



ISSN 1727-9895
ISSN 2786-7064 (online)

Праці

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

**Випуск
71**

**Київ
2025**

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

ПРАЦІ

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

Виходить тричі на рік

Засновано у 1999 році

**Випуск
71**

Київ
2025

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Редакційна колегія*:

Шаповал І.А.	головний редактор, докт. техн. наук
Жаркін А.Ф.	академік НАН України
Кириленко О.В.	академік НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України
Шидловський А.К.	академік НАН України
Щерба А.А.	академік НАН України
Кондратенко І.П.	член-кор. НАН України
Кузнецов В.Г.	член-кор. НАН України
Михальський В.М.	член-кор. НАН України
Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України
Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук
Васецький Ю.М.	докт. техн. наук
Кенсицький О.Г.	докт. техн. наук
Липківський К.О.	докт. техн. наук
Зварич В.М.	докт. техн. наук
Мельник В.Г.	докт. техн. наук
Петухов І.С.	докт. техн. наук

Editorial board*:

I.A. Shapoval	Editor-In-Chief, Doctor of engineering sciences
A.F. Zharkin	Academician of the NAS of Ukraine
O.V. Kyrylenko	Academician of the NAS of Ukraine
B.S. Stognii	Academician of the NAS of Ukraine
A.K. Shydlovskiy	Academician of the NAS of Ukraine
A.A. Shcherba	Academician of the NAS of Ukraine
I.P. Kondratenko	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.G. Kuznetsov	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.M. Myhalskyi	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
N.A. Shydlovska	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
O.F. Butkevych	Doctor of engineering sciences
Yu.M. Vasetskyi	Doctor of engineering sciences
O.G. Kensytskyi	Doctor of engineering sciences
K.O. Lypkivskyi	Doctor of engineering sciences
V. M. Zvaritch	Doctor of engineering sciences
V.G. Melnyk	Doctor of engineering sciences
I.S. Petuhov	Doctor of engineering sciences

*Члени редакційної колегії працюють у Інституті електродинаміки НАН України, Київ
Editorial board members work in the Institute of electrodynamics of the NAS of Ukraine, Kyiv

International editorial board:

V.Yu. Rozov, Corresponding member of the NAS of Ukraine, the Science and Technology Center of Magnetism of Technical Objects, Kharkiv

V.S. Maliar, Doctor of engineering sciences, Lviv Polytechnic National University, Lviv

V.V. Rymsha, Doctor of engineering sciences, National Polytechnic University, Odesa

Bendahmane Boukhalfa, Doctor of Engineering Sciences, University of Béjaïa, Algeria

M. Pavlik, Member of NAS Ukraine, Technical University of Lodz, Poland

Yu.R. Plotkin, Doctor of Engineering Sciences, Berlin School of Economics and Law

Збірник включений до Переліку наукових фахових видань України (категорія «Б») наказом МОН № 975 від 11.07.2019. та представлений у таких системах реферування:

- загальнодержавному депозитарії «Наукова періодика України»;
- загальнодержавній базі даних «Україніка наукова» (реферативний журнал «Джерело»);
- науковій електронній бібліотеці періодичних видань НАН України (NA SPLIB) (<http://www.dspace.nbu.gov.ua>);
- каталозі журналів відкритого доступу (DOAJ).

У червні 2021 р. збірник «Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України» включений у довідник періодичних видань бази даних Ulrich's Periodical Directory (New Jersey, USA). У збірнику здійснюються експертне рецензування та наукове редагування статей.

*Друкується за постановою Вченої ради
Інституту електродинаміки Національної академії наук України.
Протокол № 10 від 15 липня 2025 року*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.

Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56

Адреса редакції:

03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56, Інститут електродинаміки НАН України.

Тел. (044) 366-26-56 E-mail: mlyv@ied.org.ua; Адреса сайту: <http://prc.ied.org.ua>

ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

© Інститут електродинаміки НАН України, 2025

Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України

Випуск 71

2025 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Жаркін А.Ф., Попов В.А., Ярмолюк О.С., Палачов С.О., Наталич В.О. Підвищення ефективності динамічного керування режимами розподільних мереж5

Блінов І.В., Палачов С.О., Парус Є.В., Клименко О.Г. Структура та функції систем енергоменеджменту мікромережі в умовах підключення до системи розподілу згідно до вимог міжнародних стандартів15

Кучерява І.М. Мікромережі: сучасний стан і перспективи розвитку28

Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М. Аналіз вимог за частотою, що регламентуються національними та міжнародними стандартами для розподільчих мереж і мікромереж44

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

Щерба А.А., Кучерява І.М. Сучасні електроізоляційні матеріали для силових кабелів та електричних проводів52

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

Блінов І.В., Чиженко О.І., Рибіна О.Б. Встановлення усталеного режиму в мережі з умовно дванадцятифазним керованим компенсаційним перетворювачем при послідовному прямому пуску від неї групи потужних асинхронних машин65

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

Акинін К.П., Кіреєв В.Г., Петухов І.С., Філоменко А.А. Режими роботи безконтактного магнітоелектричного мехатронного модуля при двопровідному управлінні70

Кучинський К.А., Зінькевич П.О. Розподіл теплових навантажень у роторі в режимі короткого замикання електричної турбомашини79

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Мазманян Р.О. Вимірювання і збір даних про параметри магнітних полів у програмно-апаратному комплексі для експериментальних досліджень і неінвазивного діагностування електроенергетичного обладнання88

CONTENTS

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS

Zharkin A.F., Popov V.A., Yarmoliuk O.S., Palachov S.O., Natalych V.O.

Improving the efficiency of dynamic control of distribution network modes 5

Blinov I., Palachov S., Parus Ye., Klymenko O.

Structure and functions of microgrid energy management systems under grid-connected operation in compliance with international standards 15

Kucheriava I.M.

Microgrids: current state and in perspective..... 28

Steliuk A., Lukianenko L.

Analysis of the frequency requirements governed by national and international standards for distribution networks and microgrids 44

THEORETICAL ELECTRICAL ENGINEERING

Shcherba A.A., Kucheriava I.M.

Up-to-date electrical insulating materials for power cables and electrical wires 52

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS

Blinov I.V., Chyzhenko O.I., Rybina O.B.

Setting of a steady mode in a network with a conditionally twelve-phase controlled compensation converter with sequential direct starting from it of a group of powerful asynchronous machines 65

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS

Akinin K.P., Kireyev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A.

Operating modes of a brushless magnetoelectric mechatronic module with two-wire control 70

Kuchynskiy K.A., Zinkevych P.O.

Distribution of thermal loads in the rotor in the short-circuit mode of an electric turbomachine 79

MEASUREMENTS AND DIAGNOSTICS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY

Mazmanian R.O.

Measurement and data acquisition systems on magnetic fields parameters in a complex for experimental research and non-invasive diagnostics of electric power equipment 88

Відповідальний секретар С.В. Гаврилюк

Редактор Ю.В. Морозова-Леонова

Включений в Перелік наукових фахових видань України, категорія «Б».

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311.1

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.005>**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ**

А.Ф. Жаркін^{1*}, акад. НАН України, **В.А. Попов**^{2**}, докт. техн. наук, **О.С. Ярмолук**^{2***}, канд. техн. наук, **С.О. Палачов**^{1****}, канд. техн. наук, **В.О. Наталіч**^{2*****}

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

2 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: tig@ukr.net, yarmolyuk.lena@gmail.com

Інтенсивне поширення використання нерегульованих відновлюваних джерел енергії, які інтегруються у розподільні системи, може створювати суттєві проблеми з забезпеченням ефективності та навіть технічної припустимості режимів їхньої роботи. Складнощі, що при цьому виникають, у багатьох випадках неможливо усунути шляхом використання існуючих методів керування, які не спроможні раціонально й адекватно реагувати на зміни режиму, спричинені мінливим і важкопрогнозованим характером роботи більшості зазначених локальних джерел енергії. У зв'язку з цим у статті розглядається доцільність використання дистанційно керованих комутаційних апаратів, які мають надати можливість оперативно змінювати топологію, а відповідно і розподіл потоків потужності в окремих контурах розподільних мереж. У цьому плані в статті послідовно вирішуються питання визначення найкращих місць розташування зазначених комутаційних апаратів, алгоритм їхнього використання з урахуванням обмеженого комутаційного ресурсу та фактичної невизначеності інформації, демонструється доцільність та можливість залучення фактору надійності електропостачання для прийняття більш обґрунтованих рішень, щодо зміни режиму розподільної мережі. Отримані результати спрямовані на зменшення втрат електричної енергії з урахуванням рівня надійності й ефективності використання комутаційного ресурсу дистанційно керованих комутаційних апаратів, що дає змогу розширити впровадження відновлюваних джерел енергії без негативного впливу на режими розподільних мереж. Бібл. 10, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: розподільні мережі, дистанційно керовані комутаційні апарати, втрати енергії, надійність електропостачання, динамічне керування режимами, невизначеність інформації.

Вступ. Стійке поширення використання локальних енергетичних ресурсів у ході забезпечення споживачів електричною енергією вже стало важливою рисою розвитку сучасної електроенергетики практично в усіх країнах світу. Водночас переважну роль у зазначеному процесі відіграють відновлювані джерела енергії (ВДЕ). Відповідне устаткування інтегрується як безпосередньо у розподільні мережі, так і на рівні споживачів електричної енергії, що таким чином впливає на режими мереж різної номінальної напруги. Відмінною рисою ВДЕ є висока мінливість та непередбачуваність режимів їхньої роботи. Зазначений факт, а також постійне поширення використання таких джерел енергії, яке здійснюється у багатьох випадках без попереднього аналізу та достатньо стихійно, суттєво ускладнюють процеси планування й управління режимами в усій структурі систем розподілу електричної енергії.

Як зазначалось у численних дослідженнях, ці обставини можуть призводити до суттєвого зниження ефективності режимів у сенсі підтримки втрат електричної енергії на оптимальному рівні, неможливості забезпечення відхилень напруги у припустимих межах, ускладнення роботи релейного захисту, гальмування подальшого розвитку розподільної генерації.

© Жаркін А.Ф., Попов В.А., Ярмолук О.С., Палачов С.О., Наталіч В.О., 2025

ORCID ID: *<https://orcid.org/0000-0001-5996-0901>; **<https://orcid.org/0000-0003-3484-4597>;

<https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>; *<https://orcid.org/0000-0003-3303-471X>;

*****<https://orcid.org/0000-0003-0242-626X>



У той же час традиційні методи керування режимами систем розподілу електроенергії у багатьох випадках втрачають свою ефективність.

Справа полягає в тому, що основні, найбільш поширені й ефективні методи керування режимами носили «статичний» характер, тобто керуючий вплив визначався заздалегідь та не змінювався впродовж достатньо тривалого періоду часу. Зокрема це стосувалося таких задач, як визначення місць розмикання контурів розподільних мереж або визначення закону регулювання напруги у центрах живлення, коли визначені на стадії планування режимів рішення не змінювалися принаймні протягом півріччя. Недоліком такого підходу є відсутність адекватної реакції на зміни в роботі ВДЕ, а можливим виходом з цієї ситуації може бути перехід до динамічного керування режимами [1, 2].

У загальному випадку найменш витратним рішенням у цьому плані є створення можливості перенесення місця розмикання контурів розподільної лінії відповідно до зміни її режимів, зокрема обумовлених мінливістю вихідної потужності інтегрованих до неї локальних ВДЕ. З цією метою у роботі [3] було запропоновано загальну стратегію впровадження та використання дистанційно керованих комутаційних апаратів (КА) в розподільній лінії, що надає можливість періодичної зміни її топології з метою формування розподілу потоків потужності, який мінімізує втрати електричної енергії.

Мета досліджень. Складність вирішення зазначеної вище задачі полягає в тому, що примусова зміна параметрів режиму за рахунок зміни топології лінії носить дискретний характер, оскільки кількість встановлених в ній дистанційно керованих КА обмежена, а періодичність їхнього спрацювання має бути економічно обґрунтована, враховуючи інтенсивність використання їхнього обмеженого комутаційного ресурсу.

Таким чином, основною метою досліджень є удосконалення стратегії динамічного керування режимами розподільних мереж за рахунок більш обґрунтованого визначення раціональних місць розміщення й умов використання дистанційно керованих КА з урахуванням об'єктивно існуючої невизначеності інформації, особливо тієї, що пов'язана з присутністю неконтрольованих джерел розподіленої генерації.

У разі аргументованого впровадження динамічного керування режимами, оператор системи розподілу отримує змогу не тільки знизити втрати електричної енергії, але й збільшити пропускну здатність мережі, а в окремих випадках і відтермінувати необхідність її підсилення, розширити потенціал використання розподільної генерації без негативного впливу на роботу власних мереж, збалансувати відхилення напруги.

Як свідчить досвід багатьох країн, можливість фінансування таких проектів враховується (передбачається) при формуванні технічних умов на підключення джерел розподільної генерації до мереж оператора системи розподілу.

У статті [4] були запропоновані так звані індикативні показники, які дають можливість визначити доцільність зміни місця розмикання контуру залежно від поточних і прогнозних параметрів режиму, а також продемонстровано, що розподільна лінія будь-якої структури з інтегрованими джерелами розподільної генерації може бути зведена до її певного еквіваленту, який являє собою магістральну лінію з двостороннім живленням, на кшталт наведеної на рис. 1.

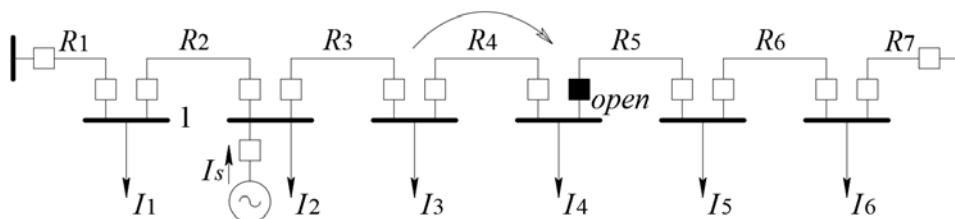


Рис. 1. Зміна місця розмикання контуру розподільної лінії

Для наведеної розподільної лінії умови зміни місця її розмикання, наприклад, з ділянки R4 на ділянку R5 визначаються наступною умовою

$$M_{II} - M_I + M_s > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}. \quad (1)$$

У наведеному виразі складові визначаються наступним чином:

$$\begin{aligned} M_{\text{II}} &= M_1 + M_2 + M_3, & M_{\text{II}} &= M_{ch} + M_5 + M_6, & I_{ch} R_{\Sigma} &= (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7), \\ M_3 &= I_3(R_1 + R_2 + R_3), & M_2 &= I_2(R_1 + R_2), & M_1 &= I_1 R_1, & M_s &= I_s(R_1 + R_2), \\ M_5 &= I_5(R_6 + R_7), & M_6 &= I_6 R_7, & M_{ch} &= I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7), \end{aligned} \quad (2)$$

де I_{ch} – навантаження, яке переноситься з однієї частини контуру в іншу в процесі зміни місця його розмикання, тобто у даному випадку $I_{ch} = I_3$ (рис. 1).

У роботі [4] обґрунтовані та продемонстровані шляхи отримання залежностей аналогічних (1), (2) для різних схем побудови розподільних мереж і рівнів їхньої насиченості різноманітними джерелами розподіленої генерації. Це було реалізовано шляхом порівняння сумарних втрат потужності в лінії за різних варіантів її розмикання. Варто зазначити, що індикативні показники M_i , $i \in \text{I, II, s, 1, 2, 3, 4, 5, 6, ch}$ (на кшталт моменту), що використовуються у (1), (2), не несуть фізичного змісту, а лише опосередковано свідчать про характер змін (більше/менше) втрат потужності (1) при спробі здійснення відповідних комутаційних операцій.

У той же час для забезпечення ефективного впровадження задачі динамічного керування режимами розподільних мереж попередньо треба виконати такі дії:

1. обґрунтувати найбільш раціональні місця встановлення дистанційно керованих КА, враховуючи їхню обмежену кількість;
2. оцінити вплив невизначеності інформації на прийняття рішень відносно зміни стану дистанційно керованих КА;
3. розглянути необхідність і можливість використання інших факторів із метою додаткового обґрунтування доцільності здійснення комутаційних операцій при динамічному керуванні режимами розподільних мереж.

Обґрунтування місць розташування дистанційно керованих комутаційних апаратів. З метою обґрунтування місць розташування обмеженої кількості дистанційно керованих КА в контурі розподільної мережі (заміна або переобладнання традиційних вимикачів навантаження на дистанційно керовані) застосовується так званий сценарний метод. Його сутність полягає у моделюванні певних типових умов (режимів), які можуть виникнути у мережі, що розглядається, впродовж року. Режими, що формуються у контурі мережі, залежать від добових графіків навантажень в її вузлах і графіків генерації з боку приєднаних до неї розподільних джерел енергії.

У зв'язку з цим розглядаємо, наприклад, чотири сезони року ($s = 1, \dots, S$; $S = 4$), кожному з яких відповідають певні типові графіки навантаження. Що стосується джерел розподільної генерації (у якості яких передбачається використання сонячних панелей, що є найбільш типовим для нашої країни), то характер зміни їхньої вихідної потужності безпосередньо залежить від рівня сонячної радіації. У свою чергу, сонячна радіація залежить від сезону року (s), часу доби ($t = 1, \dots, T$, наприклад, $T = 24$) і рівня хмарності (c). Перші два фактори можливо достатньо адекватно врахувати на підставі моделі розрахунку сонячної радіації для умов безхмарного неба (зокрема, згідно [5]), та використовуючи відповідні метеорологічні дані, що є у відкритому доступі [6]. На підставі них для певних умов застосування сонячних панелей можливо визначити типові погодинні графіки генерації для окремих сезонів року (рис. 2).

Стосовно урахування ступеня хмарності й її впливу на інсоляцію, а відповідно й на рівень генерації електричної енергії з боку сонячних станцій (панелей) можливо орієнтуватися, наприклад, на рекомендації [7, 8], що дає змогу у подальших дослідженнях використовувати класифікацію рівня хмарності, наведену у таблиці, і таку, що відповідає характеристикам, які містяться у загальнодоступних метеорологічних даних як ретроспективних, так і прогнозних.

Таким чином, у подальшому при розробці сценаріїв стосовно можливих режимів роботи електричної мережі буде розглядатися п'ять рівнів хмарності ($c = 1, \dots, C$; $C = 5$).

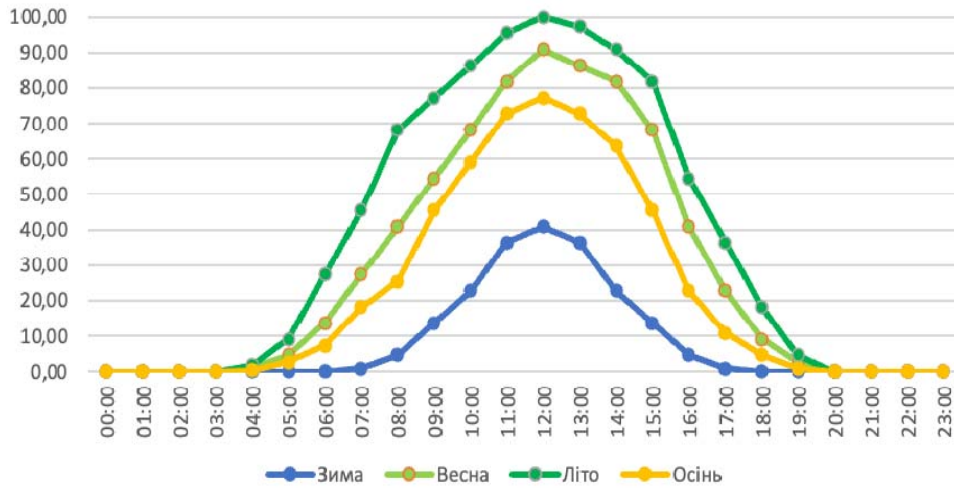


Рис. 2. Середньодобові погодинні значення генерації СЕС у сезонному розрізі (у %)

Рівень хмарності	Глобальна сонячна радіація, Вт/м ²	Глобальна сонячна радіація, %	Відносне зменшення генерації, %
Ясне небо (0–10 %)	800–1000	100	0
Мала хмарність (10–30 %)	600–800	75–90	10–25
Середня хмарність (30–70 %)	300–600	40–75	25–60
Висока хмарність (70–90 %)	100–300	15–40	60–85
Суцільна хмарність (90–100 %)	10–100	5–15	85–95

На підставі наведених вище міркувань створимо 20 сценаріїв ($v_{s,c} \in V$; $V = 20$), які будуть включати п'ять рівнів хмарності ($c \in C$; $C = 5$) для кожного з чотирьох сезонів року ($s \in S$; $S = 4$). Надалі, використовуючи ретроспективні метеорологічні дані за останній рік (декілька років), визначаємо середню кількість днів ($n_{s,c}$) з певним рівнем хмарності ($c = 1, \dots, C$) по кожному окремому сезону року ($s = 1, \dots, S$), який характеризується відповідними типовими графіками навантаження, що дозволяє сформулювати окремі сценарії ($v_{s,c} \in V$). Зрозуміло, що у цьому випадку маємо $\sum_s \sum_c n_{s,c} = \sum_{v=1}^V n_v = 365$. Отримані дані надають можливість розрахувати відносну частоту реалізації кожного сценарію протягом року:

$$v^* = \frac{n_{s,c}}{365} = \frac{n_v}{365}. \quad (3)$$

Процедура визначення найкращих місць розташування дистанційно керованих КА полягає у наступному. Для кожного сценарію ($v_{s,c}$) погодинно ($t = 1, \dots, T_d$) визнається оптимальне місце (ділянка) розмикання контуру. Враховуючи, що у даному випадку розглядаються лише окремі лінії розподільної мережі, то вирішення зазначеної задачі не потребує застосування складних оптимізаційних методів, а базується на використанні алгоритму розрахунку лінії з двостороннім живлення, де у якості оптимальної точки розмикання вибирається ділянка з мінімальним поточним навантаженням. Таким чином, формується масив ділянок J ($j_{s,c,t} \in J$; $s = 1, \dots, S$; $c = 1, \dots, C$; $t = 1, \dots, T_d$), які відповідають потенційно оптимальним місцям (ділянкам) розмикання контуру і були визначені на підставі зазначених розрахунків.

