоїв на 25 % (GE Digital Wind Farm) та підвищення енергетичного виходу на 10–20 % (Huawei FusionSolar) – підтверджують економічну обґрунтованість переходу до проактивних стратегій технічного обслуговування.

Огляд практичних кейсів впровадження засвідчив, що найбільш відтворювані результати досягаються в умовах модульної архітектури ЦД із чітко визначеними інтерфейсами обміну даними та стандартизованими онтологіями активів. Відсутність уніфікованих міжплатформних стандартів залишається головним системним бар’єром масштабування.

Концепція поетапного впровадження ЦД в ОЕС України обґрунтована у вигляді трифазної дорожньої карти, методологічно узгодженої з досвідом National Grid ESO та адаптованої до інституційних і інфраструктурних реалій вітчизняної енергосистеми. SWOT-аналіз підтвердив принципову асиметрію між сильними сторонами інституційного характеру – досвідом інтеграції з ENTSO-E та кваліфікованим персоналом – і переважно технологічними та фінансовими слабкими сторонами, що визначає доцільність саме поетапної, а не форсованої стратегії. Ключовим індикатором успішності першої фази є досягнення стабільної синхронізації між фізичним та цифровим рівнями з мінімізацією похибки моделювання $\epsilon(t)$.

Список літератури

- Digital Twin in manufacturing: a categorical literature review and classification / W. Kritzing et al. *IFAC-PapersOnLine*. 2018. Vol. 51, no. 11. P. 1016–1022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474>.
- Grieser M., Vickers J. Digital twin: mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems. *Transdisciplinary perspectives on complex systems*. Cham, 2016. P. 85–113. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4.
- Digital twins in renewable energy systems: a comprehensive review of concepts, applications, and future directions / W. F. Mbasso et al. *Energy strategy reviews*. 2025. Vol. 61. 101814. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101814>.
- Digital twin: enabling technologies, challenges and open research / A. Fuller et al. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 108952–108971. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2998358>.
- A theoretical open architecture framework and technology stack for digital twins in energy sector applications / N. G. Gourisetti et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 13. 4853. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16134853>.
- Towards electric digital twin grid: technology and framework review / M. M. H. Sifat et al. *Energy and AI*. 2022. Vol. 11. 100213. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100213>.

7. IEC 61850:2026 SER. Communication networks and systems for power utility automation. Effective from 2026-04-02. Official edition. Geneva : IEC, 2026.
8. International Renewable Energy Agency (IRENA). Digitalisation and AI for power system transformation: Perspectives for the G7. Abu Dhabi : IRENA, 2025. 68 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Oct/IRENA_INN_Digitalisation_AI_for_power-systems_2025.pdf.
9. IEC TR 61850-90-5:2012. Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118. Effective from 2012-05-09. Official edition. Geneva : IEC, 2012. 149 p.
10. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 5. Технічні вимоги до функцій і моделей приладів. ДСТУ ІЕС 61850-5:2019. На заміну ДСТУ ІЕС 61850-5:2014 ; чинний від 2020-10-01. Вид. офіц. 2019.

References

1. W. Kritzinger, M. Karner, G. Traar, J. Henjes, and W. Sihn, "Digital Twin in manufacturing: A categorical literature review and classification," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, no. 11, pp. 1016–1022, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.474>
2. M. Grieves and J. Vickers, "Digital twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems," in *Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems*. Cham: Springer Int. Publishing, 2016, pp. 85–113, doi: https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4
3. W. F. Mbasso *et al.*, "Digital twins in renewable energy systems: A comprehensive review of concepts, applications, and future directions," *Energy Strategy Reviews*, vol. 61, Sep. 2025, Art. no. 101814, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101814>
4. A. Fuller, Z. Fan, C. Day, and C. Barlow, "Digital twin: Enabling technologies, challenges and open research," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 108952–108971, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2998358>
5. N. G. Gourisetti, S. Bhadra, D. J. Sebastian-Cardenas, M. Touhiduzzaman, and O. Ahmed, "A theoretical open architecture framework and technology stack for digital twins in energy sector applications," *Energies*, vol. 16, no. 13, Jun. 2023, Art. no. 4853, doi: <https://doi.org/10.3390/en16134853>
6. M. M. H. Sifat *et al.*, "Towards electric digital twin grid: Technology and framework review," *Energy and AI*, vol. 11, Nov. 2022, Art. no. 100213, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100213>
7. *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*, IEC 61850:2026 SER, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2026.
8. International Renewable Energy Agency (IRENA), "Digitalisation and AI for power system transformation: Perspectives for the G7," IRENA, Abu Dhabi, Oct. 2025. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Oct/IRENA_INN_Digitalisation_AI_for_power-systems_2025.pdf
9. *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - Part 90-5: Use of IEC 61850 to Transmit Synchrophasor Information According to IEEE C37.118*, IEC TR 61850-90-5:2012, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2012.
10. *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models*, IEC 61850-5:2013, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2013.

Надійшла (Received) 08.05.2026

Прийнята (Accepted) 16.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.311:004.94:004.896

HALYNA OMELIANENKO – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, Guarantor of the Educational Program G3 "Electric Power Engineering", National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkgalina@gmail.com.

VALERII HURICHUK ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6958-1048>; e-mail: valerio.gurinchuk@gmail.com.

RESEARCH ON THE USE OF DIGITAL TWINS IN THE ENERGY SECTOR

The article is devoted to the systematization of conceptual principles and analysis of practical aspects of the application of digital twin technology in the energy industry. The relevance of the study is due to the accelerated digital transformation of energy systems, the growth of the share of renewable energy sources in the generation structure and the insufficiency of traditional dispatching control tools for solving the tasks of predictive monitoring and optimization of operating modes in conditions of increased stochasticity of loads. Based on a critical analysis of existing approaches, a study was conducted and it was established that for the electric power industry, a digital twin should be considered as a three-level cyber-physical system that covers the physical level, the data transmission and processing level, and the digital model level and provides continuous synchronization with a physical object in a mode close to real time. It is shown that the effective implementation of digital twins in the energy sector is based on the convergence of complex amplitude measurement devices, the IEC 61850 standard, cloud computing and big data processing tools, and the integration of machine learning algorithms extends the functionality of digital twins to state prediction, residual resource assessment and optimization of dispatching decisions. A comparative analysis of digital twins with dispatching control systems and real-time data collection was conducted, which showed that traditional systems provide mainly reactive control, while digital twins form predictive observability, support scenario modeling and a closed loop of optimizing control. The generalization of practical cases confirmed the economic and operational feasibility of using digital twins in the segments of electricity generation, transmission and storage, and the SWOT analysis of the implementation conditions in the energy system of Ukraine revealed both existing institutional prerequisites and significant technological, financial and cybernetic limitations. On this basis, a roadmap for the phased introduction of digital twins into the power system is substantiated – from a digital representation of a physical object or system, which is updated in real time at the substation level, to a full-fledged digital twin at the system-wide level.

Keywords: electric power system; renewable energy sources; digital twin; machine learning; neural networks; digitalization; hybrid physically-informed models.

ПОПЕНКО КОСТЯНТИН ПЕТРОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5251-1572>; e-mail: kostiantyn.popenko@ieec.khpi.edu.ua

ЗАГАЙНОВА ОЛЕКСАНДРА АНАТОЛІВНА – кандидатка технічних наук, доцентка кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com

ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ МЕРЕЖ З ВИСОКИМ ПРОНИКНЕННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ЇХ ВПЛИВ НА СТАТИЧНУ СТІЙКІСТЬ СИСТЕМИ

У статті розглянуто актуальну науково-практичну проблему забезпечення статичної (малозбурювальної) стійкості електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії та підвищення вимог до енергоефективності електричних мереж. Показано, що традиційні підходи до визначення допустимих перетоків потужності, які базуються переважно на фіксованих нормативних обмеженнях за критеріями статичної стійкості, не повною мірою враховують зміну структури генерації та активну роль сучасних засобів керування режимами. Такий підхід у ряді випадків призводить до зростання втрат активної та реактивної потужності, обмеження пропускної здатності електричних мереж і нерационального використання генеруючих потужностей. На основі аналізу сучасних наукових досліджень та практичного досвіду експлуатації електричних мереж розглянуто вплив засобів підвищення енергоефективності на запас статичної стійкості, зокрема керування режимами відновлюваних джерел енергії, застосування систем накопичення електричної енергії, використання керованих шунтувальних реакторів, пристроїв гнучких систем передачі змінного струму та сучасних проводів підвищеної пропускної здатності для повітряних ліній електропередавання. Показано, що комплексне впровадження зазначених технічних рішень дозволяє одночасно зменшити втрати електричної енергії, підвищити пропускну здатність слабких перетинів, покращити показники якості напруги та збільшити запас статичної стійкості енергосистеми. Запропоновано напрями подальших досліджень, спрямованих на формування узагальненої математичної моделі статичної стійкості електроенергетичної системи, у якій енергоефективні показники інтегруються безпосередньо в критерії оцінки граничних режимів.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, статична стійкість, стійкість за напругою, енергоефективність електричних мереж, втрати електричної енергії, реактивна потужність, системи накопичення електричної енергії, керування режимами, пропускна здатність електричних мереж.

Вступ. Потужність відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) через їх позитивний вплив на екологію на глобальному ринку буде продовжувати збільшуватися.

Щорічне збільшення потужностей ВДЕ зросте з 666 ГВт у 2024 році до майже 940 ГВт у 2030 році. Очікується, що до 2030 року на сонячну та вітрову енергетику припадатиме 95 % усіх додаткових потужностей ВДЕ, оскільки вартість їх генерації нижча, ніж у альтернативних джерелах [1].

Український сектор відновлюваної енергетики також продовжує активно розвиватися, незважаючи на складні умови та виклики воєнного часу, на шляху до амбітної мети – досягнення 27 % частки відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі до 2030 року [2].

Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року передбачені заходи по збільшенню енергоефективності, зокрема зменшення втрат електроенергії, що вимагає удосконалення організації керування режимами роботи електричних мереж (ЕМ) [3].

Зазначений розвиток ВДЕ ставить виклики оператору об'єднаної енергосистеми України (ОЕС) з точки зору ефективного використання нових потужностей без втрати стійкості енергосистеми.

Основною задачею є визначення реальних значень допустимих перетоків за найбільш навантаженими лініями/перетинами, від яких залежить надійна робота ОЕС України [4].

В зв'язку з чим сучасні енергосистеми (ЕС), потребують ефективних стратегій забезпечення стійкої та енергоефективної роботи.

Постановка проблеми. Обсяги потужності, що передаються по мережах ОЕС, обмежуються за критеріями статичної стійкості. Вони в свою чергу регламентуються інструкціями, в яких визначені розрахунки максимально та аварійно-допустимих перетоків потужності для кожного перетину. При такому підході для досягнення необхідних критеріїв стійкості обмежується потужність, яка передається через перетини. Часто це призводить до перевитрат енергії, збільшення втрат у мережах та нерационального використання генеруючих потужностей [5].

ОЕС є багатофакторною та складною, що потребує досконалого керування потоками потужності задля забезпечення стійкості системи, надійності електропостачання та отримання якісних й енергоефективних показників електричної енергії. Стохастичний характер ВДЕ призводить до виникнення короточасних дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії, зниження рівня статичної стійкості та підвищення ризику втрати синхронізації між вузлами енергосистеми.

Таким чином, існує необхідність визначення параметрів, зміна яких буде підвищувати енергоефективність мереж та оцінити їх вплив та показники стійкості.

© К. П. Попенко, О. А. Загайнова, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

Мета статті. Визначити засоби за допомогою яких засобів є можливість без втрати стійкості підвищити енергоефективність енергосистем з великим проникненням ВДЕ. Розробити структурну модель зв'язку енергоефективних параметрів та параметрів стійкості системи.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання енергоефективності та стійкості мереж з ВДЕ досліджується багатьма українськими та закордонними вченими, що знайшло своє відображення в наукових працях.

Зокрема в монографії [6] зазначено, що сучасні мережі електропостачання мають ряд суттєвих недоліків, що обумовлює необхідність корінних змін в електроенергетиці. Це, перш за все, незначна кількість засобів регулювання напруги та реактивної потужності, недостатня пропускна здатність міжсистемних ліній зв'язку, нераціональний розподіл потоків потужності. Також оцінено рівень надійності низки енергооб'єднань України, що знаходяться в межах 0,96–0,98, а це нижче європейського нормативу, який дорівнює 0,996. Подібний рівень надійності призводить до виникнення аварій та перевитрат електроенергії.

В статті [7] розглядається проблема малосигнальної стійкості (small-signal stability) – в українських джерелах спеціалісти називають цей вид стійкості – статичною), систем електропостачання під впливом невизначеності й коливань генерації від ВДЕ. Автори пропонують стратегію керування навантаженням (Demand Response, DR) тримаючи сумарне навантаження на системі постійним, але зміщуючи навантаження між різними вузлами (шинами) мережі. Таким чином можна підвищити запас стійкості системи.

Проведені кейс-дослідження показали, що перенаправлення навантаження може дати результати порівнянні з перерозподілом генерації або відповідною настройкою стабілізаторів.

Висновком є те, що споживання через DR може відігравати значну роль у підвищенні стійкості.

Проте в дослідженні використано модель із невеликим числом вузлів (IEEE 14-bus). В реальних системах можливості DR можуть бути обмежені нормативами, технологіями та поведінкою споживачів.

В роботі [8] автори аналізують розподільну мережу з інтегрованою розподіленою генерацією (Distributed Generation, DG).

Основні параметри, які досліджуються: енергетичні втрати (active power losses) в мережі та стійкість по напрузі (voltage stability) після інтеграції DG.

У статті застосований підхід на базі аналізу кривих навантаження-напруга (PV-кривих), точки біфуркації (saddle-node) та оцінка максимальної генерації DG при заданих умовах (максимального проникнення) до моменту втрати стійкості. Результати показують, що розміщення та розмір DG впливають на втрати, що в свою чергу впливає на граничну здатність генерації.

Висновком є те, що зменшення втрат середньо і низьковольтних мережах в діапазоні від 3 до 8 % завдяки оптимальному розташуванню DG, покращує умови для стійкості по напрузі.

Однак дане дослідження було зроблено на рівні розподільчої мережі (distribution network), масштаб якого відрізняється від високовольтної мережі, також при цьому втрачається акцент на малосигнальних чи аперіодичних формах стійкості.

Оглядова праця [9] присвячена системам гібридного енергозбереження (HESS – hybrid energy storage systems), які поєднують кілька енергозберігаючих пристроїв для інтеграції ВДЕ до ЕМ.

Стаття підкреслює, що HESS дозволяють підвищити ефективність роботи ВДЕ і забезпечити стабільність мережі – зокрема за рахунок згладжування коливань генерації, резервування, швидкого реагування, зменшення втрат тощо. HESS можуть накопичувати надлишкову електроенергію від ВДЕ і віддавати її при дефіциті, таким чином зменшуючи втрати, підвищуючи використання генерації і покращуючи ефективність. Системи з накопичувачами мають менші втрати, більший запас стійкості та більш стабільну напругу. В роботі підкреслюється, важливість не тільки накопичувачів, але й систем керування, оптимальних алгоритмів заряд-розряд, балансування між різними видами накопичення.

Проте в статті подані загальні концепції, а не конкретні розрахунки граничних режимів напруги чи перетоків. Також треба врахувати, конкретну конфігурацію HESS, що може бути реалізовані в умовах ОЕС.

Робота [10] розглядає вплив пристрою STATCOM (Static Synchronous Compensator) на стабілізацію мережі середньої напруги (~30 кВ) з вітрогенератором та навантаженням.

Розроблена модель передбачає, що STATCOM динамічно вводить чи споживає реактивну потужність для стабілізації напруги за різних сценаріїв, таких як зміна швидкості вітру, коливання навантаження або короткі замикання. Зазначається, що втрати енергії є однією з проблем мережі перед впровадженням STATCOM. Це створює зв'язок між енергоефективністю і стійкістю.

Необхідно зауважити, що автори розглядають мережу середньої напруги та мікромережу, тому є потреба адаптувати висновки до масштабів більших систем. Також основний акцент статті динамічна стійкість. Проте взаємозв'язок реактивної компенсації зі стійкістю напруги є цілком очевидним.

Стаття [11] розглядає проблему великого проникнення розподілених енергоресурсів на прикладі фотоелектричних систем, у мережі низької напруги, що може спричинити перенапругу в точці приєднання. Запропоновано адаптивний алгоритм Volt/Var контролю, який підбирає параметри для кожного інвертора PV на основі локальних вимірювань і матриці чутливості напруги. Алгоритм має режим оптимізації, який враховує мінімізацію відхилення напруги та струму в лінії.

В експерименті (лабораторні умови) продемонстровано, що алгоритм дозволяє зменшити відхилення напруги до ~25 % від допустимого максимуму.

В статті також зазначено, що використання контролю Volt/Var може допомогти зменшити втрати в лініях і поліпшити якість режиму напруги.

В праці [12] проведений аналіз існуючої сицилійської ЕМ, її обмежень, точок генерації ВДЕ та шляхів передавання цієї енергії по повітряних лініях. Розрахунки показують, що при використанні High-Temperature Low-Sag (HTLS) провідників можна збільшити потік з ВДЕ по лініях, ефективніше «диспетчеризувати» відновлювану енергію, при цьому зменшити витрати енергії до 15 % на довгих лініях.

Крім того, автори демонструють економічні вигоди: зниження зональних цін на електроенергію та зменшення ринкових обмежень.

Також йдеться, що HTLS-провідники підвищують стійкість системи (resilience) у разі збурень, а також збільшення пропускної здатності існуючих ліній, та «запасів» потужності.

Таким чином, можна зробити висновок, що існуючі дослідження потребують систематизації декількох параметрів енергоефективності та визначення їхнього сумарного впливу на стійкість енергосистем

Основний матеріал дослідження. Спираючись на класифікації останніх років стійкість енергосистем можна поділити на: стійкість кута ротора, стійкість частоти, стійкість напруги – як фундаментальні компоненти стійкості, та резонансна стійкість і стійкість перетворювачів – як не фундаментальні компоненти [13]. Статична, малосигнальна, або малозбурювальна стійкість це здатність енергосистем повертатись до усталеного режиму після малих збурень. Запас статичної стійкості для режиму роботи енергосистем визначається його близькістю до межі області стійкості, яка може бути зумовлена аперіодичним чи коливальним порушенням стійкості. Основною складовою в запасі статичної стійкості є стійкість за напругою [5].

За загальноприйнятим визначенням стійкість за напругою – це здатність енергосистеми підтримувати стійкі та прийнятні рівні напруги на всіх системах шин, як у нормальних, так і в післяаварійних та ремонтних режимах.

Основною причиною неконтрольованого зменшення напруги та втрати стійкості є неспроможність енергосистеми підтримувати в кожний момент часу баланс реактивних потужностей (РП) на окремих системах шин (СШ) або в окремій зоні системи після виникнення збурення. Критерій стійкості енергосистеми за напругою полягає у тому, що в поточному режимі на кожній СШ при збільшенні напруги величина РП на тій самій СШ повинна збільшуватись. Тобто система стійка за напругою при $dQ / dV > 0$. У разі коли $dQ / dV = 0$ маємо стан, який відповідає переходу від стійкого стану до нестійкого, що має назву «критична напруга», а відповідний їй

рівень реактивної потужності – «межа за реактивною потужністю» [5].

Основним чинником щодо обмеження пропускної здатності перетинів ОЕС України, з точки зору забезпечення статичної стійкості, є стійкість за напругою.

При аналізі стійкості режимів за напругою важливо не тільки визначити граничний режим та відповідну йому критичну напругу, але і дослідити як саме впливають параметри електричної мережі та режимів її роботи на величину критичної напруги. Саме такий аналіз є основою для розробки ефективних заходів для запобігання порушенню стійкості за напругою.

На сьогодні одним з основних засобів підтримання необхідних резервів та генерування РП в ОЕС України за відсутності мережевих засобів компенсації сконцентровані на теплових електростанціях (ТЕС) [5]. При цьому ТЕС переважно працюють з фіксованим коефіцієнтом потужності, отже, не можуть бути регульованим джерелом РП. Також в ОЕС більшість ліній електропередавання (ЛЕП) експлуатується в режимах, що мають величину потужності, меншу від натуральної, і тому такі ЛЕП є джерелами реактивної потужності. Проте їх також неможливо віднести до надійних і головне регульованих джерел РП. Таким чином, на сьогодні єдиним регульованим джерелом РП в ОЕС України є синхронні генератори (СГ). При цьому величина зони регулювання визначається їх експлуатаційними характеристиками. [14].

На відміну від України закордонний досвід забезпечення надійності електричних мереж включає використання турбін вітрогенераторів та накопичувачів. Ключовим технологічним рішенням є використання grid-forming вітрових турбін, які можуть виконувати функції, властиві СГ – формувати напругу, підтримувати частоту та брати участь у регулюванні режимів [15].

У реальних експериментах, проведених The National Renewable Energy Laboratory (Національна лабораторія відновлюваної енергетики) спільно з General Electric (Американська корпорація Дженерал Електрик), вітрова турбіна третього типу продемонструвала здатність самостійно відновлювати стабільність після збурень, забезпечуючи первинну підтримку частоти та контроль напруги. Це означає, що ВДЕ можуть компенсувати втрату інерції, спричинену виведенням інших джерел ВДЕ, теплових чи газових генераторів».

Важливою перевагою є те, що кінетична енергія ротора вітрової турбіни може використовуватися як короткочасний резерв стабільності. Зміна швидкості обертання дозволяє турбіні надавати інерційний відгук і частотно-залежне регулювання, що критично важливо при великих коливаннях навантаження. Така поведінка зближує вітрові турбіни зі складовою класичного механічного інерційного моменту, але в динамічно керованій цифровій формі [15].

Комбінація вітрових турбін із системами акумуляції енергії ще більше посилює цей ефект. Акумулятори беруть на себе реактивне регулювання (VAR/Volt), швидку частотну підтримку та згладжування перехідних процесів. Інтегровані системи у складі вітрової турбіни, батареї та інвертору формують повноцінний комплекс, здатний забезпечувати:

- інерційний відгук;
- первинне регулювання частоти;
- локальну стабілізацію напруги;
- миттєве реагування на аварійні події;
- зниження втрат завдяки оптимізації

потокорозподілу та напруги.

Такі можливості вже дозволяють вітровим електростанціям виходити на ринок системних послуг та забезпечувати додаткові сервіси, підвищуючи не лише стійкість енергосистеми, а й загальну енергоефективність мережі. Іншими словами, ВДЕ перестають бути «пасивним» джерелом – вони стають активним учасником керування режимами. Сумарний енергозберігаючий ефект від запровадження регулювання напруги залежить від конфігурації мережі і може бути в діапазоні від 2 до 4 %.

На рис. 1 зображена структурна схема, де віртуальне емуляційне середовище, що складається з трьох операційних рівнів поєднано з ВДЕ та розподільчими підстанціями та забезпечує стабільність та надійність мережі в процесі енергопостачання споживачів.

Таким чином, сучасні підходи до керування вітровими турбінами та накопичувачами суттєво розширюють можливості забезпечення статичної стійкості енергосистем. Вони дозволяють:

- компенсувати дефіцит інерції;
- зменшувати навантаження на синхронні генератори;
- підвищувати пропускну здатність перетинів мереж;

• знижувати втрати активної та реактивної потужності;

• збільшувати гнучкість системи без додаткового введення традиційних потужностей.

У підсумку досліджень NREL та GE, вітрові турбіни з grid-forming керуванням у поєднанні з накопичувачами стають ключовою технологією для підвищення статичної стійкості та енергоефективності мережі, особливо в умовах широкого впровадження ВДЕ та зменшення частки традиційної генерації.

Іншим ефективним засобом підтримки рівня статичної стійкості, збільшення пропускну здатності перетинів, а як слідство і збільшення енергоефективних показників – є застосування так званих шунтувальних реакторів (ШР) в мережах мережі 750 кВ. В якості ШР можуть бути застосовані масляні шунтувальні реактори, керовані (магнітно-керовані, та тиристорно-керовані) ШР, та реактори в нейтралі. При цьому на створення позитивного стабілізуючий моменту мережі впливають як ШР розташовані безпосередньо біля перетину так і віддалені ШР.

Проведення дослідження впливу «близько» розміщених до і «віддалених» від перетину ШР показують збільшення пропускну спроможності перетинів мережі в діапазоні від 3 до 3,6 % для «близьких» перетинів та від 3,5 до 4,4 % для «віддалених» [5].

Перспективним та ефективним з позиції збільшення стійкості та енергоефективності мереж є застосування накопичувачів електричної енергії різних типів [16].

В роботі проведено комплексне дослідження доцільності застосування накопичувачів електричної в електричних мережах України з якого можна зробити висновок про особливості, проблем які з їх допомогою можливо вирішити та ефективності впровадження.



Рисунок 1 – Структурна схема роботи системи «віртуальної інерції»

В роботі [9] аналізуються гібридні системи накопичення енергії (Hybrid Energy Storage Systems, HESS) як важливий інструмент забезпечення стабільності та ефективності енергомереж, з високою часткою ВДЕ а також підходи до керування ними.

Комбінування різних типів накопичувачів: акумуляторні батареї суперконденсатори, маховики, проточні батареї, тощо дозволяє використати їхні сильні сторони та компенсувати технологічні обмеження кожної окремої системи. Завдяки цьому HESS забезпечує ширший діапазон експлуатаційних режимів від покриття пікових потужностей до тривалого зберігання енергії.

На рис. 2 зображена ієрархічна класифікація підходів до керування HESS. Основна мета цих стратегій – це розподілення потоку потужності між різними накопичувачами так, щоб забезпечити стабільність напруги, подовжити термін служби батарей та підвищити загальну ефективність системи.

Класичне керування (Classical control) – базується на сталих математичних алгоритмах та чітких логічних правилах. Ці методи зазвичай легше реалізувати, вони мають передбачувану поведінку, але можуть бути менш ефективними в складних динамічних умовах.

Інтелектуальне керування (Intelligent-based control) – використовує методи штучного інтелекту. Ці підходи дозволяють системі адаптуватися до змінних навантажень, прогнозувати майбутній стан та знаходити найбільш оптимальні режими роботи в реальному часі.

Якісний вплив HESS на стійкість системи проявляється насамперед у здатності згладжувати швидкі флуктуації генерування ВДЕ та забезпечувати стабільну підтримку частоти й напруги в мережі. Це забезпечує зниження величин та тривалості провалів напруги на 50%. Поєднання швидкодіючих накопичувачів (наприклад, суперконденсаторів або

маховиків) із системами великої енергоємності (літій-іонні, натрієво-сірчані або проточні батареї) дозволяє ефективно реагувати як на короточасні імпульсні навантаження, так і на довготривалі дисбаланси між генерацією та споживанням. Завдяки цьому підвищується якість електроенергії, знижується частота аварійних подій та забезпечується надійність роботи мікромереж і віддалених ізольованих систем.

За допомогою HESS можливо здійснювати регулювання частоти, підтримку напруги, вирівнювання навантажень, пікове зрізання, забезпечення резерву та можливість «чорного старту». Ці функції створюють додатковий запас стійкості.

Енергетична ефективність системи також зростає за рахунок зменшення невикористаної генерації ВДЕ. HESS дозволяє зберігати надлишки енергії, та використовувати їх у періоди падіння виробітку. Таким чином, збільшується частка використаної генерації та скорочуються витрати на роботу резервних джерел. Таким чином можна суттєво підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності ВДЕ.

Кількісний вплив HESS відзначається покращенням динаміки реакції енергосистеми. За даними моделювальних та експериментальних досліджень, поєднання батареї та суперконденсатора забезпечує значно швидшу реакцію на зміни навантаження, знижує глибину циклу заряд-розряд акумуляторів і подовжує їхній ресурс, а конфігурації на базі проточних батарей у поєднанні з швидкодіючими накопичувачами демонструють підвищення гнучкості та зменшення втрат [9].

В реальних проектах (зокрема європейських) HESS дозволяє покривати одночасно потреби у високій піковій потужності та довготривалому зберіганні енергії, що неможливо при використанні одного типу накопичувача.

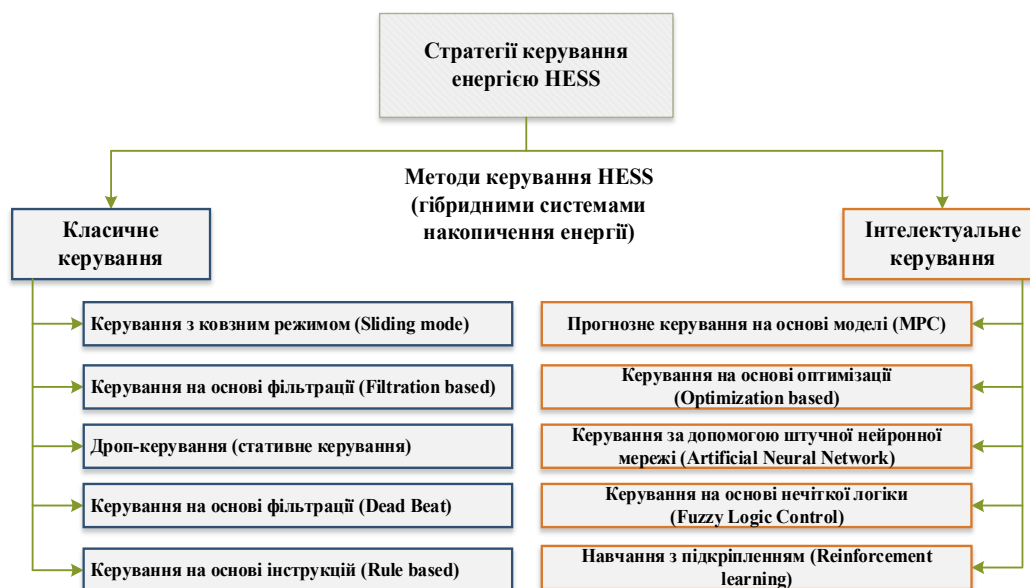


Рисунок 2 – Ієрархічна класифікація підходів до керування HESS

Попри переваги, інтеграція HESS пов'язана зі складністю керування, необхідністю розвинутих систем енергоменеджменту, підвищеними капітальними витратами та вимогами до матеріалів. Проте сучасні тенденції розвитку ВДЕ та зростання частки ВДЕ роблять HESS ключовим елементом стабільної, гнучкої й енергоефективної енергосистеми.

На рис. 3 підсумовані розглянуті показники побудови та керування електричними мережами та їх вплив на енергоефективність зокрема на зменшення втрат, збільшення пропускної спроможності перетинів, економії електроенергії, зниження величини та тривалості провалів напруги. Також наведений їх вплив на фундаментальні та не фундаментальні компоненти стійкості системи.

Найбільший вплив на компоненти стійкості здійснює застосування пристроїв накопичення HESS, HTLS-провідників та засоби регулювання напруги. Сумарно ці показники впливають на всі компоненти стійкості системи при умові, що організаційні та технічні засоби дозволяють застосовувати комплекс пристроїв чи методів побудови мереж, що буде включати в себе пристрої HESS, HTLS-провідники та засоби регулювання напруги то сумарний ефект буде мати істотний позитивний вплив на збільшення стійкості систем та підвищення їх енергоефективності.

Висновки та напрями подальших досліджень.
У статті виконано комплексний аналіз засобів

підвищення енергоефективності електричних мереж з високим проникненням ВДЕ та їхнього впливу на статичної стійкості енергосистеми. Показано, що в умовах зростання частки ВДЕ класичний підхід до обмеження перетоків потужності за критеріями статичної стійкості, який базується переважно на фіксованих нормативних значеннях, призводить до зниження енергоефективності, збільшення втрат у мережах і неповного використання наявних генеруючих ресурсів.

Зазначено, що ключовим обмежувальним фактором статичної стійкості в магістральних та міжсистемних перетинах ОЕС України є стійкість за напругою, яка пов'язана з балансом і резервами РП, рівнем втрат у ЛЕП та режимами роботи регулюючих пристроїв. Аналіз сучасних технічних рішень показав, що такі засоби, як grid-forming вітрові турбіни, системи накопичення електричної енергії (у тому числі гібридні HESS), керовані ШП та застосування HTLS-провідників, мають подвійний ефект: з одного боку підвищують запаси статичної стійкості (передусім за напругою), з іншого – знижують активні та реактивні втрати, збільшують пропускну здатність перетинів і покращують загальні енергоефективні показники мережі.



Рисунок 3 – Зв'язок енергоефективних параметрів та параметрів стійкості системи

Подальші дослідження доцільно спрямувати на розробку узагальненої математичної моделі статичної стійкості енергосистеми, в якій енергоефективна складова буде інтегрована безпосередньо в критерії оцінки граничних режимів. Така модель має базуватися на поєднанні класичних показників стійкості за напругою (критична напруга, запас за реактивною потужністю, умова $dQ/dV > 0$) з кількісними показниками енергоефективності, зокрема:

- втратами активної та реактивної потужності в ЛЕП;
- відношенням втрат реактивної потужності до переданого активного перетоку через перетин;
- ступенем використання встановленої потужності ВДЕ;
- ефективністю роботи систем накопичення та засобів регулювання напруги.

У межах подальшої роботи доцільно сформулювати оптимізаційну постановку задачі, в якій граничний режим за напругою визначається не тільки як межа стійкості, а також як компроміс між максимальним допустимим перетоком і мінімальними втратами енергії. Перспективним є застосування апарату аналізу чутливостей, власних значень та енергетичних індексів стійкості у поєднанні з моделями керування HESS і grid-forming перетворювачів.

Реалізація запропонованого підходу дозволить перейти від статичних нормативних обмежень до адаптивної оцінки пропускну здатності перетинів ОЕС України, що враховує реальний стан мережі, активну участь ВДЕ в керуванні режимами та вимоги енергоефективності.

Список літератури

1. International Energy Agency. Renewables 2024. Analysis and forecasts to 2030. Paris: IEA, 2024. 177 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>.
2. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.08.2024 № 761-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p#Text>.
3. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 № 908-р: станом на 13 берез. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text>.
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. На заміну ГКД 34.20.575-2002; чинний від 2012-10-21. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012.
5. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань / ред. О. В. Кириленко. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2018. 320 с.
6. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. 2-ге вид., переробл. і допов. Дніпро: НТУ «ДП», 2018.
7. Yao M., Roy S., Mathieu J. L. Using demand response to improve power system small-signal stability. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2023. Vol. 36. 101214. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101214>.
8. Energy losses and voltage stability study in distribution network with distributed generation / H. Ren et al. *Journal of Applied Mathematics*. 2014. Vol. 2014. 939482. DOI: <https://doi.org/10.1155/2014/939482>.

9. Advancements in hybrid energy storage systems for enhancing renewable energy-to-grid integration / A. M. Adeyinka et al. *Sustainable Energy Research*. 2024. Vol. 11, no. 1. 26. DOI: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00120-4>.
10. Impact of STATCOM in stabilizing disturbed microgrids powered by wind energy / H. Bali et al. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*. 2025. Vol. 58, no. 2. P. 317–327. DOI: <https://doi.org/10.18280/jesa.580212>.
11. Extremum-seeking adaptive-droop for model-free and localized Volt-VAR optimization / H. Ren et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021. Vol. 37, no. 1. P. 179–190. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2021.3093831>.
12. Ippolito M. G., Massaro F., Cassaro C. HTLS conductors: A way to optimize RES generation and to improve the competitiveness of the electrical market—A case study in Sicily. *Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2018. Vol. 2018. 2073187. DOI: <https://doi.org/10.1155/2018/2073187>.
13. Методи класифікації та моделювання малосигнальної стійкості енергосистеми в умовах високого проникнення відновлюваної енергії / К. П. Попенко та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2025. № 2(11). С. 78–84. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.2\(11\).344510](https://doi.org/10.20998/erec.2025.2(11).344510).
14. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Оцінка резервів реактивної потужності в ОЕС України з урахуванням проблеми забезпечення стійкості за напругою. *Технічна електродинаміка*. 2010. Тематичний випуск. Проблеми сучасної електротехніки, Ч. 3. С. 53–56.
15. National Renewable Energy Laboratory. Wind turbines can stabilize the grid. U. S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/wind-turbines-can-stabilize-grid>.
16. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Макаров А. О. Дослідження доцільності застосування накопичувачів електричної енергії в електричних мережах України. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2025. № 1(10). С. 101–106. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.1\(10\).332984](https://doi.org/10.20998/erec.2025.1(10).332984).