На основі отриманих даних з'являється можливість визначити певний узагальнений (інтегральний) критерій (показник), який визначав би «вагомість» (очікувану ефективність) (w_j) кожного варіанта розмикання контуру з урахуванням усіх сценаріїв, вірогідності їхньої реалізації впродовж року, тривалості рішення щодо доцільності розмикання контуру на ділянці j , рівня навантаження у зазначені періоди часу, що опосередковано характеризує втрати потужності, а відповідно і потенціал їх зменшення.

Узагальнюючи отримані результати, маємо:

$$w_j = \sum_{v=1}^V \left(\frac{\sum_{t_{v,j} \in T_{v,j}} P_{v,t_{v,j}}}{\sum_{t_{v,j} \in T_{v,j}} t_{v,j}} \right) v^*,$$

де j – альтернативний варіант розмикання контуру, $j \in J$; v^* – вірогідність реалізації v -сценарію впродовж року, яка визначається згідно з (3), $v \in V$; $P_{v,t_{v,j}}$ – сумарне навантаження розподільної лінії у v -му сценарії на інтервалі часу $t_{v,j}$, коли розмикання j -ої ділянки лінії було оптимальним рішенням; $T_{v,j}$ – множина інтервалів часу, на яких у v -му сценарії розмикання j -ої ділянки лінії було оптимальним рішенням.

На підставі отриманих значень w_j з'являється можливість розташувати усі потенційні місця розмикання з точки зору їхньої умовної ефективності, що може бути основою для визначення найбільш привабливих місць встановлення дистанційно керованих КА. Зрозуміло, що кращому рішенню відповідає більше значення показника w_j .

Вплив невизначеності інформації на прийняття рішень відносно зміни стану дистанційно керованих комутаційних апаратів. Одним із принципових факторів, притаманних будь-якому з завдань, пов'язаних із керуванням режимами роботи розподільних систем за умов використання розподільної генерації, є невизначеність, що вноситься присутністю в їхній структурі насамперед неконтрольованих ВДЕ.

У цьому сенсі необхідно зазначити, що у разі вирішення питання використання дистанційно керованих КА з метою економії комутаційного ресурсу, рішення щодо їхнього спрацювання приймається лише за умови достатньо тривалої відповідної зміни режиму розподільної лінії. Водночас виникає завдання короткострокового прогнозування електричних навантажень і вихідної потужності ВДЕ. Особливістю цього процесу є те, що в даному випадку замість прогнозування точкових значень зазначених параметрів на деякому інтервалі упередження, необхідно здійснити так би мовити «сканування» певного інтервалу часу з тим, щоб переконатися у стабільності зміни відповідних параметрів режиму. Такий підхід дасть змогу запобігти необгрунтованому спрацюванню КА при короткострокових змінах режиму електричної мережі.

Здійснені експериментальні розрахунки [4] продемонстрували доцільність використання для зазначеної мети так званої адаптивної моделі прогнозування. Це впливає з того, що аналіз бібліографії з питань прогнозування в електроенергетиці свідчить про відсутність єдиного «найкращого» методу прогнозування як електричних навантажень, так і вихідної потужності, насамперед різноманітних ВДЕ. Саме тому було прийнято рішення включити в адаптивну модель методологічно різні методи прогнозування, оскільки кожен із них може забезпечити найкращий результат (із точки зору мінімізації похибки прогнозу) не тільки для різних типів навантажень і джерел розподільної генерації, але навіть і на різних часових проміжках впродовж доби та періодів року.

Адаптивна модель прогнозування електричного навантаження/вихідної потужності джерел розподільної генерації використовується наступним чином. Припустимо, в момент часу t починаємо прогнозувати електричне навантаження на період $t+1$ (з кроком, який відповідає дискретності отримання даних) із одночасним залученням усіх методів, які попередньо були включені у модель. Після отримання фактичних значень відповідних параметрів розраховуємо похибку, яку має кожний із використаних методів. Якщо за результатами усіх методів прогнозування зміни параметрів режиму електричної мережі будуть недостатні для виконання зміни топології мережі, то зазначена процедура повторюється. Такі кроки прогнозування повторюються до того моменту, коли буде отримано результат, який свідчить про доцільність зміни місця розмикання контуру розподільної лінії.

У такому випадку в подальшому здійснюється так зване «сканування» режиму з метою оцінки його стабільності та тривалості [4]. Ця процедура по суті є покроковим прогнозуванням відповідних параметрів режиму з послідовно зростаючим інтервалом попередження, але за умов використання для цієї мети методів прогнозування (у загальному випадку різних для навантаження та вихідної потужності джерел генерації), які на останньому кроці забез-

печували мінімальну похибку. Тільки після зазначеного аналізу приймається остаточне рішення щодо доцільності або не доцільності здійснення необхідних комутаційних операцій за допомогою дистанційно керованих КА.

На підставі вищезазначеного можна зробити висновок, що стосовно задачі динамічного керування режимами невизначеність інформації найбільшою мірою проявляється у процесі прогнозування як навантажень вузлів розподільної лінії, так і вихідної потужності інтегрованих до неї локальних джерел енергії та може бути залучена до відповідної процедури прийняття рішення шляхом урахування похибок прогнозу (відповідно δ_n – для навантажень вузлів та δ_{pg} – для вихідної потужності джерел розподільної генерації). У той же час, враховуючи наявну інформацію, найбільш реалістичною у даному випадку представляється орієнтовна оцінка середніх значень похибок у вигляді завдання інтервалів можливих значень параметрів, що прогножуються.

Зазначимо, що прогнозування здійснюється на підставі даних моніторингу навантажень вузлів мережі та вихідних параметрів джерел розподільної генерації та стосується значень струму, які задіяні у розрахунку індикативних показників (2). Вони вимірюються безпосередньо або визначаються розрахунковим шляхом, якщо у процесі моніторингу вимірюються лише потужності.

Таким чином, прогнозні значення струмових навантажень (I_i), а відповідно й такі характеристики як M_I , M_{II} , M_s , а також величина струмового навантаження, яке переноситься з однієї частини контуру в іншу I_{ch} , що входять в (1), (2) й обчислюються за окремими часовими проміжками, будуть представлені інтервалами своїх можливих значень.

Разом із тим необхідно зазначити, що у такому випадку безпосереднє використання виразів типу (1) для прийняття рішень щодо зміни місця розмикання контуру розподільної лінії не є раціональним у зв'язку зі специфікою виконання арифметичних операцій з інтервальними числами (операція віднімання призводить до зростання рівня невизначеності). Тому умова (1) трансформується таким чином, щоб виключити операцію віднімання, й з урахуванням інтервального завдання параметрів (орієнтуючись на стандартні операції інтервальної математики [9]) буде такою

$$\left[M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg}); M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg}) \right] > \left[\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1-\delta_n); \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1+\delta_n) \right], \quad (4)$$

де $M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg})$ та $\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1-\delta_n)$ – ліва (нижня) межа інтервальних оцінок відповідно параметрів M_I та M_{II} , які визначаються за умов, що похибки струмового навантаження (δ_n) та струму на виході джерела розподільної генерації (δ_{pg}) мають від'ємне значення; $M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg})$ та $\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1+\delta_n)$ – права (верхня) межа інтервальних оцінок відповідно параметрів M_I та M_{II} , які визначаються за умов, що похибки прогнозованих значень струмового навантаження (δ_n) та струму на виході джерела розподільної генерації (δ_{pg}) мають позитивне значення.

Введемо такі позначення:

$$\begin{aligned} M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg}) &= \underline{M}_L, & M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg}) &= \overline{M}_L, \\ \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1-\delta_n) &= \underline{M}_R, & \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right) (1+\delta_n) &= \overline{M}_R. \end{aligned}$$

У результаті умова (4) матиме вигляд

$$\left[\underline{M}_L; \overline{M}_L \right] > \left[\underline{M}_R; \overline{M}_R \right], \quad (5)$$

де $\left[\underline{M}_L; \overline{M}_L \right]$ – ліва частина нерівності, яка є інтервальним значенням індикативного показника, що характеризує ліву частину контуру розподільної лінії; $\left[\underline{M}_R; \overline{M}_R \right]$ – права частина нерівності, що аналогічним чином характеризує праву частину контуру.

Зрозуміло, що перевірка умови (5) пов'язана з процедурою порівняння інтервальних величин. Відповідно до правил формального інтервального аналізу [9], умова (5) буде виконуватися тільки в тому випадку, якщо $\underline{M}_L > \overline{M}_R$, тобто у разі, коли відповідні оцінки є інтервалами, що не перетинаються. В іншому випадку (інтервальні оцінки перетинаються або одна з них «вкладена» в іншу) показники, що порівнюються, вважаються такими, що не розрізняються.

У останньому випадку для остаточного ухвалення рішення відносно доцільності/недоцільності зміни існуючого місця розмикання розподільної лінії пропонується врахувати додатковий фактор, зокрема такий, який характеризує рівень надійності роботи розподільної лінії за того чи іншого варіанта її розмикання.

Урахування фактору надійності при динамічному керуванні режимом розподільної мережі. Очікувана величина недовідпущеної електроенергії є поширеним показником, який характеризує надійність електропостачання. У загальному випадку зазначена характеристика визначається таким чином [10]

$$EENS = \omega_0 \sum_{i=1}^N P_i \sum_{j=1}^M L_j \tau_{ij}, \quad (6)$$

де ω_0 – питома (на одиницю довжини) пошкоджуваність ліній; P_i – навантаження i -го вузла лінії; L_j – довжина j -ої ділянки лінії; τ_{ij} – час відновлення електропостачання вузла i лінії у разі виникнення пошкодження на її ділянці j ; N – кількість вузлів у лінії; M – кількість ділянок лінії.

Для оцінки доцільності зміни місця розмикання контуру лінії з точки зору надійності можливо використати індикативний показник на кшталт (1). З цією метою розглянемо контур розподільної лінії, наведений на рис. 3. Водночас будемо вважати, що час відновлення електропостачання для наведеної схеми може набувати значень, пов'язаних або з локалізацією місця пошкодження (τ_n), або з переведенням електропостачання споживачів певних вузлів мережі на інше джерело живлення (τ_n).

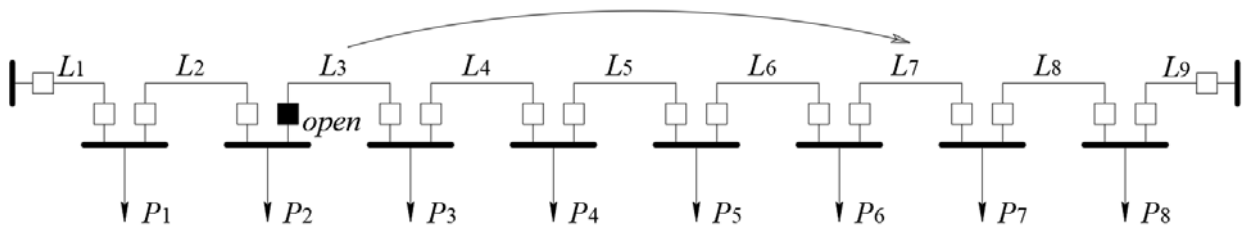


Рис. 3. Контур розподільної мережі

Визначимо очікувану величину недовідпущеної електроенергії (6) окремо для лівої та правої частин контуру за умов, що місце розмикання знаходиться на ділянці L_3

$$\begin{aligned} EENS_{1(3)} &= \omega_0 [P_1 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n) + P_2 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n)], \\ EENS_{2(3)} &= \omega_0 [P_3 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\oplus P_4 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\oplus P_5 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\oplus P_6 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\oplus P_7 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\oplus P_8 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n)]. \end{aligned} \quad (7)$$

Тепер уявимо, що місце розмикання контуру лінії було перенесено на ділянку L_7 . У цьому випадку значення очікуваної величини недовідпущеної енергії відповідно для лівої та правої частин контуру буде дорівнювати

$$\begin{aligned}
EENS_{1(7)} = \omega_0 & \left[P_1 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \oplus \right. \\
& \oplus P_2 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \oplus \\
& \oplus P_3 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \oplus \\
& \oplus P_4 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \oplus \\
& \oplus P_5 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \oplus \\
& \left. \oplus P_6 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n + L_3 \tau_n + L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n) \right], \\
EENS_{2(7)} = \omega_0 & \left[P_7 (L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) + P_8 (L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \right]. \tag{8}
\end{aligned}$$

Необхідно зазначити, що у цьому випадку можливість пошкодження ділянки мережі, яка не має навантаження, але знаходиться під напругою, не розглядається.

Зміна місця розмикання контуру лінії з ділянки L_3 на ділянку L_7 буде доцільною, якщо виконується наступна умова

$$EENS_{1(3)} + EENS_{2(3)} > EENS_{1(7)} + EENS_{2(7)}, \tag{9}$$

тобто має місце зменшення значення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.

Після відповідних алгебраїчних перетворень (7) та (8), умова (9) може бути надана у наступному вигляді

$$\tau_n M_{nn,I} - \tau_n M_{nn,II} > \tau_n (M_{nI} - M_{nII}), \tag{10}$$

$$\text{де } M_{nn,I} = \sum_{i=3}^6 P_i \left(L_\Sigma - 2 \sum_{j=1}^i L_j \right); \quad M_{nn,II} = \sum_{i=3}^6 P_i \left(L_\Sigma - L_{II} + L_I - L^- + L^+ - 2 \sum_{j=1}^i L_j \right);$$

$$M_{nI} = \sum_{i=1}^2 P_i (L_\Sigma - L_I - L_{II} - L^-); \quad M_{nII} = \sum_{i=7}^8 P_i (L_\Sigma - L_I - L_{II} - L^+);$$

L^- – ділянка лінії, яка буде відключена у результаті зміни місця розмикання контуру (у розглянутому прикладі L_7); L^+ – ділянка лінії, яка буде включена у результаті зміни місця розмикання контуру (у розглянутому прикладі L_3);

$$L_I = L_1 + L_2; \quad L_{II} = L_8 + L_9; \quad L_\Sigma = L_1 + L_2 + \dots + L_8 + L_9. \tag{11}$$

При здійсненні розрахунків згідно з (10) у якості навантажень вузлів розглядаються їхні середні значення, визначені на інтервалі прогнозування. Враховуючи, що надійність є додатковим критерієм для прийняття рішень, відповідні розрахунки здійснюються у детермінованій формі.

Необхідно підкреслити, що вираз (10) з використанням індикативних показників $M_{nn,I}$, $M_{nn,II}$, M_{nI} , M_{nII} , по суті, був отриманий аналогічно тому, як і залежності (1), (2), тобто, шляхом порівняння певних інтегральних характеристик процесу розподілу електричної енергії за різних варіантів розмикання розподільної лінії. Однак на відміну від (1), (2), де у якості значених характеристик розглядалися сумарні втрати потужності, у (10) оцінюється інтегральний показник надійності електропостачання ($EENS$). Як і у попередньому випадку (у разі аналізу рівня втрат потужності), запропоновані в (10) індикативні показники $M_{nn,I}$, $M_{nn,II}$, M_{nI} , M_{nII} (які у певному сенсі є аналогом моменту, оскільки являють собою добуток навантаження на плече) не відбивають кількісно рівень надійності, а лише вказують (якісно) на характер зміни (збільшується/зменшується) значення $EENS$ при спробі зміни за допомогою дистанційно керованих КА місця розмикання контуру розподільної лінії.

У наведеній схемі (рис. 3) джерела розподільної генерації безпосередньо не розглядалися. У дійсності зазначене джерело може бути приєднано до будь-якого вузла лінії і це принциповим чином не впливає на загальний характер наведених залежностей (10), (11), але також необхідно врахувати наступне. Джерела розподільної генерації ефективно підвищують надійність електропостачання лише у випадку, коли вони у разі пошкодження в розподільній лінії мають змогу автоматично підтримати живлення споживачів відповідного вузла навантажень, або у разі, коли в мережі автоматично формується «острівний» режим роботи для

групи вузлів навантаження. У такому випадку у виразах (7)–(9), а відповідно й (10), (11), складові, пов'язані з зазначеними вузлами навантажень, будуть відсутні.

У той же час необхідно зазначити, що наведені міркування мають місце лише за умови, що формування «острівного» режиму здійснюється практично миттєво. Якщо зазначена операція потребує певного часу, то у відповідні розрахунку має бути введена ще одна характеристика часу відновлення електропостачання в усі складові, які мають відношення до вузлів навантаження, що формують організований енергетичний острів.

Таким чином, у випадках, коли невизначеність інформації не дає змоги прийняти обґрунтоване рішення щодо визначення оптимального місця розмикання контуру розподільної мережі з позиції мінімізації втрат електричної енергії, урахування додаткового фактору дозволяє віддати перевагу варіанту, за якого покращується або принаймні не погіршується рівень надійності електропостачання.

Висновки. Навіть відносно обмежена, але адекватна реакція з боку системи розподілу електричної енергії на зміни її режимів, насамперед, пов'язаних з мінливістю роботи інтегрованих до неї локальних ВДЕ, може дати суттєвий ефект в плані зменшення втрат електричної енергії, покращення якості електропостачання за рахунок відповідної оптимізації розподілу потоків потужності. Зазначену функцію можуть виконувати дистанційно керовані КА.

Запропонований в статті підхід дозволяє класифікувати потенційні місця встановлення дистанційно керованих КА з точки зору їхнього впливу на ефективність керування струмоморозподілом з метою мінімізації втрат електричної енергії. Розроблені пропозиції щодо динамічного керування режимами розподільних мереж мають запобігти неефективному використанню комутаційного ресурсу КА, забезпечуючи при цьому максимальне можливе зменшення втрат електричної енергії за підтримки рівня надійності електропостачання в умовах невизначеності інформації, яка особливо проявляється в процесі прогнозування навантажень та вихідної потужності розподілених джерел енергії. Додатковим позитивним ефектом є можливість подальшого розширення використання локальних ВДЕ без їхнього негативного впливу на режими розподільних мереж, що у багатьох випадках без реалізації відповідних заходів може бути обмежувальним фактором.

1. Pab J.-S., Wang H.-J., Nguen T.-Y., Zou F.-M., Chu S.-C. Dynamic reconfiguration of distribution network based on dynamic optimal period division and multi-group flight slime mould algorithm. *Electric Power System Research*. 2022. Vol. 208. No. 107925. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107925>
2. Hachemi A.T., Sadaoui F., Saim A., Ebeed M., Arif S. Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1623-1637. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.050>
3. Popov V., Tkachenko V., Yarmoliuk O., Yatsenko D. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 220. Pp. 319–346. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
4. Яценко Д.В., Попов В.А., Замулко А.І., Ярмолюк О.С., Аданіков О.В. Застосування індикативного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2022. № 6. С. 274–281. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281>
5. Dai Q., Fang X. A simple model to predict solar radiation under clear sky conditions. *Advances in Space Research*. 2014. Vol. 53. No. 8. Pp. 1239–1245. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2014.01.025>
6. Інсоляція: вплив на виробництво електроенергії сонячними панелями. *Solar Garden*. URL: <https://www.solargarden.com.ua/insolyatsiya-vplyv-na-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-sonyachnymy-panelyamy/> (дата звернення 06.02.2025).
7. Про затвердження Правил метеорологічного забезпечення польотів державної авіації України. *Офіційний вебпортал парламенту України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/z126415?utm_source=chatgpt.com#Text (дата звернення 11.02.2025).
8. Chrobak P., Skovajsa J., Zalesak M. Effect of cloudiness on the production of electricity by photovoltaic panels. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 76. Pp. 02010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167602010>
9. Moore R.E. *Interval Analysis* Prentice-Hall. Englewood Cliffs, NJ, 1966. 159 p.
10. Zharkin A., Novskiy V., Popov V., Palachov S. Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 388. Pp. 23–45. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DYNAMIC CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORK MODES**A.F. Zharkin¹, V.A. Popov², O.S. Yarmoliuk², S.O. Palachov¹, V.O. Natalych²**1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine2 – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,
Beresteyskiy ave., 37, Kyiv, 03056, Ukrainee-mail: tig@ukr.net, yarmoliuk.lena@gmail.com

The intensive spread use of not dispatchable renewable energy sources, which are integrated into distribution systems, can create significant problems with ensuring the efficiency and even technical admissibility of their operating modes. The difficulties that arise cannot be eliminated by using existing control methods, which are not able to rationally and adequately respond to changes in the modes of operation caused by the unstable, with difficult-to-predict outputs of local energy sources. In this regard, the article considers the feasibility of using remotely controlled switching devices, which should provide the opportunity to quickly change the topology, and, accordingly, the load flow in certain circuits of distribution networks. The issues of determining the best locations for the remotely controlled switches and the algorithm for their operation, taking into account the limited switching resource and the actual uncertainty of information, are consistently resolved. The feasibility and possibility of involving the factor of reliability of power supply for making more justified decisions regarding the change of the distribution network mode are demonstrated. The results obtained are aimed to reduce of electrical energy losses, taking into account the reliability and efficient use of the switching resource of remotely controlled switches, which thereby allows expanding the implementation of renewable energy sources. Ref. 10, fig. 3, table.

Key words: distribution networks, remotely controlled switching devices, energy losses, reliability of power supply, dynamic control of modes of operation, information uncertainty.