References

1. International Energy Agency, “Renewables 2024. Analysis and forecasts to 2030,” IEA, Paris, Oct. 2024. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>
2. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2024, Aug. 13). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 761-r, Pro zatverdzhennia Natsionalnoho planu dii z vidnovliuvanoi enerhetyky na period do 2030 roku ta planu zakhodiv z yoho vykonannia [On approval of the National Renewable Energy Action Plan for the period up to 2030 and the action plan for its implementation]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p#Text> (in Ukrainian)
3. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2022, Oct. 14). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 908-r, Pro skhvalennia Kontseptsii vprovadzhennia “rozumnykh merezh” v Ukraini do 2035 roku [On the Approval of the Concept for the Implementation of “Smart Grids” in Ukraine by 2035]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text> (in Ukrainian)
4. *Stiikist enerhosystem. Kerivni vkazivky [Resilience of Power Systems: Guidelines]*, SOU-N MEV 00100227-68:2012 Association of Energy Companies “Sectoral Reserve and Investment Fund for Energy Development,” Kyiv, 2012. (in Ukrainian)
5. O. V. Kyrylenko, Ed., *Zabezpechennia stiikosti enerhosystem ta yikh obiednan [Ensuring the stability of power systems and their interconnections]*. Kyiv: Inst. Electrodyn., Nat. Acad. Sci. Ukraine, 2018. (in Ukrainian)
6. H. H. Pivniak, I. V. Zhezhelenko, and Yu. A. Papaika, *Enerhetychna efektyvnist system elektropostachannia [Energy Efficiency of Power Supply Systems]*, 2nd ed. Dnipro: NTU «DP», 2018. (in Ukrainian)
7. M. Yao, S. Roy, and J. L. Mathieu, “Using demand response to improve power system small-signal stability,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, Dec. 2023, Art. no. 101214, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101214>

8. H. Ren, C. Han, T. Guo, and W. Pei, "Energy losses and voltage stability study in distribution network with distributed generation," *Journal of Applied Mathematics*, vol. 2014, 2014, Art. no. 939482, doi: <https://doi.org/10.1155/2014/939482>
9. A. M. Adeyinka, O. C. Esan, A. O. Ijaola, and P. K. Farayibi, "Advancements in hybrid energy storage systems for enhancing renewable energy-to-grid integration," *Sustainable Energy Research*, vol. 11, no. 1, Jul. 2024, Art. no. 26, doi: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00120-4>
10. H. Bali, M. Boudiaf, T. Allaoui, and K. Negadi, "Impact of STATCOM in stabilizing disturbed microgrids powered by wind energy," *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. 58, no. 2, pp. 317–327, Feb. 2025, doi: <https://doi.org/10.18280/jesa.580212>
11. H. Ren, R. R. Jha, A. Dubey, and N. N. Schulz, "Extremum-seeking adaptive-droop for model-free and localized Volt-VAR optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 179–190, Jul. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2021.3093831>
12. M. G. Ippolito, F. Massaro, and C. Cassaro, "HTLS conductors: A way to optimize RES generation and to improve the competitiveness of the electrical market—A case study in Sicily," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2018, Sep. 2018, Art. no. 2073187, doi: <https://doi.org/10.1155/2018/2073187>
13. K. Popenko, A. Zagaynova, V. Lesniak, V. Varvianska, and D. Germanchuk, "Methods of classification and modeling of power system small-signal stability under high renewable energy penetration," *Bulletin of the National Technical University "KhPI"*, *Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2(11), pp. 78–84, Dec. 2025, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.2\(11\).344510](https://doi.org/10.20998/erec.2025.2(11).344510) (in Ukrainian)
14. O. V. Kyrlyenko, V. V. Pavlovskiy, and L. M. Lukianenko, "Otsinka rezerviv reaktivnoi potuzhnosti v OES Ukrainy z urakhuvanniam problemy zabezpechennia stiikosti za napruhoiu [Assessment of reactive power reserves in the Ukrainian power system, taking into account the issue of voltage stability]," *Tekhnichna elektrodynamika*, Thematic issue. Problems of modern electrical engineering, no. 3, pp. 53–56, 2010. (in Ukrainian)
15. National Renewable Energy Laboratory. "Wind turbines can stabilize the grid." U. S. Department of Energy. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/wind-turbines-can-stabilize-grid>
16. H. Omelianenko, V. Cherkashyna, and A. Makarov, "The appropriateness of using electrical energy storage systems to increase the reliability of Ukrainian electrical networks," *Bulletin of the National Technical University "KhPI"*, *Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1(10), pp. 101–106, Jul. 2025, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.1\(10\).332984](https://doi.org/10.20998/erec.2025.1(10).332984) (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 05.02.2026

Прийнята (Accepted) 17.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.31:621.355

POPENKO KONSTIANTYN ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5251-1572>; e-mail: kostiantyn.popenko@ieec.khpi.edu.ua

ZAGAYNOVA ALEKSANDRA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com

METHODS FOR IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF NETWORKS WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND THEIR IMPACT ON THE STATIC STABILITY OF THE SYSTEM

The article discusses the topical scientific and practical problem of ensuring static (small signal) stability of power systems in conditions of growing share of renewable energy sources and increasing requirements for energy efficiency of electrical networks. It is shown that traditional approaches to determining permissible power flows, which are based mainly on fixed regulatory restrictions according to static stability criteria, do not fully take into account changes in the structure of generation and the active role of modern mode control means. In some cases, this approach leads to an increase in active and reactive power losses, limitations on the transmission capacity of electrical networks, and irrational use of generating capacity. Based on an analysis of current scientific research and practical experience in the operation of electrical networks, the impact of energy efficiency measures on static stability reserves is considered, in particular, the control of renewable energy sources, the use of electrical energy storage systems, the use of controllable shunt reactors, flexible AC transmission systems, and modern high-capacity cables for overhead power lines. It has been shown that the comprehensive implementation of these technical solutions makes it possible to simultaneously reduce electrical energy losses, increase the throughput capacity of weak sections, improve voltage quality indicators, and increase the static stability reserve of the power system. Directions for further research are proposed, aimed at forming a generalized mathematical model of the static stability of the power system, in which energy efficiency indicators are integrated directly into the criteria for assessing limit modes.

Keywords: renewable energy sources; static stability; voltage stability; energy efficiency of electrical networks; electrical energy losses; reactive power; electrical energy storage systems; mode control; transmission capacity of electrical networks.

РУДЕВИЧ НАТАЛІЯ ВАЛЕНТИНІВНА ✉ – доктор педагогічних наук, професор, професор кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2545-6314>; e-mail: natalia.rudevich@khp.edu.ua.

ГАПОН ДМИТРО АНАТОЛІЙОВИЧ – доктор технічних наук, доцент, завідувач кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8609-9707>; e-mail: dmytro.hapon@khp.edu.ua.

ЛАЗАРЄВ МИКОЛА ІВАНОВИЧ – доктор педагогічних наук, професор, професор кафедри педагогіки, методики та менеджменту освіти, Харківський національний університет ім. В.Н. Каразіна; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9742-4739>; e-mail: lazarev@uipa.edu.ua.

ШВЕЦЬ СЕРГІЙ ВІКТОРОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-141X>; e-mail: serhii.shvets@khp.edu.ua.

МЕТОДИКА ФОРМУВАННЯ НАУКОВО-ДОСЛІДНОЇ КОМПЕТЕНТНОСТІ ЩОДО ЦИФРОВИХ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

Формування науково-дослідної компетентності у майбутніх інженерів-електроенергетиків є актуальною задачею в процесі їхньої професійної підготовки. Одним із профільних напрямків є підготовка фахівців для експлуатації, проектування та наукової діяльності щодо мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики. Проаналізовано науково-дослідні види робіт інженерів з релейного захисту та автоматики. Виявлено, що при проведенні будь-яких прикладних робіт щодо мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики невід'ємною складовою є здійснення пошукових досліджень, це передбачає встановлення каузальних зв'язків між різними підсистемами знань. Побудовано алгоритм проведення пошукових науково-дослідних робіт щодо цифрової системи релейного захисту та автоматики, який представлений п'ятьма етапами, а саме ознайомлення з системою релейного захисту та автоматики; визначення вимог та призначення науково-дослідних робіт щодо системи релейного захисту та автоматики; визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування системи релейного захисту та автоматики; дослідження параметрів складових елементів (функцій) та системи релейного захисту та автоматики в цілому; узагальнення та оцінка результатів досліджень. Відповідно до розробленого алгоритму проведено пошукові науково-дослідні роботи при здійсненні експлуатаційної, проектувальної та наукової діяльності щодо можливості модернізації, розроблення та удосконалення мікропроцесорного релейного захисту асинхронного двигуна відповідно. На підставі проведених досліджень розроблено методику навчання для формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових систем релейного захисту та автоматики, яка включає п'ять етапів відповідно до етапів алгоритму проведення пошукових науково-дослідних робіт. При цьому кожен етап методики передбачає встановлення каузальних зв'язків між різними підсистемами знань щодо цифрової системи релейного захисту та автоматики.

Ключові слова: каузальні зв'язки; методика навчання; науково-дослідна робота; цифрова система релейного захисту та автоматики.

Постановка проблеми. Важливою складовою інтегральної професійної компетентності інженерів-електроенергетиків є науково-дослідна компетентність, яка насамперед передбачає можливість результативно проводити пошукові наукові дослідження, зокрема, і щодо цифрових систем релейного захисту та автоматики (СРЗА).

Необхідність в здійсненні пошукових науково-дослідних робіт (НДР) може виникнути в процесі: розробки проектного завдання на цифровий термінал з метою з'ясування існуючих технічних досягнень в цій галузі; розв'язання задач експлуатаційного характеру, що, наприклад, потребують покращення техніко-економічних параметрів пристрою; проведення наукової діяльності, яка направлена на розробку нових або удосконалення вже існуючих мікропроцесорних СРЗА. Безсумнівно, фундаментальні навички із здійснення пошукових НДР повинні сформуватись у майбутніх інженерів в процесі їхньої професійної підготовки.

В роботах [1, 2] обґрунтовано, що основу проектної та експлуатаційної професійної діяльності фахівців з цифрових СРЗА складає встановлення каузальних зв'язків між призначенням, принципом

функціонування, побудовою та параметрами пристрою. З урахуванням цього запропоновано зміст та метод навчання для формування проектної та експлуатаційної компетентностей майбутніх фахівців з цифрових СРЗА.

У свою чергу проведення науково-дослідних робіт передбачає виявлення та аналіз причинно-наслідкових зв'язків між досліджуваними явищами. У процесі дослідження науковець встановлює, які фактори є причинами певних змін і до яких наслідків вони призводять, що дає змогу обґрунтувати отримані результати. Завдяки встановленню таких зв'язків стає можливим прогнозування результатів за зміни вихідних умов. Це, у свою чергу, забезпечує наукову обґрунтованість висновків і підвищує практичну цінність проведених досліджень [3, 4].

Мета статті: обґрунтування та розроблення методики навчання для формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових СРЗА на основі каузальних зв'язків.

Відповідно до мети роботи визначено наступні завдання:

1. Аналіз науково-дослідних видів робіт інженерів з релейного захисту та автоматики.

© Н. В. Рудевич, Д. А. Гапон, М. І. Лазарєв, С. В. Швець, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

2. Побудова алгоритму проведення пошукових НДР щодо цифрових СРЗА.

3. Розробка методики формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових СРЗА.

Основні матеріали дослідження. Науково-дослідна діяльність інженерів з релейного захисту та автоматики пов'язана з наступними видами робіт [5]:

- проведення НДР щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних СРЗА
- проведення НДР з метою отримання нових знань щодо СРЗА;
- оформлення та документування результатів НДР.

Проведення НДР щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних СРЗА передбачає виконання типових професійних задач, а саме:

- розроблення завдання на проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих СРЗА;
- проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих СРЗА;
- визначення показників функціонування щодо існуючих СРЗА.

НДР, що пов'язані з отриманням нових знань щодо СРЗА, включають типові професійні задачі з:

- розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових СРЗА;
- проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових СРЗА;
- визначення показників функціонування щодо удосконалених або створених СРЗА.

Оформлення та документування результатів науково-дослідної діяльності щодо СРЗА вимагає виконання наступних типових професійних задач:

- підготовка наукових публікацій та інформаційних оглядів щодо СРЗА, виступ на наукових нарадах, семінарах, конференціях;
- складання науково-технічних звітів, заявок на винаходи та промислові зразки щодо СРЗА.

З проведеного аналізу науково-дослідних видів робіт щодо СРЗА можна бачити, що підґрунтям для прикладних розробок є проведення пошукових НДР. При цьому алгоритм проведення пошукових НДР щодо цифрових СРЗА буде мати вигляд, що представлений на рис. 1.

Як можна бачити, алгоритм у загальному випадку включає п'ять етапів:

1. Ознайомлення з СРЗА;
2. Визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА;
3. Визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування СРЗА;
4. Дослідження параметрів складових елементів (функцій) та СРЗА в цілому;
5. Узагальнення та оцінка результатів досліджень щодо СРЗА.

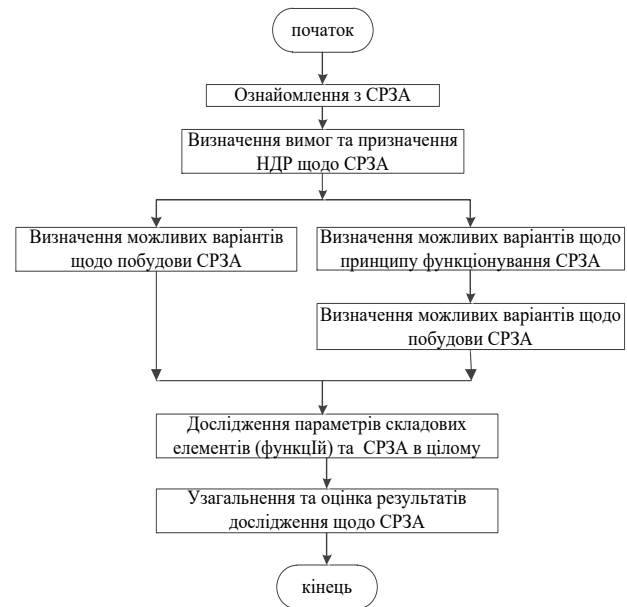


Рисунок 1 – Алгоритм проведення пошукових НДР щодо цифрових СРЗА

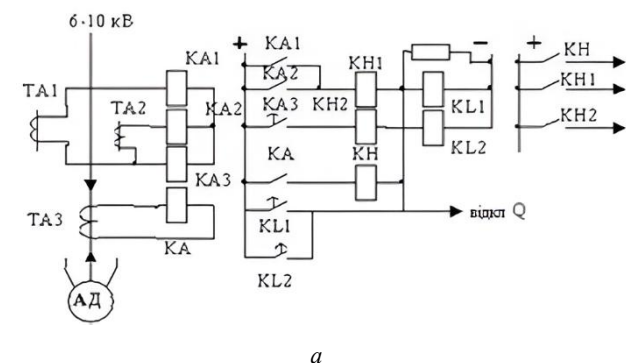
Застосуємо наведений алгоритм задля здійснення пошукових НДР в процесі експлуатаційної, проектної та наукової діяльності фахівцями з цифрових СРЗА. Наведемо приклад проведення пошукових НДР під час експлуатаційної діяльності інженерів-електроенергетиків, де на сьогодні актуальним є питання модернізації СРЗА. В якості СРЗА прийнемо релейний захист асинхронного двигуна (АД).

1. Ознайомлення з СРЗА. Релейний захист АД, що планується модернізувати, реалізований на електромеханічних реле і має наступну принципову схему (рис. 2) [6].

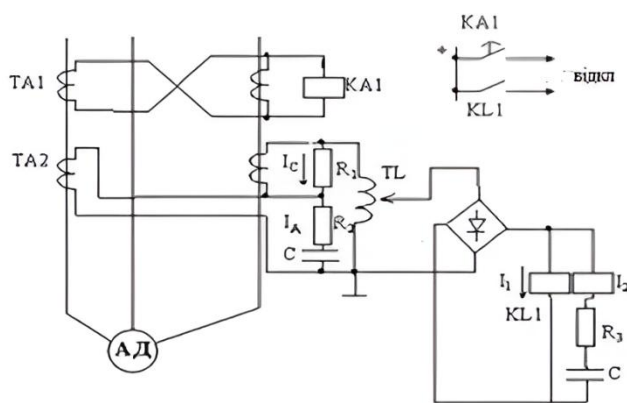
Виміррювальний орган – струмові реле КА1, КА2 (РТ-40), КА3 (РТ-80) увімкнені через трансформатор струму ТА за схемою неповної зірки з реле в зворотному проводі. При двофазних коротких замиканнях (КЗ) спрацьовує КА1 (або КА2) і захист вимикає як максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу, створеної реле КЛ1. При трифазних КЗ спрацьовує КА3 – як максимальний струмовий захист з залежною витримкою. Додаткове уповільнення створюється реле КЛ2. Захист від однофазних КЗ виконаний на трансформаторі струму нульової послідовності ТА3 і працює на сигнал за допомогою вказівного реле КН (рис. 2 а).

Захист від перенавантажень використовує трансформатори струму ТА1, увімкнені на різницю струмів фаз і реле КА1 (РТ-80), своїм контактом дає сигнал на вимикання. Захист від обриву фаз використовує трансформатори струму ТА2, увімкнені у різні фази. Навантаженнями служать резистори R1, R2 та ємність С, що дають зсув фаз струмів I_c і I_a трансформаторів для нормального режиму і обриву фази відповідно $\varphi = \pi$, $\varphi \neq \pi$ за однакової кількості вихідних напруг. В результаті цього в першому випадку струми поляризованого реле $I_1 = I_2 = 0$, а в другому $I_1 = I_2 \neq 0$ і реле КЛ1 спрацьовує, вимикаючи

двигун без витримки часу. Автотрансформатор TL служить для зміни чутливості (рис. 2 б).



а



б

Рисунок 2 – Принципова схема захисту АД:

а – від коротких замикань;

б – від перенавантаження та обриву фаз

Як можна бачити, існуючий захист АД лише забезпечує функції захисту від коротких замикань, теплового перенавантаження та обриву фаз. Багаторічний досвід експлуатації АД показав, що захист не забезпечує безаварійну роботу двигуна. Через те що, захист виконаний на електромеханічних реле має місце значна похибка вимірювання струму, вплив несинусоїдальності напруги на роботу захисту, помилкове спрацьовування при пуску двигуна, бездіяльність захисту при несиметричних струмах тощо.

Основними видами аварій АД є механічні та електричні аварії. Електричні аварії, у свою чергу, діляться на три типи: мережеві аварії (аварії за напругою); струмові аварії, пов'язані з обривом провідників в обмотках статора, ротора або кабелю, порушенням контактів і руйнуванням сполук, виконаних пайкою або зварюванням, міжвиткове і міжфазне замикання обмоток, аварії, що призводять до пробоя ізоляції в результаті нагрівання, викликаного протіканням струмів перенавантаження або короткого замикання; аварії, що пов'язані зі зниженням опору ізоляції внаслідок її старіння, руйнування або зволоження [7].

Отже, задля підвищення ефективності захисного пристрою АД він повинен включати захист від:

мережевих аварій, внутрішніх аварій, захист від механічних перенавантажень, захист від холостого ходу, захист від теплового перенавантаження та захист від пробоя ізоляції.

2. Визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА. Актуальність проведення НДР щодо підвищення ефективності захисного пристрою АД обумовлюється цілою низкою факторів. По-перше, струм необхідно вимірювати якомога точніше, адже відомо, що тривала робота АД лише при 5% перенавантаженні скорочує термін його служби в 10 разів. По-друге, у зв'язку з сильною несинусоїдальністю кривої струму, необхідно визначати діюче значення струмів, включаючи гармонійний аналіз, щоб врахувати значення вищих гармонік, що роблять найбільш шкідливий вплив на пускові та робочі характеристики двигуна. Робота за пікових значень або за якимись усередненими сумами призводить до помилкових спрацьовувань. По-третє, необхідно забезпечити відбудову від 7–8 кратних пускових струмів, одночасно забезпечивши вимикання двигуна навіть при невеликих тривалих перенавантаженнях. По-четверте, захист повинен бути «розумним», тобто час спрацьовування повинен залежати від струму. По-п'яте, необхідно відключати недонавантажений двигун при виникненні неприпустимої асиметрії струмів, що призводить до биття ротора. У шосте, необхідно враховувати тепло, що виділяється при пусках двигуна, так як при частих пусках двигун може перегрітися пусковими струмами, маючи на валу навантаження значно нижче номінального.

Крім того повинна бути можливість передавати виміряні величини, параметри аварійних режимів, значення уставок, інформацію про стан устаткування на місцеві або віддалені диспетчерські пункти, а також проводити дистанційне керування об'єктом, автоматичне повторне вмикання, блокування від багаторазових вмикань електродвигуна і формування сигналу при відмові вимикача тощо.

Отже, основним призначення НДР є дослідження функціональних можливостей мікропроцесорних захистів АД, що виготовляються різними виробниками. Дослідження проведемо за наступними критеріями, якими, на наш погляд, повинен відповідати універсальний захист АД: захист від аварій в електромережі, робота за діючим значенням струмів, захист від внутрішніх аварій, захист від механічного перенавантаження, захист від холостого ходу, захист від пробоя ізоляції на корпус, захист від теплового перенавантаження, ідентифікація стану двигуна, функції автоматики та дистанційного керування.

3. Визначення можливих варіантів щодо побудови або принципу функціонування СРЗА. Спроби створити ефективний захист робляться різними виробниками постійно. Найбільшого поширення набули дві ідеології: кутково-фазовий метод, реалізований у більшості імпортованих дорогих пристроїв і контроль параметрів роботи двигуна за величиною діючого значення струму в кожній із

живильних фаз, покладений в основу вітчизняних пристроїв.

Світові лідери у виробництві СРЗА є європейські компанії ABB, SIEMENS, ALSTOM, SCHNEIDER ELECTRIC, до вітчизняних виробників відносяться наступні організації – науково-виробниче підприємство (НВП) «ХАРТРОН-ІНКОР», компанія «РЕЛСіС», Виробниче об'єднання (ВО) «КІЇВПРИЛАД».

Більшість з представлених на ринку імпортних пристроїв захисту АД, мало чим відрізняються один від одного за своїми функціональними можливостями і мають загальні недоліки: низька точність виставлення струмів, спрацьовування за максимально допустимим струмом, відсутність вимірювання напруги та інше.

Що стосується вітчизняних пристроїв, то в них функції захисту реалізовані не гірше, а у деяких, за сукупністю параметрів, навіть краще, ніж у більшості імпортних аналогів. Такі пристрої об'єднує наявність у вимірювальному колі трансформаторів струму, які контролюють робочі струми, що протікають в обмотках статора, цифрової обробки сигналу, безліч параметрів, що контролюються, простота конструкції і найголовніше – ціна. При великих потужностях їх вартість становить кілька тисяч доларів. До того ж, імпортні захисні пристрої часом не здатні витримати жорсткі режими експлуатації: підвищена температура, вологість, низька якість напруги живлення, потужні електромагнітні і комутаційні збурення присутні у мережі. Ціна більшості вітчизняних пристроїв не перевищує кілька сотень доларів, причому практично не залежить від потужності АД, що захищається. Вони створювалися з урахуванням наших умов. Здатні підлаштуватися під реальні умови експлуатації, при яких, за специфікою виробництва, необхідно іноді загрубляти або, навпаки, послабити режими роботи. Прості в обігу і не вимагають додаткових налаштувань.

В якості прикладу порівняємо функціональні можливості мікропроцесорних релейних захистів АД трьох вітчизняних виробників, що працюють за діючим значенням струму.

Пристрій МРЗС-05Д (ВО «КІЇВПРИЛАД») виконує наступні функції захисту, автоматики і управління [8]: диференціальний захист; максимальний струмовий захист (МСЗ); захист від несиметричних режимів; захист від замикань на землю; пристрій резервування відключення вимикача; захист від пуску на загальмований механізм; захист від розчеплення з механізмом або при пошкодженні механізму; індивідуальний захист мінімальної напруги; автоматичне увімкнення резерву (для увімкнення резервного механізму); управління вимикачем; контроль справності кіл управління вимикачем.

Захист двигуна РДЦ-01-057 НВП «РЕЛСіС» призначений для захисту трифазних АД, а саме [9]: захист за максимальної напруги; захист за мінімальної напруги; захист за холостим / сухим ходом; захист за асиметрією струмів; захист за блокуванням ротора;

струмова відсічка; захист від замикання на землю; захист від неправильного чергування фаз.

Показниками функціонального призначення приладового модуля релейного захисту та автоматики (ПМ РЗА) АД «Діамант» НПП «ХАРТРОН-ІНКОР» виступають [10]: МСЗ, захист від однофазних замикань на землю, захист від перенавантаження, дуговий захист, захист мінімального струму, захист від несиметричних режимів, ідентифікація пуску двигуна, захист від затяжного пуску, захист від частих пусків, контроль активної потужності, захист мінімальної напруги, захист від обриву фаз живлячого фідера, резервування відмови вимикача, управління високовольним вимикачем, розрахунок ресурсу високовольного вимикача, диференціальний захист.

4. Дослідження параметрів складових елементів (функцій) та СРЗА в цілому. Проаналізуємо наявність функцій захисту від мережних аварій, внутрішніх аварій, механічних перенавантажень холостого ходу, теплового перенавантаження та пробою ізоляції в пристроях МРЗС-05Д, РДЦ-01-057, «Діамант» (табл. 1).

5. Узагальнення і оцінка результатів досліджень щодо СРЗА. На підставі проведених досліджень щодо функціональних можливостей мікропроцесорних захистів АД, які виготовляються НВП «ХАРТРОН-ІНКОР», компанією «РЕЛСіС», ВО «КІЇВПРИЛАД», можна зробити висновок, що найбільш універсальним захисним пристроєм АД виступає ПМ РЗА «Діамант». Через це він може бути рекомендований для захисту асинхронних електродвигунів замість електромеханічних пристроїв.

Проведемо пошукові НДР, що характерні для проектувальної діяльності інженерів з СРЗА, наприклад, щодо розробки захисту АД.

1. Ознайомлення з СРЗА. У теперішній час все більш широке поширення набувають мікропроцесорні захисти електричного обладнання, які приходять на зміну електромеханічним і мікроелектронним реле. Мікропроцесорні захисти не змінюють принципів релейного захисту, але вони розширюють функціональні можливості, скорочують кількість реле, спрощують обслуговування і зрештою знижують її вартість. При розробці сучасних мікропроцесорних захисних пристроїв АД з'являється можливість передбачити функції захисту від усіх можливих аварійних та ненормальних режимів АД, а саме: аварій за напругою, струмових аварій, аварій, що пов'язані зі зниженням опору ізоляції, механічних аварій. Отже, в одному захисному пристрої повинні бути передбачені наступні функції захисту: від аварій в електромережі, внутрішніх аварій, механічного перенавантаження, холостого ходу, пробою ізоляції на корпус, теплового перенавантаження.

2. Визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА. Головною задачею НДР є дослідження існуючих методів і засобів захисту АД, що реалізують вище названі функції і побудовані на мікропроцесорах.

Таблиця 1 – Функції захисту АД, що реалізовані в МРЗС-05Д, РДЦ-01-057, «Діамант»

Параметри захисту АД	МРЗС-05Д «КІВПРИЛАД»	РДЦ-01-057 «РЕЛСіС»	ПМ РЗА «Діамант» «ХАРТРОН-ІНКОР»
Захист від аварій в електромережі	Захист мінімальної напруги	Захист за максимальної напруги, захист за мінімальної напруги	Захист мінімальної напруги, захист від обриву фаз живлячого фідера
Захист від внутрішніх аварій	Диференціальний двоступеневий захист у трифазному виконанні, триступеневий максимальний струмовий захист у трифазному виконанні, двоступеневий захист від несиметричних режимів, захист від замикань на землю за струмом $3I_0$ ненаправлений	Струмова відсічка, захист за асиметрією струмів, захист від замикання на землю, захист від неправильного чергування фаз	Триступеневий максимальний струмовий захист у трифазному виконанні, захист від однофазних замикань на землю, дуговий захист, захист від несиметричних режимів, двоступеневий диференціальний захист
Захист від механічного перенавантаження	Захист від пуску на загальмований механізм, захист від пошкодження механізму	—	Захист від зтяжного пуску
Захист від холостого ходу	Захист при розчепленні з механізмом	Захист за холостим / сухим ходом	Захист мінімального струму
Захист від теплового перенавантаження	—	Триступеневий захист при перенавантаженні за струмом	Захист від перенавантаження, захист від частих пусків, контроль активної потужності
Захист від пробою ізоляції на корпус	—	—	—
Ідентифікація стану двигуна	—	—	Ідентифікація пуску двигуна
Функції автоматики та дистанційного керування	Функція резервування відключення вимикача, автоматичне включення резерву, управління вимикачем, контроль справності ланцюгів управління вимикачем	—	Резервування відмови вимикача, управління високовольтним вимикачем, розрахунок ресурсу високовольтного вимикача

3. *Визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування СРЗА.* Визначимо можливі варіанти побудови, наприклад, для захисту від внутрішніх аварій, що пропонуються вітчизняними виробниками: МРЗС-05Д – диференціальний захист, МСЗ, захист від несиметричних режимів, захист від замикань на землю; РДЦ-01-057 – струмова відсічка, захист за асиметрією струмів, захист від замикання на землю, захист від неправильного чергування фаз; ПМ РЗА «Діамант» – МСЗ, захист від однофазних замикань на землю, дуговий захист, захист від несиметричних режимів, диференціальний захист.

Аналогічним чином можуть бути визначені можливі варіанти побудови інших функцій захисту.

4. *Дослідження параметрів складових елементів (функцій) та СРЗА в цілому.* Дослідимо параметри вище наведених захистів від внутрішніх аварій. МРЗС-05Д: диференціальний захист – двоступеневий у трифазному виконанні, МСЗ – триступеневий у трифазному виконанні (1 ступінь з незалежною витримкою часу – струмова відсічка, 2 ступінь як з незалежною, так і залежною витримкою часу, 3 ступінь з незалежною витримкою часу – захист від

перенавантаження), захист від несиметричних режимів – двоступеневий, з незалежною та з зворотньо залежною витримкою часу, захист від замикань на землю – за струмом $3I_0$ ненаправлений. ПМ РЗА «Діамант»: МСЗ – триступеневий (1 ступінь – струмова відсічка з незалежною часо-струмовою характеристикою, 2 і 3 ступені – з пуском за напругою (задається уставкою) і можливістю вибору типу часо-струмової характеристики), диференціальний захист – двоступеневий (1 ступінь – диференціальна відсічка, 2 ступінь – диференціальний захист з гальмуванням), захист від однофазних замикань.

Аналогічним чином можуть бути досліджені параметри інших функцій захисту.

5. *Узагальнення і оцінка результатів досліджень щодо СРЗА.* На підставі проведених досліджень щодо функціональних можливостей існуючих мікропроцесорних захистів АД, в захисті, що планується розробити, доцільно передбачити наступні функції захисту від внутрішніх аварій: триступеневий МСЗ у трифазному виконанні, двоступеневий диференціальний захист у трифазному виконанні, двоступеневий захист від несиметричних режимів,

захист від замикань на землю за струмом $3I_0$, захист від неправильного чергування фаз, дуговий захист.

Проведення прикладних НДР під час наукової діяльності майбутніх інженерів з автоматизації енергосистем пов'язано зі створенням нових або удосконаленням існуючих принципів функціонування (побудови) СРЗА. В якості прикладу проведемо навчальні пошукові НДР щодо удосконалення теплового захисту АД.

Ознайомлення з СРЗА. Досвід експлуатації показав, що в АД, схильних до перенавантаження з технологічних причин, має місце передчасне старіння ізоляції через перегрів обмотки ротора. В такому випадку доцільно передбачити тепловий захист, що реагує на струм та температуру нагрівання обмотки ротора.

Визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА. Для ефективного захисту АД від перегріву необхідно забезпечити захист, що контролює не лише струм в обмотці, а й температуру нагрівання обмотки. Отже, метою НДР є дослідження існуючих методів реалізації теплових захистів з контролем струму та температури нагрівання обмотки ротора.

Визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування СРЗА. Відомі захисти від теплового перенавантаження АД, засновані на використанні інтегральної залежності струму статора в функції часу [6, 7]. Даний принцип реалізований у більшості сучасних мікропроцесорних терміналах, таких як REM-545 (концерн ABB, Швеція), Seram 1000+ M20 (Schneider Electric, Франція); РДЦ-01-057 (ВО РЕЛСіС), Україна). До інших підходів реалізації теплового захисту ротора слід віднести захист, що базується на основі непрямого визначення температури нагрівання короткозамкнутого ротора [11].

4. *Дослідження параметрів складових елементів(функцій) та СРЗА в цілому.* Спосіб, що заснований на використанні інтегральної залежності струму статора у функції часу має недоліки через відсутність контролю температури нагріву обмоток статора і ротора.

Захист на основі непрямого визначення температури нагрівання короткозамкнутого ротора заснований на безперервному вимірі миттєвих значень фазних струмів і напруг, подальших обчислень поточкозчеплень і їх похідних, швидкості обертання ротора і температури нагріву обмотки ротора, при перевищенні допустимих значень проводиться відключення двигуна від мережі живлення [11]. До недоліків такого підходу можна віднести те, що температура нагрівання ротора визначається з великою похибкою через непряме визначення ковзання на основі каталожного значення активного опору ротора. У цьому випадку захист забезпечується тільки для АД невеликої потужності (потужність до 200 кВт), в яких відсутній ефект витіснення струму в роторі (скін-ефект), а також при допущенні, що у формулі для обчислення швидкості обертання використовується каталожне значення активного опору ротора. Застосування даного захисного алгоритму некоректно для асинхронного двигуна з глибокопазним ротором

або ротором з подвійною білячою кліткою (потужність понад 200 кВт), в яких опір ротора залежать окрім температури нагрівання і від явища ефекту витіснення струму.

5. *Узагальнення і оцінка результатів досліджень щодо СРЗА.* На підставі проведених досліджень з урахуванням недоліків існуючих теплових захистів АД для підвищення ефективності захисного пристрою доцільно принцип дії побудувати на основі непрямого визначення температури нагрівання обмотки ротора, а саме обчислення температури нагріву роботи у темпі реального часу шляхом розрахунку активного опору ротора і його порівняння з відомим значенням у холодному стані.

З урахуванням проведених пошукових НДР щодо СРЗА, що характерні для експлуатаційної, проєктувальної та наукової діяльності інженерів-електроенергетиків, розробимо загальну методику формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових СРЗА.

1. Етап «*Ознайомлення з СРЗА*». На цьому етапі майбутній інженер з СРЗА повинен навчитися визначати вимоги щодо поліпшення характеристик СРЗА згідно з поставлених задач. Для експлуатаційної діяльності на цьому етапі характерним є виявлення властивостей СРЗА, що використовується, з метою її модернізації. Проєктувальна діяльність передбачає визначення вимог щодо покращення параметрів СРЗА з метою розробки нового пристрою. Наукова діяльність пов'язана з визначенням вимог щодо підвищення ефективності СРЗА з метою створення нового або удосконалення існуючого принципу функціонування (побудови) цифрового терміналу. Загалом, для визначення вимог щодо покращення параметрів СРЗА необхідно володіти знаннями з нормальних, ненормальних та аварійних режимів об'єкта управління, для якого застосовується чи планується застосовуватися даний пристрій захисту. Отже, каузальний зв'язок знань першого етапу методу навчання буде мати вигляд (рис. 3)

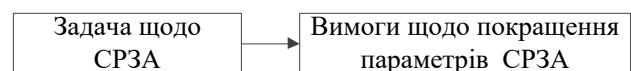


Рисунок 3 – Каузальний зв'язок знань першого етапу методики навчання

2. Етап «*Формування знань, умінь, навичок з визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА*». На цьому етапі студенти повинні навчитися давати коротку характеристику та оцінку стану проблеми, визначати актуальність та обґрунтовувати необхідність виконання НДР, визначати номенклатуру параметрів, які необхідно отримати, формулювати головну мету і задачі роботи. Підставою для формування знань на цьому етапі повинен слугувати наступний каузальний зв'язок знань (рис. 4)

3. Етап «*Формування знань, умінь, навичок з визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування СРЗА*» передбачає оволодіння здатністю визначати можливі способи вирішення поставлених задач у НДР щодо СРЗА, які

обумовлюються призначенням та висунутими вимогами. Отже, каузальний зв'язок знань третього етапу методики навчання має вигляд (рис. 5)



Рисунок 4 – Каузальний зв'язок знань другого етапу методики навчання

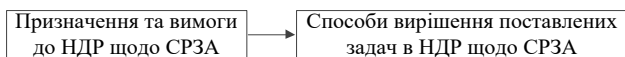


Рисунок 5 – Каузальний зв'язок знань третього етапу методики навчання

4. Етап «Формування знань, умінь, навичок з дослідження параметрів складових елементів (функцій) та СРЗА в цілому» головним чином передбачає навчити майбутніх фахівців визначати вплив різних принципів функціонування та побудови СРЗА на її параметри. В якості каузального зв'язку знань четвертого етапу слід застосовувати наступний (рис. 6)



Рисунок 6 – Каузальний зв'язок знань четвертого етапу методики навчання

5. Етап «Формування знань, умінь, навичок з узагальнення і оцінки результатів досліджень» передбачає набуття у студентів здатності складати характеристики технічного рівня досліджуваних СРЗА, розробляти рекомендації щодо оптимального вирішення технічної задачі з урахуванням отриманих у процесі дослідження параметрів пристрою. В якості рекомендацій можуть виступати параметри вимог щодо СРЗА, яку планується модернізувати, спроектувати, удосконалити або створити. Отже, каузальний зв'язок знань цього етапу повинен мати вигляд (рис. 7).



Рисунок 7 – Каузальний зв'язок знань п'ятого етапу методики навчання

Висновки. Проаналізовано науково-дослідні види робіт інженерів з релейного захисту та автоматики. Визначено, що невід'ємною складовою будь-яких прикладних робіт є проведення пошукових досліджень, що передбачає встановлення каузальних зв'язків між різними підсистемами знань щодо мікропроцесорної СРЗА.

Розроблено алгоритм процесу виконання пошукових НДР щодо цифрової СРЗА, що складається з п'яти основних етапів, а саме: ознайомлення з СРЗА, визначення вимог та призначення НДР щодо СРЗА, визначення можливих варіантів побудови або принципу функціонування СРЗА, дослідження параметрів складових елементів (функцій) та СРЗА в цілому, узагальнення та оцінка результатів досліджень щодо СРЗА.

На підставі проведеного аналізу видів робіт та побудованого алгоритму проведення пошукових НДР обґрунтовано та розроблено методику формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових СРЗА.

Застосування запропонованої методики навчання на базі каузальної моделі змісту проведення пошукових НДР щодо цифрових СРЗА у відповідних дисциплінах професійної підготовки майбутніх інженерів дозволить успішно сформувати науково-дослідну компетентність. Свідченням цього є покращення значення середнього показника сформованості знань, умінь, навичок та професійно-важливих якостей з проведення пошукових НДР щодо мікропроцесорних СРЗА в межах дисципліни «Автоматика енергосистем» на 25 %.