1. Pab J.-S., Wang H.-J., Nguen T.-Y., Zou F.-M., Chu S.-C. Dynamic reconfiguration of distribution network based on dynamic optimal period division and multi-group flight slime mould algorithm. *Electric Power System Research*. 2022. Vol. 208. No. 107925. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107925>
2. Hachemi A.T., Sadaoui F., Saim A., Ebeed M., Arif S. Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1623-1637. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.07.050>
3. Popov V., Tkachenko V., Yarmoliuk O., Yatsenko D. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 220. Pp. 319–346. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
4. Yatsenko D.V., Popov V.A., Zamulko A.I., Yarmoliuk O.S., Adanikov O.V. Application of indicative quality indicator in dynamic management of the topology of a distribution network with local energy sources with the purpose of minimizing energy losses. *Bulletin of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*. 2022. № 6. C. 274–281. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281> (Ukr)
5. Dai Q., Fang X. A simple model to predict solar radiation under clear sky conditions. *Advances in Space Research*. 2014. Vol. 53. No. 8. Pp. 1239–1245. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2014.01.025>
6. Insolation: impact on electricity production by solar panels. *Solar Garden*. URL: <https://www.solargarden.com.ua/insolyatsiya-vplyv-na-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-sonyachnymy-panelyamy/> (Accessed at 06.02.2025). (Ukr)
7. On approval of the Rules for meteorological support of flights of state aviation of Ukraine. *Official web portal of the Parliament of Ukraine*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/z126415?utm_source=chatgpt.com#Text (Accessed at 11.02.2025). (Ukr)
8. Chrobak P., Skovajsa J., Zalesak M. Effect of cloudiness on the production of electricity by photovoltaic panels. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 76. Pp. 02010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167602010>
9. Moore R.E. *Interval Analysis* Prentice-Hall. Englewood Cliffs, NJ, 1966. 159 p.
10. Zharkin A., Novskiy V., Popov V., Palachov S. Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 388. Pp. 23–45. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

Надійшла: 16.07.2025
Прийнята: 19.08.2025Submitted: 16.07.2025
Accepted: 19.08.2025

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.015>

ФУНКЦІЇ СУЧАСНИХ СИСТЕМ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ МІКРОМЕРЕЖІ В УМОВАХ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗГІДНО ІЗ ВИМОГАМИ МІЖНАРОДНИХ СТАНДАРТІВ

І.В. Блінов*, докт. техн. наук, С.О. Палачов**, канд. техн. наук, Є.В. Парус***, канд. техн. наук, О.Г. Клименко****

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: blinovihor@gmail.com, palp@ukr.net, paruseugene@gmail.com

Публікацію присвячено дослідженню структури та функцій системи енергоменеджменту мікромережі згідно з діючими міжнародними стандартами, зокрема для реалізації завдань зниження витрат на електричну енергію для користувачів мікромережі. Виконано огляд термінології для систем управління режимами мікромереж. Досліджено особливості ієрархічного структурування цілей та завдань управління роботою мікромережі за різних ступенів впливу обмежень в обсягах отримуваної від системи розподілу електричної енергії. Досліджено особливості розв'язання задач планування режимів роботи мікромережі за різних критеріїв оптимізації, визначено складові процедур оптимізації режимів мікромережі. Показано структуру функцій системи управління енергією для керування енергетичним устаткуванням мікромережі, підключеної до системи розподілу. Бібл. 14, рис. 3.

Ключові слова: мікромережа, енергоменеджмент, система управління, планування режимів.

Вступ. Сучасні світові та українські енергетичні системи перебувають на переломному етапі свого розвитку. Зростаючі екологічні виклики, необхідність декарбонізації, а також потреба в підвищенні надійності та стійкості енергопостачання в умовах старіння інфраструктури та відмови від централізованої моделі виробництва стимулюють перехід до нових, більш гнучких та інтелектуальних рішень. У цьому контексті концепція «розумних мереж» (Smart Grids) та її реалізація у вигляді локальних енергетичних систем, відомих як мікромережі (Microgrids), набуває особливої актуальності [1]. Розумні мережі забезпечують двосторонній обмін даними та електроенергією, дозволяючи оптимізувати процеси генерації, передачі та споживання, тоді як мікромережі, інтегруючи розподілені джерела генерації, системи накопичення енергії та адаптивне навантаження, здатні функціонувати як автономно, так і в складі об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

Для України, яка активно рухається шляхом інтеграції до європейських енергетичних ринків, розвиток мікромереж є стратегічно важливим завданням [2]. Особливої актуальності це набуло в умовах руйнування значної частини енергетичної інфраструктури та великих об'єктів генерації внаслідок воєнних дій, що підкреслює критичну потребу у розвитку децентралізованої генерації та децентралізації управління режимами енергосистем. Розвиток сучасних технологій децентралізованої генерації та інтелектуального управління локальними енергетичними об'єктами не тільки сприяє підвищенню енергетичної безпеки, а й відповідає вимогам міжнародних стандартів [3], що регламентують ефективність, надійність та якість енергопостачання. Впровадження мікромереж сприяє раціональному використанню відновлюваних джерел енергії, мінімізації втрат та підвищенню якості електроенергії на локальному рівні. Однак ефективна робота цих складних систем неможлива без застосування сучасних підходів до їхнього управління.

Складність планування та оперативного управління мікромережею в умовах стохастичної нерегульованої генерації від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та динамічної зміни навантаження вимагає створення інтелектуальних систем управління. Ці системи мають забезпечувати не тільки стабілізацію режимів роботи, але й оптимізацію економічних показників та максимізацію використання доступних ресурсів. Ключовим елементом такої системи є



енергетичний менеджмент, який відповідає за збір даних, аналіз, прогнозування та прийняття рішень щодо раціонального використання наявних енергетичних ресурсів.

Таким чином, постає нагальна необхідність у дослідженні та структуруванні функцій системи планування режимів мікромережі. Виходячи з вимог міжнародних стандартів, це дослідження має зосередитися на формуванні структури та визначенні ключових функцій системи енергетичного менеджменту як основи загальної системи управління режимами роботи енергетичного устаткування мікромережі, необхідних для розв'язання задач планування режимів мікромережі.

Мета публікації полягає у дослідженні структури та функцій системи енергетичного менеджменту для управління та планування режимів роботи енергетичного устаткування мікромережі, підключеної до системи розподілу в ОЕС України.

Визначення та цілі систем енергетичного менеджменту. Розглянемо особливості у визначеннях і характеристиках сучасних технологій децентралізованого управління в електроенергетиці згідно з чинними міжнародними стандартами. Під *розумною мережею* (Smart Grid) розуміється інтелектуальна інфраструктура, яка підтримує двосторонній обмін інформацією і енергією між джерелами, споживачами, системами зберігання та мережею для оптимального балансування, надійності і ефективності. На відміну від традиційних електроенергетичних систем з централізованою системою управління потоками енергії від виробника до споживача, *розумна мережа* забезпечує двосторонній потік енергії та інформації між постачальниками та споживачами. Це дозволяє ефективніше керувати мережею, підвищувати її надійність, інтегрувати ВДЕ та дає споживачам можливість контролювати власне споживання. У [4] під *розумними мережами* розуміються «електричні мережі, що використовують технології керування електроенергетичними системами та інформаційного обміну, пов'язаного із ним, відповідні елементи технічних систем, призначені для зчитування, керування процесами, зокрема даними, та комутаційне обладнання для об'єднання в економічно ефективний спосіб поведінки та дій всіх приєднаних до неї споживачів, учасників ринку електричної енергії з метою забезпечення економічної, ефективною, надійною, безпечною, сталою роботи енергетичної системи з низькими втратами і високим рівнем якості та безпеки постачання». Натомість терміном *мікромережа* в [5] означена група взаємозв'язаних навантажень і розподіленої генерації із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати паралельно з ОЕС України (паралельний режим мікромережі) або в острівному режимі мікромережі.

В українському законодавстві термін *система енергетичного менеджменту* (СЕМ) має більш широке значення, ніж те, що, зазвичай, використовують в контексті концепції *розумних мереж*. Згідно з [4] СЕМ запроваджують та забезпечують її функціонування органи державної влади, підприємств, установ та організацій, що належать до сфери їх управління, і вона визначається як «система управління, що визначає енергетичну політику та цілі, енергетичні завдання, плани дій та процеси для досягнення цілей та енергетичних завдань». Разом із цим в [4] визначено поняття «енергетичний менеджмент мікромережі» – система забезпечення функціонування та керування навантаженнями і розподіленою генерацією мікромережі. При цьому вимоги до таких систем не визначено в національній законодавчій базі, регламентуючій документації, наприклад, кодексах систем розподілу або системи передачі, що обумовлює актуальність формування таких вимог для користувачів мікромереж в Україні.

Згідно з [6–9] СЕМ в мікромережі є верхньою частиною трирівневої ієрархічної структури управління, яка складається з рівня захисту та динамічного керування (первинний контроль), управління енергією, рівня системи моніторингу та керування (вторинний контроль), а також рівня планування роботи СЕМ (третинний контроль). Зазначені рівні розрізняються згідно з функціями, що вони виконують у мікромережі, а також часом реакції системи відповідного рівня.

Рівень захисту та контролю перехідних процесів характеризується часом реакції від мілісекунд до секунд. Функції рівня захисту та первинного контролю вихідних параметрів (струм, напруга) реалізують безпосередньо в об'єктах ВДЕ, як правило, в автоматичному та

автономному режимі з метою забезпечення максимальної швидкодії без очікування команд від вищих щаблів управління. Опис вимог до архітектури та функцій рівня захисту та контролю перехідних процесів наведений у [8].

Рівень системи моніторингу та контролю режимів виділяється в окремий щабель управління із реалізацією відповідної системи для *мікромереж* із встановленою потужністю більше 100 кВт. Для *мікромереж* із меншою встановленою потужністю, зазвичай функції моніторингу та контролю інтегруються разом із функціями управління енергією у відповідному контролері (системі управління) мікромережі. Вторинний контроль в основному призначений для компенсації відхилень напруги та частоти на рівні системи, спричинених первинним контролем. За допомогою роботи цієї системи можна забезпечити необхідну стабільність напруги та частоти. Опис вимог до архітектури та функцій рівня системи моніторингу і контролю режимів наведений, наприклад, у [8]. Для невеликих мікромереж, в яких функції рівнів управління енергією та моніторингу і контролю реалізує мікроконтролер, архітектура та функції визначені у [10].

Згідно з [11] СЕМ виконує такі функції в мікромережі:

Прогнозування виробництва електроенергії. СЕМ здійснює прогнозування обсягів генерації електроенергії на основі попередньої ретроспективної інформації, наприклад, даних вимірювань тощо. Для мікромереж, що містять вітрові та фотоелектричні станції, СЕМ мікромережі повинна бути оснащена функціями моніторингу ресурсів та налаштована для отримання можливості прогнозування потужності ВДЕ.

Управління розподіленими енергетичними ресурсами:

1) СЕМ відповідає за управління виробництвом електроенергії за допомогою розподілених енергетичних ресурсів, зокрема систем накопичення енергії, включаючи управління постачанням палива для виробництва електроенергії, управління станом виробництва електроенергії та поточним обслуговуванням відповідних об'єктів, управління станом накопичення енергії та управління пріоритетами використання джерел енергії.

2) для мікромережі з кількома джерелами електроенергії СЕМ може встановити одне з них як основне джерело, а для інших джерел встановити послідовність виведення з резерву.

Управління навантаженням:

1) СЕМ має здійснювати класифікацію навантаження в мікромережі та керування ним відповідно до вимог користувача щодо надійності електропостачання та з урахуванням таких факторів, як вплив переривання електропостачання на безпеку персоналу, забезпечення надійної роботи мікромережі, а також ступінь економічного впливу або фінансових втрат. Відповідно до визначеної класифікації навантаження СЕМ мікромережі має бути здатна заздалегідь визначити стратегії перемикання навантаження та плани дій для мікромережі на випадок будь-яких умов, що можуть мати місце.

2) В автономному режимі СЕМ мікромережі має бути здатна реалізовувати стратегію зниження потужності для кожного типу навантаження, застосовуючи визначені цикли та періоди керування, параметри живлення тощо.

Планування обсягів генерації електроенергії:

1) Планування графіків виробництва електроенергії, заряджання та розряджання накопичувачів енергії для кожного розподіленого енергетичного ресурсу. Це здійснюється шляхом оптимізаційного розрахунку оптимальних режимів роботи мікромережі на основі заздалегідь розроблених графіків, даних щодо прогнозування виробництва електроенергії та навантаження, даних про поточний стан мікромережі в режимі реального часу, характеристик електропостачання та навантаження, експлуатаційних обмежень та плану навантаження.

2) Управління ресурсами мікромережі у відповідності з добовим графіком виробництва електроенергії та погодинним графіком споживання електроенергії. План виробництва та споживання електроенергії має містити графік вихідної потужності на 24 години наступної доби, роздільна здатність якого не повинна перевищувати 15 хвилин. Обсяг генерації має бути запланованим з поточного часу до наступних 4 годин зі зсувом початкової точки відліку кожні 15 хв.

Керування напругою та реактивною потужністю. СЕМ мікромережі повинна налаштовувати оптимальний режим керування реактивною потужністю для регулювання напруги, наприклад, забезпечення фіксованого коефіцієнта потужності або обсягу реактивної потужності, застосування функціональної залежності напруга/реактивна потужність, забезпечення автономного балансу потужності тощо, а також надавати значення або діапазон налаштувань параметрів для вибраного режиму керування реактивною потужністю. Також СЕМ мікромережі повинна мати функцію встановлення порядку послідовності застосування обладнання для компенсації реактивної потужності.

Статистичний аналіз та оцінка:

1) Функції статистичного аналізу та оцінки системи СЕМ мікромережі повинні включати аналіз ресурсів, аналіз обміну енергією, аналіз генерації та споживання енергії, а також аналіз економічної вигоди, надійності та якості електроенергії.

2) Для мікромережі, яка використовує енергію вітру або фотоелектричну енергію як основне джерело енергії, система управління енергією мікромережі повинна виконувати аналіз можливостей генерації на основі даних моніторингу ресурсів вітру та сонця.

3) СЕМ мікромережі має виконувати статистичний аналіз виробництва електроенергії внутрішніми джерелами, обсягів використання електроенергії із зовнішньої системи розподілу, а також від систем накопичення енергії, а також обсяги обміну електричною енергією між мікромережею та системою розподілу.

4) СЕМ повинна мати функцію аналізу надійності електропостачання мікромережі, яка враховує аналіз рівня безперервності електропостачання, кількість та тривалість відключення електроенергії за рік тощо, а також функцію аналізу якості електроенергії в точці підключення до зовнішньої мережі.

Планування та розроблення мікромереж та систем керування ними. Комплексну функціональну специфікацію мікромережі та її системи керування можна розробити, тільки з урахуванням основних цілей та задач створення мікромережі, які визначають сценарій використання мікромереж та, базуються на економічних чинниках та визначенні переваг для зацікавлених сторін. Ціллю планування мікромережі є визначення можливості реалізації цих переваг або вирішення проблем, які очікуються.

На основі визначених цілей створюється конфігурація системи: Для цього треба визначити базову схему конфігурації розподіленої генерації мікромережі, що здатна забезпечити необхідні умови споживання електроенергії, на основі аналізу навантаження та ресурсів та стратегії роботи системи. Наступним етапом є проектування електричної системи, під час якого визначають рівень напруги системи, точку спільного підключення до зовнішній мережі, структуру електричної мережі, розрахунок потоку потужності, аналіз безпеки та стабільності.

Одним із підходів до систематичної розробки сценарію використання та визначення цілей мікромережі та її системи керування є підхід на основі варіантів використання. Це системна процедура, яка має визначити наступне:

1) Зацікавлені сторони — до них належать: клієнти та кінцеві користувачі мікромережі, споживачі та навантаження розподільчої мережі, незалежні виробники електроенергії у мікромережі та оператор системи розподілу. До речі, суспільство також може бути бенефіціаром від створення мікромережі.

2) Переваги створення мікромережі зазвичай пов'язані з постачанням безпечної та надійної енергії, а також підтримкою якості електроенергії в мікромережі та допоміжні послуги, що можуть бути надані зовнішній системі розподілу. Очікувані переваги у свою чергу визначають цілі системи керування мікромережею, а вони відповідно визначають необхідний перелік з наведених вище функцій СЕМ для кожної конкретної мікромережі.

Переваги мікромережі можна загалом класифікувати наступним чином:

a) підвищення надійності та забезпечення енергопостачання для всіх або частини своїх навантажень шляхом підтримки ізольованого режиму роботи;

b) забезпечення віддалених районів електроенергією з нижчою вартістю (у порівнянні із будівництвом мереж централізованого електропостачання);

с) зниження витрат на електроенергію для користувачів мікромереж у режимі підключення до мережі шляхом оптимізації таких активів, як: накопичення енергії, регульоване навантаження та генератори, інтеграція навантажень мікромережі та джерел енергії (генераторів) в єдиній взаємодіючій структурі надання допоміжних послуг мережі (виробництво реактивної потужності та регулювання напруги, забезпечення резервного живлення, можливість запуску власної генерації в ізольованому режимі, а також забезпечення резерву для регулювання частоти);

д) забезпечення готовності до стихійних лих шляхом оптимізації таких активів, як: накопичувачі енергії, регульоване навантаження та генератори.

е) покращення енергоефективності, зменшення викидів за рахунок використання сонячної та вітрової енергії.

Мета та потреби використання мікромережі окреслені в [9] як основні сценарії застосування мікромережі.

Проведений у [12] аналіз засвідчив актуальність для електроенергетики України сценарію *с*, тобто оптимізації використання наявних локальних енергоресурсів (таких, як джерела відновлюваної енергії та установки зберігання енергії) з метою зменшення витрат на закупівлю електричної енергії у постачальника. Відповідно оптимізація графіків функціонування локальних енергетичних ресурсів для зменшення вартості закупівлі електричної енергії є однією із основних цілей в задачах планування режимів роботи мікромережі. При цьому, як зазначено у [9], характерні для інших сценаріїв завдання також повинні враховуватися у сценарії *с* як додаткові цілі, актуальність яких збільшується чи зменшується за різних зовнішніх чинників.

У наступних розділах публікації зосереджено увагу на функціях рівня управління передусім в частині розв'язання задач планування режимів мікромережі. Відповідно аналіз завдань для системи управління режимами мікромережі здійснено з огляду на виконання процедур підготовки до реалізації режимів функціонування енергетичного устаткування в мікромережі.

Завдання системи управління режимами мікромережі в умовах обмежень електропостачання. Розглянемо особливості ієрархічного структурування завдань управління роботою мікромережі під впливом обмежень в обсягах отримуваної від системи розподілу електроенергії. Обмеження споживачів характерні в умовах масштабних руйнувань об'єктів генерації та інфраструктури передачі і розподілу електроенергії в ОЕС України внаслідок воєнних дій і продовжуватимуться деякий час по завершенню війни. На рис. 1 обмеження в електропостачанні споживачів сортовані за обсягами і часом від відсутності будь-яких обмежень на обсяги електроспоживання до відсутності електропостачання споживачів довгі періоди часу. Розглянемо детальніше особливості структурування завдань управління режимами мікромережі за різних ступенів впливу обмежень в електропостачанні.

Можливість роботи в ізольованому режимі зазначена в [10, 4] як базова властивість безпосередньо у визначенні терміну *мікромережа*. Відповідно до невід'ємних складових системи управління мікромережі відносяться функції контролю режимів і балансування електроенергії в умовах відсутності під'єднання до зовнішньої системи розподілу. До функцій контролю режимів відносяться задачі контролю рівнів напруг у вузлах локальної мережі та моніторинг струмів в елементах електричних з'єднань. Основними засобами балансування електроенергії в ізольованому режимі мікромережі є установки зберігання енергії, регульовані джерела електроенергії та регульоване навантаження в мікромережі.

Підтримку ізольованого режиму мікромережі слід розглядати як важливу функцію для реалізації завдань контролю та моніторингу в частині оперативного технологічного управління режимом мікромережі за відсутності електричного зв'язку із системою централізованого електропостачання. При цьому основна мета виконання функцій управління в ізольованому режимі функціонування мікромережі полягає у забезпеченні електричною енергією навантаження мікромережі чи критичної його частини на заданий період часу. Навантаження мікромережі поділяються на різні типи залежно від рівня їхньої критичності та керованості:

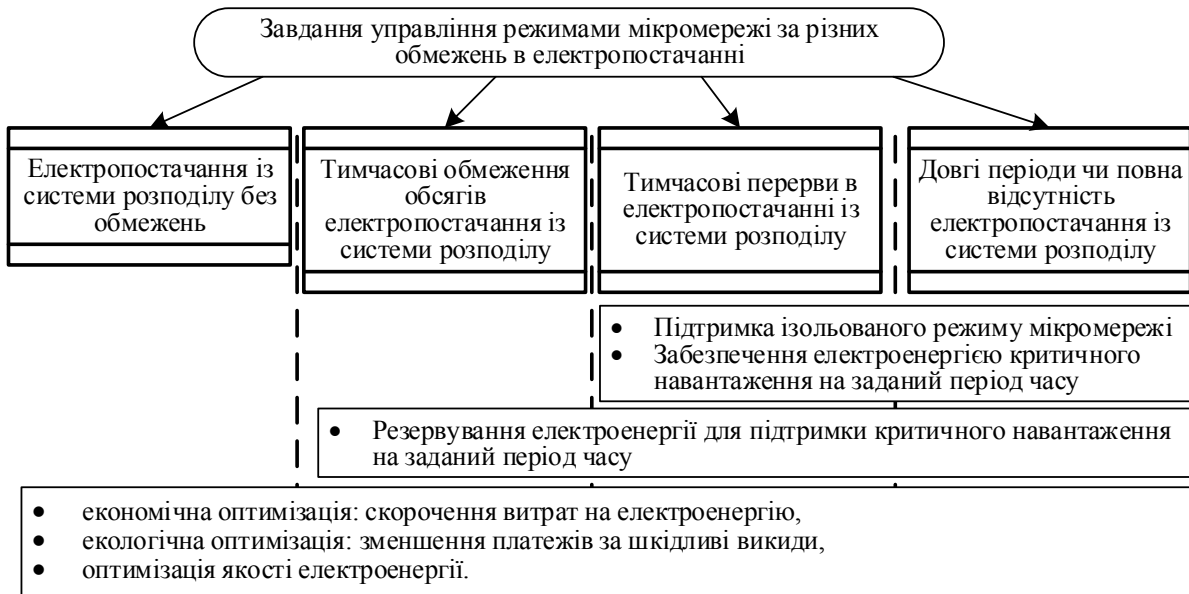


Рис. 1. Структура та цілі завдань управління режимами мікромережі за різних обмежень в електропостачанні

а) критичні навантаження, робота яких має бути забезпечена у всіх нормальних режимах роботи мікромережі. Зазвичай їх не можна обмежувати у постачанні енергії. Прикладами є пристрої, що належать до інформаційних технологій та живлення комп'ютерів, систем керування будівлями, системами безпеки та системами забезпечення життєдіяльності (наприклад, освітлення евакуації).

б) пріоритетні навантаження – це навантаження, які можна обмежувати за необхідності, але їх живлення бажано підтримувати, якщо це можливо.

в) керовані навантаження – це навантаження, живлення яких можна періодично переривати або встановлювати на різних рівнях енергоспоживання. Прикладами є живлення систем опалення, вентиляції та кондиціонування повітря (охолоджувачі, кондиціонери) та несуттєве промислове технологічне обладнання. Наприклад, будівля з надлишковою потужністю фотоелектричних генеруючих потужностей вранці може охолодити будівлю до нижчої, ніж зазвичай температури, а потім використовувати це для компенсації нагріву будівлі від денного тепла.