Список літератури

1. Рудевич Н. В., Гапон Д. А., Лазарев М. І. Модель змісту навчання проектуванню цифрових систем релейного захисту та автоматики енергосистем. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 1 (8). С. 100–104. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.02>.
2. Метод навчання експлуатації мікропроцесорних систем релейного захисту та автоматики / Н. В. Рудевич та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2025. № 1(10). С. 112–120. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.1\(10\).322948](https://doi.org/10.20998/erec.2025.1(10).322948).
3. Huntington-Klein N. The Effect: An Introduction to Research Design and Causality. 2nd ed. Boca Raton, FL : CRC Press, 2025. 686 p.
4. Ruiz de Villa A. Causal inference for data science. Shelter Island, NY : Manning Publications Co., 2025. 393 p.
5. Міністерство палива та енергетики України. Виробництво та розподілення електроенергії. Частина 1. Розділи: "Експлуатація устаткування електростанцій і мереж, обслуговування споживачів енергії". "Ремонт устаткування електростанцій і мереж". *Довідник кваліфікаційних характеристик професій працівників*. 2001. № 62. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0019558-01#Text> (дата звернення: 22.01.2026).
6. Релейний захист і автоматика / С. В. Панченко та ін. Харків : УкрДУЗТ, 2021. Ч. 2. 276 с.
7. Релейний захист високовольтних електродвигунів / В. В. Тепля та ін. Вінниця : ВНТУ, 2022. Ч. 1. 137 с.
8. МРЗС-05Д АИАР.466452.002 – Захист, Автоматика та Контроль Електродвигунів. *Промавтоматика*. URL: <https://rza-promav.com/product/pristroi-zahistu-elektrodviguniv/mrzs-05d-ayar-466452-002/> (дата звернення: 07.02.2026).
9. РДЦ-01-057-4, РДЦ-01-057-5 - Мікропроцесорне реле захисту для електродвигунів 6/10 кВ. *РЕЛСiС*. URL: <https://rels.ua/ua/products/motor-protection/rdc-01-057-4-5> (дата звернення: 11.02.2026).
10. M021 - Захист та автоматика асинхронних ЕД Р > 2500 кВт. *Харктрон-Інкор*. URL: <https://www.hartron-incor.com.ua/m021> (дата звернення: 09.02.2026).
11. Пристрій захисту асинхронного двигуна: пат. 69523 : H02P29/04. № 2003042859 ; заявл. 02.04.2003 ; опубл. 15.09.2004, Бюл. № 9/2004.

References

1. N. Rudevich, D. Gapon, and M. Lazarev, "Teaching content model for designing digital systems of power grid relay protection and automation," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 100–104, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.02> (in Ukrainian)
2. N. Rudevich, D. Gapon, M. Lazarev, and S. Shvets, "Learning method in the operation of microprocessor systems of relay protection and automation," *Bulletin of the National Technical University*

- "KhPI". Series: *Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1(10), pp. 112–120, Jul. 2025, doi: [https://doi.org/10.20998/eree.2025.1\(10\).322948](https://doi.org/10.20998/eree.2025.1(10).322948) (in Ukrainian)
3. N. Huntington-Klein, *The Effect: An Introduction to Research Design and Causality*, 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2025.
 4. A. Ruiz de Villa, *Causal Inference for Data Science*. Shelter Island, NY: Manning Publ. Co., 2025.
 5. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, "Vyrobnystvo ta rozpodilennia elektroenerhii. Chastyna 1. Rozdily: "Ekspluatatsiia ustatkuvannia elektrostantsii i merezh, obsluhovuvannia spozhyvachiv enerhii". "Remont ustatkuvannia elektrostantsii i merezh" [Electricity generation and distribution. Part 1: Chapters: 'Operation of power plant and grid equipment, servicing of energy consumers'. 'Repair of power plant and grid equipment']", *Dovidnyk kvalifikatsiinykh kharakterystyk profesii pratsivnykiv [Handbook of qualification characteristics of employee professions]*, no. 62, 2001. Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0019558-01#Text> (in Ukrainian)
 6. S. V. Panchenko, V. S. Blyndiuk, V. M. Bazhenov, M. M. Odiehov, and Yu. O. Semenenko, *Releinyi zakhyst i avtomatyka [Relay protection and automation]*, vol. 2. Kharkiv: UkrSURT, 2021. (in Ukrainian)
 7. V. V. Teptia, V. O. Komar, V. O. Lesko, and O. B. Burykin, *Releinyi zakhyst vysokovolnykh elektrodyhunyiv [Relay protection for high-voltage electric motors]*, vol. 1. Vinnytsia: VNTU, 2022. (in Ukrainian)
 8. "MRZS-05D AYAR.466452.002 – Zakhyst, Avtomatyka ta Kontrol Elektrodyhunyiv [MRZS-05D AIAR.466452.002 – Protection, Automation, and Control of Electric Motors]." Promavtomatyka. [Online]. Available: <https://en.rza-promav.com/product/electric-motor-protection-devices/en-mrzs-05d-ayar-466452-002-2/>
 9. "RDC-01-057-4, RDC-01-057-5 - microprocessor relay of protection for electric motor 6/10 kv." RELSIS. Accessed: Feb. 11, 2026. [Online]. Available: <https://reلسis.ua/en/products/motor-protection/rdc-01-057-4-5>
 10. Research and Production Enterprise "KHARTRON-INCOR." "M021 - Zakhyst ta avtomatyka asynkhronnykh ED P > 2500 kVt [M021 - Protection and Automation for Induction Motors P > 2500 kW]." Khartron-Incor. Accessed: Feb. 9, 2026. [Online]. Available: <https://www.hartron-incor.com.ua/m021> (in Ukrainian)
 11. D. Y. Rodkin, O. P. Chorny, V. F. Zhyvora, Yu. V. Lashko, and V. M. Sydorenko, "Device for protecting an asynchronous motor," Patent 69523, Sep. 15, 2004. (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 05.03.2026

Прийнята (Accepted) 17.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.315:378.14

RUDEVICH NATALIYA ✉ – Doctor of Philosophy (PhD), Pedagogical Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2858-9836>; e-mail: nataliia.rudevich@khp.edu.ua.

GAPON DMYTRO – Doctor of Technical Sciences, Docent, Head of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8609-9707>; e-mail: dmytro.hapon@khp.edu.ua.

LAZAREV MYKOLA – Doctor of Pedagogical Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Pedagogy, Methodology and Management of Education, V. N. Karazin Kharkiv National University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9742-4739>; e-mail: lazarev@uipa.edu.ua.

SHVETS SERHIY – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-141X>; e-mail: serhii.shvets@khp.edu.ua.

METHODOLOGY FOR DEVELOPING RESEARCH COMPETENCE IN DIGITAL RELAY PROTECTION AND AUTOMATION SYSTEMS

Developing research skills in future electrical power engineers is an important task in their professional training. One of the key areas is training specialists in the operation, design, and research of microprocessor-based relay protection and automation systems. The research activities of relay protection and automation engineers have been analyzed. It has been found that when conducting any applied work on microprocessor-based relay protection and automation systems, an integral component is the conduct of exploratory research, which involves establishing causal relationships between different knowledge subsystems. An algorithm for conducting exploratory research on digital relay protection and automation systems has been developed, which consists of five stages, namely familiarization with the relay protection and automation system; determination of the requirements and purpose of research on the relay protection and automation system; determining possible options for the construction or principle of operation of the relay protection and automation system; researching the parameters of the constituent elements (functions) and the relay protection and automation system as a whole; summarizing and evaluating the research results. In accordance with the developed algorithm, research and development work was carried out in the course of operational, design, and scientific activities on the possibility of modernizing, developing, and improving microprocessor relay protection for asynchronous motors. Based on the research, a training methodology was developed to build research competence in digital relay protection and automation systems, which includes five stages in line with the stages of the algorithm for conducting research. Each stage of the methodology involves establishing causal links between different subsystems of knowledge regarding digital relay protection and automation systems.

Keywords: causal relationships; teaching methods; research work; digital relay protection and automation system.

СЕМЕНОВ АНАТОЛІЙ ОЛЕКСІЙОВИЧ – кандидат фізико-математичних наук, доцент, професор кафедри механічної та електричної інженерії, Полтавський державний аграрний університет; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3184-6925>; e-mail: asemen2015@gmail.com.

АРЕНДАРЕНКО ВОЛОДИМИР МИКОЛАЙОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри будівництва та професійної освіти, Полтавський державний аграрний університет; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0701-7983>; e-mail: volodymyr.arendarenko@pdau.edu.ua.

ХАРАК РУСЛАН МИКОЛАЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри механічної та електричної інженерії, Полтавський державний аграрний університет; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6131-8501>; e-mail: ruslan.kharak@pdau.edu.ua.

ВОВК ВЯЧЕСЛАВ ОЛЕКСІЙОВИЧ – аспірант кафедри механічної та електричної інженерії, Полтавський державний аграрний університет; м. Полтава, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5530-1115>; e-mail: viacheslav.vovk@pdau.edu.ua.

СУЧАСНИЙ СТАН ІНТЕГРАЦІЇ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ І СИСТЕМ КОНТРОЛЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СЕРЕДНЬОЇ ТА ВИСОКОЇ НАПРУГИ

Стаття має оглядово-аналітичний характер і присвячена систематизації сучасних підходів до інтеграції вакуумних вимикачів із системами контролю, моніторингу та діагностики в електричних мережах середньої та високої напруги. Основну увагу приділено мережам 6–35 кВ, де вакуумні вимикачі набули найбільшого практичного поширення, а також перспективам їх застосування у високовольтних електроустановках 110–220 кВ у складі цифрових підстанцій Smart Grid. Проведено аналітичний та порівняльний огляд комутаційних апаратів (масляних, повітряних, елегазових, вакуумних), узагальнено електрофізичні механізми дугогасіння у вакуумі, вплив контактних матеріалів (CuCr, AgWC) і рівня вакууму на відновлення діелектричної міцності проміжку. Оцінено архітектури систем моніторингу, сумісних із IEC 61850, включно з датчиками електричних і теплових параметрів, мікропроцесорними контролерами та інтеграцією на рівні системи диспетчерського керування і збору даних або автоматизованої системи керування технологічним процесом. Результати показують, що вакуумні вимикачі забезпечують короткий час гасіння дуги і швидке відновлення діелектричної міцності, мають високий ресурс комутацій та не потребують періодичного обслуговування; інтеграція з цифровими системами контролю скорочує час виявлення відмов та кількість аварійних вимкнень, а також підвищує коефіцієнт готовності обладнання. Запропоновано структурну схему інтегрованої системи «вакуумний вимикач – система контролю» та наведено практичні рекомендації щодо її впровадження у промислових і агропромислових мережах 6–35 кВ з урахуванням перспектив застосування на рівнях 110–220 кВ. Отримані результати формують цілісне уявлення про сучасний стан і напрями розвитку інтегрованих комутаційно-діагностичних систем для цифрових підстанцій.

Ключові слова: техніка високих напруг; вакуумний вимикач; дугогасіння; контактні матеріали; система моніторингу; діагностика; SCADA; цифрова підстанція.

Вступ. Сучасна енергетика перебуває на етапі глибокої трансформації, пов'язаної з переходом до інтелектуальних енергетичних систем (Smart Grid), зростанням обсягів електроспоживання та широким впровадженням відновлюваних джерел енергії – сонячних, вітрових і біоенергетичних установок [1, 2]. Такі процеси спричиняють ускладнення режимів роботи енергосистем, зокрема появу нерівномірних навантажень, перенапруг, флуктуацій частоти та струмів короткого замикання [3, 4]. Це, у свою чергу, підвищує вимоги до надійності, швидкодії та безпечності комутаційних апаратів, особливо у системах середньої та високої напруги [5].

У роботі розглянуті електричні мережі середньої та високої напруги з урахуванням практики застосування вакуумних вимикачів у розподільчих і підстанційних електроустановках. Основний акцент зроблено на мережах 6–35 кВ, де вакуумні вимикачі набули найбільшого поширення завдяки високому комутаційному ресурсу, екологічній безпечності та низьким експлуатаційним витратам. Окремо розглянуто перспективи їх застосування на рівнях 110–220 кВ у складі цифрових підстанцій та

інтелектуальних систем керування, що відповідає сучасним тенденціям розвитку високовольтної комутаційної техніки.

Одним із ключових завдань техніки високих напруг є забезпечення стабільної та безпечної роботи обладнання під час комутації великих струмів і мінімізація наслідків аварійних режимів [6]. Високовольтні комутаційні апарати – вимикачі, роз'єднувачі, контактори – відіграють вирішальну роль у функціонуванні електричних мереж, адже визначають здатність системи оперативно реагувати на зміни режиму роботи та запобігати пошкодженню устаткування при коротких замиканнях.

Під час комутації високих напруг відбуваються складні електрофізичні процеси – утворення та розвиток електричної дуги, іонізація газового середовища, нагрів і ерозія контактів. Ефективне гасіння дуги та швидке відновлення діелектричної міцності проміжку після розмикання контактів є вирішальними факторами надійності апаратів. Традиційні типи вимикачів (масляні, повітряні, елегазові) характеризуються рядом обмежень – великою масою, потребою у періодичному

© С. А. Семенов, В. М. Арендаренко, Р. М. Харак, В. О. Вовк, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

обслуговуванні та ризиками, пов'язаними з використанням вибухо- або пожежонебезпечних середовищ [7, 8].

Для усунення вище вказаних недоліків використовуються вакуумні вимикачі. Вони мають високу комутаційну здатність, екологічну безпечність, надійність і довговічність [9, 10]. Використання вакууму як дугогасильного середовища забезпечує практично миттєве згасання дуги та відновлення ізоляційних властивостей після проходження нульового струму [11]. Крім того, вакуумні вимикачі не потребують технічного обслуговування протягом усього строку експлуатації, що особливо актуально для розподільчих пристроїв середньої напруги (6–35 кВ) у промислових і агропромислових комплексах [12].

У вакуумному вимикачі розрив кола відбувається у середовищі глибокого вакууму (10^{-5} – 10^{-6} мм рт. ст.). При розмиканні контактів виникає короткочасна дуга, що складається з парів матеріалу контактів (частіше CuCr, AgWC). Через малу концентрацію частинок дуга має високу температуру, але коротку тривалість (5–10 мкс). Після проходження нуля струму дуга самостійно гасне, а проміжок швидко відновлює діелектричну міцність.

Паралельно з розвитком апаратури комутації зростає роль цифрових систем контролю та діагностики, які дають змогу у реальному часі оцінювати стан апаратів, контролювати параметри напруги, струму, температури, тиску, а також виконувати прогнозування ресурсу та попередження відмов [13, 14]. Об'єднання вакуумних вимикачів [15] із такими системами на основі стандартів IEC 61850 відкриває шлях до побудови цифрових підстанцій нового покоління [16].

Сучасні системи контролю виконують функції реєстрації електричних параметрів, діагностики стану ізоляції, контролю механічних характеристик, прогнозування ресурсу та інтеграції у системи диспетчерського керування і збору даних (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) й автоматизовані системи керування технологічним процесом (АСКТП). Типова архітектура включає польовий рівень датчиків, контролери збору даних та верхній рівень SCADA.

Таким чином, актуальна науково-технічна проблема полягає у розробці та впровадженні інтегрованих систем керування високовольтними комутаційними апаратами, що поєднують вакуумні вимикачі та інтелектуальні засоби контролю, здатні забезпечити підвищену надійність, енергоефективність і безпечність експлуатації електроустановок [17].

Метою роботи є систематизація та узагальнення сучасного стану досліджень і технічних рішень щодо інтеграції вакуумних вимикачів із системами контролю, моніторингу та діагностики в електричних мережах середньої та високої напруги, а також визначення перспектив їх застосування у цифрових підстанціях і Smart Grid-системах.

Наукова новизна роботи полягає в тому, що:

- систематизовано сучасні підходи до інтеграції вакуумних вимикачів із цифровими системами контролю та діагностики в мережах 6–35 кВ і перспективних високовольтних електроустановках 110–220 кВ;

- узагальнено взаємозв'язок між електрофізичними процесами дугогасіння у вакуумі, конструкційними параметрами вимикачів, контактними матеріалами та можливостями цифрового моніторингу технічного стану;

- запропоновано узагальнену структурно-функціональну модель інтегрованої системи «вакуумний вимикач – система контролю – SCADA/IEC 61850», яка поєднує вимірювання, діагностику, прогнозування ресурсу та автоматизоване керування;

- уточнено практичні напрями впровадження таких систем у промислових та агропромислових електричних мережах з урахуванням вимог надійності, енергоефективності та цифровізації енергетики.

Огляд спрямовано на аналіз електрофізичних процесів комутації у вакуумному середовищі, конструкційних та експлуатаційних параметрів вакуумних вимикачів, а також можливостей їх інтеграції в інтелектуальні системи керування типу Smart Grid.

Реалізація поставленої мети передбачає розроблення науково обґрунтованих рекомендацій щодо впровадження комплексів «вакуумний вимикач – система контролю» на базі стандартів IEC 61850, що забезпечують автоматизацію процесів керування і діагностики високовольтного обладнання.

Для досягнення поставленої мети у статті вирішуються наступні завдання:

- проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку комутаційних апаратів, які застосовуються у системах середньої та високої напруги;

- розкрити фізичні принципи роботи вакуумних вимикачів, включаючи утворення, розвиток і гасіння електричної дуги у вакуумному середовищі, вплив матеріалів контактів та рівня тиску на процес комутації;

- провести порівняльний аналіз вакуумних вимикачів із традиційними типами (масляними, повітряними, елегазовими) за основними техніко-експлуатаційними показниками: комутаційна здатність, надійність, тривалість ресурсу, вимоги до обслуговування та екологічна безпека;

- оцінити переваги використання стандарту IEC 61850 для уніфікації інформаційного обміну між вимикачами, сенсорами, контролерами та верхнім рівнем керування SCADA;

- запропонувати структурну схему інтегрованої системи керування вакуумними вимикачами з урахуванням функцій вимірювання, діагностики, прогнозування ресурсу та автоматичного керування;

- сформулювати практичні рекомендації щодо впровадження вакуумних вимикачів і систем контролю у промислових та агропромислових електричних мережах 6–35 кВ з урахуванням перспектив їх застосування у високовольтних електроустановках 110–220 кВ.

Стан досліджуваного питання. Аналіз наукових публікацій і технічних джерел свідчить, що розвиток високовольтної комутаційної техніки відбувається у трьох основних напрямках. Перший напрям пов'язаний із підвищенням комутаційного ресурсу та зменшенням потреби в технічному обслуговуванні апаратів. У цьому аспекті вакуумні вимикачі мають переваги порівняно з масляними, повітряними та елегазовими вимикачами завдяки відсутності робочих середовищ, що потребують періодичної заміни або контролю.

Другий напрям стосується екологічної безпечності комутаційного обладнання. Застосування вакууму як дугогасильного середовища дозволяє зменшити екологічні ризики, характерні для масляних вимикачів, а також уникнути використання елегазу SF₆, який має суттєві обмеження з погляду впливу на довкілля.

Третій напрям пов'язаний із цифровізацією підстанцій та інтеграцією комутаційних апаратів у системи моніторингу, діагностики і керування на базі IEC 61850. Саме поєднання вакуумного вимикача з цифровими засобами контролю формує новий підхід до експлуатації електрообладнання, за якого технічний стан апарата оцінюється не лише під час планового обслуговування, а в режимі реального часу.

Разом з тим у науково-технічній літературі недостатньо узагальнено питання комплексної інтеграції вакуумних вимикачів, діагностичних сенсорів, мікропроцесорних контролерів і SCADA/IEC 61850-рівня в єдину структурно-функціональну систему. Саме це визначає актуальність оглядово-аналітичного узагальнення, виконаного в цій роботі.

Виклад основного матеріалу. У роботі використана наступна нормативно-технічна документація [17–21]:

1. Нормативно-технічна база, що регламентує вимоги до високовольтних комутаційних апаратів і систем керування: IEC 62271-100 (ДСТУ EN 62271-100:2022) [18], IEC 61850 (ДСТУ EN 61850-3:2022) [19] Правила улаштування електроустановок [20] та Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [21]. Зазначені документи визначають вимоги до улаштування та технічної експлуатації електроустановок.

2. Технічна документація та каталоги виробників вакуумних вимикачів, зокрема Schneider Electric, Siemens, ABB, що містять типові характеристики апаратів серій 6–35 кВ та 110 кВ.

Методологічну основу роботи становлять систематизація наукових джерел, аналіз нормативно-технічної документації, порівняння техніко-експлуатаційних характеристик різних типів

високовольтних вимикачів, а також узагальнення сучасних підходів до цифрового моніторингу та діагностики комутаційного обладнання.

Аналіз розвитку комутаційної техніки показав, що перехід від масляних і повітряних вимикачів до вакуумних є закономірним етапом удосконалення апаратури середньої та високої напруги [1, 4].

Основними чинниками цього переходу стали підвищення вимог до екологічної безпеки, надійності та довговічності апаратів, а також прагнення зменшити експлуатаційні витрати. Масляні вимикачі потребують періодичного обслуговування, мають підвищену пожежонебезпеку, а повітряні – значні габарити та складну систему дугогасіння [3, 5].

Елегазові вимикачі (SF₆) характеризуються високою комутаційною здатністю, проте використання газу SF₆, який має великий потенціал парникового ефекту, обмежується екологічними нормами Європейського союзу [2, 6].

Вакуумні вимикачі (ВВ) позбавлені вказаних недоліків. У середовищі глибокого вакууму (10⁻⁵–10⁻⁶ мм рт. ст.) дуга утворюється лише з парів металу контактів, швидко згасає при проходженні струму через нуль і не вимагає зовнішнього охолодження. Як зазначено у працях R. Holm і W. Schade, час гасіння дуги у вакуумі становить 5–10 мкс, а відновлення діелектричної міцності проміжку відбувається в сотні разів швидше, ніж у газових середовищах [7].

Завдяки цьому ВВ демонструють стабільну роботу при понад 30–50 тис. комутацій без технічного обслуговування [8].

Матеріали контактів (найчастіше CuCr або AgWC) визначають стійкість дуги й рівень ерозії. Контакти зі сплаву CuCr забезпечують низький рівень розбризкування металу і добру вакуумну стійкість, що підтверджено експериментами A. Greenwood та Y. Zhao [9, 10].

Таким чином, ефективність ВВ зумовлена комбінацією фізичних властивостей вакууму, оптимізованих контактних матеріалів і компактності дугогасильної камери.

Розглянемо механізми комутації та дугогасіння у вакуумі. У процесі розмикання контактів виникає металева плазма, яка підтримує струм до моменту проходження через нуль. Внаслідок відсутності газового середовища і низького тиску, продукти ерозії швидко конденсуються на холодних частинах камери, що запобігає повторній іонізації [7].

Згідно з моделями J. Slade [11], для вакуумних дуг характерний катодний плямовий механізм провідності, при якому струм зосереджений у невеликій кількості активних плям, кожна з яких генерує мікродугу тривалістю 1–2 мкс.

Після проходження нульового струму відновлення напруги на проміжку відбувається за експоненціальним законом, і вже через 10–20 мкс досягається рівень понад 20 кВ/мм [12]. Це пояснює

здатність ВВ гасити струми короткого замикання без додаткових засобів охолодження.

На основі отриманих результатів дослідження здійснена порівняльна характеристика вакуумних та традиційних вимикачів.

Порівняльні результати, узагальнені на основі даних Siemens [13], ABB [14] і Schneider Electric [15], подано у табл. 1.

Таблиця 1 – Порівняння різних типів вимикачів та їх характеристик

Тип вимикача	Середовище гасіння дуги	Ресурс комутацій	Потреба в обслуговуванні	Екологічність	Габарити
Масляний	Масло	1–3 тис.	Висока	Низька	Великі
Повітряний	Стиснене повітря	5–10 тис.	Середня	Висока	Великі
Елегазовий	SF ₆	10–20 тис.	Середня	Обмежена	Середні
Вакуумний	Вакуум	30–50 тис.	Мінімальна	Висока	Компактні

Обговорення результатів. Як видно з таблиці, вакуумні вимикачі мають найкраще співвідношення «ресурс – екологічність – надійність», що робить їх оптимальними для підстанцій 6–35 кВ, а також перспективними для рівнів 110–220 кВ у складі цифрових підстанцій Smart Grid [16].

Підвищення надійності роботи електричних мереж вимагає не лише досконалості комутаційного апарата, а й його інтеграції з інтелектуальними системами моніторингу та діагностики.

Сучасні рішення базуються на стандартах IEC 61850 і передбачають застосування мікропроцесорних блоків контролю, які здійснюють вимірювання струму, напруги, температури, тиску, частоти комутацій, а також проводять самодіагностику стану приводу та ізоляції [17; 18].

Такі системи дають змогу:

- виявляти передаварійні стани (зростання температури контактів, затримка спрацювання приводу);
- прогнозувати залишковий ресурс апарата;
- автоматично реєструвати та передавати дані у SCADA або АСКТП;
- інтегрувати керування у єдину цифрову підстанцію Smart Grid [19].

Загальну структуру інтегрованої системи керування вакуумними вимикачами, що враховує функції вимірювання, діагностики, прогнозування ресурсу та автоматичного керування показано на рис. 1.

Система включає сенсори струму, напруги, температури та тиску, що передають дані до мікропроцесорного контролера. Контролер здійснює первинну обробку сигналів, формує діагностичні параметри, передає інформацію до модуля

прогнозування ресурсу та генерує керуючі команди для виконавчих механізмів. Передача інформації на верхній рівень здійснюється через інтерфейс IEC 61850 до систем SCADA/АСКТП, де реалізується візуалізація, архівація та аналітична обробка даних.

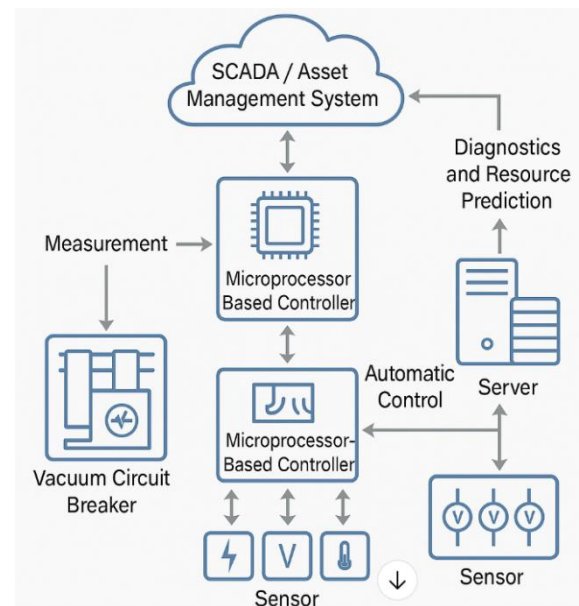


Рисунок 1 – Структурна схема інтегрованої системи керування вакуумними вимикачами

Як показують дослідження Н. Zhang зі співавторами [13], застосування систем контролю на базі IEC 61850 дозволяє зменшити час виявлення відмов на 35–40 %, а кількість аварійних вимкнень – на 20–25 %.

У роботах К. Sakai та D. Vukovic [22] підкреслюється, що цифрові комутаційні пристрої з вбудованими діагностичними модулями значно підвищують коефіцієнт готовності обладнання (до 0,995) порівняно з традиційними аналоговими схемами (0,94–0,96).

Таким чином, для промислових і агропромислових об'єктів доцільно застосовувати вакуумні вимикачі серій VD4 (ABB), VPR-12 (Schneider Electric) та VE1 (Tavrada Electric), обладнані цифровими контролерами моніторингу.

Інтеграція таких пристроїв у єдину інформаційно-керуючу систему дозволяє реалізувати функції:

- онлайн-контролю параметрів електрообладнання;
- автоматичного вимкнення у разі короткого замикання або перегріву;
- збереження протоколів подій у пам'яті контролера;
- дистанційного доступу через мережеві інтерфейси (Modbus, IEC 61850, Ethernet).

Такі рішення сприяють створенню цифрових підстанцій нового покоління, що відповідають концепції Smart Grid і вимогам ДСТУ EN 61850-3:2019.

Проведений аналіз підтверджує, що вакуумні вимикачі у поєднанні з цифровими системами моніторингу формують новий рівень надійності й автоматизації електричних мереж.

Основними перевагами інтегрованих систем є:

- підвищення швидкодії комутаційних процесів на 30–50 %;
- відсутність необхідності періодичного обслуговування;
- зменшення ризику аварій через контроль стану ізоляції та приводів у реальному часі;
- екологічна безпечність та зниження операційних витрат.

Результати узгоджуються з висновками досліджень у роботах [8, 22–24] і підтверджують доцільність упровадження вакуумних вимикачів у цифрові енергетичні системи.

Висновки. На основі проведеного аналізу застосування вакуумних вимикачів у поєднанні з сучасними системами контролю та діагностики, сформульовано наступні висновки:

1. Проведено оглядово-аналітичне узагальнення сучасного стану комутаційної техніки в електричних мережах середньої та високої напруги. Встановлено, що вакуумні вимикачі є найбільш поширеним і технічно доцільним рішенням для мереж 6–35 кВ, а їх застосування на рівнях 110–220 кВ є перспективним напрямом розвитку цифрових підстанцій.

2. Проведено порівняльний аналіз вакуумних, масляних, повітряних і елегазових вимикачів. Показано, що за сукупністю показників (ресурс, екологічність, надійність, вартість експлуатації) вакуумні вимикачі переважають інші типи апаратів і є базовими для побудови підстанцій нового покоління.

3. Обґрунтовано доцільність впровадження систем моніторингу та контролю, інтегрованих із вакуумними вимикачами, які базуються на міжнародному стандарті ІЕС 61850. Такі системи забезпечують автоматичний збір, аналіз і передачу інформації про технічний стан апаратів, що дозволяє зменшити кількість аварійних відмов на 20–25 % і скоротити час локалізації несправностей на 30–40 %.

4. Запропоновано структурну схему інтегрованої системи «вакуумний вимикач – система контролю» для цифрових підстанцій Smart Grid, яка включає датчики струму, напруги, температури, мікропроцесорний контролер, інтерфейс зв'язку ІЕС 61850 та SCADA-рівень керування.

5. Практична реалізація запропонованих рішень у промислових і агропромислових електромережах сприятиме підвищенню надійності електропостачання, енергоефективності, зниженню експлуатаційних витрат та відповідності вимогам сучасних стандартів енергетики.

6. Узагальнено, що науково-практична цінність роботи полягає не у створенні нового типу вимикача, а в систематизації сучасних технічних рішень і формуванні цілісної структурно-функціональної

моделі інтеграції вакуумного вимикача з цифровими засобами контролю, діагностики, прогнозування ресурсу та диспетчерського керування.

Список літератури

1. Ohanu C. P., Rufai S. A., Oluchi U. C. A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration. *Heliyon*. 2024. Vol. 10, no. 3. e25705. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705>.
2. Ethirajan V., Mangaiyarkarasi S. P. An in-depth survey of latest progress in smart grids: paving the way for a sustainable future through renewable energy resources. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*. 2025. Vol. 12, no. 1. 9. DOI: <https://doi.org/10.1186/s43067-025-00195-z>.
3. Pranjic F., Vrtic P. Analysis of the operational reliability of different types of switching substations using the Monte Carlo method. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 13. 3142. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17133142>.
4. Reliability evaluation and thermal design of medium-voltage converter for underwater long-distance high-voltage direct current transmission system / S. Ma et al. *The Journal of Engineering*. 2019. Vol. 2019, no. 16. P. 2239–2243. DOI: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8809>.
5. Tian Y., Konstantinou G. Reliability analysis of modular multilevel converters in MVDC applications. *E-Prime - advances in electrical engineering, electronics and energy*. 2024. Vol. 9. 100671. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100671>.
6. IEE Power Engineering Series / ed. by C. H. Flurscheim. Institution of Electrical Engineers, 1982. Vol. 1 : Power circuit breaker theory and design. 628 p. DOI: <https://doi.org/10.1049/PBPO001E>.
7. CIGRE Working Group 13.01. Practical application of arc physics in circuit breakers. Survey of calculation methods and application guide. *Electra*. 1988. Vol. 118. P. 66–79.
8. Arc temperatures in a circuit breaker experiment from iterative analysis of emission spectra / S. Franke et al. *Journal of Physics D: Applied Physics*. 2020. Vol. 53, no. 38. 385204. DOI: <https://doi.org/10.1088/1361-6463/ab936c>.
9. Review of monitoring and diagnosis methods for vacuum circuit breaker electrical wear / X. M. Fan et al. *High Voltage Apparatus*. 2011. No. 10. P. 81–86.
10. Mu Y., Wang Y., Zou J. Reliability analysis of vacuum circuit breaker with permanent magnet material actuator based on competitive failure model. *International Journal of Environmental Technology and Management*. 2021. Vol. 24, no. 5/6. P. 390–403. DOI: <https://doi.org/10.1504/ijetm.2021.117301>.
11. Razi-Kazemi A. A., Fallah M. R. Investigation of aging procedure of vacuum circuit breakers used in wind farms. *Engineering Failure Analysis*. 2021. Vol. 123. 105292. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105292>.
12. Mechanical reliability of a 126 kV single-break vacuum circuit breaker / X. Yao et al. *2015 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, Palm Harbor, FL, USA, 26–29 January 2015. 2015. DOI: <https://doi.org/10.1109/rams.2015.7105196>.
13. Research on intelligent communication system for circuit breaker condition monitoring / Q. Deng et al. *Journal of Physics: Conference Series*. 2019. Vol. 1187, no. 3. 032058. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1187/3/032058>.
14. A model-based measurement method for intelligent circuit breaker with data communication / Z. Liu et al. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*. 2017. Vol. 40, no. 6. P. 1854–1862. DOI: <https://doi.org/10.1177/0142331217693672>.
15. Розрахунок втрат електроенергії в розподільчих мережах при електропостачанні з використанням масляних та вакуумних вимикачів / А. О. Семенов та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2024. № 1 (8). С. 105–110. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.13>.
16. Artificial intelligence based intrusion detection system for IEC 61850 sampled values under symmetric and asymmetric faults / T. S. Ustun et al. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 56486–56495. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3071141>.

17. Використання технологій Smart Grid для підвищення ефективності електропостачання споживачів / О. М. Мороз та ін. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 3 (49). С. 82–86. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2017.117369>.
18. ДСТУ EN IEC 62271-100:2022. Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Визначення змінного струму. Чинний від 2023-12-31. Вид. офіц.
19. ДСТУ EN 61850-3:2022. Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 3. Загальні технічні вимоги. Чинний від 2023-12-31. Вид. офіц.
20. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Правила улаштування електроустановок. Харків : Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
21. Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів : Наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258 : станом на 21 лют. 2017 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text>.
22. Métivier D., Vuffray M., Misra S. Efficient polynomial chaos expansion for uncertainty quantification in power systems. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 189. 106791. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106791>.
23. An intelligent predictive maintenance framework for high voltage circuit breakers in smart grids using condition monitoring data / S. H. Rouhani et al. *2025 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Taipei, Taiwan, 15–20 June 2025. 2025. DOI: <https://doi.org/10.1109/ias62731.2025.11061458>.
24. Recent advances in vacuum circuit breakers / K. Papadiotis et al. *Journal of Engineering Science and Technology Review*. 2022. Vol. 15, no. 6. P. 164–169. DOI: <https://doi.org/10.25103/jestr.156.20>.
25. *Technology and Management*, vol. 24, no. 5/6, pp. 390–403, 2021, doi: <https://doi.org/10.1504/ijetm.2021.117301>
11. A. A. Razi-Kazemi and M. R. Fallah, “Investigation of aging procedure of vacuum circuit breakers used in wind farms,” *Engineering Failure Analysis*, vol. 123, May 2021, Art. no. 105292, doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105292>
12. X. Yao, Y. Geng, Z. Liu, and J. Wang, “Mechanical reliability of a 126 kV single-break vacuum circuit breaker,” in *2015 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, Palm Harbor, FL, USA, Jan. 26–29, 2015. IEEE, 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/rams.2015.7105196>
13. Q. Deng, H. Zhang, M. Liao, H. Zhang, Y. Fu, and L. Gai, “Research on intelligent communication system for circuit breaker condition monitoring,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1187, no. 3, Apr. 2019, Art. no. 032058, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1187/3/032058>
14. Z. Liu, X. Duan, M. Liao, G. Ge, and J. Zou, “A model-based measurement method for intelligent circuit breaker with data communication,” *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 40, no. 6, pp. 1854–1862, Mar. 2017, doi: <https://doi.org/10.1177/0142331217693672>
15. A. Semenov, R. Kharak, V. Arendarenko, and Y. Bychkov, “Calculation of electrical energy losses in distribution networks for power supply using oil and vacuum circuit breakers,” *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 105–110, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.13> (in Ukrainian)
16. T. S. Ustun, S. M. S. Hussain, L. Yavuz, and A. Onen, “Artificial intelligence based intrusion detection system for IEC 61850 sampled values under symmetric and asymmetric faults,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 56486–56495, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3071141>
17. O. M. Moroz, M. M. Cheremisin, O. A. Savchenko, S. A. Popadchenko, and S. V. Diubko, “Using Smart Grid’s technologies for increasing efficiency of consumers’ electric supply,” *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, no. 3 (49), pp. 82–86, Dec. 2017, doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2017.117369> (in Ukrainian)
18. *High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating-Current Circuit-Breakers*, IEC 62271-100:2021.
19. *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - Part 3: General Requirements*, IEC 61850-3:2013.
20. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, *Pravyla ulashtuvannia elektroustanovok [Rules for the installation of electrical installations]*. Kharkiv: Vyd-vo «Fort», 2017. (in Ukrainian)
21. Ukraine, Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. (2006, Jul. 25). *Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine no. 258, Pro zatverdzhennia Pravyl tekhnichnoi ekspluatatsii elektroustanovok spozhyvachiv [On the Approval of the Rules for the Technical Operation of Consumer Electrical Installations]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#Text> (in Ukrainian)
22. D. Métivier, M. Vuffray, and S. Misra, “Efficient polynomial chaos expansion for uncertainty quantification in power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 189, Dec. 2020, Art. no. 106791, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106791>
23. S. H. Rouhani, Y. Chiang, L. Su, S. Mobayen, T. Yu, and M. A. Sepestanaki, “An intelligent predictive maintenance framework for high voltage circuit breakers in smart grids using condition monitoring data,” in *2025 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Taipei, Taiwan, Jun. 15–20, 2025. IEEE, 2025, doi: <https://doi.org/10.1109/ias62731.2025.11061458>
24. K. Papadiotis, M. G. Danikas, R. Sarathi, and G. Falekas, “Recent advances in vacuum circuit breakers,” *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 15, no. 6, pp. 164–169, 2022, doi: <https://doi.org/10.25103/jestr.156.20>

References

1. C. P. Ohanu, S. A. Rufai, and U. C. Oluchi, “A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration,” *Heliyon*, vol. 10, no. 3, Feb. 2024, Art. no. e25705, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705>
2. V. Ethirajan and S. P. Mangaiyarkarasi, “An in-depth survey of latest progress in smart grids: Paving the way for a sustainable future through renewable energy resources,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 12, no. 1, Mar. 2025, Art. no. 9, doi: <https://doi.org/10.1186/s43067-025-00195-z>
3. F. Pranjic and P. Vrtic, “Analysis of the operational reliability of different types of switching substations using the Monte Carlo method,” *Energies*, vol. 17, no. 13, Jun. 2024, Art. no. 3142, doi: <https://doi.org/10.3390/en17133142>
4. S. Ma et al., “Reliability evaluation and thermal design of medium-voltage converter for underwater long-distance high-voltage direct current transmission system,” *The Journal of Engineering*, vol. 2019, no. 16, pp. 2239–2243, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8809>
5. Y. Tian and G. Konstantinou, “Reliability analysis of modular multilevel converters in MVDC applications,” *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 9, Jul. 2024, Art. no. 100671, doi: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2024.100671>
6. C. H. Flurscheim, Ed., *IEE Power Engineering Series, vol. 1, Power Circuit Breaker Theory and Design*. Institution Elect. Engineers, 1982, doi: <https://doi.org/10.1049/PBPO001E>
7. CIGRE Working Group 13.01, “Practical application of arc physics in circuit breakers. Survey of calculation methods and application guide,” *Electra*, vol. 118, 1988, Art. no. ELT_118_1.
8. S. Franke, R. Methling, D. Uhrlandt, S. Gortschakow, F. Reichert, and A. Petchanka, “Arc temperatures in a circuit breaker experiment from iterative analysis of emission spectra,” *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 53, no. 38, 2020, Art. no. 385204, doi: <https://doi.org/10.1088/1361-6463/ab936c>
9. X. M. Fan et al., “Review of monitoring and diagnosis methods for vacuum circuit breaker electrical wear,” *High Voltage Apparatus*, no. 10, pp. 81–86, 2011.
10. Y. Mu, Y. Wang, and J. Zou, “Reliability analysis of vacuum circuit breaker with permanent magnet material actuator based on competitive failure model,” *International Journal of Environmental*

Надійшла (Received) 02.05.2026

Прийнята (Accepted) 07.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.313.622.1

SEMENOV ANATOLII – Candidate of Physical and Mathematical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Mechanical and Electrical Engineering, Poltava State Agrarian University; Poltava, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3184-6925>; e-mail: asemen2015@gmail.com.

ARENDALENKO VOLODYMYR – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Construction and Vocational Education, Poltava State Agrarian University; Poltava, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0701-7983>; e-mail: volodymyr.arendarenko@pdau.edu.ua.

KHARAK RUSLAN ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Mechanical and Electrical Engineering, Poltava State Agrarian University; Poltava, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6131-8501>; e-mail: ruslan.kharak@pdau.edu.ua.

VOVK VIACHESLAV – Postgraduate Student at the Department of Mechanical and Electrical Engineering, Poltava State Agrarian University; Poltava, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5530-1115>; e-mail: viacheslav.vovk@pdau.edu.ua.

CURRENT STATE OF INTEGRATION OF VACUUM CIRCUIT BREAKERS AND CONTROL SYSTEMS IN MEDIUM- AND HIGH-VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS

The article has a review and analytical character and is devoted to the systematization of modern approaches to the integration of vacuum circuit breakers with control, monitoring, and diagnostic systems in medium- and high-voltage electrical networks. The main attention is paid to 6–35 kV networks, where vacuum circuit breakers have gained the widest practical application, as well as to the prospects for their use in 110–220 kV high-voltage installations as part of Smart Grid digital substations. An analytical and comparative review of switching devices (oil, air, SF₆, and vacuum types) is presented, with a generalized analysis of the electrophysical mechanisms of arc extinction in vacuum, the influence of contact materials (CuCr, AgWC), and the degree of vacuum on the dielectric recovery of the contact gap. The architectures of monitoring and diagnostic systems compatible with IEC 61850 are evaluated, including sensors for electrical and thermal parameters, microprocessor controllers, and Supervisory Control and Data Acquisition or Automated Control System for Technological Processes integration. The results demonstrate that vacuum circuit breakers ensure fast arc extinction and rapid dielectric recovery, have a long switching life, and require no periodic maintenance. Integration with digital monitoring systems significantly reduces fault detection time and the number of emergency shutdowns, while increasing equipment availability. A structural scheme of an integrated “vacuum circuit breaker – control system” complex is proposed, along with practical recommendations for its implementation in industrial and agro-industrial networks of 6–35 kV and potentially up to 110–220 kV. The findings confirm the feasibility of transitioning to digital substations based on IEC 61850 standards. The practical implementation of the proposed technical solutions in industrial and agro-industrial electrical networks will ensure improved power supply reliability, enhanced energy efficiency, reduced operating costs, and compliance with the requirements of modern energy standards.

Keywords: high-voltage engineering; vacuum circuit breaker; arc extinction; contact materials; monitoring system; diagnostics; SCADA; digital substation.

СОПЕЛЬ МИХАЙЛО ФЕДОРОВИЧ ✉ – доктор технічних наук, провідний науковий співробітник відділу автоматизації електричних систем, Інститут електродинаміки Національної академії наук України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3438-5848>; e-mail: regina@regina.org.ua.

ДЕНИСЮК СЕРГІЙ ПЕТРОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач відділу автоматизації електричних систем, Інститут електродинаміки Національної академії наук України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>; e-mail: spdens@ukr.net.

СПОДИНСЬКИЙ ОЛЕКСАНДР ВОЛОДИМИРОВИЧ – провідний інженер відділу автоматизації електричних систем, Інститут електродинаміки Національної академії наук України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3947-2534>; e-mail: a.spodynskiy@gmail.com.

МИХАЙЛЕВСЬКИЙ ОЛЕГ СТАНІСЛАВОВИЧ – провідний інженер відділу автоматизації електричних систем, Інститут електродинаміки Національної академії наук України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9264-460X>; e-mail: mykhailev@gmail.com.

ОСОБЛИВОСТІ ПОБУДОВИ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ ВДОСКОНАЛЕНОЇ АДАПТИВНОЇ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Показано, що в Україні існує очевидна потреба в розробці та застосуванні принципово нових пристроїв для аварійного керування режимами енергосистеми, зокрема, з використанням закордонного досвіду у сфері цифрової трансформації електроенергетичних систем на основі адаптивних алгоритмів. На основі аналізу еволюції побудови та застосування протиаварійної автоматики розглянуто особливості розробки сучасних засобів вдосконаленої адаптивної протиаварійної автоматики електроенергетичних систем, направленої на підвищення енергетичної стійкості енергетики у воєнний час та повоєнного відновлення економіки України. Запропоновано принципи побудови вдосконаленої адаптивної протиаварійної автоматики забезпечення стійкості електроенергетичних систем, яка контролює запас стійкості поточного режиму і визначає керівні дії, необхідні для задоволення нормативних вимог як щодо активної потужності у перетинах, так і щодо напруги у центрах споживання. Визначено, що важливе значення для розв'язання задач оцінювання та діагностування режимів електроенергетичних систем та Об'єднаної енергетичної системи України в цілому мають синхронізовані виміри фазних кутів напруги, практичне одержання та використання яких стало можливим із впровадженням апаратно-програмного комплексу «Регіна». Представлені результати побудови вперше в Україні вдосконаленої адаптивної протиаварійної автоматики Івано-Франківського енерговузла. Під час побудови протиаварійної автоматики та розрахунках режимів роботи системи враховувався вплив відновлювальних джерел енергії зі встановленою потужністю 1253 МВт. В модифікованому апаратно-програмному комплексі «Регіна» реалізовано інтелектуальні електронні датчики (виносні модулі) розподіленої інтелектуальної системи введення аналогових сигналів, завадостійкі модулі введення дискретних сигналів, покращені алгоритми обробки даних, у тому числі візуалізації даних.

Ключові слова: електроенергетична система; протиаварійна автоматика; системи моніторингу перехідних процесів; автоматика обмеження зниження напруги; автоматика обмеження перевантаження обладнання; обмеження навантаження.

Вступ. Парадигма розвитку електроенергетики у XXI ст. передбачає реалізацію концепції Smart Grid для забезпечення вимог сталого розвитку [1]. Зростання обсягів використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), лібералізовані енергетичні ринки та, найголовніше, інтеграція різних інфраструктур моніторингу, вимірювання і зв'язку в енергосистеми надають можливість побудувати стійку та ефективну електромережу. Вдосконалена автоматика є складовою побудови Smart Grid, зокрема, вирішення задач балансування попиту та пропозицій, використання гнучкості, залучення активної поведінки споживачів. Сучасні електроенергетичні системи висувають особливі вимоги до швидкості та точності керування перехідними та стаціонарними процесами [1]. Впровадження ВДЕ суттєво впливає на величину інерції та невизначеності перехідних електромагнітних та електромеханічних процесів, що відбуваються в енергетичних системах. Ці зміни призвели до необхідності уточнення існуючих принципів побудови та формування алгоритмів функціонування пристроїв для захисту енергосистем від втрати малосигнальної та перехідної стійкості [2].

В Україні розвиток енергетики на початку XXI ст. враховує сучасні світові тенденції [1, 2]. Однак розв'язання війни росією призвели до значного фізичного руйнування економіки нашої країни, зокрема, ракетно-дронові удари російського агресора суттєво пошкодили й українські енергооб'єкти. В Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України зросла кількість аварійних режимів – екстрених та стабілізаційних відключень, регіональних блекаутів. Надійність роботи електричних мереж та електропостачання споживачів у таких умовах зумовлюється стійкістю енергосистеми, ефективністю її функціонування, можливістю швидко подолати значні руйнування. Як наслідок одна із актуальних задач полягає у забезпеченні ефективного протиаварійного керування стійкістю режимів роботи ОЕС України [1, 2]. На сьогодні важливим є формування нових вимог до алгоритмів функціонування засобів протиаварійної автоматики (ПА) із забезпечення живучості, стійкості, стабільності енергопостачання, швидкого повернення системи у попередній чи у новий нормальний стан, усунення потенційних каскадних аварій, відновлення

© М. Ф. Сопель, С. П. Денисюк, О. В. Сподинський, О. С. Михайлевський, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

зруйнованої генерації. Крім того, зростаюча частка ВДЕ в обсягах генерації ОЕС України посилює впливу метеорологічних факторів. Зміна рівнів енергоспоживання та розподілені енергетичні ресурси обумовлюють наявність двосторонніх потоків енергії.

Тому актуальним залишається формування нових критеріїв побудови та функціонування засобів ПА з врахуванням системних принципів та системних ефектів, можливостей врахування внутрішніх факторів розвитку електроенергетичної системи, адаптаційних можливостей такого розвитку. Мають бути посилені вимоги до розгляду типів подій в енергосистемі, що виникають в системі, їх класифікації, критеріїв оцінки негативного впливу, зокрема:

- розподілення подій на комутаційні (нормальні), перед аварійні, аварійні тощо;
- оцінка технічних характеристик: часу спрацювання, часу контролю за перевищенням/зниженням контрольованих величин;
- формування уточненого переліку негативних факторів впливу.

Як наслідок вимоги до ПА стають жорсткішими, їх функціональні ознаки можуть значно розширюватися. До відомих і вже традиційних проблем налаштування та керування ПА додаються нові чинники, зокрема, фізичні руйнування через атаки росії, зміна обсягів енергоспоживання на регіональному рівні, мінливість генерації ВДЕ, кібератаки. Існує очевидна потреба в розробці та застосуванні в Україні принципово нових пристроїв для аварійного керування режимами енергосистеми, зокрема, з використанням закордонного досвіду у сфері цифрової трансформації електроенергетичних систем на основі адаптивних алгоритмів.

Метою роботи є підвищення енергетичної стійкості енергетики у воєнний час та повоєнного відновлення економіки України завдяки розробленню сучасних засобів вдосконаленої адаптивної протиаварійної автоматики електроенергетичних систем.

Еволюція розвитку протиаварійної автоматики. Системні аварії в електричних мережах розвиваються лавиноподібно і супроводжуються порушеннями стійкості і небезпечною розділення системи на несинхронно працюючі частини, що може привести до утворення значного дефіциту потужності в окремих вузлах електроенергетичної системи [2–5].

Швидкість розвитку системних аварій і висока інтенсивність аварійних збурень вимагають доповнення автоматики керування нормальними режимами протиаварійним керуванням, яке здійснюється засобами ПА, запобігаючи або локалізуючи наслідки аварій. З урахуванням швидкоплинності аварійних процесів, що виникають внаслідок порушення нормального функціонування електромереж, їх запобігання та своєчасна ліквідація практично неможлива силами оперативного персоналу. Основні функції застосування ПА передбачають в автоматичному режимі: підтримання стійкості енергосистеми загалом; усунення

асинхронного режиму; регулювання промислової частоти та напруги; введення відповідних обмежень щодо перевантаження електрообладнання [2–4].

Засоби і комплекси ПА – це технічні системи, що забезпечують стійкість електроенергетичних систем шляхом швидкого виявлення, аналізу та реагування на аварійні режими, (короткі замикання, перевантаження, втрату стійкості), щоб запобігти масштабним відключенням, зберегти цілісність системи та мінімізувати збитки. ПА включає підсистеми автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), обмеження зниження/підвищення частоти та напруги (АОЗЧ, АОПЧ, АОЗН, АОПН), ліквідації асинхронних режимів (АЛАР), автоматичного обмеження перевантаження обладнання (АОПО), автоматичного частотного розвантаження (АЧР) [3–5].

Традиційні ПА функціонують згідно постійної програми, яка закладається в схему, а налаштування уставок здійснюється на основі попередніх розрахунків нормальних і аварійних режимів. При цьому пристрої ПА постійно контролюють необхідні параметри і фіксують моменти небезпечного відхилення або раптового порушення нормального режиму, визначають їх вплив і виробляють відповідні впливи на об'єкти керування. Чим більше чинників контролює ПА, тим ближче до оптимальних будуть її впливи.

Комплекс пристроїв ПА поділяється на наступні складові частини: пускові пристрої, дозуючі пристрої, виконавчі пристрої. У кожному конкретному випадку структура пристрою ПА визначається його призначенням і умовами роботи. У загальному випадку пристрої ПА складаються з трьох частин: моніторингової, логічної і виконавчої. Моніторингова частина включає в себе пускові органи (ПО), органи контролю електричного режиму. Сигнали, що виробляються у моніторинговій частині, поступають в логічну частину, що включає в себе логічні елементи і органи автоматичного дозування впливів (АДВ). Логічні елементи, зіставляючи послідовність, тривалість і інтенсивність сигналів, що поступають від моніторингової частини, формують відповідні впливи. Нарешті, виконавча частина включає в себе органи або апарати керування, за допомогою яких виробляються розглянуті вище впливи, зокрема, відключення генераторів, розвантаження турбін, ділення енергосистем, відключення навантаження та ін. Пристрої ПА на своєму рівні задовольняти на-ступним технічним вимогам: швидкодії, селективності, чутливості, надійності.

У кінці ХХ ст. еволюція ПА здійснювалась у міру зростання одиничних потужностей, розвитку електроенергетичних систем і ускладнення схем зв'язуючих їх ліній електропередачі, йшла по шляху збільшення числа автономних пристроїв автоматики і кількості їх типів [4–6]. Проте всі пристрої ПА реагували на параметри електромеханічного перехідного процесу в електроенергетичних системах і керували його протіканням, що вимагає розглядати комплекс пристроїв ПА як єдину автоматичну систему. Використання мікропроцесорної цифрової апаратури створило можливість реалізації принципу Імітаційної

Динамічної Оптимізації (І-ДО), згідно з яким виконується постійне коригування об'ємів керівних дій ПА відповідно до поточного стану системи, завдяки чому надійно забезпечується стійкість енергосистеми та мінімізуються вимкнення споживачів, які використовуються як засіб керівної дії ПА [1].

Адаптивна протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми. З розвитком електроенергетики на початку ХХІ ст. постала проблема зростання швидкості спрацювання ПА задля збереження цілісності системи, запобігання ланцюговим відключенням, стабільності її функціонування при широкому застосуванні розподілених енергетичних ресурсів та активних споживачів. Це зумовило розробку та впровадження адаптивних систем ПА, що використовують цифрові технології для точнішого та швидшого керування процесами [6, 7].

Стало загально визнаним, що адаптивна ПА – це керуюча система в енергетиці, яка динамічно коригує свою роботу, аналізуючи поточний стан енергосистеми, щоб запобігти аваріям, підтримувати її стійкість та швидко відновлювати роботу після збоїв, потенційно реалізує адаптивні алгоритми керування, розроблена на сучасній мікропроцесорній основі, забезпечуючи гнучкий захист [7–9].

Доведено, що ефективність і гнучкість системи протиаварійного керування можна суттєво підвищити застосуванням адаптивної автоматики [8–11].

В таких системах ПА параметри поточного режиму визначаються розрахунком оцінювання стану (електричного режиму) ОЕС на основі телевимірювань [8, 9]. Об'єми керівних дій для забезпечення нормативів стійкості визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій об'єднання режиму послідовними розрахунками об'єднаних режимів. Результати синхронізованих вимірювань та обробки інформації записуються та передаються на вищі рівні ієрархії керування (в диспетчерські центри регіональних енергосистем та ОЕС України) спеціально виділеними каналами. Аварійна експрес-інформація передається на верхні рівні ієрархії за ініціативою системи моніторингу, не чекаючи запиту.

З погляду застосування адаптивних алгоритмів можемо стверджувати, що в адаптивних ПА має бути реалізований принцип Інтелектуальної І-ДО (ІІ-ДО), який використовує завчасно виконані розрахунки об'ємів керівних дій відповідно до прогнозованих збурень і прогнозованого стану системи [7–9]. Принцип протиаварійної автоматики ІІ-ДО в енергосистемах – це застосування завчасно розрахованих об'ємів керуючих впливів, що ґрунтуються на прогнозуванні збурень та стану системи, для швидкого реагування на аварійні ситуації; використання мікропроцесорів, що дозволяє постійно коригувати ці дії та є розвитком принципу І-ДО [8, 9].

Згідно з принципом ІІ-ДО сформовано і обґрунтовано структуру мікропроцесорної протиаварійної автоматики з централізованим

формуванням дозованих керівних дій [7–9]. Використання створеного в Інституті електродинаміки НАН України і МПП «АНІГЕР» апаратно-програмного комплексу (АПК) «Регіна», який за своїми технічними характеристиками і функціональними можливостями не поступається кращим світовим зразкам, надав можливість для суттєвого удосконалення систем протиаварійного керування ОЕС України.

З використанням АПК «Регіна» параметри поточного режиму в побудованих системах ПА визначаються для оцінювання стану ОЕС, зокрема, на основі телевимірювань. Об'єми керівних дій для забезпечення нормативів стійкості визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій об'єднання режиму. Заданими є також послідовність (черга) вимикання навантаження та об'єми навантаження, яке вимикає конкретним вимикачем. Фактично виникнення аварійних ситуацій супроводжується перехідними процесами, параметри яких реєструються встановленими в ОЕС України АПК «Регіна», що утворюють систему моніторингу перехідних процесів Wide-Area Measurement Systems (WAMS). Зареєстрована інформація надає можливість верифікації динамічних моделей як елементів електроенергетичної системи, так і системи в цілому [8, 9].

Особливо важливе значення для розв'язання задач оцінювання та діагностування режимів електроенергетичних систем та ОЕС України в цілому мають синхронізовані виміри фазних кутів напруги, практичне одержання та використання яких стало можливим із впровадженням АПК «Регіна». Створення системи моніторингу ОЕС України на базі АПК «Регіна» надає можливість на якісно новому рівні вирішувати задачі автоматичного керування ОЕС України з метою забезпечення її стійкості і надійності шляхом розробки адаптивних цифрових систем ПА.

Пускові органи ПА фіксують аварійні вимкнення та увімкнення ліній у дії ПА. Централізовані системи ПА, які створюються відповідно до вимог стандарту ІЕС 61850 на відкриті комунікації, мають швидкодіючу систему збору і обробки доаварійної інформації, надлишковість вимірів, надійні комунікаційні канали передачі сигналів і команд, що зв'язують окремі керуючі й обчислювальні пристрої в єдину технологічну мережу. Програмно-технічний комплекс централізованої ПА є відкритим і дозволяє враховувати модифікації структури та зміни технологій керування в електроенергетичних системах.

Визначення потрібного об'єму керівних дій (вимикання навантаження) здійснюється поступовим дискретним збільшенням навантаження, яке вимикається, з перевіркою коефіцієнтів запасу з активної потужності K_p і за напругою K_u , поки нормативні вимоги не будуть задоволені [9, 10].

Показано, що функціонування автоматики забезпечується: ієрархічною структурою побудови; надійністю всіх компонентів системи; дублюванням програмно-технічних засобів; дублюванням каналів передачі аварійної і доаварійної інформації, забезпеченням у АДВ дубльованого вводу і виводу

інформації; зберіганням вихідних даних і програмного забезпечення в енергонезалежній пам'яті; резервуванням пристроїв зберігання даних; запобіганням несанкціонованого доступу; резервуванням живлення від незалежних джерел [9]. Можна стверджувати, що фахівцями Інституту електродинаміки НАН України та МПП «АНІГЕР» запропоновано побудову ефективної адаптивної ПА забезпечення стійкості енергосистем на мікропроцесорній основі з періодичним розрахунком об'ємів керівних дій автоматики, здійснюваним з використанням інформації про поточний режим, яку надає оцінювання стану на основі телевимірювань.

Запропоновані засоби адаптивної ПА у 2006–2015 роках широко впроваджені для забезпечення стійкості ОЕС України, яка реалізується на основі мікропроцесорної техніки, з використанням інформації про поточний електричний режим, яку дає оцінювання стану енергосистеми, завдяки чому мінімізується об'єм вимикання навантаження для підтримання нормативного рівня статичної стійкості ОЕС України у перетині. Власне АПК «Регіна» забезпечує суттєве удосконалення проти-аварійного керування завдяки використанню в оперативному і автоматичному керуванні ОЕС синхронізованих з високою точністю вимірювань векторів напруги у вузлах електричної мережі.

Вдосконалення адаптивна протиаварійна автоматика. Комплексне впровадження концепції Smart Grid 3.0, цифрова трансформація електроенергетичних систем з середини другого десятиліття XXI ст. зумовило розгортання робіт з вдосконалення адаптивної ПА [11, 12]. Так, цифровізація електроенергетики призвела до накопичення великих обсягів даних та можливості їх обробки за допомогою алгоритмів машинного навчання (МН) (Machine Learning, ML) [12]. Після посилення правил ринку електроенергії відбувається активне впровадження цифрових систем, що дозволяють збільшити перетікання міжсистемних потоків активної потужності [13, 14], що знижує запас стійкості та збільшує ймовірність розвитку аварії з

поділом електроенергетичних систем. Особливості параметрів та режимів маломасштабної генерації, недостатня спостережуваність та керованість у централізованому керуванні визначають необхідність використання децентралізованого багатоагентного контролю режимів таких мереж.

Визначено розширеного багатогранного впливу автоматизації на підвищення операційної ефективності, забезпечення надійності та сприяння екологічній стійкості та інтеграції ВДЕ [15]. Майбутня траєкторія електроавтоматизації – інтеграція алгоритмів штучного інтелекту (ШІ) (Artificial Intelligence, AI) та МН, розширення можливостей інтелектуальних мереж та зростання значення кібербезпеки на етапі цифровізації енергетичних систем із застосуванням ПА. Так, в роботі [15] показано доцільність використання децентралізованого керування аварійними ситуаціями та керування відновленням мережі, зокрема, із застосуванням методів машинного навчання, аварійного проактивного збалансованого розділення енергетичних районів мережі вздовж одного з апіорі фіксованих перерізів мережі у разі виникнення порушень з переходом до острівного режиму, децентралізовану синхронізацію активних частин на віддалених комутаторах мережі тощо. Важливо розробити методи аварійного керування на основі використання алгоритмів глибокого машинного навчання та отриманих даних від синхронізованих векторних вимірювальних приладів [13–16].

Ви рішення проблеми аварійного керування електроенергетичними системами, особливо при інтеграції ВДЕ, за допомогою алгоритмів машинного навчання передбачає використання методів для підтримки стабільності системи (перехідний процес, напруга, частота) в режимі реального часу, які забезпечують швидше прийняття рішень.

Найефективніші алгоритми МН для адаптивної ПА з розширеними функціональними можливостями для електроенергетичних систем, зокрема, для визначення типів збурень та вибору керувальних дій наведено в таблиці [15, 16].

Таблиця 1 – Алгоритми МН для ПА електроенергетичних систем

№	Назва алгоритму	Призначення алгоритму
1	Дерева рішень (Decision Tree, DT)	Використовуються для швидкої класифікації та регресії для відображення станів системи на керуючі дії
2	Випадковий ліс (Random Forest, RF)	Ефективний для класифікації складних, нелінійних системних збурень
3	Екстремальне градієнтне посилення (Extreme Gradient Boosting, XGBoost/LightGBM)	Переважно застосовується для високоточного вибору керуючих дій у режимі реального часу
4	На основі штучних нейронних мереж (Artificial Neural Networks, ANN)	Використовуються для моделювання складних, нелінійних зв'язків
5	Глибокого навчання (Deep Learning, DL)	Включають рекурентні нейронні мережі (RNN) та мережі з довгою короткочасною пам'яттю (LSTM), вони використовуються для аналізу часових рядів перехідних процесів
6	Опорних векторів (Support Vector Machines, SVM)	Використовуються для класифікації меж стійкості

Аналіз показав, що розвиток засобів протиаварійного керування у теперішній час зумовлює в ПА застосування нових можливостей, які можна ідентифікувати як реалізацію принципу Інтелектуальної Інтернет Інтегрованої Динамічної Оптимізації (ІІ-ДО) (Intelligent Internet Integrated Dynamic Optimization).

Створення вдосконаленої адаптивної ПА на основі принципу ІІ-ДО. Принцип ІІ-ДО при побудові вдосконаленої адаптивної ПА орієнтує на широке застосування інтегрованих архітектур, ефективну цифровізацію процесів керування та широке застосування Інтернет-технологій.

Можна стверджувати, що протиаварійна автоматика електроенергетичних систем в Україні повинна розглядатися на загальносистемному, регіональному чи об'єктному рівнях із розділенням зовнішніх та внутрішніх системних впливів на значимі чи незначимі, за складовими; електромагнітні, електромеханічні, інформаційні (кіберзагрози), механічні (фізичні пошкодження). Доцільно виділити множини параметрів впливів: електромагнітних (ПЕЛ), електромеханічних (ПЕМ), механічних (ПМ), інформаційних (ПІНФ). Також через широке застосування ВДЕ необхідно враховувати й метеорологічні впливи (множина параметрів ПМЕТ).

В окремих випадках важливо здійснювати формування типових графіків регулювання режимів системи за рахунок ПА, оцінку поширення збурень, визначення джерела збурення (адресності). Фактично має здійснюватися оптимізація можливих перехідних процесів при переході системи з одного стану в інший, зміни режимів роботи окремих генераторів та навантажень, які є значимими для системи. Для цього важливим є аналіз стану системи у векторному просторі – пошук оптимальних траєкторій переходу нормального в аварійний стан та навпаки. При впровадженні сучасних засобів ПА має здійснюватися поточний аналіз режимів роботи системи – обтяжені їх режими функціонування чи ні; допустимих рівнів обтяженості; прогнозування режимів, сценаріїв їх розвитку із використанням адаптованих розрахункових моделей із заданою точністю, які можуть бути безпосередньо задіяні у контурі керування.

Для ефективного функціонування вдосконаленої адаптивної ПА згідно принципу ІІ-ДО мають бути реалізовані вимоги останніх стандартів серії IEC 61850, зокрема: ДСТУ IEC TS 61850-1-2:2023 (IEC TS 61850-1-2:2020+ AMD1:2022, IDT) «Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 1-2. Настанови щодо розширення можливості використання IEC 61850 як базового стандарту» та ДСТУ IEC TR 61850-7-5:2023 (IEC TR 61850-7-5:2021, IDT) «Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7—5. Настанови щодо моделювання згідно з IEC 61850 (IEC TR 61850-7-5:2021, IDT)». За необхідності враховуються вимоги ДСТУ IEC TR 62351-90-3:2023 (IEC TR 62351-90-3:2021, IDT) «Керування енергетичними системами та пов'язаний з

ним інформаційний обмін. Безпека даних та комунікацій. Частина 90-3. Настанови щодо керування мережею та системою».

При побудові структури вдосконаленої адаптивної ПА формуються критерії обмежень по зміні окремих елементів множин параметрів P_j у вигляді нерівностей:

$$P_{\text{МІН},j} < P_j < P_{\text{МАКС},j}. \quad (1)$$

Для конкретних застосувань таких ПА важливо здійснити наповнення зазначених множин ПЕЛ, ПЕМ, ПМ, ПІНФ, ПМЕТ конкретними елементами, які найбільш повно (адекватно) описують структуру та процеси системи. При необхідності у конкретному випадку має здійснюватися розширення чи уточнення елементів зазначених множин параметрів – вплив сезонності, непередбачуваних факторів (зокрема, зростання їх інтенсивності).

Можливі шляхи функціонування вдосконаленої адаптивної ПА згідно наступних типів зміни станів системи з переходом у нормальний стан, де А – нормальний початковий стан; В – аварійний, аномальний чи «квазіаварійний» стан; С – новий нормальний стан:

$$A \rightarrow B \rightarrow A; \quad (2)$$

$$A \rightarrow B \rightarrow C; \quad (3)$$

$$A \rightarrow B \rightarrow C \rightarrow A. \quad (4)$$

Стан В може складатися із кількох проміжних станів B_1, B_2, \dots , при переході через які система досягає нормального стану (початкового чи нового). При виборі алгоритмів використання проміжних сценаріїв визначаються параметри та їх характеристики для всіх можливих станів B_1, B_2, \dots .

Оцінка ефективності роботи вдосконаленої адаптивної ПА визначається за тривалістю станів В, С, а також кількістю та тривалістю проміжних станів B_i .

Алгоритм роботи вдосконаленої адаптивної ПА для електроенергетичних систем містить кроки:

Крок 1. Адаптація критеріїв спрацювання ПА до поточних умов функціонування електроенергетичної системи.

Крок 2. Аналіз поточного стану функціонування електроенергетичної системи та формування вимог до поточного значення вставок спрацювання керуючих органів ПА.

Крок 3. Моніторинг зміни контрольованих параметрів на заданому часовому проміжку T_T з використанням інформації від РМУ (Phasor Measurement Unit) та/чи WMU (Waveform Measurement Unit). При $T > T_T$ перехід на крок 9.

Крок 4. Якщо контрольовані параметри за абсолютними значеннями та часом дії (спрацювання) ПА не перевищують граничні (максимальні чи мінімальні) значення, то перехід на крок 3. У протилежному випадку, перехід на крок 5.

Крок 5. Спрацювання ПА (почергово) в залежності від значень відхилень параметрів.

Крок 6. Контроль аварійного режиму – значень параметрів та часу.

Крок 7. Переведення електроенергетичної системи у нормальний режим (згідно співвідношень (2–4)).

Крок 8. Перевірка допустимої тривалості часу робота ПА. Якщо тривалість менша T_T , то перехід на крок 3. Якщо ні, то перехід на крок 9.

Крок 9. Завершення функціонування ПА на інтервалі часу T_T .

Представлений алгоритм передбачає здійснення адаптації систем ПА до конкретних типів електроенергетичних систем. Так, реалізація вдосконаленої адаптивної ПА в локальних електроенергетичних системах, системах розподілу електроенергії має свої особливості, конкретні дії (алгоритми) для відновлення електроживлення з врахуванням типу генерації, накопичення енергії, типу навантажень, у тому числі наявності активних споживачів), передбачаючи застосування швидкодіючих пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ) та автоматичного включення резерву (АВР).

У сучасних системах вдосконаленої адаптивної ПА має місце широке використання зв'язку обладнання протиаварійної автоматики з WAMS → PMU, WAMS → WMU, що фактично передбачає створення WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) з розширеними функціями [1, 7, 17]. При побудові сучасних систем ПА доцільно розглядати базові архітектури, питання сумісності елементів і компонентів ПА, як на фізичному (силовому – енергетичні потоки), так і на інформаційному рівню.

Як приклад побудови вперше в Україні вдосконаленої адаптивної ПА розглянемо реконструкцію протиаварійної автоматики Івано-Франківського енерговузла.

На початку 2022 року ОЕС України разом з енергосистемою Молдови були приєднані на синхронну роботу до Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Відтоді раніше відокремлені Бурштинський острів та основна частина ОЕС України працюють паралельно, що суттєво вплинуло на електричні режими роботи західної частини ОЕС України. Це призвело до необхідності перевірки, оновлення та перегляду існуючого протиаварійного керування в цьому енергорайоні. У зв'язку з приєднанням ОЕС України на синхронну роботу до енергосистеми ENTSO-E, введенням в експлуатацію ПЛІ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани в 2022 році і можливим переводом живлення «Опорнянського енерговузла» з енергорайону Бурштинської ТЕС / ПС Калуш на роботу від ПС 330 кВ Івано-Франківська з'явилась необхідність до перегляду існуючої логіки роботи АОЗН.

Метою створення комплексу є підвищення надійності та ефективності роботи Івано-Франківського енерговузла; своєчасне надання оперативному персоналу енергосистеми та ОЕС достовірної інформації в режимі плинного часу про хід технологічного процесу, стан контрольованого енергорайону та комплексу ПА; забезпечення персоналу ретроспективною технологічною інформацією (реєстрація подій, розрахункових показників) для аналізу, оптимізації та планування роботи енергорайону та його ремонту; підвищення довговічності, ступеня експлуатаційної надійності обладнання; зменшення збитків від помилок персоналу при забезпеченні надійного електропостачання споживачів регіону в нормальних, аварійних та післяаварійних режимах засобами протиаварійного керування. Протиаварійне керування виконується за рахунок дозованого відключення менш відповідальних споживачів на об'єктах регіону.

При створенні вдосконаленої адаптивної ПА Івано-Франківського енерговузла з врахуванням принципу III-ДО вперше:

1. Розроблено та обґрунтовано оновлені принципи побудови комплексу ПА Івано-Франківського енерговузла, адаптовані до умов синхронної роботи ОЕС України з ENTSO-E, що враховують зміну електричних режимів, топології мережі та перерозподіл потоків потужності після об'єднання енергосистем.

2. Запропоновано інтегровану структуру протиаварійної автоматики, яка поєднує АОЗН та автоматику обмеження перевантаження обладнання (АОПО) з координованими багатоступеневими алгоритмами дії, що забезпечують запобігання розвитку аварійних режимів та виникненню лавини напруги шляхом дозованого обмеження навантаження.

3. Удосконалено алгоритми спрацювання АОЗН, які базуються на багаторівневому контролі напруги у вузлах 110 кВ з різними витримками часу, реалізацією міжпідстанційної взаємодії та селективною дією на навантаження з урахуванням подальшого автоматичного відновлення живлення.

4. Запропоновано алгоритмічні рішення АОПО з контролем напрямку перетоку потужності, що дозволяє забезпечити селективний захист автотрансформаторів 330/110 кВ від тривалих перевантажень у післяаварійних режимах без надмірного відключення споживачів.

5. Вперше в Україні для даного енерговузла виконано синтез алгоритмів ПА на основі сценарного аналізу режимів N-0, N-1 та N-2, з урахуванням реального впливу ВДЕ, перспективного зростання споживання та температурних умов експлуатації елементів мережі.

6. Запропоновано ієрархічну мікропроцесорну архітектуру комплексу ПА з розподіленими периферійними пристроями та централізованою логікою керування, що забезпечує автоматичну обробку аварійної інформації в реальному часі без участі оперативного персоналу та підвищує швидкодію і надійність протиаварійного керування.

Вдосконалена адаптивна ПА АОЗН в мережі 110 кВ енерговузла запобігає зниженню напруги на шинах 110 кВ підстанцій в аварійних ситуаціях, пов'язаних з відключенням транзитних ПЛ 330 кВ в транзиті Бурштинська ТЕС – Івано-Франківська – Чернівецька – Кам'янець-Подільська – Дністровська ГЕС, що може призвести до зниження напруги в мережі 110 кВ до рівня $0,9U_{\text{ном}}$ та нижче.

Розрахунки електричних режимів в вдосконаленій адаптивній ПА базуються на традиційних методах розрахунків ustalених режимів електричних мереж, сценарному підході, врахуванні нормальних (N-0), ремонтних або аварійних (N-1) та ремонтно-аварійних схем (N-2). Здійснено аналіз аварійних ситуацій з перевіркою можливого переобтяження ліній (магістральної та розподільчої мережі), трансформаторів та виявлення значного відхилення напруги у вузлах мережі у різних конфігураціях (в ремонтних N-1 та ремонтно-аварійних N-2 схемах).

При розв'язанні задач оцінювання та діагностування режимів Івано-Франківського енерговузла здійснюються синхронізовані виміри амплітуди та фазних кутів напруги з використанням модифікованої АПК «Регіна». В такій АПК «Регіна» реалізовано інтелектуальні електронні датчики (виносні модулі) розподіленої інтелектуальної системи введення аналогових сигналів, завадостійкі модулі введення дискретних сигналів, покращені алгоритми обробки даних, у тому числі візуалізації даних.