г) навантаження, які можна будь-коли відключити або перервати у часи, коли попит перевищує можливості генерації. Прикладами є накопичення теплової енергії, перекачування води, де є достатня кількість резервуарного сховища, та заряджання акумуляторів у системах розподіленого накопичування енергії.

д) навантаження для відведення та скидання енергії – ці навантаження використовуються, коли є надлишкові генеруючі потужності, а скорочення виробництва електроенергії неможливе, або коли є економічна вигода від використання надлишкової відведеної енергії. Прикладом є відвідне навантаження для вітрової турбіни, яка поглинає енергію раптових поривів вітру.

Для реалізації задачі забезпечення пріоритетного живлення навантаження у відповідності до їхніх типів критичності слід передбачити резерв енергоресурсів, розрахований на одну із технологічних задач:

- живлення прогнозованого рівня критичного навантаження мікромережі протягом прогнозованого періоду живлення від системи розподілу;
- забезпечення прогнозованих обсягів електроспоживання критично важливих технологічних процесів на період реалізації цих процесів за відсутності живлення від системи розподілу.

Завдання забезпечення електроенергією критичного навантаження на заданий період часу вирішується на етапі планування режимів роботи мікромережі шляхом розв'язання наступних задач:

1) визначення обсягів енергетичних ресурсів, необхідних для реалізації завдання забезпечення електроенергією критичного навантаження на період реалізації критично важливих технологічних процесів та/або на період відсутності живлення від системи розподілу;

2) планування графіків роботи енергетичного устаткування мікромережі з метою гарантування наявності необхідних резервів енергії на очікуваний момент зникнення живлення від системи розподілу чи на очікуваний момент початку виконання критично важливих технологічних процесів.

Аналогічно розв'язуються задачі планування та реалізації функцій управління режимами мікромережі в умовах обмежень обсягів отримуваної із системи розподілу електроенергії. Так само визначається обсяг енергетичних ресурсів, необхідних для компенсації обмежень у постачанні електроенергії із системи розподілу, та виконується планування графіків накопичення енергоресурсів для забезпечення стану готовності до реалізації таких режимів. Відповідно функції оперативного технологічного управління мікромережею стосуються виділення накопичених енергетичних ресурсів для дотримання обмежень в обсягах отримуваної із системи розподілу електроенергії.

Загалом у процедурах планування функцій управління режимами мікромережі враховуються наступні технічні і режимні обмеження:

– обмеження відпуску електроенергії (максимальна та мінімальна потужність генерації, максимальні потужності заряджання/розряджання УЗЕ, мінімальний «час простою», «час запуску» і «час зупинки» устаткування, максимальна швидкість змінення потужності енергетичного устаткування, мінімальний час на перемикання між режимами пуск/зупинка енергетичного устаткування або заряд/розряд УЗЕ);

– обмеження режимів функціонування локальної електроенергетичної системи (баланси генерація/навантаження, контроль потоків електроенергії, заданий мінімум резервів генерації, екологічні обмеження, наприклад – обсяги шкідливих викидів, обсяги обміну у точці приєднання локальної електроенергетичної системи до системи розподілу, малі обмеження стабільності сигналу, обмеження якості електроенергії, обмеження потужності ліній електропередач і кабельних ліній);

– обмеження надійності електропостачання (ймовірність ненавантаженого стану мікромережі, стохастичні обмеження потужності ВДЕ, обмеження випадкових витрат);

– стохастичні обмеження наявних енергетичних ресурсів;

– обмеження ринкової поведінки;

– обмеження, які гарантують безпечну роботу мікромережі.

– обмеження роботи в режимі реального часу (імітація непередбачуваних подій).

Завдання оптимізації витрат на отримання електричної енергії ставиться згідно із економічними, екологічними чи іншими критеріями. Оптимізація витрат за обраними критеріями є основним завданням за відсутності обмежень в обсягах отримуваної із системи розподілу електроенергії. За наявності обмежень в електропостачанні оптимізація витрат розглядається як додаткова ціль раціонального використання наявних енергоресурсів. У такій задачі оптимізації обмеження обсягів у різні періоди часу відіграють роль режимних обмежень. Методи та підходи до вирішення завдання оптимізації витрат зумовлюються обраною первинною ціллю.

Вирішення завдання оптимізації режимів функціонування мікромережі.

Розглянемо детальніше особливості вирішення завдань із технічними, економічними та екологічними цілями оптимізації (рис. 2).

Технічні цілі оптимізації полягають у підвищенні якості електроенергії і набувають особливої актуальності для споживачів з електроустаткуванням, чутливим до якості електроенергії. Потреба у заходах підвищення якості виникає у віддалених приєднаннях до системи розподілу, де складно утримувати характеристики режиму електричної мережі у нормованих

межах. Крім того, погіршення якості електроенергії, отримуваної споживачами, спостерігається в обтяжених і післяаварійних режимах електричних мереж, коли оператор мережі першочергово вирішує проблему утримання режиму енергосистеми від перебоїв у роботі навіть ціною погіршення якості електроенергії для споживачів.

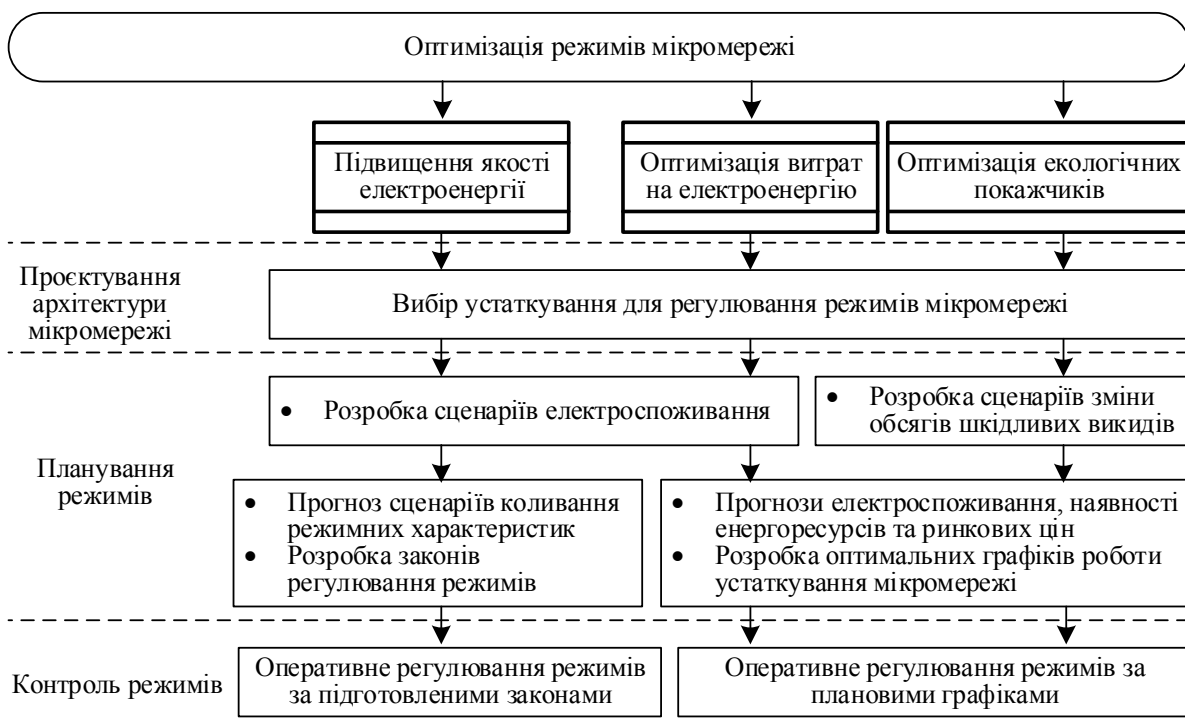


Рис. 2. Складові процедур оптимізації режимів мікромережі

Вирішення проблеми низької якості електроенергії розпочинається вже на етапі проектування архітектури мікромережі і полягає у виборі засобів, здатних підвищувати якість електроенергії до прийняттого рівня. Для вже діючої мікромережі здійснюється ряд заходів планування з метою підготовки до допустимих режимів зі зниженою якістю електроенергії:

– за можливості здійснюється дослідження і розробка різних сценаріїв функціонування мікромережі з такими змінами у структурі електроспоживання, які дозволяють зменшити мінімально необхідний обсяг енергетичних ресурсів для підтримки належної якості електроенергії; завдання стосується заходів комплексного планування всіх складових діяльності локальної електроенергетичної системи з метою зниження негативного впливу низької якості електроенергії, мікромережа у цьому разі розглядається як комплексна система управління енергетичними процесами з метою підвищення якості електроенергії до якомога вищого рівня;

– здійснюється прогноз і розробка сценаріїв електропостачання із отриманням від системи розподілу електроенергії зниженої якості; розроблені сценарії визначають проміжки часу, в яких необхідно вживати заходів з підвищення якості електроенергії та оцінку обсягів енергетичних ресурсів, необхідних для приведення якості електроенергії до прийняттого рівня;

– здійснюється розробка законів регулювання електричних режимів мікромережі; закони регулювання визначають набір команд управління енергетичним устаткуванням мікромережі як реакцію на змінення значень контрольованих характеристик електричних режимів в мікромережі; закони регулювання формуються як для централізованої системи моніторингу і контролю режимів мікромережі, так і для децентралізованого управління режимами окремого енергетичного устаткування на основі оперативної інформації від засобів моніторингу електричних режимів мікромережі.

Розроблені закони регулювання використовуються у процедурах оперативного управління технологічними процесами в локальній електроенергетичній системі. Частина законів регулювання визначає правила управління окремим енергетичним устаткуванням і формує

децентралізовану систему контролю і управління режимами мікромережі, наприклад – функції змінення потужності регульованої генерації чи потужності відпуску електроенергії від установки зберігання енергії як реакція на змінення рівня напруги у контрольованому вузлі локальної електроенергетичної системи. Частина законів регулювання використовується централізованою системою управління, передусім – активація/деактивація окремих функцій управління, перемикання режимів роботи та зміна законів регулювання для окремого енергетичного устаткування та інші команди комплексного контролю режимів мікромережі.

Оптимізація режимів за економічними критеріями надає найбільш адекватні показники ефективності роботи окремого енергетичного устаткування зокрема і мікромережі загалом. Імітація режимів локальної електроенергетичної системи з економічними критеріями оптимізації на етапі проектування архітектури та функцій мікромережі надає економічне обґрунтування для вибору енергетичного устаткування мікромережі.

Для вже діючої мікромережі в задачах планування економічні критерії оптимізації режимів дозволяють отримати ефективні графіки експлуатації енергетичного устаткування. У загальному випадку основним економічним критерієм оптимізації є максимізація вигоди від процедур купівлі/продажу електричної енергії. Якщо для мікромережі не передбачається продаж надлишків електроенергії, ціль оптимізації може бути зведена до мінімізації суми витрат на закупівлю електроенергії. Заходи щодо планування режимів устаткування з метою підвищення ефективності роботи локальної електроенергетичної системи за заданими економічними критеріями:

- за потреби, здійснюється дослідження і розробка різних сценаріїв реалізації технологічних процесів у споживачів електроенергії, які у подальшому дозволять обрати економічно найбільш ефективний сукупний графік електроспоживання в мікромережі;
- здійснюється прогноз і розробка графіків відпуску електроенергії з нерегульованих джерел генерації та прогноз ринкових цін;
- виконується оптимізація режимів роботи енергетичного устаткування мікромережі за обраними економічними критеріями, за результатами якої формуються планові графіки режимів роботи регульованих електроенергетичних установок в мікромережі.
- для установок з децентралізованим управлінням в мікромережі здійснюється розробка законів регулювання із пропорційно-інтегральними характеристиками чи з набором команд «ввімкнути/вимкнути» за мітками часу.

Розроблені планові графіки та закони регулювання використовуються у процесах оперативного управління технологічними процесами в локальній електроенергетичній системі. Окрім реалізації планових режимів, закони регулювання потужності енергетичного устаткування виконують завдання балансування потоків електроенергії в умовах відхилення фактичних обсягів нерегульованої генерації та електроспоживання від прогнозованих значень. Складові для формування таких законів регулювання формуються на етапі планування оптимальних режимів мікромережі. Основним критерієм оптимальності законів регулювання є мінімізація вартості небалансів (різниці між обсягами купленої та фактично спожитої електроенергії) для мікромережі.

Екологічна складова у загальному випадку може бути врахована в задачах оптимізації за економічними критеріями. Так для різних сценаріїв реалізації технологічних процесів у споживачів електроенергії додатково розраховуються об'єми шкідливих викидів. Граничні норми шкідливих викидів враховуються відповідними обмеженнями у математичних моделях оптимізації. Цільова функція в задачі оптимізації за економічними критеріями доповнюється змінною, яка враховує суму штрафів за шкідливі викиди в залежності від об'єму таких викидів в різних режимах роботи локальної електроенергетичної системи.

Структура і функції рівня планування управління енергією у СЕМ в складі мікромережі. Розглянемо особливості реалізації процедур розв'язання задач рівня управління енергією, викладених в [6]. Загалом для розв'язання задач управління енергією використовуються функції ведення ретроспективної інформації, функції планування режимів та функції підготовки до реалізації запланованих режимів (рис. 3).

До функцій ведення ретроспективної інформації віднесені передусім задачі накопичення оперативних даних системи моніторингу режимів мікромережі. Для вирішення завдань планування режимів мікромережі виконується попередній аналіз накопиченої ретроспективної інформації. Для приватних домогосподарств та дрібного бізнесу завдання ведення ретроспективної інформації вирішується засобами локальної системи управління базами даних на персональному комп'ютері. Для організацій і промислових підприємств система управління базами даних виділяється на окремий сервер даних. Для великих і територіально розподілених підприємств та організацій додатково використовуються віддалені сервери даних, зокрема хмарні сховища.



Рис. 3. Основні функції рівня планування управління енергією в СЕМ мікромережі

Завдання планування режимів роботи енергетичного устаткування мікромережі вирішуються шляхом розв'язання задач, наведених у попередньому розділі публікації. Розглянемо ці задачі з огляду на типи програмних засобів, призначених для їх розв'язання. При розв'язанні задач планування режимів роботи енергетичного устаткування мікромережі виконуються три основні типи завдань: генерація сценаріїв розвитку режимів функціонування мікромережі та системи розподілу, прогнози електроспоживання та нерегульованої генерації в мікромережі, прогноз ринкових цін, задачі оптимізації для раціонального використання наявних енергетичних ресурсів в мікромережі.

Сценарії розвитку режимів функціонування мікромережі, зокрема сценарії реалізації технологічних процесів, призначені для оцінки надійності електропостачання в локальній електроенергетичній системі та для формування законів регулювання режимів енергетичного устаткування мікромережі у позаштатних ситуаціях. Крім того, сценаріями розвитку режимів функціонування мікромережі імітуються різні варіанти послідовності і обсягів електроспоживання при виконанні технологічних процесів на виробництві. Для непромислових об'єктів виконується розробка сценаріїв ведення господарської діяльності. Сценарії розвитку режимів функціонування системи розподілу призначені для імітації обмежень в обсягах електроспоживання та перебоїв в електропостачанні. Розробка сценаріїв здійснюється на основі аналізу ретроспективної інформації із врахуванням очікуваних перспектив реалізації технологічних процесів та ймовірних обмежень в електропостачанні від системи розподілу.

Прогнози в задачах планування режимів мікромережі включають: прогнозування виробництва електроенергії, прогнозування навантаження та прогнозування цін на електроенергію. Для розв'язання задач прогнозування використовується накопичена ретроспективна інформація, а також ряд внутрішніх і зовнішніх чинників. До внутрішніх чинників відносяться: сценарії реалізації технологічних процесів чи господарської діяльності, а також поточні технічні стани енергетичного устаткування мікромережі. До зовнішніх чинників відносяться: кліматичні умови (прогноз погоди з урахуванням сезону року), очікувані обмеження в елект-

ропостачанні із системи розподілу, а також очікувана кон'юнктура на ринку електроенергії. За потреби, прогнозовані графіки генерації, електроспоживання і ринкових цін формуються окремо для кожного сценарію режимів функціонування мікромережі. Задачі прогнозування розв'язуються, як правило, з використанням методів і алгоритмів штучного інтелекту, наприклад – нейронних мереж [13].

Оптимізація режимів енергетичного устаткування мікромережі виконується з метою раціонального використання наявних енергетичних ресурсів за обраними критеріями оптимальності із дотриманням заданих технічних і режимних обмежень [14]. Вибір методів і засобів оптимізації зумовлюється переважно рівнями деталізації технічних характеристик енергетичного устаткування мікромережі, а також особливостей технологічних процесів чи видів господарської діяльності. Відповідно до обраних рівнів деталізації формуються математичні моделі узгоджено із методами оптимізації. Залежно від особливостей сформованої математичної моделі розрізняють розповсюджені задачі оптимізації, такі як: лінійне/нелінійне програмування, цілочислове та змішане цілочислове лінійне програмування, динамічне програмування, багатоцільове програмування і т.і. Для оптимізації режимів складних локальних електроенергетичних комплексів також застосовуються евристичні алгоритми чи засоби штучного інтелекту з метою швидкого розрахунку прийнятних режимів функціонування мікромережі в умовах неповноти вхідної інформації, комбінаторної складності математичної моделі чи проблем побудови формалізованого опису процесів у локальній електроенергетичній системі.

До основних цілей оптимізації відносяться мінімізація витрат на закупівлю електроенергії та максимізація вигоди від продажу надлишків згенерованої електроенергії. Для промислових підприємств і комерційних організацій цільова функція додатково враховує очікувану вигоду від реалізації продукції чи надання послуг. За потреби цільова функція додатково враховує платежі за шкідливі викиди у навколишнє середовище. Характеристики енергетичного устаткування мікромережі та очікувані обмеження обсягів електропостачання від системи розподілу подаються системою обмежень у математичних моделях. Позаштатні ситуації в мікромережі та у системі розподілу доцільно виділяти в окремі сценарії функціонування мікромережі. За результатами оптимізації отримуються планові графіки режимів регульованого енергетичного устаткування мікромережі та графіки обсягів купівлі/продажу електроенергетичної енергії.

Останній етап вирішення завдання планування режиму функціонування мікромережі полягає у підготовці до реалізації планових графіків. Здійснюються транзакції купівлі/продажу електроенергії на торгових платформах ринку електроенергії чи замовлення таких графіків у електропостачальника. Формалізуються закони регулювання енергетичного устаткування мікромережі для відповідності плановим графікам. Оновлені закони регулювання використовуються у процедурах перепрограмування контролерів чи сервера управління режимами мікромережі.

Висновки. Таким чином за результатами досліджень визначено основні функції системи енергетичного менеджменту для управління та планування режимів роботи енергетичного устаткування мікромережі, роль, структуру і функцій системи планування управління енергією у тривірневій ієрархічній структурі управління мікромережею. Показано, що комплексну функціональну специфікацію мікромережі можна розробити, визначивши основні цілі системи керування мікромережі. Цілі розробки і роботи мікромережі визначають сценарій її використання, базуються на економічних чинниках та визначенні інших переваг для зацікавлених сторін. Очікувані переваги у свою чергу визначають цілі системи керування мікромережею, а цілі мікромережі визначають необхідний перелік з наведених у публікації функцій СЕМ.

Реалізація вказаної структури і функції рівня планування управління енергією у складі СЕМ мікромережі дозволить ефективно вирішувати завдання зниження витрат для користувачів мікромережі в умовах обмеження обсягів постачання електроенергії із системи розподілу ОЕС України. Отримані результати є основою для подальших досліджень зі створення моделей функціонування мікромереж та систем енергетичного менеджменту мікромереж.

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Цифрова трансформація: сучасні тенденції та завдання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 65. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.005>
2. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України 14.10.2022 № 908-р.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (дата звернення 1.08.2025).
3. Кириленко О.В., Блінов І.В., Зайцев С.О., Палачов С.О., Васильченко В.І. Впровадження міжнародних та європейських стандартів для розвитку ОЕС України згідно з концепцією Smart Grid. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2022. Вип. 63. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
4. Про енергетичну ефективність: Закон України від 01.01.2025 р. № 1818-IX.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (дата звернення 08.08.2025).
5. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII.
URL: <https://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення 1.08.2025)
6. IEC TS 62898 3 2:2024 Microgrids – Part 3 2: Technical requirements – Energy management systems. – International Electrotechnical Commission, 2024, 94 p.
7. IEC TS 62898-3-4:2023 Microgrids – Part 3-4: Technical requirements – Microgrid monitoring and control systems. Geneva: IEC, 2023, 70 p.
8. IEC TS 62898-3-1:2020+Amd.1:2023 Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control. Geneva: IEC, 2023, 144 p.
9. IEC TS 62898-1:2017/Amd.1:2023 Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Geneva: IEC, 2023, 72 p.
10. IEEE 2030.7-2017 IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. – Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017, 78 p.
11. IEEE Std 2030.9™-2019 IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid, 2019, 45 p.
12. Блінов, І.В., С.О. Палачов, Є.В. Парус, О.Г. Клименко. Сценарії використання мікромереж згідно з міжнародними стандартами. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2025. Вип. 70. С. 14–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
13. Mirosznyk, V., Shymaniuk, P., Sychova, V., Loskutov, S. Short-Term Load Forecasting in Electrical Networks and Systems with Artificial Neural Networks and Taking into Account Additional Factors. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*, Springer, Cham. 2023. Vol. 220. Pp 87–105. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_5
14. Блінов, І., Парус, Є., Шиманюк, П., Ворущило, А. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5, С. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>

FUNCTIONS OF UP-TO-DATE MICROGRID ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS UNDER GRID-CONNECTED OPERATION IN COMPLIANCE WITH INTERNATIONAL STANDARDS

I. Blinov, S. Palachov, Ye. Parus, O. Klymenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

This publication is devoted to the study of the structure and functions of microgrid energy management systems in accordance with current international standards, particularly in the context of reducing electricity costs for microgrid users. A review of terminology related to microgrid operation control systems is provided. The hierarchical structuring of goals and control tasks for microgrid operation is analyzed under varying degrees of constraints on electricity supply from the distribution grid. The paper investigates approaches to microgrid operation planning based on different optimization criteria and identifies the key components of optimization procedures. The structure of energy management system functions for controlling the energy equipment of a microgrid connected to the distribution system is defined. Ref. 14, fig. 3.