Під час побудови ПА та розрахунках режимів роботи системи ПА враховувався вплив ВДЕ з встановленою потужністю:

- ВЕС – 363 МВт;
- СЕС – 872 МВт;
- біоТЕС – 12,4 МВт;
- малі ГЕС – 5,5 МВт.

Варто зауважити, що генерацію ВЕС та СЕС враховано з урахуванням втрат потужності у внутрішній мережі електростанцій (3,5 %), тобто 0,965 від встановленої потужності для ВЕС та з урахуванням втрат (8 %), тобто в обсязі 0,92 від встановленої потужності для СЕС.

Проведені дослідження ustalених режимів роботи, оцінена надійність мережі при нормальних, ремонтних та аварійних схемах для режимів максимуму і мінімуму навантажень, визначені режими перевищення напруги і струмів, а також сформульовані рекомендації щодо технічного переоснащення ПА. Запропонована вдосконалена структура адаптивної ПА: АОЗН для обмеження споживання в умовах зниження напруги та АОПО для уникнення перевантаження автотрансформаторів, які з метою недопущення розвитку аварії та виникнення «лавини напруги» передбачають дозовані дії на обмеження споживання. Алгоритми функціонування створеної адаптивної ПА Івано-Франківського енерговузла базуються на дослідженні сценаріїв із урахуванням впливу ВДЕ, зміни топології мережі, перспективного зростання споживання та особливостей нових режимів роботи енерговузла з використанням вимог ENTSO-E.

Підвищення надійності електропостачання споживачів та ефективність роботи Івано-Франківського енерговузла забезпечується за рахунок дозованої дії на відключення навантаження при виникненні аварійних режимів в електромережі.

Реалізація принципу III-ДО в ПА Івано-Франківського енерговузла вже сьогодні забезпечує стійкість, гнучкість, розширені функціональні можливості ОЕС України на регіональному рівні.

Висновки. На основі аналізу еволюції побудови та застосування систем ПА розглянуто особливості розробки сучасних засобів вдосконаленої адаптивної ПА електроенергетичних систем, направленої на підвищення енергетичної стійкості енергетики у воєнний час та повоєнного відновлення економіки України.

Запропоновано принципи побудови вдосконаленої адаптивної ПА забезпечення стійкості електроенергетичних систем, яка контролює запас стійкості поточного режиму і визначає керівні дії, необхідні для задоволення нормативних вимог як щодо активної потужності у перетинах, так і щодо напруги у центрах споживання, а також визначено, що важливе значення для розв'язання задач оцінювання та діагностування режимів електроенергетичних систем та ОЕС України в цілому мають синхронізовані виміри фазних кутів напруги, практичне одержання та використання яких стало можливим із впровадженням АПК «Регіна».

Представлені результати побудованої вперше в Україні вдосконаленої адаптивної ПА на прикладі ПА Івано-Франківського енерговузла, де при побудові ПА та розрахунках режимів роботи системи враховувався вплив ВДЕ з встановленою потужністю 1253 МВт. При розв'язанні задач оцінювання та діагностування режимів в системі ПА здійснюються синхронізовані виміри амплітуди та фазних кутів напруги з використанням модифікованої АПК «Регіна». В модифікованій АПК «Регіна» реалізовано інтелектуальні електронні датчики (виносні модулі) розподіленої інтелектуальної системи введення аналогових сигналів, завадостійкі модулі введення дискретних сигналів, покращені алгоритми обробки даних, у тому числі візуалізації даних.

На сьогодні в нашій країні формується адаптивна, прогностична протиаварійна автоматика із аналізом поточних режимів та прогнозуванням можливих станів електроенергетичної системи згідно використання принципу III-ДО. В перспективі – це створення системи ПА на рівні ОЕС України.

Список літератури

1. Цифрова трансформація електроенергетики України. Реалізація в умовах воєнного стану та повоєнного відновлення: монографія / І. В. Блінов та ін. Одеса: Видавничий дім «Гельветика», 2025. 362 с.
2. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань / О. А. Буткевич та ін. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2018. 320 с.
3. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах: навчальний посібник. Київ: Вища школа, 2006. 367 с.

4. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика : навчальний посібник. Харків : УкрДУЗТ, 2020. Ч. 1. 250 с.
5. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця : ВНТУ, 2023. 125 с.
6. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення / Б. С. Стогній та ін. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2007. № 1(16). С. 16–22.
7. Стогній Б. С., Сопель М. Ф. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 1. С. 62–69.
8. Адаптивна протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 4. С. 50–52.
9. Дослідження алгоритмів адаптивної протиаварійної автоматики південного регіону ОЕС України / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 7. С. 70–75.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. На заміну ГКД 34.20.575-2002 ; чинний від 2012-10-21. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. 29 с.
11. Physics insight of the inertia of power system and methods to provide inertial response / Y. Huang et al. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2022. Vol. 8, no. 2. P. 559–568. DOI: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2021.08670>.
12. Introduction and literature review of the application of machine learning/deep learning to control problems of power systems / S. Sadeghi et al. *Application of Machine Learning and Deep Learning Methods to Power System Problems*. Cham, 2021. P. 83–117. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-77696-1_5.
13. Cao J., Fan Z. Deep learning-based online small signal stability assessment of power systems with renewable generation. *2018 IEEE SmartWorld, Ubiquitous Intelligence & Computing, Advanced & Trusted Computing, Scalable Computing & Communications, Cloud & Big Data Computing, Internet of People and Smart City Innovation (SmartWorld/SCALCOM/UIC/ATC/CBDCOM/IOP/SCI)*, Guangzhou, China, 8–12 October 2018. 2018. P. 216–221. DOI: <https://doi.org/10.1109/smartworld.2018.00072>.
14. A unified online deep learning prediction model for small signal and transient stability / S. K. Azman et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35, no. 6. P. 4585–4598. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.2999102>.
15. Alimi O. A., Ouahada K., Abu-Mahfouz A. M. A review of machine learning approaches to power system security and stability. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 113512–113531. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3003568>.
16. Zeng Y. Revolutionizing power systems through electrical automation: efficiency, reliability, and sustainability. *Academic Journal of Science and Technology*. 2024. Vol. 10, no. 1. P. 159–162. DOI: <https://doi.org/10.54097/mprf1047>.
17. Синхрофазори в сучасних енергосистемах: визначення, вимірювання та архітектура WAMS / С. П. Денисюк та ін. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2025. Т. 15, № 2. С. 181–187. DOI: <https://doi.org/10.32782/2220-8674-2025-15-2-21>.
4. S. V. Panchenko, V. S. Blyndiuk, and V. M. Bazhenov, *Releinyi zakhyst i avtomatyka [Relay Protection and Automation]*, Part 1. Kharkiv: UkrSURT, 2020. (in Ukrainian)
5. O. Ye. Rubanenko, O. O. Rubanenko, and I. O. Hunko, *Releinyi zakhyst ta avtomatyka elektrichnykh stantsii [Relay Protection and Automation for Power Plants]*. Vinnytsia: VNTU, 2023. (in Ukrainian)
6. B. S. Stohnii et al., “Stvorennia tekhnichnykh zasobiv systemy monitorynhu perekhidnykh rezhymiv enerhosystem ta yikh metrolohichne zabezpechennia [Development of technical components for a monitoring system for transient states in power systems and their metrological support],” *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, no. 1(16), pp. 16–22, 2007. (in Ukrainian)
7. B. S. Stohnii and M. F. Sopol, “Fundamentals of monitoring process in electroenergy. About the concept of monitoring process,” *Tekhnichna elektrodynamika*, no. 1, pp. 62–69, 2013. (in Ukrainian)
8. B. S. Stohnii, V. M. Avramenko, M. F. Sopol, and V. L. Prikhno, “An adaptive emergency control automatics for maintenance of power system steady state stability,” *Tekhnichna elektrodynamika*, no. 4, pp. 50–52, 2014. (in Ukrainian)
9. B. S. Stohnii, V. M. Avramenko, M. F. Sopol, and V. L. Prikhno, “Research of algorithms of the adaptive emergency control system in the south region of the united power system of Ukraine,” *Tekhnichna elektrodynamika*, no. 7, pp. 70–75, 2014. (in Ukrainian)
10. *Stiikist enerhosystem. Kerivni vkazivky [Resilience of Power Systems: Guidelines]*, SOU-N MEB 00100227-68:2012 Obiednannia enerhetychnykh pidpriemstv «Haluzevyi rezervno-investytsiinyi fond rozvytku enerhetyky» [Association of Energy Companies “Sectoral”], Kyiv, 2012. (in Ukrainian)
11. Y. Huang, Y. Wang, C. Li, H. Zhao, and Q. Wu, “Physics insight of the inertia of power system and methods to provide inertial response,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 559–568, 2022, doi: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2021.08670>
12. S. Sadeghi, A. Hesami Naghshbandy, P. Moradi, and N. Rezaei, “Introduction and literature review of the application of machine learning/deep learning to control problems of power systems,” in *Application of Machine Learning and Deep Learning Methods to Power System Problems*. Cham: Springer Int. Publishing, 2021, pp. 83–117, doi: https://doi.org/10.1007/978-3-030-77696-1_5
13. J. Cao and Z. Fan, “Deep learning-based online small signal stability assessment of power systems with renewable generation,” in *2018 IEEE SmartWorld, Ubiquitous Intelligence & Computing, Advanced & Trusted Computing, Scalable Computing & Communications, Cloud & Big Data Computing, Internet of People and Smart City Innovation (SmartWorld/SCALCOM/UIC/ATC/CBDCOM/IOP/SCI)*, Guangzhou, China, Oct. 8–12, 2018. IEEE, 2018, pp. 216–221, doi: <https://doi.org/10.1109/smartworld.2018.00072>
14. S. K. Azman, Y. J. Isbeih, M. S. E. Moursi, and K. Elbassioni, “A unified online deep learning prediction model for small signal and transient stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4585–4598, Nov. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.2999102>
15. O. A. Alimi, K. Ouahada, and A. M. Abu-Mahfouz, “A review of machine learning approaches to power system security and stability,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 113512–113531, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3003568>
16. Y. Zeng, “Revolutionizing power systems through electrical automation: Efficiency, reliability, and sustainability,” *Academic Journal of Science and Technology*, vol. 10, no. 1, pp. 159–162, Mar. 2024, doi: <https://doi.org/10.54097/mprf1047>
17. S. Denysiuk, M. Sopol, O. Spodynskiy, and Y. Dovgodko, “Synchronphasors in modern power systems: Definition, measurement, and WAMS architecture,” *Scientific Bulletin of the Tavria State Agrotechnological University*, vol. 15, no. 2, pp. 181–187, 2025, doi: <https://doi.org/10.32782/2220-8674-2025-15-2-21> (in Ukrainian)

References

1. I. V. Blinov et al., *Tsyfrova transformatsiia elektroenerhetyky Ukrainy. Realizatsiia v umovakh voiennoho stanu ta povoiennoho vidnovlennia [The Digital Transformation of Ukraine's Electric Power Industry: Implementation Under Martial Law and Post-War Recovery]*. Odesa: Publ. House “Helvetica”, 2025. (in Ukrainian)
2. O. A. Butkevych et al., *Zabezpechennia stiikosti enerhosystem ta yikh obiednan [Ensuring the stability of power systems and their interconnections]*. Kyiv: Inst. Electrodyn. Nat. Acad. Sci. Ukraine, 2018. (in Ukrainian)
3. A. D. Holota, *Avtomatyka v elektroenerhetychnykh systemakh [Automation in Electric Power Systems]*. Kyiv: Vyshcha shk., 2006. (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 26.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

SOPEL MYKHAILO ✉ – Doctor of Technical Sciences, Leading Researcher of the Department of Electrical Systems Automation, Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3438-5848>; e-mail: regina@regina.org.ua.

DENYSIUK SERHII – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head of the Department of Electrical Systems Automation, Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>; e-mail: spdens@ukr.net.

SPODYNSKYI OLEKSANDR – Lead Engineer of the Department of Electrical Systems Automation, Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3947-2534>; e-mail: a.spodynskyi@gmail.com.

MYKHAILEVSKYI OLEH – Lead Engineer of the Department of Electrical Systems Automation, Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9264-460X>; e-mail: mykhailev@gmail.com.

FEATURES OF DESIGN AND IMPLEMENTATION OF ADVANCED ADAPTIVE EMERGENCY CONTROL SYSTEMS FOR POWER SYSTEMS

It is shown that there is an evident need in Ukraine for the development and application of fundamentally new devices for emergency control of power system modes, particularly by leveraging international experience in the field of digital transformation of power systems based on adaptive algorithms. Based on the analysis of the evolution of the design and application of Emergency Control systems, the features of developing modern advanced adaptive Emergency Control tools for power systems are considered, aimed at increasing energy resilience during wartime and the post-war economic recovery of Ukraine. Principles for constructing advanced adaptive Emergency Control to ensure power system stability are proposed; these monitor the stability margin of the current mode and determine the control actions required to meet regulatory requirements regarding both active power in tie-lines and voltage at load centers. It is determined that synchronized measurements of voltage phase angles are of vital importance for solving the tasks of assessment and diagnostics of power system modes and the Integrated Power System of Ukraine as a whole. The practical acquisition and use of these measurements became possible with the implementation of the “Regina” hardware and software complex. The results of constructing the first advanced adaptive Emergency Control in Ukraine for the Ivano-Frankivsk energy hub are presented. During the Emergency Control design and system mode calculations, the impact of Renewable Energy Sources with an installed capacity of 1,253 MW was taken into account. The modified “Regina” complex features intelligent electronic sensors (remote modules) of a distributed intelligent analog signal input system, noise-immune discrete signal input modules, and improved data processing algorithms, including data visualization.

Keywords: power system; emergency control; transient stability monitoring systems; undervoltage load shedding; equipment overload protection; load shedding.

ТУГАЙ ЮРІЙ ІВАНОВИЧ – доктор технічних наук, старший науковий співробітник, провідний науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0704-1863>; e-mail: tugai@gmail.com.

ШЕВЧУК ВІТАЛІЙ ВАДИМОВИЧ – доктор філософії (PhD), науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0535-2630>; e-mail: vshevchuk1603@gmail.com.

КУЧАНСЬКИЙ ВЛАДИСЛАВ ВОЛОДИМИРОВИЧ ✉ – доктор технічних наук, старший дослідник, завідувач відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8648-7942>; e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com.

ПРОБЛЕМИ ІНЕРЦІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ІНВЕРТОРНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ

Масштабна інтеграція інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії суттєво змінює динамічні властивості сучасних електроенергетичних систем, насамперед через зменшення їх еквівалентної інерційності. В умовах низької інерції навіть помірні збурення активної потужності можуть призводити до значних відхилень частоти, зростання швидкості її зміни та втрати синхронності між окремими підсистемами. У статті досліджено проблему зниження інерційності енергосистем із високою часткою відновлюваної генерації та проаналізовано сучасні підходи до її компенсації на основі керування інверторами з формуванням мережі. Основну увагу приділено математичному моделюванню інвертора з керуванням типу віртуального синхронного генератора, яке базується на рівнянні коливань синхронного генератора та забезпечує формування власної частоти й фази без використання фазового автопідстроювання частоти. Показано, що такий підхід формування мережі дозволяє відтворити інерційні та демпфувальні властивості синхронних машин і суттєво підвищує частотну стійкість у слабких мережах. Запропоновано розширення моделі шляхом інтеграції системи зберігання енергії, яка забезпечує швидкодію інерційну та первинну частотну підтримку. Виконано порівняльний аналіз підходів фазового підлаштування частоти, віртуального синхронного генератора та віртуального синхронного генератора+систем накопичення енергії з точки зору їх здатності обмежувати зростання швидкості зміни відхилень частоти, підвищувати частотний надир і скорочувати час відновлення частоти. Практичну значущість результатів підтверджено аналізом масштабної системної аварії на Іберійському півострові у 2025 році, яка продемонструвала вразливість низькоінерційних енергосистем. Отримані результати свідчать, що інвертори формування мережі з віртуальною інерцією та накопичувачами енергії є необхідним функціональним елементом для забезпечення надійної роботи майбутніх енергосистем з високим рівнем інтеграції відновлюваної генерації.

Ключові слова: інерційність системи; віртуальна інерція; відновлювана енергетика; частотна стабільність; інверторні джерела.

Вступ. Швидке зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є одним із ключових чинників трансформації сучасних електроенергетичних систем. Інтеграція сонячної та вітрової генерації, що переважно підключається до мережі через силову електроніку, призводить до поступового витиснення традиційних синхронних генераторів. У результаті змінюється фундаментальна динаміка енергосистеми: зменшується еквівалентна інерційність, скорочується час реакції на збурення та зростає чутливість частотного режиму до раптових змін активної потужності [1].

Сучасні огляди та систематизації підкреслюють, що перехід до інверторно-домінованої генерації робить проблему частотної стійкості центральною, а традиційні припущення щодо «природної» інерційної підтримки стають дедалі менш справедливими [2]. Одним із ключових наслідків є зростання швидкості зміни частоти (ЗШЗЧ) та погіршення частотного надиру при тих самих величинах збурень, що істотно ускладнює роботу первинного регулювання та захистів [1, 2].

У відповідь на зазначені виклики інтенсивно розвиваються підходи до відтворення інерційної реакції засобами силової електроніки, зокрема через реалізацію віртуальна асинхронна електрична машина/віртуальний

синхронний генератор (ВАЕМ/ВСГ) у керуванні інвертором. Практичні архітектури ВАЕМ для інверторів розподіленої генерації та їх переваги над класичним керуванням із фазового автопідстроювання частоти (ФАЧ) детально розглянуті в [3]. Принципи віртуальної синхронної машини/генератора (ВСМ/ВСГ), питання налаштування віртуальної інерції та демпфування, а також практичні аспекти застосування в інверторно-домінованих мережах узагальнені в [4]. Окремо виділяється концепція синхронного інвертора, яка відтворює поведінку синхронного генератора в інверторі та забезпечує інтуїтивно зрозумілу електромеханічну аналогію для системного аналізу [5].

Поряд із розвитком алгоритмів формування мережі, у літературі наголошується на системних наслідках зменшення інерції та зростанні вимог до оперативної гнучкості енергосистеми. Зокрема, показано, що за низької інерційності традиційні механізми балансування можуть не встигати компенсувати швидкі частотні зміни, що підвищує ризики нестійкості та аварійних відключень [6]. Фундаментальні виклики низько інерційних систем – включно з ЗШЗЧ, скороченням часу до критичних частот і взаємодією контурів керування – сформульовані в [7]. Додатково, критичною стає

© Ю. І. Тугай, В. В. Шевчук, В. В. Кучанський, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

проблема системної живучості і стійкості інверторів у низько інерційних електричних мережах, де параметричні невизначеності мережі та обмеження перетворювачів можуть визначати характер перехідних процесів [8].

Окремий практичний напрям пов'язаний із частотною підтримкою вітроенергетики та ВДЕ загалом. Показано, що глибоке керування інерційністю/частотою для вітрових електростанцій здатне знижувати ЗШЗЧ і покращувати частотний надир, проте вимагає узгодження з енергетичним ресурсом і обмеженнями силової електроніки [9]. Узагальнюючі огляди підтверджують зростання ролі синтетичної інерції та швидкодіючих ресурсів у енергосистемах зі суттєвою часткою відновлюваних джерел енергії, а також підкреслюють доцільність інтеграції накопичувачів енергії для частотної підтримки [10].

Актуальність проблеми підтверджується й аналізом реальних системних подій. Зокрема, технічний звіт ENTSO-E щодо масштабної аварії на Іберійському півострові 28 квітня 2025 року підкреслює вразливість низько інерційних мереж до швидких збурень і складних взаємодій керувань інверторних джерел [11]. На цьому тлі простежується чіткий тренд до формалізації вимог щодо формування мереж зі здатністю модулів енергетичного парку на рівні ENTSO-E: перший проміжний технічний звіт 2024 року визначає базові очікування та підходи до верифікації таких функцій [12], а подальші матеріали робочих груп уточнюють контекст змін до вимог мережевого кодексу до підключення генераторів до мережі та гармонізації вимог до підключення генераторів до мережі [13]. Друга фаза технічного звіту 2025 року розглядається як наступний крок із технічним підґрунтям для впровадження вимог формування мережі у ширшій регуляторній рамці [14]. З урахуванням наведеного, зростає потреба в комплексному викладі, який поєднує математичну модель інвертора формування мережі з віртуальною інерцією, інженерні висновки щодо роботи в низько інерційних мережах і системні показники частотної стійкості (ЗШЗЧ, надир, час відновлення), а також узгоджується з практикою балансування частоти та відповідними сервісами для вітрової генерації [15].

Метою статті є аналіз проблеми зниження інерційності в електроенергетичних системах із високою часткою інверторно-орієнтованої генерації та дослідження можливостей її компенсації за допомогою інверторів з віртуальною інерцією та інтеграцією систем накопичення енергії (СНЕ). У роботі розглянуто математичну модель інвертора на основі рівняння коливань і виконано порівняння підходів ФАЧ або ВСГ або ВСГ+СНЕ за показниками ЗШЗЧ, частотного надиру та перехідної стійкості, з урахуванням сучасних наукових результатів і регуляторних тенденцій.

Виклад основного матеріалу. Урок аварії Іберійській енергосистемі полягає в тому, що інверторні джерела мають потенціал виконувати інерційні функції, якщо їхнє керування побудоване на

адекватних моделях віртуальної динаміки. Розвиток таких алгоритмів відкриває шлях до формування шару штучної інерції, який діє в часових масштабах менше 1 с і підтримує стабільність системи до того, як спрацюють традиційні регулятори частоти. Іспанська аварія 2025 р. стала показовим прикладом вразливості низькоінерційних систем та підтвердила потребу у впровадженні віртуальної інерції як невід'ємної функції інверторних джерел. Відтворення інерційної реакції у швидкодіючих інверторах дозволяє зменшити швидкість зміни частоти, забезпечити плавний перехід режимів та уникнути лавиноподібних відключень, подібних до тих, що призвели до іберійського блекауту.

Для української енергосистеми, що також має обмежене міжсистемне з'єднання з ENTSO-E та зростаючу частку ВДЕ, цей досвід є надзвичайно цінним у контексті майбутнього впровадження технологій формування мережі/ВСГ для контролю в енергосистемах з СНЕ і вітро-сонячних станціях. Аналіз показує, що навіть обмежене впровадження інверторів із функцією віртуальної інерції може істотно зменшити амплітуду коливань частоти. У табл. 1 наведено порівняння ключових характеристик класичної та віртуальної інерції, що демонструє відмінності між механічною та алгоритмічною реалізацією інерційної реакції.

Віртуальна інерція дозволяє компенсувати зменшення природної інерції енергосистеми при високій частці ВДЕ. Вона реалізується через інвертори GFL (Grid-Following Inverter), що «слідують за мережею», синхронізуючись із нею, а GFM (Grid-Forming Inverter), що «формують мережу» із вбудованими системами накопичення енергії, забезпечуючи підтримку частоти та напруги. Хоча стратегії керування здебільшого застосовуються у трифазних мережах, дослідження підтверджують їхню ефективність і в однофазних розподільчих системах, де реалізація рівняння коливань дозволяє емулювати інерційні властивості генераторів. У сучасних вітроелектростанціях зі змінною швидкістю інвертори зі зворотними перетворювачами активно використовують віртуальну інерцію для підвищення стійкості системи. Таким чином, поєднання ВДЕ, акумуляторів та інтелектуальних алгоритмів формує мікромережі, здатні працювати як автономно, так і у складі об'єднаної енергосистеми.

Оскільки системи відновлюваної енергетики здебільшого функціонують через багатоетапне перетворення змінного та постійного струму, сучасні енергомережі вже містять велику кількість інверторів. Це призводить до зменшення природної інерції системи [6]. Одним із практичних шляхів розв'язання проблеми є програмування інверторів так, щоб вони імітували роботу синхронних генераторів. Перші підходи до цього ґрунтувалися на відтворенні характеристик індукційних машин, оскільки вони вже традиційно використовували залежність між крутним моментом і швидкістю, що дозволяло підтримувати стабільність мережі, використовуючи наявне обладнання більшості ВДЕ-установок.

Таблиця 1 – Порівняння класичної та віртуальної інерції в електроенергетичних системах

Критерій	Класична інерція (синхронні генератори)	Віртуальна інерція (інвертори ВДЕ)
Джерело інерції	Механічна енергія, накопичена у масі ротора	Алгоритмічна імітація динаміки генератора через керування інвертором
Час реакції	Відносно повільний (механічні процеси)	Дуже швидкий (мілісекунди), обмежується швидкодією контролера
Регулювання параметрів	Фіксоване значення інерції, залежне від фізичних характеристик машини	Гнучке налаштування параметрів інерції (віртуальна маса, демпфування)
Вплив на RoCoF	Природне обмеження темпу зміни частоти	Може адаптивно налаштовуватися для пригнічення ЗПЗЧ
Сумісність із мережею	Органічна частина системи, працює автономно	Потребує алгоритмів керування (синхронний інвертор, ВСГ, GFM/GFL)
Можливість інтеграції	Не потребує додаткового обладнання	Реалізується у ВДЕ через інвертори та системи зберігання енергії
Обмеження	Втрачається зі зменшенням частки синхронних генераторів	Залежить від налаштування алгоритмів та наявності накопичувачів енергії
Роль у сучасних мережах	Традиційна основа стабільності частоти	Ключова допоміжна послуга в умовах високого проникнення ВДЕ

Перший підхід фундаментально спирається на рівняння коливань, яке описує динаміку ротора синхронного генератора у відповідь на дисбаланс між механічною вхідною та електричною вихідною потужністю. Таким чином інвертор здатний відтворювати поведінку синхронної машини й забезпечувати віртуальну інерцію. Одним із перших методів цього класу став синхроінвертором, що реалізує інверторну систему, яка емулює синхронний генератор. Оскільки у глобальній енергетиці все ще переважають синхронні машини на базі теплових електростанцій, такий підхід спрощує інтеграцію інверторів у мережу: система сприймає їх як ще один синхронний блок. Архітектура синхроінвертора передбачає, що інвертор постачає потужність, а вбудований контролер відтворює електромеханічну динаміку.

У роботі запропоновано вдосконалене керування ВСГ як новий метод керування мікромережею без використання каналів зв'язку. Регулятор реактивного опору статора розроблено на основі аналізу моделі у просторі станів, що забезпечує підвищення демпфування активної потужності та коректний розподіл перехідної активної потужності. Крім того, запропоновано нову стратегію керування реактивною потужністю без зв'язку, засновану на інверсному законі просадки напруги (*VQ-droop*) та оцінці напруги загальної шини змінного струму. Такий підхід дозволяє досягти точного розподілу реактивної потужності, стійкого як до змін активного навантаження, так і до невідповідності параметрів лінійного імпедансу

Математична модель інвертора з формуванням мережі з віртуальною інерцією та її значення для електроенергетичних систем із низькою інерційністю. Масштабна інтеграція інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії докорінно змінює динамічні властивості сучасних електроенергетичних систем, насамперед через істотне зменшення їх еквівалентної інерції. В

таких умовах традиційна парадигма регулювання частоти, що базується на динаміці синхронних генераторів, стає дедалі менш ефективною, особливо в слабких електричних мережах та за наявності великих збурень. Для розв'язання цієї проблеми в роботі застосовано стратегію керування з формуванням мережі реалізовану на основі концепції віртуального синхронного генератора, яка дозволяє інверторним джерелам активно брати участь у формуванні та стабілізації частоти.

Розглянуто трифазний інвертор, підключений до електричної мережі через фільтр типу L_f-R_f , який працює в режимі формування мережі та самостійно генерує напругу, частоту і фазу без використання ФАЧ. Математична модель сформульована в синхронній системі координат d_q , пов'язаній із внутрішнім кутом інвертора $\theta = \delta_v$. На відміну від керування типу слідування за мережею, цей кут не задається мережею, а формується динамічно самим контролером, що є принципово важливим для забезпечення стійкої роботи в умовах низького відношення короткого замикання.

Електрична динаміка взаємодії інвертора з мережею описується рівняннями фільтра у координатах d_q , тоді як активна та реактивна потужності визначаються за стандартними миттєвими співвідношеннями та підлягають фільтрації для усунення високочастотних складових. Ключовим елементом керування з формуванням мережі є реалізація рівняння коливань, яке відтворює електромеханічну динаміку синхронного генератора. Внутрішня частота інвертора визначається рівнянням

$$2H_v\dot{\omega}_v = P^* - P_f - D_v(\omega_v - \omega_0), \quad (1)$$

де H_v – коефіцієнт віртуальної інерції,
 D_v – коефіцієнт віртуального демпфування,
 P^* – завдання активної потужності,
 ω_0 – номінальна частота системи. Кут напруги інвертора отримується шляхом інтегрування

внутрішньої частоти відповідно до співвідношення $\dot{\theta} = \omega_0$, що забезпечує синхронізацію без ФАЧ.

Такий підхід дозволяє інвертору формувати інерційну реакцію в перші сотні мілісекунд після збурення, тобто в критичному часовому інтервалі, необхідному для обмеження швидкості зміни частоти ЗШЗЧ та запобігання глибоким частотним провалам. На відміну від керування типу слідуванням за мережею, де частотна підтримка є опосередкованою та запізненою, запропонований підхід забезпечує безпосередню фізичну аналогію з динамікою синхронної машини.

Первинне регулювання частоти та розподіл навантаження між декількома джерелами реалізуються за допомогою законів статичного регулювання у випадку зниження частоти, які пов'язують частоту з активною потужністю, а напругу – з реактивною потужністю. Додатково в модель введено віртуальний імпеданс, який підвищує демпфування, зменшує циркуляційні струми та покращує стійкість до змін параметрів мережі, що є особливо актуальним для розгалужених або слабких мереж передачі.

Для подальшого підвищення частотної стійкості в структуру керування СНЕ, яка забезпечує комбіновану інерційну та первинну частотну підтримку. Акумуляторна система дозволяє здійснювати швидку ін'єкцію або поглинання активної потужності, пропорційну як відхиленню частоти, так і швидкості її зміни. Така багаторівнева реакція істотно підвищує здатність системи протидіяти значним дисбалансам потужності без спрацювання аварійних захистів.

Практична значущість запропонованої математичної моделі підтверджується аналізом масштабної системної аварії, що сталася на Іберійському півострові у квітні 2025 року. Під час цієї події еквівалентна інерція енергосистеми знизилася до критично низького рівня, тоді як частка інверторної генерації перевищила дві третини загального виробництва. Висока швидкість зміни частоти призвела до лавиноподібного відключення фотоелектричних електростанцій та втрати синхронності між регіональними підсистемами. З позиції представленої моделі така поведінка є прямим наслідком недостатньої інерційної реакції у початковій фазі збурення, коли традиційні механізми первинного регулювання не встигають спрацювати.

Аналітична оцінка на основі запропонованого підходу свідчить, що навіть часткове впровадження інверторів з формуванням мережі та коефіцієнтом віртуальної інерції в діапазоні 2–6 с здатне істотно знизити ЗШЗЧ та підвищити частотний надир, тим самим збільшуючи доступний час для залучення резервів первинного регулювання. Поєднання такого керування з акумуляторними системами зберігання енергії додатково посилює інерційну та демпфувальну реакцію системи, зменшуючи ймовірність каскадних відключень і фрагментації мережі.

Отже, запропонована математична модель не лише забезпечує узгоджену основу для моделювання електромагнітних перехідних процесів в середовищах PSCAD/EMTDC та MATLAB/Simulink, але й надає

фізично обґрунтоване пояснення причин і механізмів розвитку реальних аварій у низькоінерційних енергосистемах. Результати дослідження підтверджують, що інвертори з формуванням мережі та віртуальною інерцією слід розглядати не як додаткову опцію керування, а як необхідний функціональний шар штучної інерції для забезпечення частотної стабільності майбутніх електроенергетичних систем.

Результати моделювання та експериментальних досліджень. Результати моделювання, виконаного в середовищах PSCAD/EMTDC та MATLAB/Simulink, підтверджують ефективність запропонованої схеми керування ВСГ щодо підвищення частотної стійкості енергосистеми. Моделювання проводилося для сценарію раптового дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у., що відповідає аварійному відключенню генерації або стрибку ФАЧ. Для базового випадку з традиційної технологією формування мережі з керуванням на основі ФАЧ максимальна швидкість зміни частоти досягала ЗШЗЧ $\approx 0,65$ Гц/с, а мінімальне значення частоти знижувалося до 49,2 Гц. Час відновлення частоти до рівня 49,8 Гц перевищував 14 с, що вказує на обмежену ефективність первинного регулювання в умовах зниженої інерційності.

У разі застосування запропонованої схеми керування ВСГ максимальне значення ЗШЗЧ зменшувалося до 0,32 Гц/с, а частотний надир підвищувався до 49,6 Гц. При цьому час відновлення частоти скорочувався до 6–7 с, що свідчить про суттєве покращення динамічних характеристик системи. Зменшення амплітуди коливань активної потужності генератора становило близько 40 % порівняно з ФАЧ-керуванням завдяки введенню віртуальної інерції та демпфування. Додаткові розрахунки показали, що інтеграція акумуляторної системи зберігання енергії (ВСГ+СНЕ) дозволяє ще більше покращити показники частотної стійкості: ЗШЗЧ не перевищував 0,25 Гц/с, а відновлення частоти до номінального значення відбувалося менш ніж за 5 с. Це досягається за рахунок швидкої ін'єкції активної потужності в інерційній фазі перехідного процесу.

Отримані результати підтверджують, що запропонована схема керування ВСГ забезпечує бажані характеристики як у перехідних, так і в усталених режимах роботи, знижує глибину частотного надир, обмежує ЗШЗЧ та підвищує ефективність демпфування коливань. Таким чином, ВСГ-керування може розглядатися як ефективне рішення для підвищення стійкості енергосистем з високою частотою інверторної генерації та обмеженою природною інерцією. У табл. 2 наведено порівняння ключових показників частотної стійкості електроенергетичної системи для різних стратегій керування інверторними джерелами (СНЕ, ВСГ та ВСГ+СНЕ) за умов ступінчастого дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у. при номінальній частоті $f_0 = 50$ Гц. Аналіз охоплює частотний надир, максимальну ЗШЗЧ та час відновлення частоти, що дозволяє кількісно оцінити вплив віртуальної інерції та інтеграції систем

накопичення енергії на стійкість низькоінерційної системи.

Таблиця 2 – Порівняння показників частотної стійкості за різних стратегій керування. Сценарій збурення: ступінчастий дефіцит активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у.; $f_0 = 50$ Гц

Стратегія керування	Мах ЗШЗЧ, Гц/с	f_{min} , Гц	$\Delta f_{0_{minmax}}$, Гц	t, с
	0,65	49,2	0,8	14
ВСГ	0,32	49,6	0,4	6-7
ВСГ + СНЕ	0,25	49,7	0,3	≤ 5

Аналіз результатів, наведених у табл. 2, свідчить, що стратегія керування на основі СНЕ характеризується найгіршими показниками частотної стійкості в умовах дефіциту активної потужності. Для цього випадку спостерігається найглибший частотний надир і найбільші значення ЗШЗЧ, що є наслідком відсутності інерційної реакції та обмежених демпфувальних властивостей інверторного керування. Застосування керування типу ВСГ істотно покращує динаміку частоти. Відтворення електромеханічної інерції синхронної машини дозволяє зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти після збурення, забезпечуючи додатковий часовий резерв для дії первинного регулювання. Разом із цим спостерігається скорочення часу відновлення частоти до допустимого діапазону порівняно з базовим ФАЧ-керуванням.

Найкращі результати досягаються при використанні комбінованої стратегії VSG+BESS. Інтеграція системи накопичення енергії забезпечує швидкодіючу підтримку активної потужності в перші сотні мілісекунд після збурення, що суттєво зменшує як глибину частотного надиру, так і максимальні значення ЗШЗЧ. Крім того, така стратегія характеризується найкоротшим часом відновлення частоти та найменшими коливаннями в перехідному режимі. Отримані результати підтверджують, що поєднання віртуальної інерції та швидкодіючих накопичувачів енергії формує багаторівневу систему частотної підтримки, яка є принципово необхідною для забезпечення стійкої роботи електроенергетичних систем із високою часткою інверторно-орієнтованої відновлюваної генерації.

На рис. 1 показано часові залежності нормованої частоти електроенергетичної системи після раптового дефіциту активної потужності. Базовий випадок із ФАЧ-керуванням характеризується глибоким частотним надиром та високими значеннями ЗШЗЧ, що свідчить про відсутність інерційної підтримки в інверторно-домінованій системі. Застосування керування типу VSG дозволяє зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти завдяки відтворенню інерційної реакції синхронного генератора. Найкращі динамічні характеристики досягаються при використанні комбінованої стратегії ВСГ+СНЕ, яка забезпечує додаткову швидкодіючу

підтримку активної потужності, істотно зменшує частотний надир та скорочує час відновлення частоти.

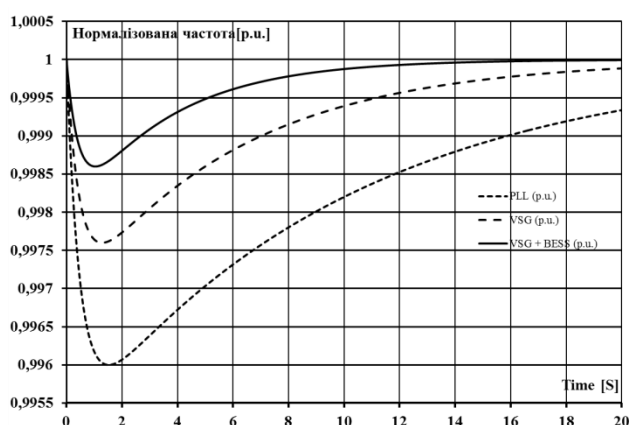


Рисунок 1 – Ілюстративна нормована (р.у.) частотна реакція електроенергетичної системи після ступінчастого дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у. для різних стратегій керування інверторними джерелами: ФАЧ, ВСГ та ВСГ+СНЕ. Частотні криві калібровані з урахуванням параметрів низькоінерційних режимів, характерних для іспанської системної аварії 28 квітня 2025 року.