Keywords: microgrid, energy management, control system, mode planning.

1. Kyrylenko O., Denysiuk S., Blinov I. Digital transformation of the energy industry: current trends and task. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. V. 65. Pp. 5–14. (Ukr)
DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.65.005>
2. Concept of implementation of “smart grids” in Ukraine by 2035. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine 14.10.2022 № 908-р.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (Accessed at 1.08.2025) (Ukr)

3. Kyrylenko O., Blinov I., Zaitsev Ie., Palachov S., Vasylychenko V. International and European standards implementation for uses of Smart Grid concept in IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. V. 63. Pp. 5–12. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
4. On energy efficiency: Law of Ukraine of 01.01.2025. № 1818-IX.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (Accessed at 8.08.2025) (Ukr)
5. On Electricity Market: The Law of Ukraine 13.04.2017. No 2019-VIII.
URL: <https://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (Accessed at 01.08.2025) (Ukr)
6. IEC TS 62898 3 2:2024 Microgrids. Part 3 2: Technical requirements. Energy management systems. International Electrotechnical Commission, 2024, 94 p.
7. IEC TS 62898-3-4:2023 Microgrids. Part 3-4: Technical requirements. Microgrid monitoring and control systems. Geneva: IEC, 2023. 70 p.
8. IEC TS 62898-3-1:2020+Amd.1:2023 Microgrids. Part 3-1: Technical requirements. Protection and dynamic control. Geneva: IEC, 2023, 144 p.
9. IEC TS 62898-1:2017/Amd.1:2023 Microgrids. Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Geneva: IEC, 2023, 72 p.
10. IEEE 2030.7-2017 IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017, 78 p.
11. IEEE Std 2030.9™-2019 IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid, 2019, 45 p.
12. Blinov I.V., Palachov S.O., Parus Ye.V., Klymenko O.H. Use cases of microgrids according to international standards. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. V. 2025. No 70, Pp. 14–25. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
13. Miroshnyk, V., Shymaniuk, P., Sychova, V., Loskutov, S. Short-Term Load Forecasting in Electrical Networks and Systems with Artificial Neural Networks and Taking into Account Additional Factors. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*, Springer, Cham. 2023. Vol. 220. Pp 87–105.
DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_5
14. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk, P.V., Vorushylo A.O. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 69–78. (Ukr)
DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>

Надійшла: 19.08.2025

Прийнята: 26.08.2025

Submitted: 19.08.2025

Accepted: 26.08.2025

МІКРОМЕРЕЖІ: СУЧАСНИЙ СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ

І.М. Кучерява, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56, Україна

e-mail: rB.irinan@gmail.com

У статті представлено огляд концепції мікромережі, її класифікації, основних переваг, принципів побудови та функціонування, засобів генерації електроенергії, систем керування і зберігання енергії. Надано характеристики сучасних промислових мікромереж і окреслено актуальні задачі їхнього подальшого вдосконалення. Узагальнено перспективи і напрямки майбутнього розвитку мікромереж. Бібл. 59, рис. 10, табл. 7.

Ключові слова: енергосистема, мікромережа, острівний режим роботи, розподілені енергетичні ресурси, відновлювані джерела енергії, екологічність, промислові мікромережі, перспективи розвитку.

Вступ. Стрімкий розвиток промисловості в світі, зростання населення і значне збільшення споживання електроенергії з обмеженням джерел енергії обумовлюють першорядність проблеми енергоефективності як ключового виклику енергетики на сучасному етапі. Саме технологія мікромережі (microgrid) має призначення вирішувати задачу енергетичної ефективності шляхом реалізації різних підходів до енергозбереження та використання відновлюваних джерел енергії на доповнення до традиційної генерації електроенергії.

За даними [1, 2] в останні роки обсяг ринку мікромереж зростає майже експоненціально. Прогнозується, що він збільшиться від 10,24 млрд. доларів США у 2025 р. до 52,02 млрд. доларів США у 2037 р. за середньорічного темпу зростання на 13,2 %. У 2025 р. обсяг промислових мікромереж становитиме 11,33 млрд. доларів. Дослідницька фірма Guidehouse очікує, що потужність мікромереж у світі досягне 19888,8 МВт до 2028 р. Північна Америка і

Азіатсько-Тихоокеанський регіон розглядаються як лідери ринку (рис. 1, 2). Повсюди тільки віддалені, комерційні та промислові мікромережі складають 65–70 % від усієї потужності.

Розширення ринку пояснюється швидким економічним підйомом країн, що розвиваються, збільшенням попиту на чисті джерела енергії та дедалі ширшим упровадженням мікромереж для електрифікації сільських місцевостей (віддалених мікромереж). Усього, наприклад, у другій половині 2019 р. в світі було встановлено 4470 мікромереж, що нараховують 25 ГВт запланованої і встановленої потужності [1]. Наразі уряд США прийняв рішення інвестувати 20 млн. доларів на підтримку 17 нових мікромережових проєктів по всій країні [1, 2].

Станом на перший квартал 2020 р. у всьому світі діяло 6610 проєктів мікромереж, що становить 31784,6 МВт [3]. Північна Америка має 36,3 % потужностей. Швидко впроваджує мікромережі бізнес-сектор, що включає комерційні і промислові (С&І) підприємства. На нові компанії в цьому сегменті припадає

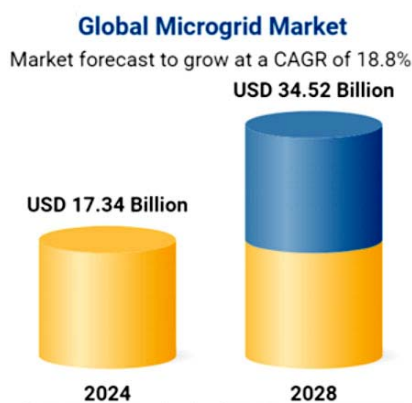


Рис. 1. Обсяг світового ринку мікромереж із прогнозом на 2028 р. (щорічний темп зростання –18,8 %) [2]

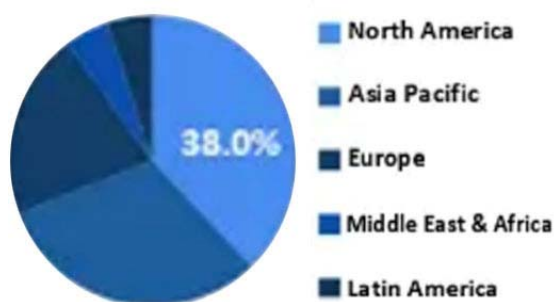


Рис. 2. Розподіл (у %) ринку мікромереж по регіонах світу [1]

85,8 % мікромереж. Найбільшим загальним сегментом у світі є віддалені мікромережі з 36 %, або 11452,2 МВт, за ними йдуть мікромережі C&I з 29,1 %, або 9263,9 МВт. Разом ці два сектори займають 65 % ринку. Відстежено постійне зростання моделі мікромережі "енергія як послуга" у разі власності третьої сторони, що позбавляє клієнтів початкових капітальних витрат. Така модель представляє 87 % нових мікромереж [3].

Розвитку ринку перешкоджають складність і вартість підключення мікромереж до основної енергетичної мережі, відсутність документів стандартизації, високі витрати на встановлення, низька обізнаність споживачів про переваги й особливості мікромереж, нестача технічної підготовки, фінансові та юридичні перешкоди. [1].

Основними компаніями, що працюють на ринку мікромереж, є такі: General Electric Company, Schneider Electric SE, ABB Group, Siemens AG, Toshiba Corporation, Exelon Corporation, Eaton Corporation PLC, Engie SA, Hitachi Ltd., S&C Electric Company, ін. [1, 2].

Численні публікації останніх років, присвячені дослідженню і розвитку мікромереж [4–43], також свідчать про їхню перспективність і щораз більший інтерес до них.

Метою цієї роботи є вивчення та узагальнення інформації відносно сучасних мікромереж з акцентом на промислові мікромережі на основі огляду наявних літературних джерел, а також представлення новітніх технічних і технологічних рішень та напрямків подальшого розвитку і вдосконалення цієї галузі.

Загальна інформація. Мікромережа – це група взаємопов'язаних навантажень і розподілених енергетичних ресурсів із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівнях розподілу напруги, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати в острівному режимі незалежно від того, автономна вона чи підключена до традиційної енергосистеми [44, п. 3.1.1].

Мікромережа є локальною енергетичною мережею, що надає можливості генерувати власну електроенергію на певному об'єкті і використовувати її за своїми потребами. Для реалізації своїх функцій мікромережа підключає, відстежує та керує розподіленими енергетичними ресурсами (DER – distributed energy resources) об'єкта, забезпечуючи продуктивність, надійність і стійкість.

Можлива робота мікромережі в разі підключення до традиційної енергетичної мережі, тобто паралельно з нею (мережевий режим роботи) або автономна робота у відключеному від енергомережі острівному режимі. Завдяки здатності функціонувати в разі відключенні від традиційної енергосистеми (далі – основна/центральна мережа або основна енергосистема за буквальним перекладом з англійської термінів у використаних першоджерелах), мікромережі можуть посилювати стійкість мережі, сприяти зменшенню в ній збоїв, а також працювати як ресурс мережі для швидшого реагування та відновлення системи. Мікромережі часто спрямовуються на підвищення гнучкості та надійності центральної енергетичної мережі, забезпечуючи працездатність критично важливих навантажень під час перебоїв у мережі. Крім того, мікромережі можуть зменшувати навантаження на центральну мережу в періоди пікового попиту на електроенергію, надаючи у такий спосіб підтримку основній мережі. У разі відключення мережі або виходу її з ладу, у разі надзвичайних ситуацій, власних потреб, а також пікових цін на електроенергію, мікромережа здатна реагувати на це.

Мікромережа поєднує виробництво та споживання електроенергії. На відміну від традиційної енергосистеми, яка генерує електроенергію в централізованому масштабі, а потім розподіляє її довгими лініями електропередачі, мікромережа виробляє електроенергію безпосередньо на об'єкті, використовуючи для цього поєднання, наприклад, резервних дизельних генераторів і відновлюваних джерел енергії – сонячних батарей, вітрову та/або гідроенергію. Мікромережа налаштовується на управління розподіленими енергетичними ресурсами – невідновлюваними джерелами електроенергії (дизельними, газовими генераторами, мікротурбінами, паливними елементами тощо) та відновлюваними джерелами енергії (рис. 3, 4).

Ресурси, що підключаються до мікромережі, можуть бути різними, головним є те, що вони забезпечують основне і резервне живлення об'єктів місцевого рівня. Електропостачання в мікромережі здійснюється завдяки інтегруванню малопотужних джерел із їхнім пристро-

Grid Connected Microgrid Market Share, By Power Source, 2023

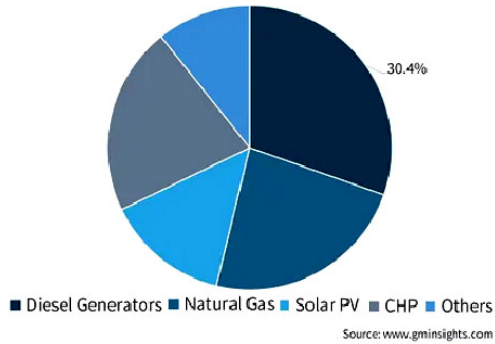


Рис. 3. Розподіл ринку мікромереж за джерелами живлення (дизельні генератори, природний газ, сонячні батареї, ТЕЦ, інші.) станом на 2023 р.

і програмним забезпеченням, сучасними інтерфейсами на основі інтернет та розумними засобами обліку електроенергії здатні повністю координувати роботу з центральною мережею, відповідають за оптимізацію, виробництво, зберігання і розподіл енергії, що передбачає прогнозування попиту на електроенергію, регулювання її генерації, а також управління зарядженням і розрядженням акумуляторів.

Мікромережа може розглядатися як своєрідний інтелектуальний мініваріант централізованої системи електропостачання. Відмінні особливості мікромережі: децентралізованість, можливість використання відновлюваних джерел енергії та функціонування незалежно від центральної мережі.

Найбільш привабливими властивостями мікромереж є:

- підвищення надійності електропостачання внаслідок енергетичної стійкості, що реалізується завдяки роботі в острівному режимі та локальній генерації електроенергії, наприклад, від наявних на об'єкті малих генераторів, сонячних батарей, вітротурбін, т. ін.;
- можливість здійснення двостороннього потоку електроенергії, тобто споживання електроенергії з основної мережі та експорт до неї надлишкової енергії;
- за наявності відновлюваних джерел – економія витрат на електроенергію, скорочен-

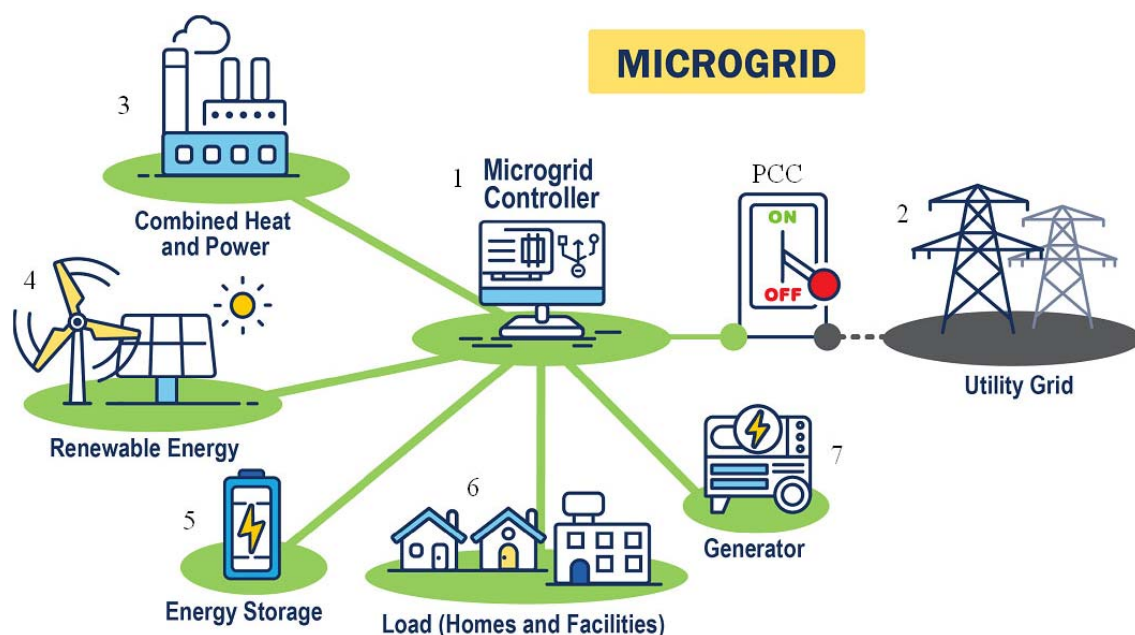


Рис. 4. Схематичне представлення мікромережі [5]. 1 – контролер; 2 – основна енергомережа; 3 – комбіновані теплоенергоресурси; 4 – відновлювані джерела; 5 – зберігання енергії; 6 – навантаження (житлові і промислові); 7 – генератори; PCC – точка підключення до основної мережі

суванням до умов і режимів споживання електроенергії. Для зберігання надлишкової електроенергії, стабільного енергопостачання також і під час відключень мікромережа зазвичай вміщує акумуляторні системи.

Важливим елементом мікромережі є її система енергетичного менеджменту [45] на базі контролерів з функцією контролю й управління режимами роботи, що зокрема дає змогу мікромережі ефективно розподіляти і контролювати внутрішню генерацію, споживання та зберігання електроенергії (позиція 1 на рис. 4). Такі системи дуже гнучкі – у разі виходу з ладу основної енергомережі мікромережа ізолюється і здійснює електропостачання критичних зон. Інтелектуальні системи управління з відповідними методами, спеціальними алгоритмами

ня викидів в атмосферу та зменшення впливу на клімат і здоров'я людей, що є особливо важливим для великих об'єктів і промислових підприємств.

Таким чином, мікромережі сприяють сталому розвитку, допомагають реалізації контролю за витратами на електроенергію, зберігають екологію.

Сучасні технологічні рішення для мікромереж дають змогу:

- інтегруватися з технологіями інтелектуальної мережі;
- поєднувати розподілені та відновлювані джерела енергії;
- знижувати пікові навантаження;

– постачати електроенергію на відповідальні об'єкти та об'єкти з критичними потребами (наприклад, у віддалені від основних джерел енергії райони, в ізольовані місця без зв'язків або із слабкими зв'язками з енергосистемою). Зазвичай мікромережі приєднуються до локальної енергетичної компанії як основного джерела електроенергії.

У разі забезпечення електроенергією окремого регіону чи віддаленого населеного пункту мова йде насамперед про *мінімережу*, тобто незалежну локалізовану енергомережу, що може працювати повністю автономно (в острівному режимі) з підключенням відновлюваних джерел енергії.

Мікромережі впроваджуються на рівні промислових підприємств та комерційних парків, університетів, військових баз, центрів обробки даних, бізнес-центрів, постачальників комунальних послуг, торговельних комплексів, офісних будівель. Значними драйверами мікромереж є широкий доступ до електроенергії, економія палива та витрат, зменшення викидів CO₂, паливна незалежність, безперебійне постачання енергії [7].

Головні сучасні тенденції в розвитку мікромереж включають інтеграцію передових технологій накопичення енергії, розробку інтелектуальних мікромереж для покращення контролю та ефективності роботи.

Інтелектуальна мікромережа (smart microgrid) – це вдосконалена мікромережева енергетична система, яка об'єднує цифрові системи зв'язку та управління з традиційною енергетичною інфраструктурою для забезпечення моніторингу та керування потоками енергії в реальному часі. Інтелектуальні мікромережі оптимізують використання відновлюваних джерел енергії, зменшують викиди вуглецю та підвищують енергоефективність. Вони також надають споживачам більший контроль над споживанням енергії та витратами завдяки використанню розумних лічильників і систем автоматизації. Технології, які підтримують інтелектуальні мережі (smart grid), також можна використовувати для підвищення ефективності мікромереж [4]. Інтелектуальна мікромережа використовує датчики, системи автоматизації та керування для оптимізації виробництва, зберігання та розподілу енергії. Інтелектуальні мікромережі стійкі й надійні, здатні швидко реагувати на зміни попиту або перебоїв в електропостачанні.

Слід зазначити, що мікромережі відрізняються від наявних *віртуальних електростанцій* (virtual power plant, VPP) [8, 18–20] – мереж із високим рівнем проникнення розподіленої мікрогенерації насамперед через те, що мікромережі координують та керують доступними ресурсами, зокрема щодо виробництва і споживання електроенергії. Основні відмінності цих мереж показано в табл. 1.

Таблиця 1. Відмінності мікромережі від віртуальної електростанції [18]

Мікромережа	Віртуальна електростанція
Можливість відключення від основної мережі для роботи в острівному режимі	Необхідність підключення до загальнодоступної енергетичної мережі
Передбачається декілька локальних джерел електроенергії з можливостями її зберігання	Можуть інтегруватися ресурси з широкої географічної зони за відсутності накопичення енергії
Відносно невелика встановлена потужність, зосереджена на місцевому споживанні	Набагато більші масштаб і встановлена потужність
Забезпечується підвищення якості електропостачання локальних навантажень без збоїв і перебоїв	Спрямована на плавну інтеграцію великої кількості джерел електроенергії в наявні енергетичні системи

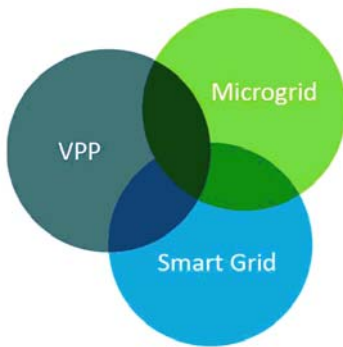


Рис. 5. Ефективна робота мікромережі як частини Smart Grid і VPP [8]

Оптимальна ситуація може скластися, коли мікромережа працює як частина інтелектуальної мережі (smart grid) і віртуальної електростанції (VPP) (рис. 5, [8]).

Основні компоненти і функції мікромережі.

1. Зв'язок з основною мережею. Відповідно до схеми рис. 4 мікромережа має точку підключення до основної мережі – РСС (point of common coupling). Це фізична точка, де мікромережа приєднується або ізолюється від мережі для роботи в острівному режимі. РСС включає в себе різне обладнання та пристрої для полегшення з'єднання, обміну електроенергією, захисту та контролю між мікромережею та основною енергомережею. Сюди входять такі компоненти, як вимикачі, захисні реле та синхронізаційне обладнання. Повністю ізольована мікромережа не має точки РСС.

2. Навантаження (позиція 6 на рис. 4) визначається за призначенням мікромережі з урахуванням: 1) *критично важливих будівель-об'єктів*, що потребують безперервного енергопостачання, мають значні резервні генератори і додаткові ресурси; 2) *некритичних навантажень*, що обслуговуються мікромережею за спеціальною потребою і за більшості умов; 3) *потенційних навантажень*, які можуть час від часу підключатися/відключатися від мікромережі.

Для формування мікромерережі важлива інформація про розташування усіх базових об'єктів-навантажень і відповідних систем живлення для реалізації повного, пікового, середнього або мінімізованого навантаження того чи іншого складового об'єкта.

3. Генерація електроенергії і основне електричне обладнання. Пристрої розподіленої генерації можуть включати, наприклад, фотоелектричну (PV photovoltaic) генерацію, вітрові турбіни, паливні елементи, мікротурбіни. Вони розташовуються в одній мережі та спрямовуються на задоволення місцевого попиту в електроенергії.

Деякі типи пристроїв розподіленого виробництва електроенергії (позиція 7 на рис. 4) [6]:

- дизельні генератори – найбільш поширені енергетичні ресурси для резервного живлення; номінальна потужність від кВт до МВт; вихідна потужність – АС; можуть використовуватися в основному, резервному або безперервному режимі; мають 26–33 % енергоефективності залежно від навантаження;

- газові генератори мають номінальну потужність від кВт до МВт, 24–30 % енергоефективності залежно від навантаження, нижчі викиди, але є дорогими на 20–100 % від дизель-генераторів;

- сонячні батареї, номінальна потужність – від Вт до МВт, вихідна потужність – DC, 10–30 % енергоефективності; потребують інверторних технологій для перетворення DC–АС та для загальної ефективності енергоперетворення;

- установки вітрової генерації, номінальна потужність – від кВт до МВт, вихідна потужність – АС, 75 % енергоефективності;

- паливні елементи, вихідна потужність – DC; екологічність, використовуються для комбінованих теплоелектричних застосувань;

- мікротурбіни, вихідна потужність – АС; ефективність – 25–30 %; потужність – від 30 кВт до 1 МВт; невеликі розміри і вага, низькі витрати на обслуговування;

- гідроенергетичні ресурси;

- біомаса;

- геотермальна енергія.

Порівняльні характеристики деяких засобів генерації електроенергії в мікромережах показано в табл. 2 [31].

4. Постачання електроенергії здійснюється на основі гнучкої інтеграції відновлюваних джерел (сонця, вітру) із традиційними генераторами енергії (дизельними, газовими тощо), а також з основною енергосистемою для надійного та ефективного енергопостачання.

Саме гібридні системи, що поєднують сонячну, вітрову енергію або мікрогідроелектростанції, особливо в доступних для цього районах, забезпечують стабільність постачання електроенергії.

Таблиця 2. Переваги і недоліки засобів генерації електроенергії в мікромережах

Засоби генерації	Переваги	Недоліки
Дизельні генератори	швидкий запуск; хороша реакція на перехідні режими; зберігання палива	більш висока вартість палива; більші викиди в атмосферу
Газові генератори	висока ефективність палива; менший вплив на довкілля	повільніший запуск; обмежена реакція на перехідні режими; дороге зберігання палива; загальне зростання ціни на паливо
Сонячна енергія	низька вартість обслуговування; різноманітність застосування	залежність від сонця, погоди; необхідність системи зберігання енергії; високі капітальні витрати; необхідність інвертора
Вітрова енергія	незалежність від місця розташування; низька ціна виробництва	залежність від погодних умов; незадовільне візуальне сприйняття; шум
Біогаз	економічно вигідне джерело палива; зменшення забруднення ґрунту/води; побічне добриво	вартість отримання; обробка палива / фільтрація; необхідність відповідної біомаси
Акумуляторні батареї	модифікуємість; миттєва доступність потужності; нейтральність до збереження вуглецю	просторове обмеження; свій строк служби; обмежене зберігання енергії
Паливні елементи	низькі викиди; екологічність; безшумність; застосування для ТЕЦ	дорога екстракція водню; витратна інфраструктура для водню

5. Зберігання енергії (позиція 5 на рис. 4). Система зберігання енергії виконує декілька функцій в мікромережі, зокрема забезпечення якості електроенергії, відслідковування пікового навантаження, регулювання частоти, надання резервної потужності. Ця система відіграє також вирішальну роль в оптимізації витрат мікромережі.

Основні компоненти для зберігання надлишкової електроенергії:

- джерела безперебійного живлення (Uninterruptible Power Supply, UPS) зазвичай встановлюються послідовно з критично важливим навантаженням, підвищують надійність і якість електроенергії, що подається на нього;
- батареї різних технологій, ефективні для швидкого розряду, тривалого зберігання енергії та високої продуктивності протягом багатьох робочих циклів, зокрема Pb-acid, Ni-Cd, Na-S, Li-ion (літій-іонні) батареї;
 - комбіновані батареї, конденсатори;
 - суперконденсатори (ефективність – 90–95 %, потужність – до 300 кВт),
 - гібридні батареї на паливних елементах;
 - насосні гідросистеми;
 - акумулятори енергії стисненого повітря,
 - суперпровідні магніто-енергетичні системи і т. ін.

Зазначимо, що інтерфейси силової електроніки (рис. 6) використовуються для підключення та управління різними компонентами мікромережі, наприклад, генераторами, навантаженнями та накопичувачами. Для того, щоб узгодити вхідну та вихідну напруги одного компонента з напругою мікромережі підтримуються різні етапи перетворення, наприклад, DC-AC, AC-DC, DC-DC.

6. Розподільна інфраструктура складається з системи розподілу електроенергії від джерел до навантажень на місцевому рівні. Такі системи містять лінії електропередачі, трансформатори та комутатори в рамках системи об'єктів мікромережі.

7. Контроль і управління (позиція 1 на рис. 4) здійснюються спеціальними системами, що оснащені сучасним програмним забезпеченням, підвищують енергоефективність, стійкість до відмов і безпеку мікромережі. Управління передбачає захист електричних систем, автоматизацію, кібербезпеку, засоби контролю і візуалізації в реальному часі навантаження і

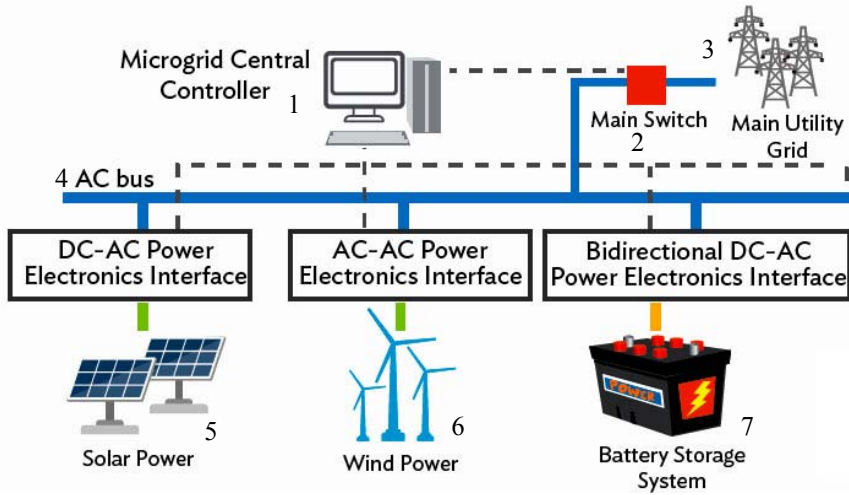


Рис. 6. Приклад використання силової електроніки для ресурсів: сонячних батарей (5), вітроустановок (6) та батарей для зберігання енергії (7) в мікромережі [7]. 1 – центральний контролер; 2 – основний перемикач; 3 – основна енергетична мережа; 4 – АС шина

генерації, інтеграцію з інфраструктурою електричного обладнання, з усіма енергоресурсами, планування енергопостачання, оцінку витрат.

Системи контролю мікромереж будуються за трьома рівнями та зв'язками, показаними на рис. 7 та в табл. 3.

Таблиця 3. Характеристика трьохрівневого контролю мікромереж

Рівні контролю	Коротка характеристика
Первинний	забезпечує надійність роботи та реагування на збої компонентів мікромережі, передбачає відслідковування стабільності напруги і частоти, розподіл електроенергії, контроль роботи захисних пристроїв;
Вторинний	призначається для регулювання напруги та частоти на основі реакцій на змінення навантажень та в системі живлення, зокрема вирівнює напругу і частоту за відхиленнями, виявленими на первинному рівні, здійснює мережеву синхронізацію і контроль на локальному рівні;
Третинний	контроль потоку електроенергії від мікромережі до основної мережі, забезпечується оптимальна робота в різних режимах, проводиться контроль на глобальному рівні і управління в режимі підключення до основної енергетичної мережі.

Застосовуються такі *три режими контролю мікромережі*: 1) master-slave, коли один пристрій/процес (master) контролює один або більше інших пристроїв/процесів (slaves), тобто пристрій/процес здійснює однонаправлене управління підпорядкованим йому пристроєм; такий режим найчастіше використовується для острівної роботи мікромережі; 2) peer-to-peer – однорангове керування або контроль рівноправних вузлів одного над іншим, завдяки чому мікромережа може автоматично визначати, підключати та налаштовувати на роботу нові пристрої; 3) комбінований master-slave і peer-to-peer режим, який і забезпечує стабільну роботу мікромережі.

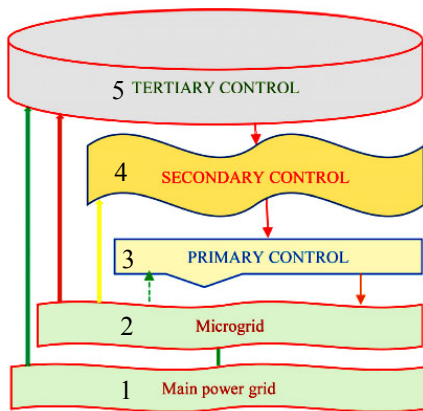


Рис. 7. Ієрархічна схема контролю мікромереж. 1 – основна енергомережа; 2 – мікромережа; 3 – первинний контроль; 4, 5 – вторинний і третинний контроль

Архітектура контролю може бути [27, 31]:

- централізованою (центральний процесор збирає всі вимірювання та визначає наступні дії для скоординованої роботи всередині мікромережі);
- децентралізованою (рішення приймаються на рівні окремих компонентів на основі локальних вимірювань і алгоритмів, вбудованих у кожен вузол);
- розподіленою багатоагентною (distributed multi-agent) (це версія децентралізованого підходу, за якого кожен локальний контролер має зв'язок із поряд розташованим, щоб користуватися перевагами централізованої архітектури для всієї мікромережі).

У системі контролю мікромережі контролер і система управління енергією безперервно контролюють роботу мережі за допомогою інструментів зв'язку

та інтелектуальних лічильників енергії, а також здійснюють управління генерацією та диспетчеризацію навантаження на основі критеріїв економічності та надійності.

Класифікація мікромереж. Мікромережі класифікуються (рис. 8 [27, 31]):

1 – за розміром: маломасштабні (до 10 кВт), середньомасштабні (10 кВт – 1 МВт) та великомасштабні (більше 1 МВт) мікромережі;

2 – за застосуванням: високоякісна електроенергія, зниження витрат та гнучко орієнтовані мікромережі;

3 – за роботою: з підключенням до основної енергомережі, робота в перехідному режимі, робота в острівному режимі;

4 – за розподільною системою: DC-, AC- та гібридні мікромережі; (структуру і порівняльні характеристики DC- і AC-мікромереж наведено на рис. 9 і в табл. 4);

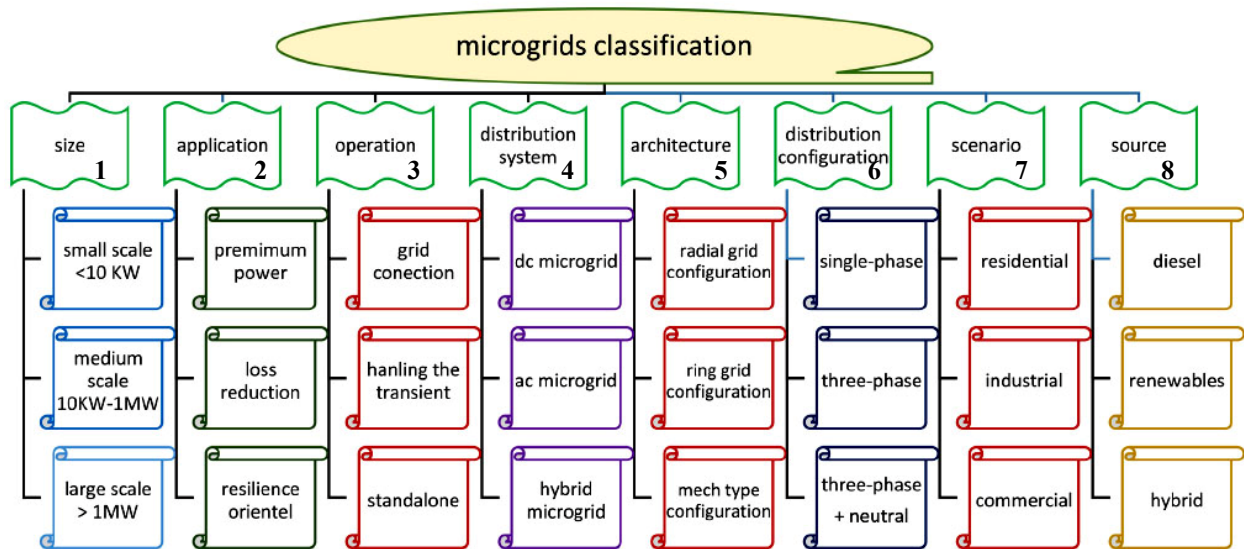


Рис. 8. Класифікація мікромереж [27]

Таблиця 4. Порівняння DC- і AC-мікромереж [27]

Показник	DC-мікромережа	AC-мікромережа
Послідовно з'єднані силові конвертори	Так	Ні
Можливість перекомпоновки наявних засобів	Ні	Так
Стабільність	Незалежна від зовнішніх впливів	Знає зовнішніх впливів
Контроль мікромережі	Прості підходи до контролю	Складний процес контролю внаслідок частоти
Пристрої, сумісні з мережею	Ні	Так
Кількість необхідних інтерфейсів силовій електроніки	Середня	Велика
Складність необхідних інтерфейсів силовій електроніки	Прості інтерфейси	Складні інтерфейси
Якість енергії в мережі	Висока	Низька
Легке управління енергозбереженням	Так	Ні
Система захисту	Складна, дорога. Недосконалі компоненти	Проста, дешева. Досконалі захисні схеми

5 – за архітектурою: радіальні, кільцеві і сітчасті (mesh grid) мережі; радіальна мережа використовує магістраль, до якої підключені споживачі електроенергії та пристрої генерації, струм йде в одному напрямку; кільцева конфігурація зазвичай використовується, коли потрібен струм у різних напрямках; конфігурація mesh grid передбачає наявність вузлів для більшої доступності споживачів до електроенергії, водночас ускладнюються інші технічні аспекти, такі як захист, контроль і експлуатація;

6 – за розподільною конфігурацією: однофазні, трифазні мікромережі та трифазні мікромережі з нейтраллю;

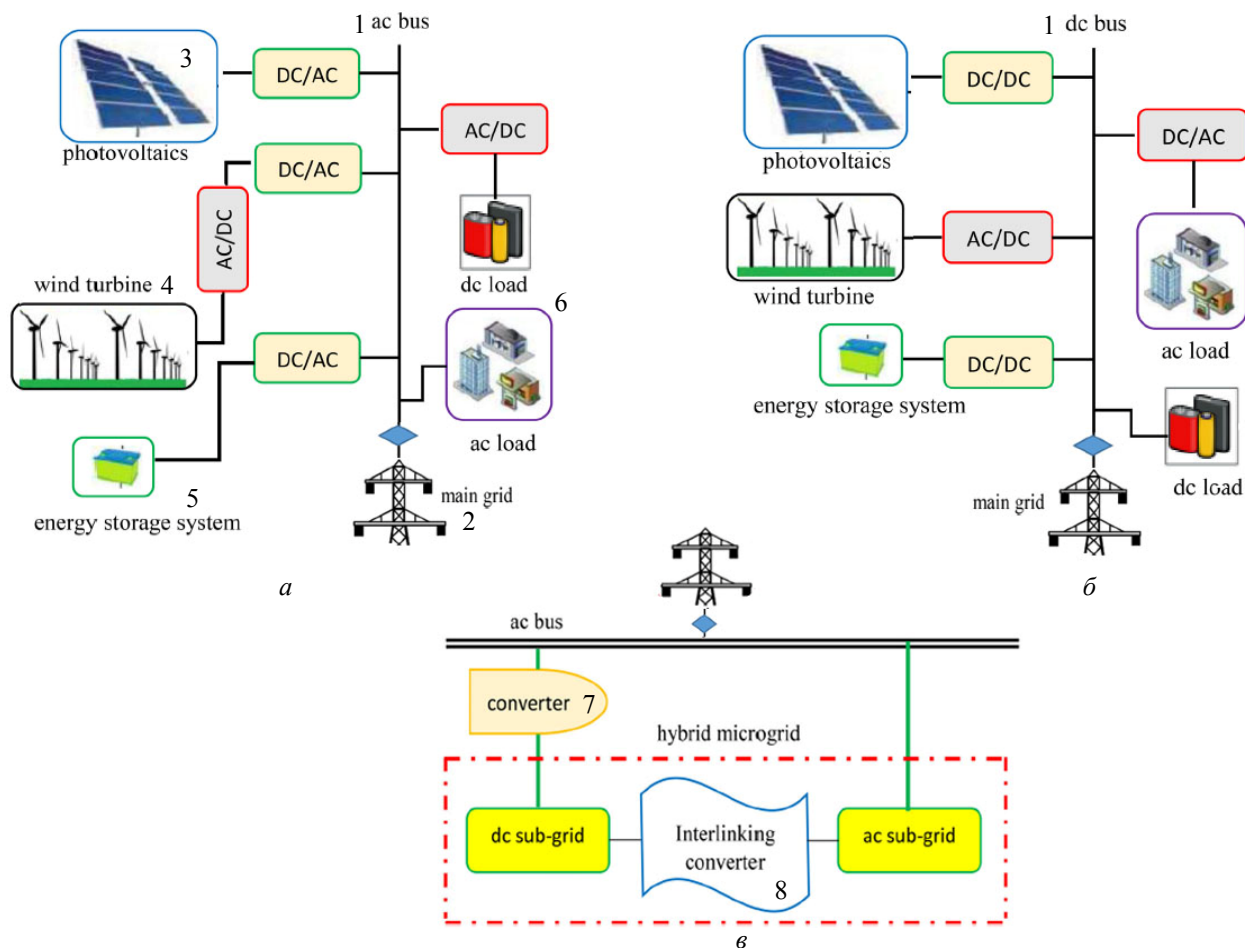


Рис. 9. Структура AC- (а) DC- (б) і гібридної (в) мікромережі [27]. 1 – AC/DC шини; 2 – основна енергетична мережа; 3 – сонячні батареї; 4 – вітрові установки; 5 – система зберігання енергії; 6 – AC/DC навантаження; 7 – перетворювач; 8 – перетворювач для взаємного зв'язку AC- і DC-підмереж

7 – за призначенням: побутові, промислові, комерційні мікромережі;

8 – за джерелами енергії: дизельні, відновлювальні та гібридні.

Промислові мікромережі [10–18, 21, 24, 28, 29, 30, 38]. Використання розподілених енергетичних ресурсів разом із відновлюваними джерелами має особливе значення для промислових об'єктів.

За категоріями генерації об'єкти поділяються на об'єкти мікрогенерації (~1 Вт < 5 кВт), малої генерації (5 кВт < 5 МВт), середньої (5 МВт < 50 МВт) та великої (50 МВт < 300 МВт) генерації.

Переваги та недоліки розподіленої генерації порівняно з централізованим виробленням електроенергії.

Переваги – відсутність вимог, зменшення переривань, короткі терміни монтажу, доступність у модульних елементах, вирішення питань: синхронізація мереж, регулювання частоти і напруги, стійкість і захист, якість електроенергії. Недоліки – вищі витрати на електроенергію, менше розмаїття навантаження, що вимагає збільшення пікової потужності, резервування для гарантованої надійності, підключення за потребою до мережі для резервного живлення і відстеження навантаження. Збільшенню промислових мікромереж сприяють розвиток силової електроніки, систем управління та зв'язку, а також удосконалення проектування та методів експлуатації мікромереж.

Визначення, переваги, характеристики. Промислові мікромережі визначаються дещо по-різному: 1) це група джерел електроенергії, розташованих близько до точок її споживання, 2) сукупність навантажень і мікроджерел, що працюють як єдина система, яка забезпечує тепло- і електроенергію, має необхідну гнучкість завдяки системі управління, 3) або дискретна система на основі відновлюваних і традиційних джерел електроенергії з її зберіганням, системами управління енергією в розумних будівлях промислового призначення [10].

Промислові мікромережі класифікуються за характеристиками розподільної лінії (змінного або постійного струму), а моделі будуються на основі різних параметрів і особливостей, таких як напруга, географія, споживчі та економічні переваги.

До основних переваг промислових мікромереж відносяться підвищення надійності на основі локального розподілення; вища якість електроенергії завдяки управлінню локальними навантаженнями; зменшення викидів вуглецю в разі використання відновлюваних джерел; економічність завдяки зниженню витрат на передачу і розподіл електроенергії.

Тенденції майбутнього розвитку пов'язуються з удосконаленням систем підключення/відключення мікромереж від основної мережі, правильним вибором систем електричного захисту, використанням нових пристроїв (суперконденсаторів і паливних елементів) як гібридних систем зберігання енергії.

Основні промислові мікромережі охарактеризовано в табл. 5 [10].

Таблиця 5. Характеристика основних типів промислових мікромереж

Типи підприємств	Переваги	Недоліки	Методи удосконалення
Нафтогазові	– зменшення викидів CO ₂ ; – можливість гібридних систем накопичення енергії	– чутливі навантаження в обладнанні; – великі навантаження; – високі витрати	– підвищення надійності; – регулювання напруги та частоти; – зниження витрат; – методи захисту; – оптимізація управління; – контроль гібридних систем накопичення енергії; – оптимізація розмірів і розташування елементів мікромережі
Гірничо-видобувні	– можливість повністю острівного режиму; – можливість гібридних систем накопичення енергії	– великі чутливі навантаження; – розташування мікромережі	
Хімічні	– зменшення викидів CO ₂ ; – можливість гібридних систем накопичення енергії	– чутливі навантаження в обладнанні; – великі навантаження; – високі витрати	
Виробничі	– можливість повністю острівного режиму роботи; – можливість використання гібридних систем накопичення енергії	– чутливі навантаження; – переривання у споживанні електроенергії за підключення до мережі; – високі витрати	
Виробництво електроенергії	– відсутність великих навантажень; – легке підключення/ відключення від магістральної мережі	– використання постійної напруги для розподілу; – використання чутливих навантажень	

Системи зберігання електроенергії. У напрямку застосування ефективних систем зберігання енергії залишаються питання використання систем на основі батарей; інтеграції в багатофункціональні електростанції відновлюваної енергетики; підключення до промислових мікромереж; оптимізації систем зберігання; зменшення впливу відходів; утилізації після завершення терміну служби батарей.

Основні акумуляторні системи, що використовуються на великомасштабних підприємствах, представлено в табл. 6 [10, 11, 18].