Отримані результати моделювання, наведені на рис. 1, наочно демонструють визначальний вплив вибору стратегії керування інверторними джерелами на частотну стійкість низькоінерційної електроенергетичної системи. Базовий випадок із ФАЧ-керуванням характеризується глибоким частотним надиром та ЗШЗЧ, що створює підвищений ризик спрацювання частотних захистів і втрати синхронізму. Застосування керування типу ВСГ забезпечує ефективне відтворення інерційної реакції, що дозволяє суттєво зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти після збурення. Найкращі динамічні показники досягаються при інтеграції системи накопичення енергії (ВСГ+СНЕ), яка забезпечує швидкодіючу підтримку активної потужності, скорочує час відновлення частоти та формує найбільш стійку частотну реакцію, релевантну для умов інверторно-домінованих мереж та сценаріїв, подібних до іспанської системної аварії 2025 року.

Висновки. У статті досліджено проблему зниження системної інерційності в сучасних електроенергетичних системах, зумовлену масштабною інтеграцією інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії. Показано, що традиційна парадигма частотного регулювання, сформована в умовах домінування синхронних генераторів, втрачає ефективність у мережах із низькою еквівалентною інерцією та зростаючою часткою електричних мереж з низької інерцією.

Додаткова інтеграція системи зберігання енергії в структуру керування ВСГ формує багаторівневу частотну відповідь, яка поєднує інерційну підтримку, пропорційну швидкості зміни частоти, з первинним частотним регулюванням, пропорційним її відхиленню. Конфігурація ВСГ+СНЕ дозволяє суттєво скоротити час відновлення частоти, обмежити амплітуду коливань активної потужності та підвищити

загальну стійкість енергосистеми до великих збурень. Такий підхід наближає інверторні джерела за функціональністю до класичних синхронних електростанцій.

Отримані результати мають безпосередні інженерні та регуляторні наслідки. Вони обґрунтовують необхідність включення функцій формування мережі та віртуальної інерції до мережевих кодексів для інверторних джерел, а також стимулювання інтеграції систем зберігання енергії як ключового елемента забезпечення частотної стійкості. Запропонована модель може бути використана як базис для подальших чисельних і експериментальних досліджень, а також для розроблення практичних рекомендацій щодо проектування та експлуатації енергосистем з високим рівнем інтеграції відновлюваної генерації.

Список літератури

- Kundur P. S., Malik O. P. Power system stability and control. 2nd ed. New York : McGraw-Hill Education, 2022. 976 p.
- Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: a critical review / Q. Salem et al. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2025. Vol. 6. P. 775–801. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>.
- D'Arco S., Suul J. A., Fosso O. B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 122. P. 180–197. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.01.001>.
- Muftau B., Fazeli M. The role of virtual synchronous machines in future power systems: a review and future trends. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 206. 107775. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.107775>.
- Zhong Q.-C., Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58, no. 4. P. 1259–1267. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>.
- Ulbig A., Andersson G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wrocław, Poland, 18–22 August 2014. 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/pscc.2014.7038383>.
- Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper) / F. Milano et al. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, 11–15 June 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.23919/pscc.2018.8450880>.
- Moore P., Alimi O. A., Abu-Siada A. A review of system strength and inertia in renewable-energy-dominated grids: challenges, sustainability, and solutions. *Challenges*. 2025. Vol. 16, no. 1. 12. DOI: <https://doi.org/10.3390/challe16010012>.
- Advanced virtual inertia control against wind power intermittency / M. Abdillah et al. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. 2022. Vol. 28, no. 3. P. 1256–1265. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v28.i3.pp1256-1265>.
- Power systems with high renewable energy sources: a review of inertia and frequency control strategies over time / A. Fernández-Guillamón et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 115. 109369. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>.
- 28 April 2025 Blackout. ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
- ENTSO-E. Grid forming capability of power park modules. First interim report on technical requirements. 2024. 51 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf.
- TOP 4.1 – Technical Group on Grid Forming Capability. *37th Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC)*, Brussels, Belgium, 19 March 2025. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2025/TOP_4.1_ENTSOE_Technical_Group_on_Grid_Forming_Capability.pdf.
- ENTSO-E. Grid forming capability of power park modules. Report on technical requirements. 2025. 79 p. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2025/TG_GFC_Version_2.pdf.
- Boyle J., Littler T., Foley A. Review of frequency stability services for grid balancing with wind generation. *The Journal of Engineering*. 2018. Vol. 2018, no. 15. P. 1061–1065. DOI: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.0276>.

References

- P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, 2nd ed. New York: McGraw-Hill Educ., 2022.
- Q. Salem, B. B. Fawaz, R. Aljarrah, and M. Karimi, “Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: a critical review,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 6, pp. 775–801, 2025, doi: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>
- S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180–197, May 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.01.001>
- B. Muftau and M. Fazeli, “The role of virtual synchronous machines in future power systems: a review and future trends,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, May 2022, Art. no. 107775, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.107775>
- Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>
- A. Ulbig and G. Andersson, “Analyzing operational flexibility of electric power systems,” in *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wrocław, Poland, Aug. 18–22, 2014. IEEE, 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/pscc.2014.7038383>
- F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, Jun. 11–15, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.23919/pscc.2018.8450880>
- P. Moore, O. A. Alimi, and A. Abu-Siada, “A review of system strength and inertia in renewable-energy-dominated grids: Challenges, sustainability, and solutions,” *Challenges*, vol. 16, no. 1, Feb. 2025, Art. no. 12, doi: <https://doi.org/10.3390/challe16010012>
- M. Abdillah, S. Andi, T. A. Nugroho, and H. Setiadi, “Advanced virtual inertia control against wind power intermittency,” *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 28, no. 3, pp. 1256–1265, Oct. 2022, doi: <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v28.i3.pp1256-1265>
- A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, and Á. Molina-García, “Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, Nov. 2019, Art. no. 109369, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
- “28 April 2025 Blackout.” ENTSO-E. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
- ENTSO-E, “Grid forming capability of power park modules. First interim report on technical requirements,” May 2024. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf
- “TOP 4.1 – technical group on grid forming capability,” in *37th Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC)*, Brussels, Belgium, Mar. 19, 2025. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2025/TOP_4.1_ENTSOE_Technical_Group_on_Grid_Forming_Capability.pdf
- ENTSO-E, “Grid forming capability of power park modules. Report on technical requirements,” Oct. 2025. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2025/TG_GFC_Version_2.pdf

15. J. Boyle, T. Littler, and A. Foley, "Review of frequency stability services for grid balancing with wind generation," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 15, pp. 1061–1065, Oct. 2018m doi: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.0276>

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 02.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.1

TUGAI YURII – Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher, Leading Researcher of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0704-1863>; e-mail: tugai@gmail.com.

SHEVCHUK VITALIY – Doctor of Philosophy (PhD), Researcher of the Department of Optimization of Power Supply Systems, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0535-2630>; e-mail: vshevchuk1603@gmail.com.

KUCHANSKYI VLADYSLAV ✉ – Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher, Head of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics, National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8648-7942>; e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com.

INERTIA PROBLEMS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS WITH INVERTER GENERATION SOURCES

The large-scale integration of inverter-based renewable energy sources significantly alters the dynamic behavior of modern power systems, primarily due to a substantial reduction in equivalent system inertia. Under low-inertia conditions, even moderate power imbalances may lead to severe frequency deviations, increased rate of change of frequency and loss of synchronism between interconnected areas. This paper investigates the problem of inertia reduction in power systems with a high share of renewable generation and analyzes advanced control strategies aimed at compensating for this effect through grid-forming inverter technologies. The study focuses on the mathematical modeling of a grid-forming inverter controlled as a Virtual Synchronous Generator. The proposed approach is based on the swing equation of a synchronous generator and enables the inverter to internally generate frequency and phase without relying on a phase-locked loop. It is shown that such a control strategy effectively emulates inertial and damping properties of synchronous machines and significantly enhances frequency stability in weak grids. The model is further extended by integrating a battery energy storage system, which provides fast inertial and primary frequency support through active power injection. A comparative discussion of phase-locked loop-based grid-following control, Virtual Synchronous Generator, and Virtual Synchronous Generator + battery energy storage system configurations is presented in terms of their ability to limit RoCoF, improve the frequency nadir, and reduce frequency recovery time. The practical relevance of the proposed approach is highlighted by analyzing the large-scale power system disturbance that occurred in the Iberian Peninsula in 2025, which exposed the vulnerability of low-inertia systems dominated by inverter-based generation. The results demonstrate that grid-forming inverters equipped with virtual inertia and energy storage should be regarded as a key functional layer for ensuring frequency resilience and reliable operation of future low-carbon power systems.

Keywords: system inertia; virtual inertia; renewable integration; frequency stability; inverter-based generation; grid-forming control.

ХАРЧЕНКО ВІТАЛІЙ АНДРІЙОВИЧ ✉ – аспірант кафедри електричних станцій, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; ТОВ «Мала Комп'ютерна академія ШАГ Житомир» м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-6013-9529>; e-mail: vitalii.kharchenko@ieec.khpi.edu.ua.

МОДЕЛЬ ЦИФРОВОГО КОНТУРУ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОВИДОБУТКУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

У статті запропоновано модель цифрового контуру підвищення енерговидобутку фотоелектричних систем, сформовану на основі структурованого аналізу сучасних міжнародних досліджень. Актуальність роботи зумовлена тим, що ефективність роботи фотоелектричних станцій залежить не лише від технічних характеристик обладнання, а й від здатності системи своєчасно виявляти причини зниження виробітку електроенергії та обґрунтовано обирати подальшу експлуатаційну або сервісну дію. Розглянуто умови, за яких фотоелектричні системи втрачають частину потенційного енерговидобутку, зокрема часткове затінення сонячних модулів, швидкі зміни погодних параметрів, забруднення поверхні панелей, поступову деградацію обладнання та появу технічних несправностей. Метою статті є формування інтегрованого підходу до маршрутизації рішень у цифровому контурі фотоелектричної системи на основі кількісних результатів сучасних досліджень. Проаналізовано сучасні підходи до керування точкою максимальної потужності, прогнозування виробітку електроенергії, виявлення несправностей, оцінювання забруднення, моніторингу технічного стану та підтримки рішень щодо експлуатаційного або сервісного втручання. Визначено, що окремі алгоритмічні рішення вже демонструють високі кількісні результати у власних класах задач, однак їх використання у великих фотоелектричних комплексах залишається обмеженим через недостатню формалізацію переходу від результату окремої моделі до практичного рішення на рівні всієї станції. Запропонований цифровий контур розглядається не як набір незалежних аналітичних модулів, а як інтегрована система, у якій прогнозування, виявлення відхилень, оцінювання забруднення, аналіз стану обладнання та маршрутизація рішень працюють узгоджено. Окрему увагу приділено формалізації процесу вибору дій на основі сукупності сигналів системи. Запропонований підхід дає змогу розмежовувати ситуації, у яких достатньо локальної корекції режиму роботи, від випадків, де потрібно переналаштувати прогнозну модель, виконати очищення сонячних модулів або ініціювати адресне технічне обслуговування. Наукова новизна роботи полягає у формалізації зв'язку між кількісними результатами сучасних алгоритмічних підходів і типами практичних рішень на рівні фотоелектричної станції. Практичне значення роботи полягає у можливості використання запропонованої моделі як основи для цифрових систем підтримки рішень на фотоелектричних станціях. Така логіка дозволяє зменшити ризик необґрунтованих сервісних втручань, уникнути помилкового трактування забруднення або прогнозної похибки як технічної несправності та підвищити обґрунтованість експлуатаційних рішень.

Ключові слова: фотоелектростанція; енерговидобуток; прогнозування; діагностування; забруднення; обслуговування; моніторинг; маршрутизація; моделювання; керування.

1. Постановка проблеми. Сучасні фотоелектричні системи працюють в умовах, за яких сам факт наявності контуру відстеження точки максимальної потужності сонячного модуля (Maximum Power Point Tracking, MPPT) вже не гарантує максимального енерговидобутку. Втрати формуються багатofакторно: вони можуть бути пов'язані з частковим затіненням, швидкою зміною метеорологічних умов, похибками прогнозу виробітку на добу наперед та прогнозу всередині поточної доби на коротких горизонтах прогнозування, деградацією обладнання, міжстрінговим дисбалансом, локальними дефектами, проблемами вимірювального тракту, а також забрудненням поверхні модулів.

На рівні окремих підсистем сучасна наука досягла суттєвого прогресу. Однак для реальної експлуатації великої сонячної електростанції або великого фотоелектричного (photovoltaic, PV) об'єкта (PV-станція) недостатньо знати, що певний MPPT-алгоритм має вищу ефективність, що прогнозна модель має меншу середньоквадратичну помилку моделі прогнозування (Root Mean Square Error, RMSE), а класифікатор помилок має вищу точність. Для оператора критично важливо інше: який саме тип втручання виправданий за наявності конкретного набору сигналів. Саме тут виникає методична проблема, яка в наукових роботах часто залишається неформалізованою.

У більшості прикладних реалізацій різні алгоритмічні модулі працюють ізольовано. MPPT-контролер реагує на локальну динаміку струму та напруги, прогнозний модуль оцінює очікуваний виробіток, модуль діагностики помилок виявляє аномалії, а рішення про очищення чи сервіс приймаються за окремими правилами. Таке розділення спрощує локальне проектування, але не дає єдиного механізму переходу від різнорідних сигналів до обґрунтованого рішення рівня станції.

Для обґрунтування доцільності цифрової інтеграції потрібно спиратися на сучасні результати досліджень, визначати алгоритмічні підходи, що справді забезпечують операційну ефективність, та формалізувати ці переваги у вигляді конкретних процедур маршрутизації рішень, ці аспекти становлять актуальну наукову проблему, якій присвячується дана робота.

2. Аналіз останніх досліджень і виділення невирішених частин проблеми. У 2022–2025 роках сформувався виразний тренд на розширення цифрових функцій фотоелектричних систем, тобто систем генерування електроенергії на основі сонячних панелей PV-система від окремого контролю до комплексної аналітики рівня станції. Огляд застосувань машинного навчання для сонячних установок показує, що сучасне поле досліджень уже охоплює прогнозування виробітку електроенергії,

© В. А. Харченко, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автор заявив про відсутність конфлікту

виявлення аномалій, аналітика очищення, оцінювання продуктивності та завдання, орієнтовані на технічне обслуговування [1]. Вужчий систематичний огляд методів штучного інтелекту для фотоелектричних систем підтверджує, що окремі підходи вже достатньо добре розроблені, однак проблема їх інтеграції в єдину експлуатаційну логіку залишається відкритою [2].

Перший напрям пов'язаний із МРРТ. Систематичний огляд сучасних МРРТ-підходів фіксує зміщення від класичних алгоритмів, заснованих на малих збуреннях і спостереженні за зміною потужності, а також методів на основі приросту провідності, до гібридних, мета-евристичних та інтелектуальних стратегій. Особливо це актуально для режимів часткового затінення сонячних модулів і швидкої зміни зовнішніх умов [3].

Первинні порівняльні дослідження 2024–2025 років показують, що сучасні гібридні та рішення на основі штучного інтелекту, здатні забезпечувати вищу ефективність і кращу адаптивність у складних режимах, ніж традиційні алгоритми [4–6]. Водночас ці результати самі по собі ще не відповідають на питання, коли відхилення слід спрямовувати на локальне коригування режиму роботи, а коли потрібно шукати технічну несправність.

Другий напрям охоплює прогнозування фотоелектричної генерації. Огляд 2025 року підкреслює, що для практики вирішальними є не тільки RMSE або середня абсолютна помилка (Mean Absolute Error, MAE), а й відповідність архітектури моделі часовому горизонту, складу даних і конкретній прикладній задачі [7]. Первинні дослідження 2024–2025 років демонструють, що сучасні підходи, засновані на часових ознаках, трансформерних моделях і цифрових двійниках, можуть покращувати якість прогнозування та стійкість перенесення між станціями [8–10]. Отже, частина розбіжностей між фактичним виробітком електроенергії або фактичною потужністю чи енергією системи Y_{fact} та еталонним або очікуваним виробітком Y_{ref} має інтерпретуватися, як невідповідність між умовами прогнозування та фактичними умовами роботи системи.

Третій напрям стосується виявлення факту несправності або аномалії встановлення типу несправності та локалізації, тобто визначення місця або вузла, де виникла несправність. Оглядові роботи 2023 року показують перехід від моделей, у яких рішення приймаються за формалізованими правилами, а не через довільний інтегральний індекс і суто електричних методик до гібридних моделей, які працюють з часовими, візуальними або комбінованими ознаками [11]. Первинні дослідження 2024–2025 років уже демонструють дуже високі показники точності, а в окремих випадках і локалізацію дефектів без дорогих додаткових вимірювальних процедур [12–14]. Саме можливість локалізації змінює характер рішення: від загального сигналу про наявність аномалії до цільового технічного обслуговування.

Четвертий напрям пов'язаний із виявленням забруднення поверхні сонячних та рішенням про

очищення сонячних панелей. Сучасні огляди підкреслюють, що очищення більше не повинно бути суто календарною процедурою. Рішення має спиратися на оцінювання втрат, атмосферні умови, характер забруднення та очікуваний ефект від виконання очищення [15]. Емпіричні роботи 2024 року показують, що моделі машинного навчання на основі зображень уже забезпечують якість, достатню для попередньої аналітичної перевірки та прийняття практичного рішення без повної технічної експертизи. Водночас моделі забруднення на великих фотоелектричних станціях, під'єднаних до електромережі, можуть використовуватися для оптимізації графіка очищення [16, 17].

П'ятий напрям формується на стику аналітики технічного обслуговування та прогнозованого технічного обслуговування, оснований на штучному інтелекті, коли сервіс планується на основі діагностичних ознак, а не лише за календарем. Огляд 2025 року показує, що рішення щодо технічного обслуговування все частіше базуються не на регламенті, а на моделі пріоритизації втручань, пов'язаній зі станом системи та ризиком відмови [18]. Це безпосередньо підводить до задачі інтегрованого шару цифрового контуру, у якому сигнали з різних алгоритмічних модулів перетворюються на практичне експлуатаційне рішення. Отже, невирішена частина проблеми полягає не у відсутності окремих алгоритмів, а в недостатній формалізації зав'язків між ними. У сучасній літературі бракує компактної моделі, орієнтованої на порівняння з еталонними показниками, яка б:

- спиралася виключно на сучасні джерела (починаючи з 2021 року);
- пов'язувала кількісні результати різних класів алгоритмів з типом управлінської або сервісної дії;
- трактувала цифровий контур PV-системи як цілісну систему прийняття рішень, а не як набір непов'язаних підсистем.

3. Мета та завдання дослідження. Метою статті є розроблення підходу до побудови інтегрованого цифрового контуру підвищення енерговидобутку у фотоелектричних системах. Запропонований підхід спирається на кількісні результати сучасних досліджень, порівняння з еталонними показниками та правила прийняття рішень, сформовані на основі структурованого огляду міжнародних досліджень 2022–2025 років. Для досягнення мети вирішено такі завдання:

1. сформував сучасний цільовий корпус міжнародних джерел, релевантних задачам МРРТ, прогнозування, діагностування несправностей, аналітики забруднення та прогнозованого технічного обслуговування;
2. виконати узагальнення кількісних результатів цих досліджень на основі порівняння з еталонними показниками;
3. побудувати таксономію інтегрованого цифрового контуру PV-системи;

4. розробити порівняльну матрицю «еталонний показник тип втручання»;

5. сформувавши модель маршрутизації рішень на основі правил без використання довільних вагових коефіцієнтів;

6. провести аналітичну валідацію моделі на репрезентативних кейсах із сучасної літератури.

4. Матеріали та методи. Дослідження виконано як структурований огляд літератури з наперед заданими критеріями відбору й аналізу джерел та аналітичним синтезом, орієнтованим на порівняння з еталонними показниками. Робота не претендує на статус мета-аналізу або систематичного огляду за методикою PRISMA (Preferred Reporting Items for Systematic reviews and Meta-Analyses). Натомість її методична сила полягає в прозорому формуванні сучасного корпусу джерел, уніфікованому виокремленні еталонних показників та їх переведенні в операційно значущі правила маршрутизації рішень.

4.1. Формування корпусу джерел. До корпусу джерел включено 18 міжнародних джерел 2022–2025 років. Джерела відібрано за такими критеріями:

1. рік публікації не раніше 2021;
2. пряма прив'язка до PV-систем;
3. наявність систематизації алгоритмічних класів або кількісно представленого експериментального результату;
4. придатність результату для операційної інтерпретації на рівні станції.

Критеріями виключення були:

1. джерела до 2021 року;
2. загальні роботи про відновлювальну енергію без чіткого PV-фокусу;
3. публікації без опису моделі, метрик або практичного контексту застосування;
4. матеріали, у яких неможливо пов'язати отриманий результат з конкретним типом втручання.

Фінальний корпус складається з:

- 7 оглядових джерел або систематичних оглядів [1–3, 7, 11, 15, 18];
- 11 первинних експериментальних або порівняльних статей [4–6, 8–10, 12–14, 16, 17]

4.2. Протокол аналітичного синтезу еталонних показників. Для кожного джерела виконано уніфіковане витягання п'яти груп характеристик:

1. алгоритмічний клас;
2. тип вхідних даних;
3. домінуюча метрика якості;
4. рівень доказовості результату;
5. операційна інтерпретація для енерговидобутку та сервісного втручання.

У роботі використано три рівні доказовості:

- E1 – систематичні огляди або огляди сучасного стану досліджень, які формують рамку актуальних підходів;
- E2 – первинні порівняльні або експериментальні роботи з явними кількісними метриками;

- E3 – прикладні дослідження, де результат безпосередньо інтерпретується як підстава для операційної або сервісної дії.

Ключовий методичний принцип роботи полягає в тому, що до побудови моделі прийняття рішень допускаються лише ті результати, які мають щонайменше E2-довказовість, а для сервісних маршрутів перевага надається E3-підтвердженням кейсам.

4.3. Таксономія цифрового контуру, орієнтована на еталонні показники. У цій статті цифровий контур PV-системи описано через 5 функціональних шарів:

1. Шар енерговидобутку – алгоритми MPPT та локального режимного керування;

2. Шар прогнозування, моделі короткострокового прогнозування, поточної доби та день вперед;

3. Шар інтелектуального оцінювання стану – виявлення несправностей, їх локалізація та оцінювання деградації;

4. Шар аналітики забруднення – моделі оцінювання забруднення та аналітика доцільності очищення;

5. Шар прийняття рішень – правила операційного реагування на основі доказовості сигналу.

Ця таксономія відрізняється від традиційної класифікації за типом моделі тим, що виходить не з формальної архітектури алгоритму, а з типу рішення, який той алгоритм здатний підтримати.

4.4. Модель маршрутизації рішень на основі правил. Щоб уникнути довільності інтегральних індексів, у статті відмовлено від лінійного об'єднання різномірних сигналів із фіксованими ваговими коефіцієнтами. Натомість запропоновано ієрархічну модель на основі правил, що використовує п'ять груп сигналів:

1. S_loss – підтверджений недобір енерговидобутку відносно еталонного або очікуваного режиму;

2. S_local – ознаки локальної режимної причини втрати на рівні MPPT або перетворювача;

3. S_forecast – ознаки того, що розбіжність зумовлена обмеженнями прогнозу моделі або невідповідністю між умовами, на яких вона була налаштована, і фактичними умовами роботи системи;

4. S_fault – діагностично підтверджений сигнал дефекту або деградації;

5. S_soiling – підтверджений сигнал забруднення модулів.

Модель використовує шість маршрутів:

1. R1 – Моніторинг, тобто режим спостереження без втручання;

2. R2 – локальна корекція, тобто локальна корекція режиму або MPPT;

3. R3 – Переналаштування прогнозу моделі;

4. R4 – Очищення;

5. R5 – адресне технічне обслуговування, тобто цільове технічне втручання в конкретний вузол;

6. R6 – термінове технічне обслуговування;

4.5. Верифікація на основі моделювання за штучно сформованими сценаріями. Щоб посилити доказову базу методичного внеску, у роботі виконано верифікацію запропонованої моделі на основі моделювання за штучно сформованими сценаріями. Цей блок не претендує на заміну польового експерименту й прямо визначається як модельне дослідження, побудоване на сценарних шаблонах із сучасної літератури.

Було сформовано 30 штучно змодельованих сценаріїв, які відтворюють типові стани фотоелектричної системи:

- 4 сценарії R1 – короткочасні відхилення без стійкого недобору;
- 6 сценаріїв R2 – локальні відхилення, зумовлені затіненням або роботою алгоритмів МРРТ;
- 6 сценаріїв R3 – відхилення, пов’язані з прогноною моделлю, без незалежного підтвердження несправності або забруднення;
- 4 сценарії R4 – підтвержене забруднення після погодної події;
- 6 сценаріїв R5 – локалізована несправність із контрольованим рівнем критичності;
- 4 сценарії R6 – критична несправність зі зростанням ризику втрати продуктивності або відмови системи.

Для кожного сценарію задавалися узгоджені комбінації сигналів S_{loss} , S_{local} , $S_{forecast}$, S_{fault} і $S_{soiling}$, а також цільова *route label*, визначена експертно на основі *benchmark*-логіки джерел [4–18]. Як базовий варіант для порівняння використано спрощене послідовне правило:

- за наявності підтвердженого S_{loss} система насамперед перевіряє S_{fault} ;
- будь-який підтверджений сигнал несправності спрямовується до технічного обслуговування;
- сигнали забруднення та прогнозування враховуються лише за відсутності сигналу несправності;
- окреме розмежування між R5 і R6 не використовує явного фільтра критичності.

Таблиця 1 – Матриця «алгоритмічний шар: тип втручання», орієнтована на еталонні показники

Алгоритмічний шар	Ключові джерела	Домінантні метрики	Операційний висновок	Рекомендований маршрут
Енерговидобуток	[3–6]	точність; ефективність; час усталення	локальна корекція режиму, не сервіс	R2
Прогнозування	[7–10]	RMSE; MAE; стійкість перенесення між станціями	переналаштування прогновної моделі, а не технічне обслуговування	R3
Інтелектуальне оцінювання стану	[11–14]	точність; F1 (гармонійне середнє точності та повноти класифікації); локалізація	підтверджена несправність є підставою для сервісного втручання	R5 / R6
Аналітика забруднення	[15–17]	F1-міра; точність виявлення; приріст після очищення	окремий клас рішення щодо очищення	R4
Шар прийняття рішень	[1, 2, 18]	синтез; пріоритизація	доказова маршрутизація рішень замість єдиного інтегрального індексу	R1–R6

5. Результати дослідження.

5.1. Профіль корпусу джерел і порівняльна *benchmark*-матриця. Структурований аналіз джерел показав, що сучасний цифровий контур фотоелектричної системи вже має достатню доказову базу для побудови логіки прийняття рішень на рівні станції. При цьому окремі шари контуру відрізняються не лише типом моделей, а й тим, який тип практичного втручання вони можуть обґрунтувати.

Узагальнений зв’язок між алгоритмічними шарами та рекомендованими типами втручання наведено в табл. 1.

Змістовна новизна таблиці полягає в тому, що вона переводить результати сучасних еталонних статей з рівня «якість моделі» на рівень «який тип рішення ця якість дозволяє обґрунтувати».

5.2. Таксономія інтегрованого цифрового контуру. Аналіз джерел дозволив уточнити внутрішню архітектуру інтегрованого цифрового контуру. Його доцільно розглядати не як послідовність незалежних аналітичних сервісів, а як систему, у якій шар прийняття рішень спирається на узгоджені сигнали з чотирьох нижчих шарів. У такій інтерпретації МРРТ не є першим і головним модулем, прогнозування не є окремою диспетчерською задачею, а аналітика забруднення та діагностування несправностей не зливаються в єдиний клас технічних проблем.

Саме така логіка дозволяє уникнути типових помилок експлуатації:

- інтерпретації похибки прогнозування як несправності обладнання;
- трактування забруднення як технічної відмови;
- направлення сервісної бригади в ситуації, де потрібна лише локальна корекція МРРТ;
- втрати часу в разі підтвердженої локалізованої несправності, яка потребує саме адресного втручання.

Структуру цифрового контуру та взаємозв’язок його основних шарів показано на рис. 1.

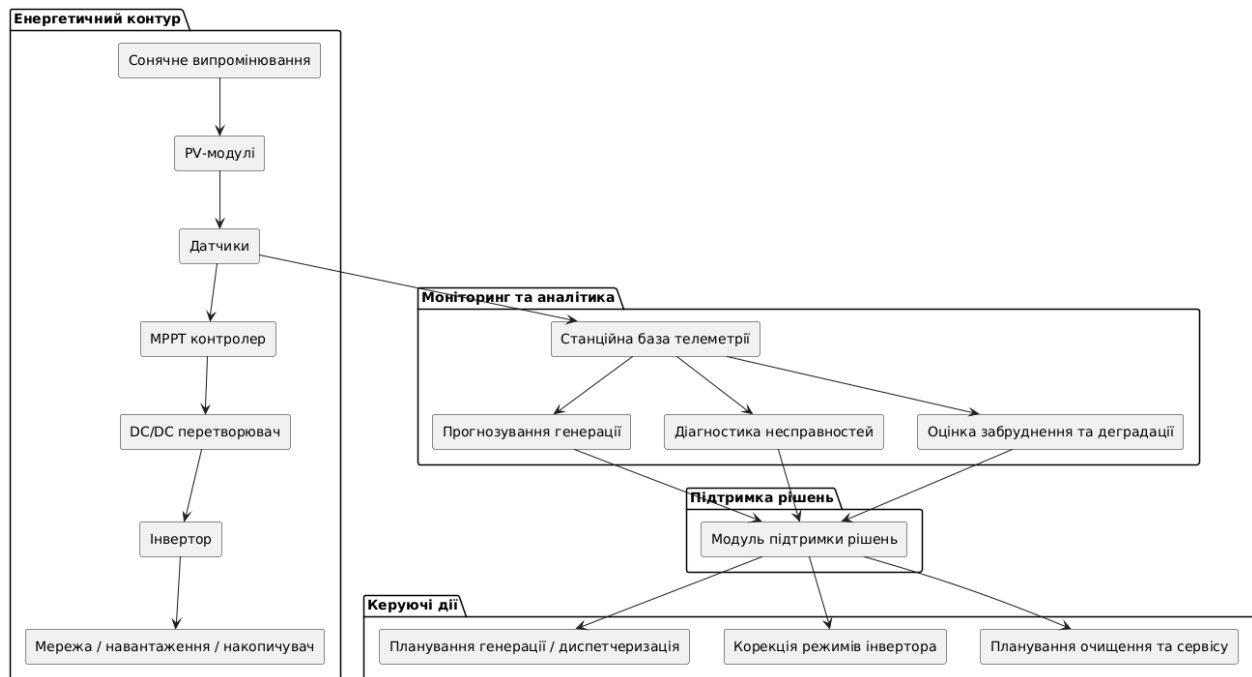


Рисунок 1 – Структура цифрового контуру підвищення енерговидобутку фотоелектричної системи

5.3. Висновки для рівня MPPT на основі еталонних показників. Систематичний огляд MPPT підходів фіксує послідовне зміщення фокусу в бік гібридних, метаевристичних та основаних на штучному інтелекті рішень [3]. У роботі 2024 року з порівняння традиційних і цифрових MPPT підходів наведено значення точності відстеження 94,3 %, 97,6 %, 98,4 % і 99,6 % для різних традиційних та гібридних варіантів, тоді як підходи, основані на штучному інтелекті, показали 98,0–98,8% [4]. У дослідженні 2025 року штучна нейронна мережа та різновид глибокого навчання з підкріпленням (Deep Q-Network, DQN) забезпечували середню ефективність понад 91% у сценаріях часткового затінення, тоді як традиційні алгоритми MPPT, засновані на малих збуреннях і спостереженні за зміною потужності (Perturb and Observe, P&O) та на основі приросту провідності (Incremental Conductance, InC) залишалися нижче 85 % [5]. Додатково гібридний MPPT підхід 2024 року продемонстрував вищу точність відстеження та менший час усталення в умовах швидкої зміни режимів [6].

Для маршрутизації рішень на рівні станції це означає, що сам факт недобору виробітку ще не є підставою для сервісного втручання. Якщо сигнал узгоджується з локальною режимною причиною або причиною, пов'язаною із затіненням, правильною реакцією є R2 – локальна корекція алгоритму або режиму, а не технічне обслуговування.

5.4. Висновки для прогнозного рівня, орієнтовані на еталонні показники. Огляд 2025 року з прогнозування показує, що практична цінність моделі визначається не лише величиною RMSE, а й відповідністю горизонту прогнозу, набору ознак і цільового сценарію застосування [7]. У роботі 2025 року модель згорткової нейронної мережі з декількома джерелами вхідних даних для аналізу часових

характеристик (Multi-source Temporal-feature Convolutional Networks, MSTFCN) на двох публічних наборах даних продемонструвала RMSE 1,648 МВт та 1,678 МВт, а також середню точність 93,017 % та 92,588 % відповідно [8]. У статті 2024 року з використанням трансформерного підходу на основі цифрового двійника доведено, що адаптована до предметної області трансформерна модель здатна знижувати RMSE та MAE під час перенесення між станціями [9]. Дослідження на розширеному австралійському наборі даних також підтверджує, що якість короткострокового прогнозування суттєво залежить від правильного вибору архітектури моделі та набору ознак [10].

Звідси випливає ключовий методичний висновок: якщо проблема локалізується у розбіжності між фактичним виробітком електроенергії Y_{fact} та еталонним або очікуваним значенням Y_{ref} , але не супроводжується підтвердженням несправності або забруднення, тоді маршрут має вести не до технічного сервісу, а до R3: переналаштування прогнозної моделі.

5.5. Висновки для діагностування несправностей на основі еталонних показників. Огляд методів виявлення несправностей 2023 року підкреслює, що сучасні підходи потрібно оцінювати не лише за точністю, а й за здатністю локалізувати проблему та переводити результат класифікації в практичну сервісну дію [11]. У роботі 2024 року двонаправлена рекурентна нейронна мережа типу GRU (Gated Recurrent Unit) з використанням згорткових шарів продемонструвала точність 99,46 % на етапі виявлення та 100 % на етапі діагностування, а також середньоквадратичну похибку менше 3 % при каліброваному відтворенні поведінки установки [12]. Дослідження 2025 року показало точність діагностування несправностей 97,8 % при швидкості обробки 5800 спостережень за секунду та одночасно

локалізацію несправності за обмеженого набору вимірювань [13]. У 2024 році також було показано, що розпізнавання дефектів на основі штучного інтелекту за електролюмінесцентними зображеннями може ефективно виявляти й класифікувати дефекти модулів, тобто розрізняти не лише сам факт аномалії, а й тип пошкодження [14].

Це означає, що сучасний модуль діагностування несправностей уже може бути джерелом не просто сигналу тривоги, а обґрунтованого рішення R5 або R6. Саме здатність до локалізації несправності або оцінювання її критичності є межею між виявленням аномалії та реальною підтримкою сервісного рішення.

5.6. Висновки для аналітики забруднення на основі еталонних показників. Огляд 2023 року щодо втрат від забруднення показує, що рішення про очищення має враховувати характер забруднення, атмосферні умови та втрати виробітку, а не лише календарний регламент [15]. У дослідженні виявлення забруднення у видимому спектрі найкраща згортова нейронна мережа продемонструвала $F1 = 0,913$ на незалежному тестовому наборі, а після реальної пилової події правильно класифікувала 31 із 33 панелей як забруднені [16]. У роботі з моделювання забруднення на великих фотоелектричних станціях, під'єднаних до електромережі, показано, що на основі даних 5 електростанцій загальною потужністю 200 МВт середня різниця між модельною оцінкою та датчиками забруднення становила лише 0,71 %, що вже є прямою основою для оптимізації очищення [17].

Таким чином, сигнал забруднення має інтерпретуватися як окремий доказовий сигнал, що веде до R4, а не розчиняється всередині загального класу подій технічного обслуговування.

5.7. Модель маршрутизації рішень на основі правил. Узагальнення результатів порівняння з еталонними показниками дало змогу сформулювати набір правил, які не використовують довільні вагові коефіцієнти та не змішують сигнали різної природи.

Формалізований набір маршрутів і умов їх активації подано в табл. 2.

Методична перевага такої моделі полягає в тому, що вона не намагається «усереднити» сигнали, а зберігає їх фізичний та операційний зміст.

Таблиця 2 – Маршрутизація рішень у цифровому контурі фотоелектричної системи на основі правил

Маршрут	Умова активації	Практичний зміст рішення
R1 – Моніторинг	S_{loss} не підтверджений або короткочасний; незалежні сигнали відсутні	продовження моніторингу без втручання
R2 – Локальна корекція	S_{loss} підтверджений; домінує S_{local} ; S_{fault} і $S_{soiling}$ не підтверджені	адаптація МРРТ, локальна корекція режиму, робота з режимом, зумовленим затіненням
R3 – Переналаштування прогнозу моделі	S_{loss} підтверджений; $S_{forecast}$ домінує; немає незалежного підтвердження $fault/soiling$	переналаштування шару прогнозування виробітку, перегляд набору ознак, налаштування горизонту прогнозування, адаптація моделі до нових даних або нової станції
R4 – Очищення	S_{loss} підтверджений; $S_{soiling}$ має найвищу доказовість	планове або позапланове очищення модулів
R5 – адресне технічне обслуговування	S_{fault} підтверджений; локалізація достатня; ризик контрольований	адресний сервісний виїзд або локальна заміна вузла
R6 – термінове технічне обслуговування	S_{fault} підтверджений; локалізація вказує на критичний вузол; втрати або ризик відмови зростають	термінове технічне втручання

Послідовність переходу від сигналів до практичного рішення подана на рис. 2.

5.8. Аналітична валідація моделі на репрезентативних кейсах. Щоб не обмежуватися лише описовою схемою, запропонована модель була аналітично перевірена на п'яти репрезентативних кейсах із сучасної літератури.

Кейс А: часткове затінення та вибір МРРТ реакції. Результати [4–6] показують, що алгоритми МРРТ, основані на штучному інтелекті, а також гібридні МРРТ алгоритми перевершують традиційні регулятори у складних режимах. У такому випадку маршрут R2 є коректним: система повинна спершу активувати локальну корекцію, а не одразу переходити до технічного обслуговування.

Кейс В: відхилення, зумовлене прогнозуною моделлю. Результати [8–10] демонструють, що покращення архітектури прогнозування та адаптація моделі до нових умов безпосередньо впливають на середньоквадратичну та середню абсолютну похибки. Якщо докази несправності та забруднення відсутні, маршрут R3 є науково обґрунтованим.

Кейс С: підтверджена несправність із локалізацією. У роботах [12, 13] точність досягає 99,46% і 97,8%, а в одному з випадків одночасно забезпечується локалізація несправності. За таких умов рекомендованим маршрутом є R5 або R6, а не загальний моніторинг.

Кейс D: підтвержене забруднення після погодної події. У роботі [16] після пилової події згортова нейронна мережа правильно класифікувала 31 із 33 панелей як забруднені. Це прямо підтверджує коректність маршруту R4.

Кейс E: пріоритизація технічного обслуговування в аналітиці фотоелектричних систем, основаній на штучному інтелекті. Огляд прогнозованого технічного обслуговування [18] показує, що для складних інфраструктур фотоелектричних систем пріоритетність втручання має визначатися не регламентом, а поєднанням доказових сигналів і ризику відмови. Це узгоджується з переходом від R5 до R6 залежно від критичності сигналу несправності.

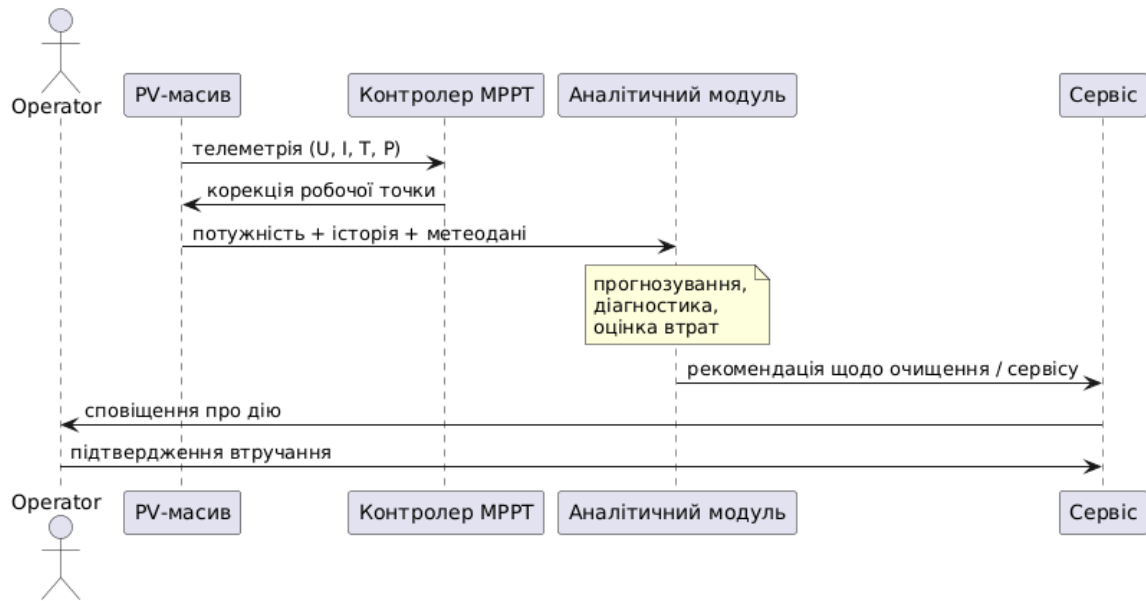


Рисунок 2 – Послідовність ухвалення рішень у цифровому контурі фотоелектричної системи

Аналітична перевірка на цих кейсах показує, що запропонована модель не суперечить сучасним кількісним benchmark-результатам і дозволяє стабільно переводити різні класи сигналів у різні класи втручання. Саме це становить головний прикладний результат роботи.

Логіку маршрутизації типів втручання в цифровому контурі наведено на рис. 3.

5.9. Порівняння на основі моделювання зі спрощеним базовим правилом прийняття рішень. Щоб оцінити не лише логічну узгодженість, а й практичну роздільну здатність моделі, проведено порівняння на основі моделювання за 30 штучно сформованими сценаріями, описаними в підрозділі 4.5. Зведені результати порівняння запропонованої моделі з базовим правилом наведено в табл. 3.

Отриманий результат важливий не тим, що він імітує реальну станцію, а тим, що показує механіку переваги нової моделі над спрощеним базовим правилом. Основна перевага запропонованого підходу полягає в кращому розмежуванні між R2, R3 і R4, тобто між локальною корекцією, переналаштуванням прогнозного контуру та очищенням. Саме в таких

змішаних сценаріях базове правило найчастіше схильне до необгрунтованої першочергової реакції через технічне обслуговування.

Таблиця 3 – Порівняння моделі на основі правил із базовим правилом прийняття рішень за штучно сформованими сценаріями

Показник	Запропонована модель на основі правил	Базове правило прийняття рішень
Кількість штучно сформованих сценаріїв	30	30
Правильно маршрутизовані сценарії	27	20
Загальна точність прийняття рішень, %	90.0	66.7
Надмірні сервісні ескалації	2	8
Пропущені критичні випадки R6	1	3
Точність для R4–R6, %	91,7	63,6

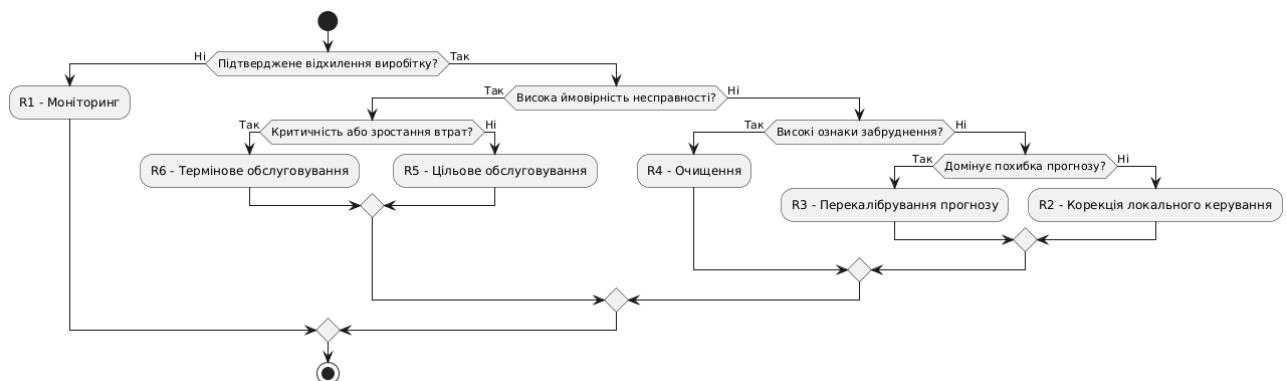


Рисунок 3 – Маршрутизація типів втручання в цифровому контурі фотоелектричної системи

Додатковий аналіз штучно сформованих сценаріїв показав, що всі 4 випадки моніторингу були класифіковані правильно обома підходами. Найбільша різниця виникла для відхилень, зумовлених прогноною моделлю: модель на основі правил правильно опрацювала 5 із 6 сценаріїв, тоді як базове правило лише 2 із 6. Для сценаріїв забруднення запропонована модель правильно класифікувала 4 із 4 випадків, тоді як базове правило помилково ескалювало 2 з них до технічного обслуговування.

Для термінового технічного обслуговування правильність маршрутизації за моделлю на основі правил становила 3 із 4 сценаріїв, що також перевищує результат базового правила, яке правильно виділило лише 1 із 4 критичних випадків.

Порівняння точності для кожного класу сценаріїв наведено в табл. 4.

Таблиця 4 – Порівняння точності маршрутизації за класами штучно сформованих сценаріїв

Клас штучно сформованого сценарію	Кількість сценаріїв	Модель на основі правил: правильно	Базове правило прийняття рішень: правильно
R1 – Моніторинг	4	4/4	4/4
R2 – Локальна корекція	6	5/6	3/6
R3 – Переналаштування прогнозу моделі	6	5/6	2/6
R4 – Очищення	4	4/4	2/4
R5 – адресне технічне обслуговування	6	6/6	5/6
R6 – термінове технічне обслуговування	4	3/4	1/4

Таблиця 4 показує, що найбільший практичний вигаш запропованої моделі зосереджений не в тривіальних сценаріях моніторингу, а в змішаних класах R2–R4, де необхідно коректно розмежувати локальну корекцію, переналаштування прогнозу моделі та очищення. Саме в цих класах базове правило найчастіше зміщує рішення в бік необґрунтованої сервісної ескалації.

Структуру маршрутних помилок обох підходів деталізовано в табл. 5.

Таблиця 5 деталізує не лише кількість, а й природу помилок. Вона показує, що підхід на основі правил зменшує кількість хибних першочергових реакцій через технічне обслуговування, краще відокремлює відхилення, зумовлені прогноною моделлю та забрудненням, і водночас рідше пропускає критичні випадки R6, ніж спрощене базове правило.

Отже, навіть на штучно сформованих сценаріях запропонований підхід демонструє не лише концептуальну, а й кількісну перевагу: точність прийняття рішень зростає на 23,3 відсоткового пункту, а кількість надмірних сервісних ескалацій зменшується в 4 рази.

Таблиця 5 – Порівняння структури помилок на штучно сформованих сценаріях

Тип помилки	Модель на основі правил	Базове правило прийняття рішень
Надмірна ескалація до технічного обслуговування	2	8
Помилкове трактування відхилення, зумовленого прогноною моделлю, як події технічного обслуговування	1	4
Помилкове трактування випадку забруднення як події технічного обслуговування	0	2
Пропущений критичний випадок R6	1	3
Загальна кількість помилкових маршрутів	3	10

6. Обговорення. Сильна сторона запропонованого підходу полягає в тому, що він не намагається конкурувати з вузькоспеціалізованими алгоритмами в межах одного класу задач. Натомість він вирішує іншу, не менш важливу науково прикладну проблему: як перетворити сучасні результати порівняння з еталонними показниками у сферах МРРТ, прогнозування, діагностування несправностей, аналітики забруднення та оглядів технічного обслуговування на єдину логіку прийняття рішень на рівні станції.

У порівнянні з традиційними описовими оглядами ця стаття має чотири відмінності:

- джерельна база жорстко обмежена сучасним інтервалом 2022–2025 років і не містить робіт до 2021 року;
- корпус включає не лише оглядові, а й первинні порівняльні та експериментальні статті;
- у роботі використано матрицю еталонних показників, яка поєднує метрику якості моделі з типом практичного втручання;
- модель прийняття рішень побудовано як схему на основі правил без довільних вагових коефіцієнтів.

Практичне значення полягає в тому, що запропонований підхід придатний для використання в цифрових системах підтримки рішень на сонячних електростанціях. Він дає змогу відокремлювати ситуації, у яких потрібна лише локальна корекція, від випадків, де необхідно переналаштовувати прогнозний контур, виконувати очищення або ініціювати адресне технічне обслуговування.

У порівнянні з існуючими підходами, у яких логіка прийняття рішень часто неявно вбудована в окремі модулі МРРТ, прогнозування або діагностування несправностей, запропонована модель має три переваги.

По-перше, вона чітко відокремлює відхилення, зумовлені прогноною моделлю, від подій, що потребують технічного обслуговування. По-друге, вона не зводить забруднення до підкласу загальної несправності. По-третє, навіть під час валідації на штучно сформованих сценаріях модель демонструє

вищу точність прийняття рішень, ніж спрощена логіка, за якої система насамперед схильна ескалювати випадок до сервісного втручання: 90,0 % проти 66,7 %, а також істотно меншу кількість надмірних сервісних ескалацій. Це означає, що модель додає не лише структурну ясність, а й потенційний експлуатаційний ефект.

Обмеження роботи полягають у тому, що запропонована модель ще не перевірена на єдиному сирому промисловому наборі даних, у якому були б одночасно доступні сигнали всіх шарів. Додана верифікація на основі моделювання знімає головне зауваження щодо повної відсутності кількісної перевірки, але не замінює польове або телеметричне дослідження.

Тому її слід інтерпретувати як проміжний місток між структурованим оглядом і майбутньою емпіричною валідацією на основі даних. Подальші дослідження мають бути спрямовані на перевірку моделі на основі правил на відкритих телеметричних даних або цифровому двійнику фотоелектричної станції.

7. Висновки. На основі структурованого огляду міжнародних джерел 2022–2025 років показано, що сучасний цифровий контур підвищення енерговидобутку фотоелектричних систем формується п'ятьма взаємопов'язаними шарами: MPPT, прогнозуванням, інтелектуальним оцінюванням стану, аналітикою забруднення та шаром прийняття рішень.

Встановлено, що основна невирішена проблема сучасних досліджень полягає не у відсутності алгоритмів, а в недостатній формалізації переходу від кількісного результату моделі до рішення на рівні станції.

Сформовано матрицю, орієнтовану на еталонні показники, яка безпосередньо пов'язує сучасні метрики якості з типом експлуатаційного або сервісного втручання. Це дає змогу перевести результати, наведені в літературі, у логіку прийняття рішень на рівні всієї станції, а не окремого модуля чи контролера.

Розроблено модель маршрутизації рішень на основі правил, яка відмовляється від довільних вагових коефіцієнтів і спирається на ієрархічну інтерпретацію сигналів S_{loss} , S_{local} , $S_{forecast}$, S_{fault} і $S_{soiling}$.

Верифікація на основі моделювання за 30 штучно сформованими сценаріями показала, що запропонована модель правильно маршрутизує 27 випадків із 30, тоді як спрощений базовий варіант із першочерговою сервісною реакцією правильно маршрутизує 20 випадків із 30. Загальна точність прийняття рішень становить відповідно 90,0 % проти 66,7 %.

Кількість надмірних сервісних ескалацій у порівнянні на основі моделювання зменшується з 8 до 2 випадків, а точність для сервісних маршрутів R4–R6 зростає з 63,6 % до 91,7 %. Це вказує на практичну користь моделі для зниження кількості помилкових виїздів, а також для кращого розмежування очищення, переналаштування прогнозової моделі та технічного обслуговування.

Запропонована модель може бути використана як методична основа для цифрових систем підтримки рішень на фотоелектричних станціях і становить

науково обґрунтований перехід від розрізнених алгоритмів до цілісної експлуатаційної логіки; наступним кроком має бути її перевірка на відкритих телеметричних даних.

Заява щодо використання штучного інтелекту (ШІ). Під час підготовки цієї статті для перекладу оригінальних статей списку літератури, поліпшення читабельності тексту та форматування документа використовувалася велика мовна модель GPT-5.3-codex (у режимі high). Після використання ШІ-інструменту автор перевіряв та відредагував зміст і несе повну відповідальність за точність і достовірність кінцевої версії публікації.

Список літератури

- Engel E., Engel N. A review on machine learning applications for solar plants. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 23. 9060. DOI: <https://doi.org/10.3390/s22239060>.
- Artificial intelligence techniques for the photovoltaic system: a systematic review and analysis for evaluation and benchmarking / A. Kumar et al. *Archives of Computational Methods in Engineering*. 2024. Vol. 31, no. 8. P. 4429–4453. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11831-024-10125-3>.
- Boubaker O. MPPT techniques for photovoltaic systems: a systematic review in current trends and recent advances in artificial intelligence. *Discover Energy*. 2023. Vol. 3. 9. DOI: <https://doi.org/10.1007/s43937-023-00024-2>.
- Maximizing solar power generation through conventional and digital MPPT techniques: a comparative analysis / S. A. Sarang et al. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. 8944. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59776-z>.
- Sousa J. T., Barbosa R. S. Comparison of classical and artificial intelligence algorithms to the optimization of photovoltaic panels using MPPT. *Algorithms*. 2025. Vol. 18, no. 8. 493. DOI: <https://doi.org/10.3390/a18080493>.
- Yilmaz M. Comparative analysis of hybrid maximum power point tracking algorithms using voltage scanning and perturb and observe methods for photovoltaic systems under partial shading conditions. *Sustainability*. 2024. Vol. 16, no. 10. 4199. DOI: <https://doi.org/10.3390/su16104199>.
- Advancements and challenges in photovoltaic power forecasting: a comprehensive review / P. Di Leo et al. *Energies*. 2025. Vol. 18, no. 8. 2108. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18082108>.
- Ouyang Z., Li Z., Chen X. Day-ahead photovoltaic power forecasting with multi-source temporal-feature convolutional networks. *Energy Informatics*. 2025. Vol. 8. 68. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-025-00531-7>.
- Zhao X. A novel digital-twin approach based on transformer for photovoltaic power prediction. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. 26661. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76711-4>.
- Aouidad H. I., Bouhelal A. Machine learning-based short-term solar power forecasting: a comparison between regression and classification approaches using extensive Australian dataset. *Sustainable Energy Research*. 2024. Vol. 11. 28. DOI: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00115-1>.
- Photovoltaic system fault detection techniques: a review / G. M. El-Banby et al. *Neural Computing and Applications*. 2023. Vol. 35, no. 35. P. 24829–24842. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00521-023-09041-7>.
- Fault detection and diagnosis of a photovoltaic system based on deep learning using the combination of a convolutional neural network (CNN) and bidirectional gated recurrent unit (Bi-GRU) / A. F. Amiri et al. *Sustainability*. 2024. Vol. 16, no. 3. 1012. DOI: <https://doi.org/10.3390/su16031012>.
- Tao Y., Yu T., Yang J. Photovoltaic array fault diagnosis and localization method based on modulated photocurrent and machine learning. *Sensors*. 2024. Vol. 25. 136. DOI: <https://doi.org/10.3390/s25010136>.
- Shaban W. M. Detection and classification of photovoltaic module defects based on artificial intelligence. *Neural Computing and Applications*. 2024. Vol. 36, no. 27. P. 16769–16796. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00521-024-10000-z>.
- Borah P., Micheli L., Sarmah N. Analysis of soiling loss in photovoltaic modules: a review of the impact of atmospheric parameters, soil properties, and mitigation approaches. *Sustainability*.

2023. Vol. 15, no. 24. 16669. DOI: <https://doi.org/10.3390/su152416669>.
16. PV module soiling detection using visible spectrum imaging and machine learning / B. I. Evstatiev et al. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 20. 5238. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17205238>.
 17. Soiling modelling in large grid-connected PV plants for cleaning optimization / M. Redondo et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 2. 904. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16020904>.
 18. Vichare R. V., Gaikwad S. R. AI-based predictive maintenance of solar photovoltaics systems: a comprehensive review. *Energy Informatics*. 2025. Vol. 8. 128. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-025-00594-6>.

References

1. E. Engel and N. Engel, "A review on machine learning applications for solar plants," *Sensors*, vol. 22, no. 23, Nov. 2022, Art. no. 9060, doi: <https://doi.org/10.3390/s22239060>
2. A. Kumar, A. K. Dubey, I. Segovia Ramírez, A. Muñoz del Río, and F. P. García Márquez, "Artificial intelligence techniques for the photovoltaic system: A systematic review and analysis for evaluation and benchmarking," *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 31, no. 8, pp. 4429–4453, May 2024, doi: <https://doi.org/10.1007/s11831-024-10125-3>
3. O. Boubaker, "MPPT techniques for photovoltaic systems: A systematic review in current trends and recent advances in artificial intelligence," *Discover Energy*, vol. 3, Dec. 2023, Art. no. 9, doi: <https://doi.org/10.1007/s43937-023-00024-2>
4. S. A. Sarang et al., "Maximizing solar power generation through conventional and digital MPPT techniques: A comparative analysis," *Scientific Reports*, vol. 14, Apr. 2024, Art. no. 8944, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-59776-z>
5. J. T. Sousa and R. S. Barbosa, "Comparison of classical and artificial intelligence algorithms to the optimization of photovoltaic panels using MPPT," *Algorithms*, vol. 18, no. 8, Aug. 2025, Art. no. 493, doi: <https://doi.org/10.3390/a18080493>
6. M. Yilmaz, "Comparative analysis of hybrid maximum power point tracking algorithms using voltage scanning and perturb and observe methods for photovoltaic systems under partial shading conditions," *Sustainability*, vol. 16, no. 10, May 2024, Art. no. 4199, doi: <https://doi.org/10.3390/su16104199>
7. P. Di Leo, A. Ciocia, G. Malgaroli, and F. Spertino, "Advancements and challenges in photovoltaic power forecasting: A comprehensive review," *Energies*, vol. 18, no. 8, Apr. 2025, Art. no. 2108, doi: <https://doi.org/10.3390/en18082108>
8. Z. Ouyang, Z. Li, and X. Chen, "Day-ahead photovoltaic power forecasting with multi-source temporal-feature convolutional networks," *Energy Informatics*, vol. 8, May 2025, Art. no. 68, doi: <https://doi.org/10.1186/s42162-025-00531-7>
9. X. Zhao, "A novel digital-twin approach based on transformer for photovoltaic power prediction," *Scientific Reports*, vol. 14, Nov.

- 2024, Art. no. 26661, doi: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76711-4>
10. H. I. Aouidad and A. Bouhelal, "Machine learning-based short-term solar power forecasting: A comparison between regression and classification approaches using extensive Australian dataset," *Sustainable Energy Research*, vol. 11, Aug. 2024, Art. no. 28, doi: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00115-1>
11. G. M. El-Banby, N. M. Moawad, B. A. Abouzalm, W. F. Abouzaid, and E. A. Ramadan, "Photovoltaic system fault detection techniques: A review," *Neural Computing and Applications*, vol. 35, no. 35, pp. 24829–24842, Oct. 2023, doi: <https://doi.org/10.1007/s00521-023-09041-7>
12. A. F. Amiri, S. Kichou, H. Oudira, A. Chouder, and S. Silvestre, "Fault detection and diagnosis of a photovoltaic system based on deep learning using the combination of a convolutional neural network (CNN) and bidirectional gated recurrent unit (Bi-GRU)," *Sustainability*, vol. 16, no. 3, Jan. 2024, Art. no. 1012, doi: <https://doi.org/10.3390/su16031012>
13. Y. Tao, T. Yu, and J. Yang, "Photovoltaic array fault diagnosis and localization method based on modulated photocurrent and machine learning," *Sensors*, vol. 25, Dec. 2024, Art. no. 136, doi: <https://doi.org/10.3390/s25010136>
14. W. M. Shaban, "Detection and classification of photovoltaic module defects based on artificial intelligence," *Neural Computing and Applications*, vol. 36, no. 27, pp. 16769–16796, May 2024, doi: <https://doi.org/10.1007/s00521-024-10000-z>
15. P. Borah, L. Micheli, and N. Sarmah, "Analysis of soiling loss in photovoltaic modules: A review of the impact of atmospheric parameters, soil properties, and mitigation approaches," *Sustainability*, vol. 15, no. 24, Dec. 2023, Art. no. 16669, doi: <https://doi.org/10.3390/su152416669>
16. B. I. Evstatiev, D. T. Trifonov, K. G. Gabrovska-Evstatieva, N. P. Valov, and N. P. Mihailov, "PV module soiling detection using visible spectrum imaging and machine learning," *Energies*, vol. 17, no. 20, Oct. 2024, Art. no. 5238, doi: <https://doi.org/10.3390/en17205238>
17. M. Redondo, C. A. Platero, A. Maset, F. Rodríguez, and V. Donate, "Soiling modelling in large grid-connected PV plants for cleaning optimization," *Energies*, vol. 16, no. 2, Jan. 2023, Art. no. 904, doi: <https://doi.org/10.3390/en16020904>
18. R. V. Vichare and S. R. Gaikwad, "AI-based predictive maintenance of solar photovoltaics systems: A comprehensive review," *Energy Informatics*, vol. 8, Oct. 2025, Art. no. 128, doi: <https://doi.org/10.1186/s42162-025-00594-6>

Надійшла (Received) 03.04.2026

Прийнята (Accepted) 10.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 004.8:620.91:621.311.243

VITALII KHARCHENKO ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Stations, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; LLC "Small Computer Academy STEP Zhytomyr"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-6013-9529>; e-mail: vitalii.kharchenko@ieec.khpi.edu.ua.

DIGITAL LOOP MODEL FOR IMPROVING PHOTOVOLTAIC ENERGY YIELD

The article proposes a model of a digital contour for increasing the energy yield of photovoltaic systems, developed on the basis of a structured analysis of modern international studies. The relevance of the work is determined by the fact that the efficiency of photovoltaic power plants depends not only on the technical characteristics of the equipment, but also on the ability of the system to identify the causes of reduced electricity generation in a timely manner and to reasonably select the next operational or service action. The conditions under which photovoltaic systems lose part of their potential energy yield are considered, including partial shading of solar modules, rapid changes in weather parameters, contamination of panel surfaces, gradual equipment degradation, and the occurrence of technical faults. The aim of the article is to form an integrated approach to decision routing within the digital contour of a photovoltaic system based on the quantitative results of modern studies. Modern approaches to maximum power point tracking control, electricity generation forecasting, fault detection, contamination assessment, technical condition monitoring, and decision support for operational or service intervention are analyzed. It is determined that individual algorithmic solutions already demonstrate high quantitative results within their own task classes, but their application in large photovoltaic complexes remains limited due to the insufficient formalization of the transition from the result of an individual model to a practical decision at the level of the entire power plant. The proposed digital contour is considered not as a set of independent analytical modules, but as an integrated system in which forecasting, deviation detection, contamination assessment, equipment condition analysis, and decision routing operate in a coordinated manner. Particular attention is paid to the formalization of the action selection process based on the set of system signals. The proposed approach makes it possible to distinguish situations in which local correction of the operating mode is sufficient from cases in which it is necessary to recalibrate the forecasting model, clean the solar modules, or initiate targeted technical maintenance. The scientific novelty of the work lies in formalizing the relationship between the quantitative results of modern algorithmic approaches and the types of practical decisions at the level of a photovoltaic power plant. The practical significance of the work lies in the possibility of using the proposed model as a basis for digital decision support systems at photovoltaic power plants. This logic makes it possible to reduce the risk of unjustified service interventions, avoid the incorrect interpretation of contamination or forecasting error as a technical fault, and improve the validity of operational decisions.

Keywords: photovoltaic power plant; energy yield; forecasting; diagnostics; contamination; maintenance; monitoring; routing; modeling; control.

ЧЕРКАШИНА ВЕРОНИКА ВІКТОРІВНА ✉ – доктор технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>; e-mail: veronika2473@gmail.com.

ОМЕЛЯНЕНКО ГАЛИНА ВІКТОРІВНА – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, гарант освітньої програми G3 «Електроенергетика», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkgalina@gmail.com.

ПОНОМАРЕНКО СЕРГІЙ ГРИГОРОВИЧ – доктор філософії (PhD), старший викладач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7860-079X>; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

МАКАРОВ АНТОН ОЛЕКСАНДРОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6181-3822>; e-mail: ant.makarov1997@gmail.com.

ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

В статті представлено комплексний аналіз техніко – економічних характеристик кабельної і повітряної ліній електропередавання, що дозволяє прийняти обгрунтоване рішення в частині вибору об'єкту для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії. Обгрунтовано клас напруги систем передачі електричної енергії і встановлено, що дана система функціонує з номінальною напругою 110 кВ. Відповідно до класу напруги системи передачі електричної енергії вибрано струмопровідну частину для повітряної і кабельної ліній електропередавання і виконано перевірку перерізів проводів і жил кабелю по допустимому струмовому навантаженню. За результатами вибору та перевірки виявлено, що повітряну і кабельну лінії виконано однаковою перерізом струмопровідної частини – 240 мм². Визначено параметри схеми заміщення повітряної і кабельної ліній електропередавання. Проаналізовано процес передачі електричної енергії повітряною і кабельною лініями та встановлено, що відхилення напруги знаходиться в межах $\pm 5\%$, що підтверджує відповідність показникам якості і рівноцінність аналізованих варіантів. Враховуючи це, проведено економічний аналіз для обгрунтування оптимального варіанту лінії шляхом розрахунку витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат і виявлено, що кабельна лінія на 79 % дорожче за повітряну лінію. Тому проведено SWOT-аналіз для обгрунтування вибору доцільної лінії електропередавання за результатами якого проєкт з кабельною лінією виявився більш привабливим за проєкт з повітряною лінією. Таким чином, спираючись на представлені результати дослідження слідує, що для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії 110 кВ протяжністю 20 км має сенс використовувати кабельну лінію електропередавання.

Ключові слова: електрична мережа; енергоефективність; кабельна лінія; повітряна лінія; показники якості електричної енергії; система передачі електричної енергії; комплексний аналіз; техніко-економічні характеристики.

Вступ. В зв'язку з воєнною агресією РФ на території України значно збільшилась кількість населення у великих містах Західної та Центральної частин країни за рахунок вимушено переселених мешканців з населених пунктів на територіях яких відбуваються воєнні дії [1]. Ці обставини спонукають до перегляду питань щодо післявоєнного проєктування та реконструкції систем передачі електричної енергії в Україні з врахуванням європейського досвіду побудови електричних мереж (ЕМ).

Реалії війни та відбудови вимагають переосмислення організації простору міст, функціонального призначення територій та об'єктів з врахуванням питань енергетичної безпеки. В даний час тенденція зростання електроспоживання в містах пов'язана не тільки зі збільшенням кількості мешканців, а й з безперервним проникненням електроенергії у всі сфери життєдіяльності населення, що потребує комплексного підходу [2]. Також актуальним залишається завдання реконструкції і модернізації застарілих та пошкоджених в результаті агресії РФ об'єктів ЕМ.

Постановка проблеми. Засобами для забезпечення споживачів електричною енергією є

системи передачі електричної енергії, які виконано повітряними лініями (ПЛ) та кабельними лініями (КЛ) електропередавання (ЛЕП).

Технологія функціонування ПЛ і КЛ базується на законах Ома і правилах Кірхгофа. Обидві ЛЕП є технологічно зрілими. Однак це не означає, що одна із них «краща» або «технологічно більш просунута» за іншу. Передовий рівень розроблення продукції та технологічний прогрес дозволяють цілеспрямовано використовувати обидві лінії. Проте технічна здійсненність не означає, що вона дійсно того варта і параметри її визначаються не окремими думками мережевих операторів, політиків та експертів, а фундаментальними законами фізики.

Ключову роль у визначенні того, що використовувати ПЛ чи КЛ відіграють клас напруги і струм, який передається по лінії, а також режим її роботи. Посилаючись на [3, 4] слідує, чим вища напруга ЛЕП, тим більша повинна бути безпечна відстань. Якщо цю відстань неможливо дотримати, як у випадку з КЛ, необхідна належна ізоляція, щоб забезпечити безпеку лінії та навколишнього середовища. Ще один важливий фактор, який впливає на енергоефективне рішення щодо вибору тієї чи іншої



ЛЕП це режим роботи лінії. Особливо режим «гашіння», коли можна прокласти лише обмежену частину довжини кабелю. Дотримання цієї довжини, тобто «лімітів пожежогасіння», є надзвичайно важливим для безпеки ЛЕП. Однак, це обмеження не поширюється на інші режими роботи, але вони мають різні взаємодії, які слід враховувати під час вибору лінії в системі передачі електричної енергії.

Спираючись на вищенаведене, слідуює, що вибір тої чи іншої лінії в системі передачі електричної енергії повинен базуватися на комплексному аналізі техніко – економічних характеристик ПЛ і КЛ для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Аналіз інформаційних джерел. Рішенню цього питання присвячено ряд робіт як українських, так і зарубіжних науковців.

Роботи [5, 6] присвячені порівнянню параметрів ПЛ та КЛ із зшитого поліетилену. Показано, що КЛ є більш захищеними від зовнішніх факторів і мають компакту конструкцію, яка зменшує електромагнітний вплив на навколишнє середовище і не вимагає відчуження великих земельних ділянок. Однак в працях відсутній комплексний аналіз техніко-економічних показників

В роботах [7–11] наведено приклади розробки пілотних проєктів щодо ЛЕП різних класів напруги з ізоляцією із зшитого поліетилену та елегазу, а також повітряної ізоляції.

В роботах [7] розглянуті питання вибору КЛ для різних умов, наведені приклади їх успішної реалізації в зарубіжних ЕМ, що може бути цінним досвідом у післявоєнний період проєктування та реконструкції систем передачі електричної енергії України, який потребує адаптації до українських ЕМ.

В роботі [8] проаналізовано вплив на навколишнє середовище ПЛ та КЛ. У ній показано, що КЛ мають суттєво меншу кількість параметрів зовнішнього впливу та набагато менше впливають на навколишнє середовище. Однак, в праці не порівнювалися технічні показники ЛЕП.

В роботі [9] показано доцільність застосування КЛ у місцях з обмеженим коридором або високими екологічними вимогами та зазначено високу вартість цих ліній, що потребує проведення SWOT-аналіз для обґрунтування вибору доцільної ЛЕП.

В роботі [10] наведені переваги та недоліки використання елегазу у якості ізоляційного середовища в електроенергетиці. Розглянуті лінії електропередавання із елегазовою ізоляцією (GIL – Gas Insulated transmission Line). Показано, що ці лінії мають всередині конструкції ізолятори, які обмежують радіуси їхнього повороту та значення допустимих струмів короткого замикання. Також у праці відмічено високу вартість та складність обслуговування GIL у порівнянні з ПЛ пропускна здатність яких аналогічна GIL.

В роботі [11] представлені наукові розробки високовольтних компактних ПЛ з повітряною ізоляцією, які розміщуються у підземному колекторі (ПЛПК). Даний проєкт може бути альтернативою як ПЛ так і КЛ за умови мінімальних дисконтованих

витрат, які включають технічні та економічні показники ліній і діють для вибору об'єкту ЕМ.

Таким чином, аналіз інформаційних джерел підтверджує актуальність комплексного аналізу в питаннях вибору ЛЕП в системі передачі електричної енергії шляхом порівняння ПЛ і КЛ для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Мета статті. Виконати комплексний аналіз техніко – економічних характеристик ПЛ і КЛ ЛЕП для прийняття енергоефективного рішення в частині вибору об'єкту.

Матеріали дослідження. Вихідні данні системи передачі електричної енергії. Передача електричної енергії виконується по радіальній ЕМ, яку розташовано у Східному регіоні України (рис. 1).

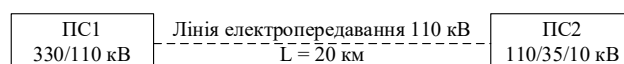


Рисунок 1 – Схема радіальної електричної мережі

Центром живлення ЕМ (рис. 1) є ПС1 330/110 кВ. Навантаження на стороні низької напруги (НН) ПС2 (рис. 1): $S_n = 15,5$ МВА, $\cos\varphi_n = 0,93$. Навантаження на стороні середньої напруги (СН) ПС2 (рис. 1): $S_c = 20$ МВА, $\cos\varphi_c = 0,89$. Довжина ЛЕП (рис. 1) $L = 20$ км. Релейний захист відключає струм короткого замикання через $t = 0,3$ с, значення струму короткого замикання $I_{кз} = 35$ кА.

Розрахунки навантаження ПС2 для режиму максимуму навантажень. Розрахунки виконуються окремо по активній (P) і реактивній (Q) складовій потужності (S) за виразами [12, 13]:

$$P_n = S_n \cdot \cos\varphi_n; \quad Q_n = S_n \cdot \sin\varphi_n; \quad (1)$$

$$P_c = S_c \cdot \cos\varphi_c; \quad Q_c = S_c \cdot \sin\varphi_c; \quad (2)$$

$$S_b = S_n + S_c; \quad P_b = P_n + P_c; \quad Q_b = Q_n + Q_c; \quad (3)$$

де $S_n, S_c, \cos\varphi_n, \cos\varphi_c$ приймаються з вихідних даних.

Розрахунки за (1–3) наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Навантаження ПС2

Режим максимуму навантажень	
S_n , МВА	15,5
P_n , МВт	14,4
Q_n , Мвар	5,6
S_c , МВА	20,0
P_c , МВт	17,8
Q_c , Мвар	9,1
S_b , МВА	35,5
P_b , МВт	32,2
Q_b , Мвар	14,8

Обґрунтування номінальної напруги системи передачі електричної енергії. Обґрунтування номінальної напруги ЕМ виконується за формулою, яка дає задовільні результати для всієї шкали номінальних напруг змінного струму в діапазоні 35–1150 кВ [12, 13]:

$$U_{\text{ном}} = 1000 / \sqrt{(500/L + 2500/P_{\text{л}})}, \quad (4)$$

де L – довжина лінії, км (рис. 1);

$P_{\text{л}}$ – передана по лінії потужність, МВт (табл. 1).

Результати розрахунків по обґрунтуванню номінальної напруги ЕМ (4) становлять $U = 99$ кВ. Це свідчить про те, що передача електричної енергії виконується номінальною напругою 110 кВ. Визначення класу номінальної напруги є необхідним для вибору струмопровідної частини ЛЕП.

Вибір струмопровідної частини ЛЕП 110 кВ.

Вибір струмопровідної частини ЛЕП 110 кВ «ПС1–ПС2» здійснюється на основі Правил улаштування електроустановок [14] і СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 [15].

Відповідно до [14] і [15] струмопровідні частини ЛЕП доцільно виконати:

- для ПЛ 110 кВ проводом АС 2(240/32) мм²;
- для КЛ 110 кВ кабелем типу АПвЕгП–110 1×240 мм² прокладеними у траншеї.

Струм короткого замикання по екрану ($I_{\text{екр}}$) для цього типу кабелю за умови тривалості короткого замикання $t \leq 1$ сек. визначається за виразом [15]:

$$I_{\text{екр}} = I_{\text{екр}} \cdot \sqrt{t} \quad (5)$$

Відповідно вихідним даним і (5) $I_{\text{екр}} = 19,2$ кА. За такого струму короткого замикання необхідно переріз мідного екрана – 95 мм² [15].