Таблиця 6. Основні сучасні акумуляторні технології на основі батарей

Система зберігання електроенергії – ефективність, потужність	Переваги	Недоліки
Свинцево-кислотні акумуляторні батареї (lead-acid battery) – 70–90 %, до 20 МВт	– низька щільність потужності, – малі капітальні витрати	– обмежений термін служби при повному розряджанні
Літій-іонні акумулятори (lithium-ion batteries) – 75–90 %, до 50 МВт	– висока щільність енергії, – висока ефективність	– висока вартість, – спеціальна схема заряджання
Натрієво-сірчані акумулятори (sodium-sulfur batteries) – 80–90 %, 0,05– 8 МВт	– висока щільність енергії, – висока ефективність	– вартість виробництва, – питання безпеки
Проточні акумулятори (flow batteries) – 75–85 %, 0,3–15 МВт	– висока щільність енергії	– низька ємність

Моделювання і оптимізація промислових мікромереж. Важливим є питання оптимізації мікромереж, особливо в контексті створення математичних моделей з урахуванням технічних обмежень, наприклад, для стратегії динамічного планування використання електроенергії, економічної роботи промислової мікромережі з гнучкими навантаженнями і відновними джерелами, мінімізації витрат на паливо, збільшення відновлених джерел, керування реактивною потужністю тощо [21–24]. У більшості досліджень моделювання проводяться в програмному середовищі MATLAB/Simulink.

Вивчаються підходи до оптимального розміщення відновлювальних джерел генерації електроенергії, що спрямовуються на зменшення втрат потужності, покращення профілів напруги, пошук оптимального розміру та розташування джерел енергії [10, 25]. Оптимізація архітектури мікромережі проводиться відносно розподілу потоків електроенергії та інформації про стан усіх вузлів, мінімізується цільова функція за різними критеріями ефективності (контроль напруги, реактивної потужності, розміщення пристроїв управління, т. ін.), використовуються методи лінійного і нелінійного програмування, динамічного і стохастичного програмування, евристичні методи оптимізації [26].

Напрямки подальшого розвитку:

- підвищення надійності та функціональності з'єднаних та ізольованих мікромереж;
- вдосконалення систем захисту;
- розташування та розміри мікромереж;
- дослідження напруги і частоти в разі підключення до основної енергомережі;
- підключення мікромережі до високовольтної лінії електропередачі постійного струму (HVDC);
- зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Для промислових мікромереж виділяються першорядні задачі (табл. 7 [10]).

Таблиця 7. Актуальні задачі розвитку промислових мікромереж

Задачі	Шляхи вирішення
Оптимізація методів контролю	Вдосконалення методів керування, приладів та обчислювальних методів для промислових мікромереж
Використання високовольтних ліній електропередачі постійного струму для розподілу енергії	Проведення нових досліджень для HVDC розподілу
Оптимізація розмірів і розташування мікромереж	Адаптування і розширення досліджень для промислових мікромереж
Методи контролю для гібридних систем збереження енергії	Дослідження методів контролю для нових технологій зберігання енергії
Аналіз стандартів, правил і практичних підходів, пов'язаних з промисловими мікромережами з використанням відновлювальних джерел	Розширення законодавчої бази та розробка стандартів для промислових мікромереж, їхньої топології та конфігурації.

Україна на шляху до мікромереж. В Україні діє програма Ukraine Facility (2024–2027), і заплановано реформи для подальшого відновлення і розвитку економіки [46]. В енергетичному секторі пріоритетами є енергетична безпека, перехід на низьковуглецеві та відновлювані джерела енергії з постійним розвитком енергетичної стійкості, що відповідає енергетичній стратегії України до 2050 р. [47].



Рис. 10. Карта горизонтального сонячного випромінювання України [46]

Міністерство енергетики України у підсумках 2024 р. зазначило успіхи в розвитку розподіленої генерації. Станом на 31 грудня підключено сумарно 967 МВт об'єктів розподіленої генерації, з яких 835 МВт тільки в 2024 р. Затверджено стратегію розвитку розподіленої генерації до 2035 р. та запущено фінансові програми для підвищення енергонезалежності споживачів, розпочато фінан-

сування проєктів на 8,3 млрд. грн., які забезпечать ~430 МВт нових потужностей [47].

Важливим джерелом відновлюваної енергії України є сонячна енергія (рис. 10), що за прогнозами буде відігравати центральну роль у децентралізованих енергосистемах і надалі більш широко використовуватися завдяки розвитку нових технологій і зниженню витрат.

У місті Мерефа Харківської області знаходиться сонячна фотоелектрична установка, що забезпечувала 10 % річного споживання електроенергії в межах Мереф'янської територіальної громади. У травні 2022 р. фотоелектрична система зазнала ракетної атаки, у результаті чого було пошкоджено 1312 фотоелектричних модулів і суттєво зменшено виробництво електроенергії [48]. Наразі на базі сонячної станції та її розширення в Мерефі створюється мікромережа з компонентами: сонячна електростанція загальною потужністю 4,4 МВт, система зберігання енергії потужністю 2,5 МВт та дві газопоршневі установки на природному газі по 532 кВт [49].

У Вінницькій області станом на 2023 р. було створено п'ять мікромереж [50]. На сьогодні проводяться пілотний проєкт мікромережі в Миколаївській області [51] та створення мікромережі, за основу якої прийнято газову генерацію та відновлювальні джерела енергії (променева енергія сонця, вітру, гідроенергія річок), для Хмельницької об'єднаної територіальної громади [52]. Введення в дію нових мікромереж дасть змогу підвищити загальну стійкість і незалежність енергосистеми на місцевому рівні, покращити якість електроенергії, знизити її вартість.

Відповідно до розпоряджень Кабінету Міністрів України передбачено реалізацію пілотних проєктів з впровадження мікромереж [53], а метою стратегії розвитку розподіленої генерації до 2035 року визнано модернізацію мережевої інфраструктури, зокрема створення мікромереж на принципах "розумних мереж" [54]

В Україні проводяться наукові дослідження в галузі мікромереж, наприклад, [4, 53–59], впроваджуються міжнародні стандарти й моделі оптимального функціонування [56, 59].

Основні тенденції подальшого розвитку мікромереж [7, 31, 37, 40–43, 45].

– *Проєктування і моделювання.* У майбутньому підключення нових джерел живлення, систем зберігання енергії та навантажень, таких як пристрої plug and play*, призведе до складності мікромереж і нових проєктних рішень і підходів до моделювання.

– *Режими роботи.* У цьому напрямку передбачаються дослідження та розробка засобів для гнучкого переходу від сумісної роботи з основною енергосистемою до автономної роботи мікромережі.

– *Захист.* Релейні захисні пристрої можуть виявитися недостатніми, необхідна нова стратегія захисту для безпечної роботи мікромережі в усіх режимах та переходах.

– *Контроль.* У разі змінюваних характеристик робочих елементів мікромережі для її автономного режиму необхідна ефективна методика контролю параметрів системи.

– *Управління енергією.* Узгодження відновлюваних джерел, систем енергозберігання та навантаження є складним процесом, тому потрібна стратегія для економічного використання енергії, що подається від відновлюваних джерел, генераторів та систем енергозберігання.

– *Стабільність* передбачає стратегію ефективного контролю за вирівнюванням (збалансуванням) між генерацією і навантаженням в острівному режимі мікромережі.

– *Енергозберігання.* Критичним питанням буде дослідження потенційного використання систем зберігання енергії з різноманітними функціями для підтримки постійності, стабільності роботи мікромережі.

– *Інтеграція ядерної енергії з відновлюваними джерелами.* У цьому напрямку прогноуються вивчення і створення гібридних енергетичних систем, розробка технологій зберігання енергії, що можуть ефективно використовувати переваги таких джерел енергії.

* технологія plug and play "ввімкни і працюй" – підключає і автоматично розпізнає нові об'єкти і зовнішні пристрої, вносить відповідні зміни в конфігурацію всієї системи.

– *Складові (мульти-) мікромережі*. Потрібна передавальна та комунікаційна інфраструктури для збалансованої роботи та безперервного постачання енергії на навантаження в декількох зв'язаних між собою мікромережах.

– *Канал зв'язку* передбачає інтегрування інтелектуальних засобів вимірювання та управління мікромережею.

– *Цифровізація (Digitalization)* шляхом створення та впровадження нових моделей та сервісів на основі цифрових технологій; використання нових методів керування, орієнтованих на покращення постачання від відновлювальних джерел генерації, з метою посилення гнучкості енергетичної системи.

– *Бездротові рішення* як альтернативний підхід до еволюції екосистеми електроенергії в сфері її передачі і розподілу, що використовує комп'ютерні засоби і бездротове з'єднання для передачі, обміну даними та підключення до компонентів мережі.

– *Технології Інтернет речей (Internet of Things, IoT)* як концепція мікромережі з інтелектуальними інтерфейсами для взаємного зв'язку і обміну даними між компонентами в автоматичному режимі. Завдяки таким технологіям можливо, наприклад, підвищити ефективність роботи й управління мікромережею. IoT технології, архітектури та додатки розглядаються як ключовий елемент для оновлення та підвищення надійності, стійкості та економічності мікромереж.

– *Хмарні платформи (Cloud platforms)* в рамках мікромереж для доступу і зв'язку з різними ресурсами: комунікаційними мережами, серверами, засобами збереження і обробки даних, обчислювальними сервісами, програмним забезпеченням через Інтернет.

– *Системи штучного інтелекту* з метою отримання всебічної інформації для прийняття рішень, зокрема щодо керування компонентами мікромереж, прогнозування генерації та споживання електричної енергії тощо.

– *Екологічність* – посилення заходів для декарбонізації (зниження викидів вуглекислого газу) та скорочення/уникнення шкідливих речовин.

– *Регулювання і стандарти*. Необхідність загальноприйнятих стандартів, правил та практичних заходів для сприяння і підтримки роботи мікромереж в усьому світі.

Висновки. Наявні нині в світі мікромережі та їхнє подальше вдосконалення розглядаються як ключові умови для створення майбутніх інтелектуальних енергетичних мереж, які дають змогу завдяки повному контролю, ефективності і незалежності розукрупнити енергосистему і забезпечити стабільне постачання електроенергії на будь-якому місцевому рівні.

У статті висвітлюються основні сучасні і перспективні питання та виклики впровадження мікромереж, зокрема промислових мікромереж. Окреслюються важливі аспекти і напрями подальших досліджень у цій галузі. Визначаються першорядні фактори та обґрунтовується значна роль мікромереж у формуванні сталого енергетичного майбутнього та збереженні екології.

Роботу виконано за темою "Забезпечення ефективного функціонування та розвитку розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж" (шифр: Режим-3).

1. Global micrigrid market trends, forecast report 2025–2037. URL: <https://www.researchnester.com/reports/microgrid-market/3379>
2. Microgrid global market report 2024 URL: https://www.researchandmarkets.com/reports/5939321/microgrid-global-market-report?srltid=AfmBOorGiSMJgmLxJHKFAPlwNmX_sEoI3SgqTznw00cKWjEU_uiVVd7
3. Wood E. North America now top microgrid market due to installations by businesses. April 23, 2020. <https://www.microgridknowledge.com/editors-choice/article/11428971/north-america-now-top-microgrid-market-due-to-installations-by-businesses>
4. Kyrylenko A.V. Intelligent electric power systems: elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2014, 408 p.
5. Microgrid overview. Grid Deployment Office. U.S. Department of Energy, January 2024, 9 p. https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-02/46060_DOE_GDO_Microgrid_Overview_Fact_Sheet_RELEASE_508.pdf

6. Fundamentals of advanced microgrid design. Course book for advancing caribbean energy resilience workshop, Sandia National Laboratories, U.S. Department of Energy, May 2019, 58 p. <https://2017-2020.usaid.gov/energy/mini-grids/technical-design/key-steps/fundamentals-advanced-microgrid-design>
7. Handbook on microgrids for power quality and connectivity. Asian Development Bank (www.adb.org). July 2020, 113 p. <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/623446/handbook-microgrids-power-quality-connectivity.pdf>
8. Microgrid design guide. Naval Facilities Engineering Command. P 601, December 2016, 88 p. <https://www.wbdg.org/NAVFAC/PPUBB/P-601.pdf>
9. Voices of experience. Microgrids for resiliency. U.S. Department of Energy. National Renewable Energy Laboratory. 2020, 50 p. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/75909.pdf>
10. Gutiérrez-Oliva D., Colmenar-Santos A., Rosales-Asensio E. A review of the state of the art of industrial microgrids based on renewable energy. *Electronics*. 2022. Vol. 11. Pp. 1002. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics11071002>
11. Viral R., Khatod D.K. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16. No. 7. Pp. 5146–5165. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.020>
12. Ullah, S., Haidar A.M., Hoole P., Zen H., Ahfock T. The current state of distributed renewable generation, challenges of interconnection and opportunities for energy conversion based DC microgrids. *Journal of Cleaner Production*. July 2020. Vol. 273(4). Pp. 122777. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122777>
13. Chandra A., Singh G.K., Pant V. Protection techniques for DC microgrid – a review. *Electric Power Systems Research*, October 2020. Vol. 187. Pp. 106439. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106439>
14. Chaudhary G., Lamb J.J., Burheim O.S., Austbo B. Review of energy storage and energy management system control strategies in microgrids. *Energies*. 2021. Vol. 14. Pp. 4929. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14164929>
15. Bektas Z., Kayakutl, G. Review and clustering of optimal energy management problem studies for industrial microgrids. *International Journal of Energy Research*. July 2021. Vol. 45. No. 2. Pp. 103–117. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.5652>
16. Chandra A., Singh G.K., Pant V. Protection of AC microgrid integrated with renewable energy sources – a research review and future trends. *Electric Power Systems Research*. April 2021. Vol. 193. Pp. 107036. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107036>
17. Li H., Eseye A.T., Zhang J., Zheng D. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017. Vol. 2. Pp. 12. DOI <https://doi.org/10.1186/s41601-017-0040-6>
18. Bandejas F. Microgrid architecture evaluation for small and medium size industries. Escola Superior de Tecnologia de Tomar. Tomar/Novembro/2017, Dissertacao de Mestrado, 141 p. <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/21510>
19. Zurborg A. Unlocking customer value: the virtual power plant. *World Power* 2010, 5 p. https://www.energy.gov/sites/default/files/oeprod/DocumentsandMedia/ABB_Attachment.pdf
20. Shabanzadeh M., Eslami S.E., Kazem M., Mahmoud-Reza H. An interactive cooperation model for neighboring virtual power plants. *Applied Energy*, 2017. Vol. 200. Pp. 273–289. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.066>
21. Alfieri L., Carpinelli G., Bracale A., Caramia P. On the optimal management of the reactive power in an industrial hybrid microgrid: a case study. In *Proceedings of the 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Amalfi, Italy, 20–22 June 2018. Pp. 982–989. DOI: <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2018.8445254>
22. Olivares D.E., Mehrizi-Sani A., Etemadi A.H., Canizares C.A., Iravani R., Kazerani M. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, July 2014. Vol. 5(4). Pp. 1905–1919. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
23. Thangam T., Muthuvel K., Kazem H.A. Research perspectives and state-of-the-art methods in photovoltaic microgrids. *World Journal of Engineering*, 2020. Vol. 17. No. 2. Pp. 223–235. DOI: <https://doi.org/10.1108/WJE-06-2019-0181>
24. Li H., Eseye A.T., Zhang J., Zheng D. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2017. Vol. 2. 14 p. DOI [10.1186/s41601-017-0040-6](https://doi.org/10.1186/s41601-017-0040-6) – <https://typeset.io/pdf/optimal-energy-management-for-industrial-microgrids-with-2060gxgozs.pdf>
25. Tan W.S., Hassan M.Y., Majid S., Rahman H.A. Optimal distributed renewable generation planning: a review of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, February 2013. Vol. 18. Pp. 626–645. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.039>
26. Fontenot H., Dong B. Modeling and control of building-integrated microgrids for optimal energy management – a review. *Applied Energy*, November 2019. Vol. 254. Pp. 113689, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113689>
27. Shahgholian G. A brief review on microgrids: operation, applications, modeling, and control. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2021. No. 6. Pp. 12885. DOI: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12885> DOI: [10.1002/2050-7038.12885](https://doi.org/10.1002/2050-7038.12885)

28. Blake S.T., O'Sullivan D.T.J. Optimization of distributed energy resources in an industrial microgrid. 11th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering (CIRP ICME), *Procedia CIRP* 2018. Vol. 67. Pp. 104–109. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2017.12.184>
29. Ahmed M.A., Abbas G., Jumani T.A., Rashid N., Bhutto A.A., Eldin S.M. Techno-economic optimal planning of an industrial microgrid considering integrated energy resources. *Frontiers in Energy Research*. 28 February 2023. Vol. 11. Pp. 1145888. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1145888>
30. Guarnieri M., Bovo A., Giovannelli A., Mattavelli P. A real multitechnology microgrid in Venice: a design review. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2018. Vol. 1. Pp. 19–31. DOI: <https://doi.org/10.1109/MIE.2018.2855735>.
31. Uddin M., Mo H., Dong D., Elsayah S., Zhu J., Guerrero J.M. Microgrids: a review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, July 2023. Vol. 49. article 101127 101127. (17 p.) DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101127> – <https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/546385539/1-s2.0-S2211467X23000779-main.pdf>
32. Groopman J., Lindstrom J. The open source opportunity for microgrids. Report. Linux Foundation Research, June 2023, 46 p. <https://project.linuxfoundation.org/hubfs/LF%20Research/Open%20Source%20Opportunity%20for%20Microgrids%20-%20Report.pdf>
33. Jägerhag C., Shende V. Grid-connected microgrids: Evaluation of benefits and challenges for the distribution system operator. Department of Electrical Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden 2018, 105 p. <https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/255735/255735.pdf>
34. Dagar A., Gupta P., Niranjana V. Microgrid protection: a comprehensive review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, July 2021. Vol. 149. Pp. 111401. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111401>
35. Chandak S., Rout P.K., The implementation framework of a microgrid: a review. *International Journal of Energy Research*, October 2020. Vol. 45. No. 3. Pp. 3523–3547. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.6064>
36. Ma G., Li J., Zhang X.-P. Energy storage capacity optimization for improving the autonomy of grid-connected microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, July 2023. Vol. 14. No. 4. Pp. 2921–2933. DOI: [10.1109/TSG.2023.3233910](https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3233910)
37. Handbook on microgrids for power quality and connectivity. July 2020, 113 p. <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/623446/handbook-microgrids-power-quality-connectivity.pdf>
38. Microgrids for commercial and industrial companies. World Business Council for Sustainable Development, Geneva, Switzerland (www.wbcsd.org), 40 p. <https://www.wbcsd.org/wp-content/uploads/2023/12/Microgrids-for-commercial-and-industrial-companies.pdf>
39. Gaur P., Singh S. Investigations on issues in microgrids. *Journal of Clean Energy Technologies*, January 2017. Vol. 5. No. 1. Pp. 47–51 DOI: <https://doi.org/10.18178/JOCET.2017.5.1.342>
40. Soshinskaya, M., Graus, W., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Microgrids: experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 40. Pp. 659–672. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.198>
41. Yang Z., Han J., Wang Q., Zhang K., Deng Y., Yang F., Lei Y., Hu W., Min H. Edge-cloud collaboration-based plug and play and topology identification for microgrids: The case of jingshan microgrid project in Hubei, China. *Electronics*, 2023. Vol. 12(17), 3699; <https://doi.org/10.3390/electronics12173699> – <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/17/3699>
42. Upadhyay R., Wadhwa R.K. Internet of Things for cloud services based microgrid program for better power managerial using meditational analysis approach. 2022 11th *International Conference on System Modeling & Advancement in Research Trends (SMART)*. DOI: <https://doi.org/10.1109/SMART55829.2022.10047659>
43. Voumick D., Deb P., Khan M.M. Operation and control of microgrids using IoT (Internet of Things). *Journal of Software Engineering and Applications*. August 2021. Vol. 14(08). Pp. 418–441 DOI: [10.4236/jsea.2021.148025](https://doi.org/10.4236/jsea.2021.148025)
44. Technical specification IEC TS 62898-3-4. Microgrids – Part 3-4: Technical requirements – Microgrid monitoring and control systems. Edition 1.0 2023-08.
45. Kyrylenko O., Denisyuk S., Blinov I. Energy management: new priorities of the 21st century. *Energy: economics, technologies, ecology*, 2024. No 1:75. Pp. 7–27. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508> – <https://energy.kpi.ua/article/view/297508>
46. Ministry of Economy of Ukraine (2024). Ukraine Facility Plan. <https://www.ukrainefacility.me.gov.ua/en/>
<https://www.ukrainefacility.me.gov.ua/>
47. Ministry of Energy of Ukraine. Energy Strategy <https://mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya-0> Results of 2024 – <https://mev.gov.ua/novyna/pidsumky-2024-roku>
48. Merefa community microgrid: supporting distributed energy resource deployment in Ukraine . 2 p. (www.nrel.gov/usaid-partnership) – <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89666.pdf>
49. State Biotechnological University. Participation of scientists from the department of EEM in creating a microgrid concept for the community of Merefa. 07/27/2024. <https://biotechuniv.edu.ua/novyny-fakultetu-energetyky-robototekhniky-ta-komp-yuternyh-tehnologij-uk/news-kaf-eem/uchast-naukovtsiv-kafedry-eem-u-stvorenni-kontseptsiyi-mikrogrid-dlya-gromady-m-merefa/>
50. Five "microgrid" networks are created in Vinnytsia region. 09/26/2023. <https://i-vin.info/news/na-vinnichchini-stvoreno-pyat-merezh-mikrogrid-6738.html>

51. USAID Проєкт енергетичної безпеки розробив методологію та концепцію пілотного проєкту мікромережі для одного енергетичного вузла в Миколаївській області. 16.09.2024. <https://www.udg-energy.com.ua/новини/usaид-проєкт-енергетичної-безпеки-розроб/>
52. Creation of a network (microgrid) for the Khmelnytskyi united territorial community. <https://yourkw.store/news/stvorennya-merezhi-mikrogrid-dlya-hmilnitskoi-obednanoi-teritorialnoi-gromadi>
53. On approval of the concept for the implementation of "smart grids" in Ukraine until 2035. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine. October 14, 2022, No 908-r. (paragraph 28). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text>
54. On approval of the strategy for the development of distributed generation for the period until 2035 and approval of the operational plan of measures for its implementation in 2024–2026. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine. July 18, 2024, No 713-r. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-%D1%80#Text>
55. Zharkin A.F., Palachov S.O., Pazieiev A.G., Malakhatka D.O. Assessment of the impact of bidirectional semiconductor converter on the quality indicators of electric supply in the microgrid. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2024, No 4, Pp. 73–79. <https://doi.org/10.15407/techmed2024.04.073>
56. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V., Trach I.V. evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2021, No 4, Pp. 44–54. <https://doi.org/10.15407/techmed2021.04.044>
57. Kyrylenko O.V., Shcherba A.A., Kucheriava I.M. Intellectual technologies for monitoring of technical state of up-to-date high-voltage cable power lines *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2021, No 6, Pp. 29–40. <https://doi.org/10.15407/techmed2021.06.029>
58. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2024, No 5, Pp. 69–78. <https://doi.org/10.15407/techmed2024.05.069>
59. Blinov I. V., Trach I. V., Parus Ye. V., Derevianko D.G., Khomenko V.M. Voltage and reactive power regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2022, No 2, Pp. 60–69. <https://doi.org/10.15407/techmed2022.02.060>

MICROGRIDS: CURRENT STATE AND IN PERSPECTIVE

I.M. Kucheriava

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, Ukraine
e-mail: rB.irinan@gmail.com

This paper presents a review of the microgrid concept, classification, basic advantages, principles of the design and operation, electricity generation resources, battery energy storage, microgrid control systems. The up-to-date industrial microgrids are characterized, their actual tasks are given. The perspective issues and important aspects of future microgrid studies are explained. Ref. 59, fig. 10, tables 7.