Таким чином, струмопровідну частину КЛ 110 кВ має сенс виконати кабелем типу АПвЕгП–110 1×240/95.

Перевірка струмопровідної частини ЛЕП. ПЛ 110 кВ. Відповідно до [12] перевірка струмопровідної частини ПЛ 110 кВ виконується по допустимому тривалому струмовому навантаженню за виразом:

$$I_{\text{розр.пл}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6)$$

де $I_{\text{розр.пл}}$ – розрахунковий струм, який протікає по ПЛ в максимальному режимі;

$I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження проводів для інтервалу температур від +25 °С до +70 °С.

Розрахунковий струм ($I_{\text{розр.пл}}$) для перевірки проводів ПЛ 110 кВ визначається за виразом [13, 14]:

$$I_{\text{розр.пл}} = S_{\text{в(нб)}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (7)$$

де $S_{\text{в(нб)}}$ – навантаження на стороні високої напруги (ВН) ПС2 (табл. 1).

За результатами розрахунку (7) $I_{\text{розр.пл}} = 186,5$ А.

Допустиме тривале струмове навантаження ($I_{\text{доп}}$) для перевірки проводів ПЛ 110 кВ визначається за виразом:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{макс}} \cdot k_{\theta}, \quad (8)$$

де k_{θ} – поправочний коефіцієнт для температури повітря в заданому регіоні в період максимуму навантажень визначається відповідно до [14] і для Східного регіону України становить $k_{\theta} = 1,24$.

Для проводів ПЛ 110 кВ виконаних перерізом 240/32 мм² значення максимального струмового навантаження ($I_{\text{макс}}$) становить $I_{\text{макс}} = 605 \cdot \text{А}$ [12, 13], тоді $I_{\text{доп}}$ буде:

$$I_{\text{доп}} = 605 \cdot 1,24 = 750,2 \text{ А.}$$

Таким чином, провід типу АС 240/32 мм² здатний забезпечити технологічний процес передачі електричної енергії ПЛ 110 кВ по допустимому струмовому навантаженню за умови нагрівання.

КЛ 110 кВ. Відповідно до [15] перевірка струмопровідної частини КЛ, яку прокладено в траншеї, виконується по допустимому тривалому струмовому навантаженню за виразом:

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (9)$$

де $I_{\text{розр}}$ – розрахунковий струм, що відповідає середньому півгодинному максимальному струму, найбільшому із середніх півгодинних струмів даного елемента мережі;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий тривалий струм для відповідного перерізу жил кабелів.

Розрахунковий струм ($I_{\text{розр.кл}}$) для перевірки кабелю 110 кВ визначається за виразом [15]:

$$I_{\text{розр.кл}} = S_{\text{в(нб)}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (10)$$

де $S_{\text{в(нб)}}$ – навантаження на стороні високої напруги (ВН) ПС2 (табл. 1).

За результатами розрахунку (10) $I_{\text{розр.кл}} = 186,5$ А.

Допустимий тривалий струм ($I_{\text{доп}}$) для перерізу жил кабелю АПвЕгП–110 1×240/95 мм² з урахуванням поправочних коефіцієнтів (k_{Σ}) визначається за методикою [15] відповідно виразу:

$$I_{\text{доп.кл}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_{\Sigma}, \quad (11)$$

де $I_{\text{доп.табл}}$ – довготривалий допустимий струм для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену напругою 110 кВ з номінальним перерізом жили 240 мм² становить 422 А [15].

Також слід враховувати, що $I_{\text{доп.кл}}$ повинен бути скорегований з урахуванням умов прокладки та експлуатації кабелю за допомогою поправочних коефіцієнтів [15].

Значення поправочних коефіцієнтів (k_{Σ}) для Східного регіону України визначаються відповідно [14, 15] і становлять:

- $k_1 = 1,06$ – поправочний коефіцієнт для температури навколишнього середовища заданого регіону;

- $k_2 = 0,99$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від глибини прокладки кабелю;

- $k_3 = 0,93$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від питомого теплового опору ґрунту;

- $k_4 = 1,0$ – поправочний коефіцієнт, який залежить від відстані між фазами;

- $k_5 = 0,93$ – поправочний коефіцієнти для перерахування довгострокового допустимого струму прокладених рядом груп кабелів.

Допустимий струм для заданих умов прокладки кабелю в траншеї розрахований за виразом (11) з врахуванням наведених вище поправочних коефіцієнтів становить $I_{\text{доп кл}} = 383$ А, що підтверджує достатність перерізу жил 240 мм^2 при обраних умовах прокладки.

Таким чином, кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену типу АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$ здатний забезпечити технологічний процес передачі електричної енергії КЛ 110 кВ по допустимому струмовому навантаженню за умови нагрівання.

Параметри схеми заміщення ЛЕП. ПЛ 110 кВ.

Розрахункову схему заміщення ПЛ 110 кВ представлено на рис. 2 [13].

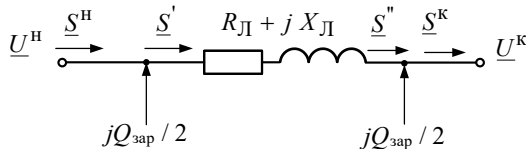


Рисунок 2 – Розрахункова схема заміщення ПЛ 110 кВ

Розрахунок параметрів схеми заміщення ПЛ 110 кВ (рис. 2) виконується за виразами [13]:

$$\begin{aligned} R_{\text{пл}} &= r_0 \cdot L; X_{\text{пл}} = x_0 \cdot L; \\ B_{\text{пл}} &= b_0 \cdot L; Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \end{aligned} \quad (12)$$

де r_0, x_0, b_0, q_0 – параметри на 1 км довжини лінії перерізом АС 240 мм^2 [13].

Результати розрахунку за виразами (12) наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Параметри розрахункової схеми заміщення ПЛ 110 кВ

Величина	Показник
$n_{\text{лан}} (F)$, шт. (мм^2)	2(240/32)
L , км	20
$R_{\text{л}}$, Ом	2,4
$X_{\text{л}}$, Ом	8,1
$B_{\text{л}}$, 10^{-6} См	56,2
$Q_{\text{зар}}$, Мвар	0,75

КЛ 110 кВ. Розрахункову схему заміщення КЛ 110 кВ представлено на рис. 3 [13].

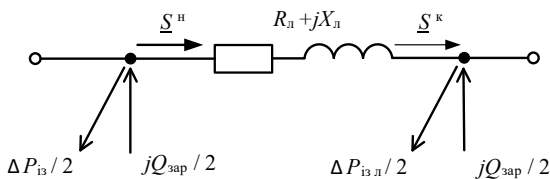


Рисунок 3 – Розрахункова схеми заміщення кабельної лінії 110 кВ із ізоляцією зі зшитого поліетилену

Розрахунок параметрів схеми заміщення КЛ 110 кВ (рис. 3) виконується за виразами [13]:

$$\begin{aligned} R_{\text{кл}} &= r_0 \cdot L; X_{\text{кл}} = x_0 \cdot L; \\ B_{\text{кл}} &= b_0 \cdot L; Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \end{aligned} \quad (13)$$

де r_0, x_0, b_0, q_0 – питомі параметри кабелю АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$ [13].

Також для КЛ 110 кВ розраховуються діелектричні втрати ($\Delta P_{\text{із}}$) за виразом [13]:

$$\Delta P_{\text{із}} = \Delta P_{\text{із.0}} \cdot L_{\text{л}}, \quad (14)$$

де $\Delta P_{\text{із.0}}$ – питомі діелектричні втрати [13]:

$$\Delta P_{\text{із.0}} = g_0 \cdot U^2, \quad (15)$$

де g_0 – питома активна провідність КЛ 110 кВ, См/км:

$$g_0 = b_0 \cdot \tan \delta, \quad (16)$$

де $\text{tg} \delta = 0,006$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції при фазній напрузі.

Розраховані за виразами (14–16) діелектричні втрати КЛ 110 кВ становлять $\Delta P_{\text{із}} = 0,11$ МВт.

Результати розрахунку за виразами (13–16) наведено в табл. 3.

Таблиця 3 – Параметри розрахункової схеми заміщення КЛ 110 кВ

Величина	Показник
Кабель	АПвЕгП-110 $1 \times 240/95$
L , км	20
R , Ом	3,16
X , Ом	3,84
B , 10^{-6} См	948
$\Delta P_{\text{із}}$, МВт	0,11
$Q_{\text{зар}}$, Мвар	11,4

Параметри ПЛ (табл. 2) і КЛ (табл. 3) використовуються під час аналізу технологічного процесу передачі електричної енергії в досліджуваній ЕМ.

Аналіз технологічного процесу передачі електричної енергії. Оскільки ремонт пошкодженої КЛ займає більше часу аніж ПЛ, то розрахунок технологічного процесу передачі електричної енергії по КЛ проводиться для одної групи кабелів. Враховуючи це і те, що ЕМ має радіальну топологію, величина потужності, яка передається по ЛЕП відповідно [16] і табл. 1 буде:

$$\Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} = S_{\text{пс2}} = (32,2 + j14,8), \text{ МВА.}$$

Технологічні втрати при передачі цієї потужності по лінії ПС1–ПС2 розраховуються з використанням даними табл. 2 і 3 за виразами [16]:

- для ПЛ:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= \frac{P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2}}{U_{\text{ном}}^2} \times \\ &\times \frac{R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}}{2}; \\ \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= (0,08 + j0,28), \text{ МВА.} \end{aligned} \quad (17)$$

- для КЛ:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= \frac{P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}2}}{U_{\text{ном}}^2} \times \\ &\times (R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}) + \Delta P_{\text{із}}; \\ \Delta S_{\text{пс1-пс2}}^{\text{к}} &= (0,12 + j0,13), \text{ МВА.} \end{aligned} \quad (18)$$

Як слідує з розрахунків (17) і (18), за умови передачі однакової величини потужності, активні втрати по КЛ більші за активні втрати по ПЛ на 33 %. При цьому реактивні втрати по КЛ менші за реактивні втрати по ПЛ на 53 %. Враховуючи це слідує, що для прийняття енергоефективного рішення щодо вибору ЛЕП необхідно проаналізувати показники якості електричної енергії.

Одним із основних показників якості електричної енергії є відхилення напруги (ΔU), яке нормується відповідно [17, 18].

Використовуючи вищенаведені результати розрахунку визначається втрата напруги в залежності від засобу передачі електричної енергії за виразом [16]:

$$\Delta U_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} = (P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} \cdot R_{\text{пс1-пс2}} + Q_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} \cdot X_{\text{пс1-пс2}}) / U_{\text{пс1}} \quad (19)$$

де $P_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}} + jQ_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}}$ – потужність, яка передається по ЛЕП (табл. 1);

$R_{\text{пс1-пс2}} + jX_{\text{пс1-пс2}}$ – параметри повітряної і кабельної ліній (табл. 2 і 3);

$U_{\text{пс1}} = 1,1 U_{\text{ном}}$ за умови максимального завантаження.

Визначення відхилення напруги у відсотках виконується за формулою:

$$\Delta U_* = \left(\frac{\Delta U}{U_b} \right) \cdot 100 = \left(\frac{PR + QX}{U_b^2} \right) \cdot 100. \quad (20)$$

Результати розрахунку за формулами (19 і 20) наведено в табл. 4

Таблиця 4 – Параметри напруги в системі передачі електричної енергії

Показник	ПЛ	КЛ
$U_{\text{пс1}}$, кВ	121	121
$U_{\text{пс2}}$, кВ	119,4	119,7
$\Delta U_{\text{пс1-пс2}}^{\text{H}}$, кВ	1,6	1,3
ΔU , %	1,5	1,2

Як слідує з табл. 4, відхилення напруги за умови максимального завантаження ЕМ обома ЛЕП знаходиться в межах $\pm 5\%$, що підтверджує відповідність показникам якості [17, 18] і рівноцінність аналізованих варіантів. Тому, для обґрунтування доцільного об'єкту передачі електричної енергії має сенс провести економічне оцінювання показників ЛЕП.

Економічне оцінювання показників ЛЕП. В задачах, які не потребують визначення загальної ефективності оцінювання, можливий розрахунок витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат (B). Цей показник рекомендується використовувати як основний критеріальний показник для завдань, у яких будівництво енергетичних об'єктів проводиться більше одного року та поточні показники змінюються упродовж розрахункового періоду [19–23].

Під час розрахунків грошові знаки вважаємо грошовими одиницями (грош. од.).

Для статичних задач показник ($B_{\text{пл}}$) і ($B_{\text{кл}}$) розраховуються за виразом:

$$B_{\text{пл}} = \frac{K_{\text{пл}} + B_{\text{ор.пл}}}{E}; \quad B_{\text{кл}} = \frac{K_{\text{кл}} + B_{\text{ор.кл}}}{E}; \quad (21)$$

де $K_{\text{пл}}$ і $K_{\text{кл}}$ – вартість будівництва лінії, яку визначають відповідно до нормативної документації за укрупненими показниками вартості елементів ЕМ;

$B_{\text{ор.пл}}$ і $B_{\text{ор.кл}}$ – річні витрати, які визначаються без урахування амортизаційних відрахувань на реновацію, грош. од.;

E – реальна (чиста) норма дисконту, яка приймається відповідно до рекомендацій Міністерства економічного розвитку і торгівлі України, які зазначені у листі щодо підготовки державних інвестиційних проєктів і становить 12 % [20].

Посилаючись на вищенаведене $K_{\text{пл}}$, грош. од., розраховуються за виразом:

$$K_{\text{л}} = k_0 \cdot L_{\text{л}}, \quad (22)$$

де k_0 – вартість 1 км ЛЕП 110 кВ, визначається відповідно [19, 21];

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії.

Річні витрати на технічне обслуговування і ремонт ЛЕП ($B_{\text{ор.л}}$) розраховуються за виразом:

$$B_{\text{ор.пл}} = \alpha_{\text{ор.л}} \cdot K_{\text{пл}}; \quad B_{\text{ор.кл}} = \alpha_{\text{ор.л}} \cdot K_{\text{кл}}, \quad (23)$$

де $\alpha_{\text{ор.л}} = 0,012$ для ліній 110 кВ – щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт ліній відносно вартості основних фондів по ЛЕП, ум.од.

Використовуючи [19–21] і вирази (21–23) розраховано вартість ПЛ і КЛ. За результатами розрахунку слідує, що вартість становить:

- для ПЛ – 995 808 грош. од.;
- для КЛ – 4 897 992 грош. од.

Оскільки в [19, 21] значення вартості спорудження ЕМ 110 кВ наводяться в доларах США й були прийняті в розрахунках як грош. од. Переклад в національну валюту здійснюється за офіційним курсом НБУ на момент виконання розрахунків [23]. Використовуючи курс НБУ на 27 лютого 2026 року витратна частина інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат без врахування інфляції буде становити:

- для ПЛ – 43 018 906 грн.;
- для КЛ – 211 593 254 грн.

Як слідує з розрахунку, значення витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат КЛ 110 кВ на 79 % більше в порівнянні з аналогічним значенням для ПЛ 110 кВ. Тобто КЛ майже в 5 разів дорожча за ПЛ, що не суперечить світовій практиці розрахунків кошторисів для ПЛ і КЛ [22].

Отримані результати розрахунків витратної частини інтегрального ефекту сумарних дисконтованих витрат обумовлюють необхідність проведення SWOT-аналізу для прийняття енергоефективного рішення щодо вибору доцільної ЛЕП.

SWOT аналіз. Складовими SWOT-аналізу проєкту є [24]:

- *сильні сторони (Strengths)* – внутрішні можливості (навички, потенціал) чи ресурс реалізації проєкту, що можуть зумовити формування конкурентної переваги чи належного виконання відповідних функцій;

- *слабкі сторони (Weaknesses)* – фактори, наявність або відсутність яких заважає досягненню місії та цілей реалізації проєкту;

- *можливості (Opportunities)* – обставини, які можуть бути використані для досягнення стратегічних цілей (результатів) реалізації проєкту;

- *загрози (Threats)* – будь-які процеси або явища, що перешкоджають руху в напрямі досягнення місії та цілей реалізації проєкту.

Складові SWOT-аналізу для аналізованих систем передачі електричної енергії зведено в табл. 5.

Таблиця 5 – Складові SWOT-аналізу проєктів систем передачі електричної енергії 110 кВ

№	ПЛ	КЛ
Сильні сторони (Strengths)		
1	максимальне віддалення від населених пунктів	мінімальний вплив на навколишнє середовище
2	низька вартість впровадження проєкту	значне підвищення безпеки
3		забезпечення безперебійного функціонування критично важливої інфраструктури навіть за несприятливих погодних умов
4		низька вартість обслуговування в період експлуатації і, як наслідок, довгострокова економічна перевага
Слабкі сторони (Weaknesses)		
1	велика кількість перетинів з автомобільними дорогами	великий обсяг погоджень з різними організаціями
2	складність переходу через залізницю	висока вартість (на 79 % більше порівняно з ПЛ)
3	узгодження відводу територій під трасу лінії з власниками земельних ділянок	
Можливості (Opportunities)		
1	прискорена реалізація проєкту	повністю вирішує всі технічні, експлуатаційні, екологічні, земельні і соціальні питання
Загрози (Threats)		
1	низький рівень безпеки лінії в процесі експлуатації	ймовірність затягування термінів реалізації проєкту на 1–1,5 роки
2	проблеми пов'язані з погодними умовами	
3	проблеми пов'язані з форс-мажорними обставинами з вини третіх осіб	

Висновок SWOT-аналізу. Як впливає з вищенаведеного, більш привабливим, відповідно до проведеного SWOT-аналізу (табл. 5), є проєкт КЛ, а менш привабливим – проєкт ПЛ.

Висновок. За результатами досліджень встановлено, що:

- повітряна і кабельна лінії мають однаковий переріз струмопровідної частини – 240 мм²;

- за активною складовою втрат потужності КЛ поступаються ПЛ на 33 %, а за реактивною складовою КЛ краще за ПЛ на 53 %;

- відхилення напруги знаходиться в межах ± 5 % не залежно від того якою лінією передається потужність, що підтверджує відповідність показникам якості;

- КЛ на 79 % дорожче за ПЛ;

- відповідно до проведеного SWOT-аналізу, проєкт з КЛ є привабливішим за проєкт з ПЛ.

Таким чином, для покращення енергоефективності системи передачі електричної енергії за сукупністю показників проведеного комплексного аналізу техніко-економічних характеристик застосування КЛ 110 кВ довжиною 20 км є доцільнішим порівняно із застосуванням ПЛ аналогічного класу напруги і довжини.

Список літератури

1. Про забезпечення прав і свобод внутрішньо переміщених осіб : Закон України від 20.10.2014 № 1706-VII : станом на 4 квіт. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1706-18#Text>.
2. Про комплексну реконструкцію кварталів (мікрорайонів) застарілого житлового фонду : Закон України від 22.12.2006 № 525-V : станом на 9 лип. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/525-16#Text>.
3. Freileitung und Erdkabel sind „Stand der Technik“. *Hochspannungsblog*. URL: <https://www.hochspannungsblog.at/wissenswertes/netzaufbau/vergle-ich-freileitung-erdkabel>.
4. Newton E. Overhead vs. underground power: why do we use both locations?. *Energy & Grid Management*. URL: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-eh64fqBV7Og1Daf>.
5. Fenrick S. A., Getachew L. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines. *Utilities Policy*. 2012. Vol. 20, no. 1. P. 31–37. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>.
6. MacDonald M. A comparison of electricity transmission technologies: costs and characteristics. London, UK, 2025. 335 p. DOI: https://www.theiet.org/media/axwkkktb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf.
7. Underground Electrical Lines: Understanding Power Lines and Their Benefits. *JOCA*. URL: <https://joca-cable.com/uk/blog/underground-electrical-lines/>.
8. CIGRE Joint Working Group 21/22.01. Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines. CIGRE, 1996. 68 p.
9. Dixit A., Zhong X. Appendix A: Literature Review Report on Technical and Economic Aspects of HV Overhead and Underground Cable Transmission Lines. *Comparing high voltage overhead and underground transmission infrastructure (up to 500 kV)*. Brisbane & Perth, 2023. URL: https://s37430.pcdn.co/ciet/wp-content/uploads/sites/16/2023/11/03_Technical_Appendix_A-1.pdf.
10. Grechko O., Kulyk O. Current state and future prospects of using SF₆ gas as an insulation in the electric power industry. *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 7–11 October 2024. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61434.2024.10877987>.

11. Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector / S. Y. Shevchenko et al. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2025. No. 5. P. 80–88. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2025.5.11>.
12. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. На заміну ГКД 341.004.003-94 ; чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.
13. Барбашов І. В., Омеляненко Г. В., Черкашина В. В. Електричні системи та мережі. Параметри і схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах і завданнях : навчальний посібник. Харків : НТУ «ХПІ», 2023. 169 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Харків : Форт, 2017. 760 с.
15. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011. Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова. Чинний від 2017-02-26. Вид. офіц. Київ, 2017.
16. Черкашина В. В., Омеляненко Г. В., Пономаренко С. Г. Електричні системи та мережі. Проектування електричних мереж 110 кВ : навчальний посібник. Харків : НТУ «ХПІ», 2025. 157 с.
17. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). Чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. Київ, 2023.
18. Омеляненко Г. В., Макаров А. О. Нормування показників якості електричної енергії. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я*: тези доповідей XXXIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2025, м. Харків, 14–17 трав. 2025 р. Харків, 2025. С. 151.
19. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. На заміну 20.01.1997. Вид. офіц. Київ : Міністерство енергетики України, 1997.
20. Методичні рекомендації з прогнозування основних макроекономічних показників на короткостроковий період. Чинний від 2010-09-27. Вид. офіц. Київ : Міністерство економіки України, 2010.
21. ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Unit investment costs indicators for energy infrastructure categories. *ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication_s/ACER_UIC_indicators_table.pdf.
22. Clarke J. Overhead Lines – Forecast Cost Report: Comparative Cost Estimate. Turner & Townsend Infrastructure Ltd., 2025. URL: <https://greengencymru.com/wp-content/uploads/Forecast-Costs-and-Comparison-of-Underground-Cables-and-Overhead-line.pdf>.
23. Офіційний курс гривні щодо іноземних валют. *Національний банк України*. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates?date=27.02.2026>.
24. СОУ НЕК 20.171:2017. Методологія аналізу витрат і вигод проєктів розвитку електричних мереж. Чинний від 2017-11-23. Вид. офіц. Київ : Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ДП «НЕК «Укренерго»), 2017.
4. E. Newton, “Overhead vs. underground power: Why do we use both locations?,” *Energy & Grid Management*, Feb. 8, 2022. [Online]. Available: <https://www.energycentral.com/energy-management/post/overhead-vs-underground-power-why-do-we-use-both-locations-eh64fqBV70g1Daf>
5. S. A. Fenrick and L. Getachew, “Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines,” *Utilities Policy*, vol. 20, no. 1, pp. 31–37, Mar. 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.10.002>
6. M. MacDonald, “A comparison of electricity transmission technologies: Costs and characteristics,” London, UK, Apr. 2025. [Online]. Available: https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf
7. “Underground electrical lines: Understanding power lines and their benefits.” JOCA. [Online]. Available: <https://jocacable.com/uk/blog/underground-electrical-lines/>
8. CIGRE Joint Working Group 21/22.01, “Comparison of high voltage overhead lines and underground cables - Report and Guidelines,” CIGRE, 1996.
9. A. Dixit and X. Zhong, “Appendix A: Literature review report on technical and economic aspects of HV overhead and underground cable transmission lines,” in *Comparing High Voltage Overhead and Underground Transmission Infrastructure (Up to 500 kV)*. Brisbane & Perth: Univ. Queensland & Curtin Univ., 2023. [Online]. Available: https://s37430.pcdn.co/ciet/wp-content/uploads/sites/16/2023/11/03_Technical_Appendix_A-1.pdf
10. O. Grechko and O. Kulyk, “Current state and future prospects of using SF₆ gas as an insulation in the electric power industry,” in *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 7–11, 2024. IEEE, 2024, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61434.2024.10877987>
11. S. Y. Shevchenko, D. O. Danylchenko, R. O. Hanus, S. I. Dryvetskyi, S. K. Berezka, and O. M. Grechko, “Features of designing high-voltage overhead power lines in an underground collector,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 5, pp. 80–88, Sep. 2025, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2025.5.11>
12. *Normy tekhnolohichnoho proektuvannya enerhetychnykh system i elektrychnykh merezh 35 kV i vyshe [Standards for the engineering design of power systems and electrical networks of 35 kV and above]*, SOU-N EE 00100227- 101:2014. Kyiv, 2014. (in Ukrainian)
13. I. V. Barbashov, H. V. Omelianenko, and V. V. Cherkashyna, *Elektrychni systemy ta merezhi. Parametry i skhemy zamishchennia elementiv elektrychnykh system u prykladakh i zavdanniakh [Electrical systems and networks: Parameters and equivalent circuits of electrical system components in examples and exercises]*. Kharkiv: NTU «KhPI», 2023. (in Ukrainian)
14. *Pravyla ulashuvannya elektroustanovok [Rules for the installation of electrical systems]*. Kharkiv: Fort, 2017. (in Ukrainian)
15. *Proektuvannya kabelnykh liniy napruhoiu do 330 kV. Nastanova [Design of cable lines with voltages up to 330 kV. Guidelines]*, SOU-N MEV 37471933- 49:2011. Kyiv, 2017. (in Ukrainian)
16. V. V. Cherkashyna, H. V. Omelianenko, and S. H. Ponomarenko, *Elektrychni systemy ta merezhi. Proektuvannya elektrychnykh merezh 110 kV [Electrical systems and networks. Design of 110 kV electrical networks]*. Kharkiv: NTU «KhPI», 2025. (in Ukrainian)
17. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*. EN 50160:2022, CENELEC, 2022.
18. H. V. Omelianenko and A. O. Makarov, “Normuvannya pokaznykiv yakosti elektrychnoi enerhii [Standardization of power quality indicators],” in *Information Technologies: Science, Engineering, Technology, Education, Health*, Kharkiv, Ukraine, May 14–17, 2025. Kharkiv: National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”, 2025, p. 151. (in Ukrainian)
19. *Vyznachennia ekonomichnoi efektyvnosti kapitalnykh vkladov v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy i elektrychni merezhi [Determining the economic efficiency of capital investments in the energy sector. Methodology. Power SYSTEMS AND ELECTRICAL NETWORKS]*, HKD 340.000.002-97, Kyiv, 1997. (in Ukrainian).
20. *Metodychni rekomendatsii z prohnozuvannya osnovnykh makroekonomichnykh pokaznykiv na kortkostrokovyi period [Guidelines for forecasting key macroeconomic indicators in the short term]*, Ministry of Economy of Ukraine, Kyiv, 2010. (in Ukrainian).

References

1. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2014, Oct. 20). *Law of Ukraine no. 1706-VII, Pro zabezpechennia prav i svobod vnurizhno peremishchenykh osib [On Ensuring the Rights and Freedoms of Internally Displaced Persons]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1706-18#Text> (in Ukrainian)
2. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2006, Dec. 22). *Law of Ukraine no. 525-V, Pro kompleksnu rekonstruktsiu kvartaliv (mikrorajoniv) zastariloho zhytlovoho fondu [On the comprehensive renovation of neighborhoods (microdistricts) with aging housing stock]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/525-16#Text> (in Ukrainian)
3. “Freileitung und Erdkabel sind „Stand der Technik“.” *Hochspannungsblog*. [Online]. Available: <https://www.hochspannungsblog.at/wissenswertes/netzaufbau/vergleich-freileitung-erdkabel> (in German)

21. ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. "Unit investment costs indicators for energy infrastructure categories." ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [Online]. Available: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication s/ACER_UIC_indicators_table.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publication%2FACER_UIC_indicators_table.pdf)
22. J. Clarke, "Overhead Lines – Forecast Cost Report: Comparative Cost Estimate," Turner & Townsend Infrastructure Ltd., May 2025. [Online]. Available: <https://greengencymru.com/wp-content/uploads/Forecast-Costs-and-Comparison-of-Underground-Cables-and-Overhead-line.pdf>
23. "Official exchange rates." National Bank of Ukraine. [Online]. Available: <https://bank.gov.ua/en/markets/exchangerates?date=27.02.2026>
24. *Metodolohiia analizu vytrat i vyhod proektiv rozvytku elektrychnykh merezh [Methodology for analyzing the costs and benefits of electric grid development projects]*, SOU NEK 20. 171:2017, Kyiv, 2017. (in Ukrainian).

Надійшла (Received) 10.03.2026

Прийнята (Accepted) 27.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.315.1:621.315.2

CHERKASHYNA VERONIKA ✉ – Doctor of Technical Sciences, Docent, Professor at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>; e-mail: veronika2473@gmail.com.

OMELIANENKO HALYNA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, Guarantor of the Educational Program G3 "Electric Power Engineering", National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3276-5476>; e-mail: omeljanenkhalina@gmail.com.

PONOMARENKO SERHII – Doctor of Philosophy (PhD), Senior Lecturer at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7860-079X>; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.

MAKAROV ANTON – PhD Student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6181-3822>; e-mail: ant.makarov1997@gmail.com.

RESEARCH ON ENERGY EFFICIENCY ISSUES OF THE ELECTRIC POWER TRANSMISSION SYSTEM

The article presents a comprehensive analysis of the technical and economic characteristics of cable and overhead power transmission lines, which makes it possible to make a well-reasoned decision regarding the selection of an object for improving the energy efficiency of the electric power transmission system. The voltage class of the power transmission system is substantiated, and it is determined that this system operates at a nominal voltage of 110 kV. In accordance with the voltage class of the power transmission system, the current-carrying parts for overhead and cable power transmission lines are selected, and the cross-sections of the conductors and cable cores are checked according to the permissible current load. Based on the results of the selection and verification, it was found that both the overhead and cable lines have the same cross-section of the current-carrying part – 240 mm². The parameters of the equivalent circuits for the overhead and cable transmission lines are determined. The process of electric power transmission through overhead and cable lines is analyzed, and it is established that the voltage deviation is within ±5 %, which confirms compliance with power quality indicators and the equivalence of the analyzed options. Taking this into account, an economic analysis was carried out to justify the optimal line option by calculating the cost component of the integral effect of total discounted costs. It was found that the cable line is 79 % more expensive than the overhead line. Therefore, a SWOT analysis was conducted to justify the choice of the most appropriate transmission line. According to the results, the project with a cable line proved to be more attractive than the project with an overhead line. Thus, based on the presented research results, it follows that in order to improve the energy efficiency of a 110 kV electric power transmission system with a length of 20 km, it is advisable to use a cable power transmission line.

Keywords: electric network; energy efficiency; cable line; overhead line; electric power transmission system; electrical energy quality indicators; comprehensive analysis; technical and economic characteristics.

ЗМІСТ

ОЛІЙНИК Ю. С., БРОВКО К. Ю., ЧЕРНЮК А. М., ВАСЮЧЕНКО П. В. Моделювання інтеграції сонячної електростанції в розподільчу мережу 10/0.4 кВ із використанням платформи SICAD	3
АНДРУШКО С. Л., КУЛИК В. В. Вдосконалення системи захисту обмотки ротора синхронних генераторів малої та середньої потужності від замикань на землю на основі інжекції низькочастотної напруги	14
БЕЗПРОЗВАННИХ Г. В., СІЯТОВСЬКИЙ Д. О. Забезпечення експлуатаційних характеристик силових кабелів середньої напруги для активних мереж з розподіленими джерелами генерації	23
БУРБЕЛО М. Й., МЕЛЬНИЧУК С. М. Підтримання напруги та демпфування низькочастотних коливань на великих об'єктах інверторної генерації в мережах 110 кВ	32
ГАЙ О. В., ГАЙ Г. А. Методичний підхід до інтегральної оцінки витрат на власні потреби при охолодженні трансформаторів з урахуванням нормативних вимог.....	40
ДАНИЛЬЧЕНКО Д. О., ШЕВЧЕНКО С. Ю., ДІВЧУК Т. Є., СКРУПСЬКА Л. С. Моделювання електромагнітних процесів при живленні асинхронних двигунів від підземних підстанцій	48
ДМИТРЕНКО О. О. Централізовані та децентралізовані системи релейного захисту.....	53
ЄГОРОВ О. Б., КУНДЕНКО М. П., ЄГОРОВА О. Ю., ЮЙМІН ДУН Поліпшення динамічних характеристик синхронно-реактивного електродвигуна із зовнішнім ротором шляхом конструктивного удосконалення	58
КАЦАДЗЕ Т. Л., ЩЕРБИНА Д. В. Балансування режимів електричної мережі із застосуванням гравітаційних систем накопичення енергії.....	66
КОШМАН В. І., САБАРНО Л. Р., СЕВАСТЮК І. М. Метод виявлення обриву проводу у трифазній розподільній мережі.....	71
КУРЛЯК П. О., БАЦАЛА Я. В., ФЕДОРІВ М. Й. Моделювання впливу несинусоїдної напруги живлення на режими роботи асинхронного електроприводу	76
ЛЕБЕДЬ Д., Ю., ВОЙТЮК Ю. П., ШУЛЛЕ Ю. А. Дослідження впливу LC-фільтра на роботу UPQC-VAmін при зміні напруги джерела живлення.....	83
НЕСТЕРЕНКО О. Г., КУНЧЕНКО Т. Ю. Структура системи віртуально-фізичних випробувань двоконтурного індивідуального регульованого електроприводу електромобіля	90
ОМЕЛЯНЕНКО Г. В., ГУРІНЧУК В. О. Формування концепції поетапного впровадження цифрових двійників в електроенергетиці.....	96
ПОПЕНКО К. П., ЗАГАЙНОВА О. А. Засоби підвищення енергоефективності мереж з високим проникненням відновлюваних джерел та їх вплив на статичну стійкість системи.....	102
РУДЕВІЧ Н. В., ГАПОН Д. А., ЛАЗАРЄВ М. І., ШВЕЦЬ С. В. Методика формування науково-дослідної компетентності щодо цифрових систем релейного захисту та автоматики	110
СЕМЕНОВ А. О., АРЕНДАРЕНКО В. М., ХАРАК Р. М., ВОВК В. О. Сучасний стан інтеграції вакуумних вимикачів і систем контролю в електричних мережах середньої та високої напруги	118
СОПЕЛЬ М. Ф., ДЕНИСЮК С. П., СПОДИНСЬКИЙ О. В., МИХАЙЛЕВСЬКИЙ О. С. Особливості побудови та реалізації вдосконаленої адаптивної протиаварійної автоматики електроенергетичних систем	125
ТУГАЙ Ю. І., ШЕВЧУК В. В., КУЧАНСЬКИЙ В. В. Проблеми інерційності електроенергетичних систем з інверторними джерелами генерації.....	134
ХАРЧЕНКО В. А. Модель цифрового контуру підвищення енерговидобутку фотоелектричних систем	141
ЧЕРКАШИНА В. В., ОМЕЛЯНЕНКО Г. В., ПОНОМАРЕНКО С. Г., МАКАРОВ А. О. Дослідження питань енергоефективності системи передачі електричної енергії.....	151

CONTENT

OLIINYK Yu., BROVKO K., CHERNIUK A., VASIUCHENKO P. Simulation of the integration of a solar power plant into a 10/0.4 kV distribution network using the SICAD platform	3
ANDRUSHKO S., KULYK V. Improvement of the rotor winding protection system for small- and medium-power synchronous generators against ground faults based on a square wave injection method	14
BEZPROZVANNYKH H., SIATOVSKIY D. Ensuring the performance characteristics of medium voltage power cables for active networks with distributed generation sources	23
BURBELO M., MELNYCHUK S. Voltage support and damping of low-frequency oscillations at large inverter-based generation facilities in 110 kV networks	32
GAI O., GAI H. Methodological approach to time-integrated assessment of auxiliary energy consumption in power transformer cooling considering regulatory requirements	40
DANYLCHENKO D., SHEVCHENKO S., DIVCHUK T., SKRUPSKA L. Simulation of electromagnetic processes in the power supply of induction motors from underground substations	48
DMYTRENKO O. Centralized and decentralized relay protection systems	53
IEGOROV O., KUNDENKO M., IEGOROVA O., YUMING Dong Improvement of dynamic characteristics of a synchronous reactive electric motor with an external rotor through design improvement	58
KATSADZE T., SHCHERBYNA D. Balancing electric power grid modes using gravitational energy storage systems	66
KOSHMAN V., SABARNO L., SEVASTYUK I. Development of principles for detection of wire brokenness in a three-phase distribution network	71
KURLIAK P., BATSALA Ya., FEDORIV M. Modeling the influence of nonsinusoidal supply voltage on the operating modes of an induction electric drive	76
LEBED D., VOITIUK Yu., SHULLIE I. Research on the influence of LC-filter on UPQC-VAmIn operation when changing the power source voltage	83
NESTERENKO O., KUNCHENKO T. Structure of a virtual-physical testing system for a dual-channel individual controlled electric drive of an electric vehicle	90
OMELIANENKO H., HURINCHUK V. Research on the use of digital twins in the energy sector	96
POPENKO K., ZAGAYNOVA A. Methods for improving the energy efficiency of networks with high penetration of renewable energy sources and their impact on the static stability of the system	102
RUDEVICH N., GAPON D., LAZARIEV M., SHVETS S. Methodology for developing research competence in digital relay protection and automation systems	110
SEMENOV A., ARENDARENKO V., KHARAK R., VOVK V. Current state of integration of vacuum circuit breakers and control systems in medium- and high-voltage electrical networks	118
SOPEL M., DENYSIUK S., SPODYNSKYI O., MYKHAILEVSKIY O. Features of design and implementation of advanced adaptive emergency control systems for power systems	125
TUGAI Yu., SHEVCHUK V., KUCHANSKYI V. Inertia problems of electric power systems with inverter generation sources	134
KHARCHENKO V. Digital loop model for improving photovoltaic energy yield	141
CHERKASHYNA V., OMELIANENKO H., PONOMARENKO S., MAKAROV A. Research on energy efficiency issues of the electric power transmission system	151