Keywords: power system, microgrid, island mode, distributed energy resources, renewable energy sources, environmental friendliness, industrial microgrid, prospects for development.

Надійшла: 10.03.2025
Прийнята: 21.04.2025

Submitted: 10.03.2025
Accepted: 21.04.2025

Автор висловлює щирю вдячність д. т. н. О.Д. Подольцеву за те, що привернув увагу до цікавої і актуальної теми дослідження.

АНАЛІЗ ВИМОГ ЗА ЧАСТОТОЮ, ЩО РЕГЛАМЕНТУЮТЬСЯ НАЦІОНАЛЬНИМИ ТА МІЖНАРОДНИМИ СТАНДАРТАМИ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ І МІКРОМЕРЕЖ

А.О. Стелюк*, канд. техн. наук, Л.М. Лук'яненко**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: astelyuk@gmail.com

Роботу присвячено аналізу вимог за частотою, що визначаються положеннями національних та міжнародних стандартів керування режимами розподільчих мереж та мікромереж. Зокрема, зазначені вимоги охоплюють допустимий діапазон зміни частоти та час роботи установок, швидкість зміни частоти, забезпечення генерації активної потужності генеруючими одиницями за зниженої частоти, а також регулювання активної потужності за умов збільшення або зменшення частоти в мережі. За результатами проведених досліджень сформувано відповідні висновки, які є основою для розробки моделей мікромереж та для перевірки відповідності їхньої роботи вимогам за частотою, що регламентуються відповідними стандартами. Бібл. 14, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: частота, активна потужність, розподільча мережа, мікромережа, стандарт, регулювання, розподілені джерела енергії.

Вступ. На поточний час особливістю розвитку національної енергетики, що характеризується послабленням топологічних зв'язків магістральних мереж, а також зменшенням обсягів генеруючої потужності в масштабах об'єднаної енергетичної системи України, є інтенсивний розвиток технології мікромереж, які електрично «наближені» до споживачів електроенергії. Значною складовою таких мереж є елементи, що базуються на використанні технології IBR (Inverter Based Resources) і до яких, зокрема, можна віднести вітрову та сонячну генерацію, а також установки зберігання енергії (УЗЕ). Очевидно, що за умов паралельної роботи мікромереж із розподільчими мережами, особливо під час ізольованої роботи таких мереж, повинна забезпечуватися відповідна якість електричної енергії, одним із показником якої є частота змінного струму. Тому, за умов флуктуаційного характеру потужності відновлюваної генерації та споживання, задача, направлена на підтримання допустимого рівня частоти, набуває особливої актуальності.

У той час, як вимоги до регулювання частоти та потужності є добре визначеними для системних потужних електростанцій [1, 2], істотне збільшення частки відновлюваної генерації в структурі генеруючої потужності в енергосистемах світу, зокрема в Україні, потребує проведення аналізу вимог нормативних документів, що визначають реакцію генеруючих одиниць, а також УЗЕ на зміну частоти на рівні як розподільчих мереж, так і мікромереж. Для цього в роботі проведено аналіз вимог відповідних стандартів [3–8], які також визначають вимоги до регулювання напруги і реактивної потужності, режиму проходження коротких замикань, підключення установок до мережі тощо [9–11]. Аналіз вимог за частотою виконано для установок потужністю до 75 МВт включно, що підключаються до мікромереж, а також до розподільчих мереж середньої напруги (мережі 10–35кВ).

Мета статті полягає у проведенні аналізу вимог, що зокрема визначають допустимий діапазон частоти, а також реакцію генерувальних установок, які експлуатуються в розподільчих мережах та мікромережах, на зміну частоти. Зазначений аналіз проведено з огляду на положення чинних національних та міжнародних стандартів. Результати, що наведені в роботі, можуть бути використані на етапі розробки комп'ютерних моделей мікромереж з урахуванням їхньої номінальної напруги, режимів роботи з електричними мережами енергосистем

та наступною оцінкою реакції обладнання мікромереж на зміну частоти, зважаючи на положення, що визначаються відповідними стандартами.

Аналіз вимог за частотою для обладнання розподільчих мереж. Розглянемо вимоги до обладнання, зокрема генеруючих одиниць (які підключаються до розподільчих мереж середньої напруги) у частині допустимої частоти та регулювання активної потужності, що регламентуються положеннями [3].

Діапазон робочих частот. Відповідно до [3] у нормальному режимі допускається тривала робота генеруючої одиниці за умов зміни частоти в діапазоні 49–51 Гц. Водночас під час зміни частоти в діапазоні 47–52 Гц генеруюча установка має бути здатною працювати до моменту спрацювання захисту за частотою в точці підключення одиниці до мережі. За цих умов час роботи установки за зменшеної та збільшеної частоти може визначатися для мінімальних та більш посиленних вимог (табл. 1). Якщо порівнювати наведений діапазон за частотою для генеруючих одиниць в розподільчих мережах з вимогами до «традиційних» електростанцій, на яких експлуатуються синхронні машини (насамперед для теплових та атомних станцій), то для джерел з технологією IBR такі вимоги є більш «жорсткими». Очевидно, що посилення вимог для допустимої частоти для традиційних станцій обумовлено збільшенням терміну експлуатації парових турбін, а також забезпеченням продуктивності власних потреб електростанцій [12, 13].

Водночас генеруючі одиниці, що використовуються в розподільчих мережах, переважно побудовані на основі технології IBR, і за таких умов допустимий діапазон за частотою буде визначатися безпосередньо характеристиками інвертора [14].

Генерація активної потужності за зниженої частоти. Відповідно до вимог [3] генеруюча одиниця повинна забезпечувати стійку роботу в точці підключення до мережі, водночас допускається зниження активної потужності, наскільки це можливо. За таких умов допустиме зменшення активної потужності внаслідок зменшення частоти визначається суцільною лінією (рис. 1). Так, допустима швидкість зменшення потужності становить 10 % P_{\max} на 1 Гц за умов зменшення частоти нижче 49,5 Гц. Заразом також може використовуватися більш жорстка характеристика зниження потужності. На рис. 1 така характеристика визначається пунктирною лінією – у цьому випадку при досягненні частотою значення 49 Гц активна потужність установки зменшується зі швидкістю 2 % P_{\max} на 1 Гц зниження частоти. У разі порівняння наведеної характеристики із характером зміни потужності генерації електростанцій резерву підтримання частоти (РПЧ) (за зміни частоти в діапазоні 49,8–50 Гц) можна зробити висновок, що дотримання вимог характеристики (рис. 1) дає змогу підтримувати постійну потужність установки в області дії РПЧ, що здійснюється «традиційними» електростанціями.

Таблиця 1
Вимоги щодо допустимого часу роботи установки за пониженої та підвищеної частоти, що визначаються в [3]

Діапазон за частотою, Гц	Час роботи	
	Мінімальні вимоги	Посилені вимоги
47–47,5	не вимагається	20 с
47,5–48,5	30 хв	90 хв
48,5–49	30 хв	90 хв
49–51	необмежений	необмежений
51–51,5	30 хв	90 хв
51,5–52	не вимагається	15 хв

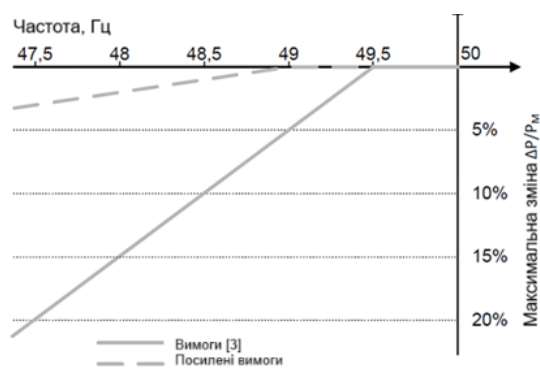


Рис. 1. Максимальне допустиме зменшення потужності за зниженої частоти

Швидкість зміни частоти. У [3] також визначаються вимоги щодо спроможності роботи генеруючих одиниць в умовах зміни частоти з визначеною швидкістю. Так, для технологій несинхронного генерування допустима швидкість за частотою повинна становити не менше 2 Гц/с, у той час як для технологій синхронного генерування – не менше 1 Гц/с.

Реакція генеруючої одиниці на зміну частоти. За умови підвищення частоти вище уставки f_1 , яка знаходиться в діапазоні 50,2–52 Гц, генеруюча одиниця повинна зменшити свою потужність зі статизмом, що може задаватися в діапазоні 2–12 %.

Зміну активної потужності установки ΔP можна записати таким чином:

$$\Delta P = \frac{1(f_1 - f)}{s} P_{ref}, \quad (1)$$

де f, f_n – поточна та номінальна частота; s – статизм; P_{ref} – задана потужність.

Наприклад, за умови зміни частоти на 0,1 Гц зміна активної потужності установки ΔP при статизмі $s=2$ % становить 10 % від заданої потужності, саме тоді як при збільшенні статизму до 12 % зміна потужності зменшується до 1,67 % від P_{ref} .

Якщо розглядати зміну потужності установки через градієнт G , що визначає її у відсотках на 1 Гц зміни частоти, то тоді (1) можна записати як:

$$\Delta P = GP_{ref}(f_1 - f). \quad (2)$$

Водночас час зміни потужності генеруючої одиниці за підвищеної частоти повинен становити 2–30 с. Якщо порівнювати уставку за частотою та часом із уставками активації РПЧ (частота змінюється в діапазоні 50–50,2 Гц), то на зазначеному діапазоні за частотою дії РПЧ потужність генеруючої установки буде залишатися незмінною. Проте в умовах подальшого збільшення частоти потужність генерації установок буде зменшуватися, що в масштабах енергосистеми дасть змогу додатково обмежити збільшення частоти.

В умовах зменшення частоти та її входження в діапазон 49,8–46 Гц генеруючі одиниці повинні збільшити активну потужність зі статизмом, значення якого може змінюватися в діапазоні 2–12 % [3]. У загальному випадку уставка за частотою, при досягненні якої установка змінює свою потужність, задається в діапазоні 49,8–46 Гц. Очевидно, що значення частоти, що «наближається» до 46 Гц, визначає режим порушення стійкої роботи енергосистеми за частотою.

За зниженої частоти зміна активної потужності установки також визначається (1) та (2), за цих умов час зміни активної потужності повинен знаходитися в допустимому діапазоні 2–30 с, що також корелюється з вимогами до підвищеної частоти. Таким чином, як видно із зазначеного вище, на етапі дії РПЧ (за умови зміни частоти в діапазоні 49,8–50 Гц) потужність генеруючої одиниці не змінюється. У випадку подальшого зниження частоти установка повинна збільшувати свою активну потужність для попередження значного зниження частоти. Зважаючи на це, засоби розподіленої генерації можна розглядати як додаткові «негарантовані» резерви активної потужності (для УЗЕ – на зменшення їхнього завантаження або збільшення видачі активної потужності), водночас зміна активної потужності буде здійснюватися після активації основних резервів на електростанціях РПЧ.

Аналіз вимог до регулювання частоти та активної потужності в мікромережах. Особливістю роботи мікромереж, що працюють в острівному режимі, є їхня підвищена чутливість до зміни навантаження. Тому, для забезпечення якості регулювання частоти в мікромережах повинен здійснюватися моніторинг навантаження [4]. За умов ізолюваної роботи мікромереж живлення навантаження здійснюється джерелами розподіленої генерації DER (DER – Distributed Energy Resources), а також завдяки керуванню навантаженням, водночас потужність DER повинна бути достатньою для забезпечення нормальної роботи заздалегідь визначеного критичного навантаження [4,5]. Необхідно зазначити, що в мікромережі, яка працює ізолювано, повинен бути принаймні один регулювальний DER або група таких джерел, що задають значення частоти в мережі. У таких умовах регулювання частоти може здійснюватися через зміну активної потужності DER із заданим статизмом, зміну потужності УЗЕ, а також обмеження потужності споживання, що дасть змогу забезпечити відхилення частоти в допустимих межах.

Таким чином, при роботі мікромереж в острівному режимі мають виконуватися такі задачі [4]:

- забезпечення балансу активної потужності між DER та споживанням;
- вимірювання частоти та її регулювання;
- моніторинг навантаження, її керування та обмеження;
- забезпечення стійкої роботи мікромережі за умов зміни навантаження, втрати частини потужності DER або виникнення інших збурень.

Діапазон робочих частот. Розглянемо більш детально характеристику регулювання активної потужності залежно від частоти в мікромережі, що працює в ізолюваному режимі (рис. 2) [4]. Як видно з наведеної залежності, допустимий діапазон визначається значеннями частоти f_L та f_H , за досягнення яких потужність DER обмежується на максимальному значенні резерву на завантаження $+\Delta P_{\max}$ або розвантаження $-\Delta P_{\max}$. За умови «виходу» частоти за значення f_L та f_H DER повинні відключатися від мікромережі дією системи захисту. Водночас зона нечутливості за частотою визначається значеннями f_3 та f_4 : за умов знаходження частоти в цьому діапазоні активна потужність DER не змінюється. При зменшенні частоти нижче f_3 або її збільшенні вище f_4 потужність установки буде збільшуватися або зменшуватися відповідно до заданого статизму. Наприклад, із урахуванням зони нечутливості за частотою f_{zn} (значення f_3 або f_4) вираз для активованих резервів активної потужності можна записати так:

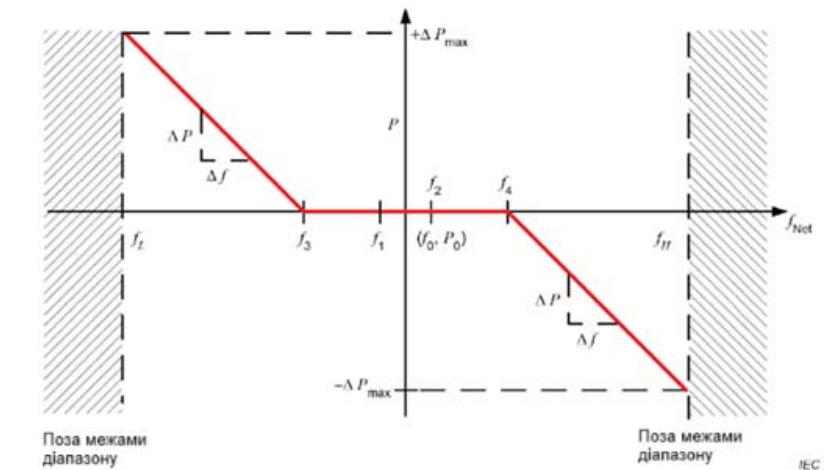


Рис. 2. Характеристика регулювання частоти та активної потужності в мікромережі, що працює в ізолюваному режимі

$$\Delta P_T = \frac{(f - f_{zn}) P_{\text{НОМ}}}{S_{\Gamma\%} f_{\text{НОМ}}} 100\%,$$

де f – поточна частота; $f_{\text{НОМ}}$ – номінальна частота; $P_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність установки; $S_{\Gamma\%}$ – статизм.

Як зазначено вище, в мікромережах, особливо за умов їхньої ізолюваної роботи, одним із елементів, що впливають на зміну частоти, є споживачі-регулятори, потужність яких змінюється залежно від поточної частоти. Так, для безперервно регульованих навантажень складові елементи функції регулювання $P(f)$ можна визначити так [6]:

$$P(f) = P_{\text{set}} \left[1 + k_{1c,f} (f - f_{\text{set}}) + k_{3c,f} \frac{df}{dt} \right], \quad (3)$$

де P_{set} – задана активна потужність за номінальної частоти; f_{set} – задана частота; $k_{1c,f}$ – коефіцієнт крутизни; $k_{3c,f}$ – градієнт.

Як видно з (3), перша складова є постійною і визначає задану активну потужність споживання незалежно від зміни частоти. Друга складова споживання визначається ефектом саморегулювання навантаження, тобто визначає його залежність від відхилення частоти. Водночас третя складова визначає поточну активну потужність споживання залежно від швидкості зміни частоти: при збільшенні швидкості зміни частоти також буде збільшуватися зміна потужності споживання. Для «деактивації» третьої складової можна прийняти $k_{3c,f}=0$ і в цьому випадку потужність споживання, відповідно до (3), буде визначатися лінійною залежністю від частоти.

Аналіз вимог до регулювання частоти та активної потужності при підключенні до мережі DER та УЗЕ. Розглянемо вимоги до регулювання активної потужності при підключенні джерел розподіленої генерації та УЗЕ відповідно до положень [7] та [8].

Діапазон робочих частот. Дані щодо допустимих значень за частотою, що визначаються [8], при підключенні DER до мережі, наведено в табл. 2. Проте необхідно зазначити, що допустимий час роботи установки в обмеженому діапазоні частоти знаходиться в діапазоні від 2 с до 90 хв [7].

Таблиця 2

Допустимі значення зміни частоти при підключенні до мережі DER та УЗЕ		
Вимога	Мінімальна частота, Гц	Максимальна частота, Гц
Тривалий діапазон робочої частоти	f_{min1} 48,50 – 49,85	f_{max1} 50,15 – 51,00
Обмежений діапазон частоти	f_{min2} 47,00 – 49,80	f_{min2} 50,20 – 52,00

Розглянемо характеристику, що визначає зміну активної потужності залежно від частоти. Як видно з рис 3, в межах зміни частоти в діапазоні f_{min2}, f_{min1} , що визначається в табл. 2 і відповідає обмеженому діапазону частоти, потужність установки повинна збільшуватися з градієнтом G_{pu} до максимального значення P_{max} . Така ж сама вимога діє і за умови збільшення частоти та її «входження» в діапазон f_{max1}, f_{max2} , водночас активна потужність повинна зменшуватися до мінімального значення P_{min} . За умови зміни частоти в діапазоні f_{min1}, f_{max1} активна потужність установки повинна змінюватися відповідно до заданого статизму. Для попередження «активації» потужності DER за незначних відхилень частоти наведена характеристика може бути удосконалена в частині врахування зони нечутливості, що є симетричною і знаходиться в межах діапазону f_{min1}, f_{max1} .

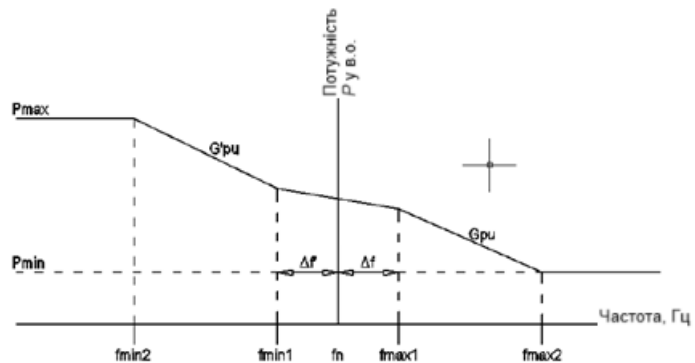


Рис. 3. Типова характеристика регулювання активної потужності DER [7]

Швидкість зміни частоти. Цікавою вимогою, що визначається в [7], є допустима швидкість зміни частоти, що задається відповідними характеристиками (рис. 4). Так, характеристика (рис. 4 а) визначає спроможність проходження режиму низької частоти UFRT (UFRT – Under Frequency Ride Through), водночас на рис. 4 б задається характеристика проходження режиму підвищеної частоти OFRT (OFRT – Over Frequency Ride Through).

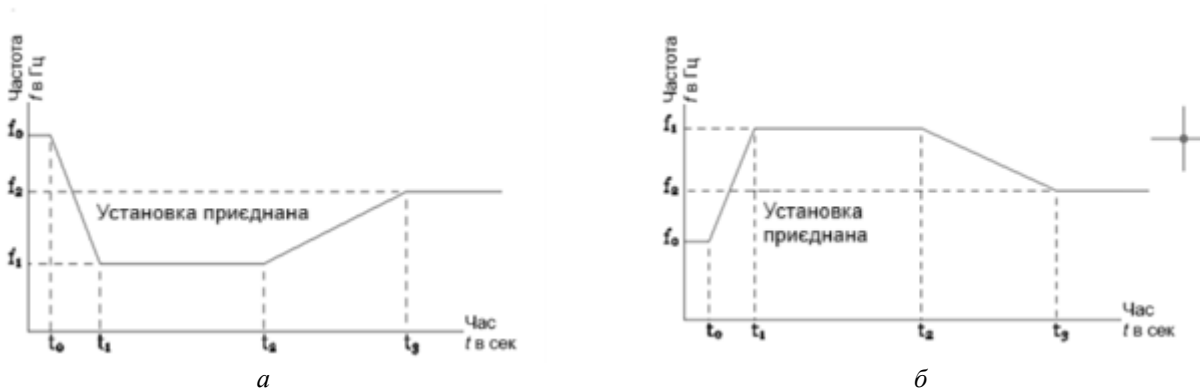


Рис. 4. Характеристики, що визначають допустиму швидкість частоти за її:
а – зниженого значення; б – підвищеного значення

При цьому допустима область зміни частоти задається координатами $f_0, f_1, f_2; t_0, t_1, t_2, t_3$, які повинні визначатися системним оператором [7]. Якщо частота змінюється в межах допустимої області, то установка залишається приєднаною до мережі, в іншому разі вона може

відключатися від мережі дією системи захисту. Зазначимо, що наведена вимога до зміни швидкості частоти (за умови її зменшення) є дещо подібною до характеристики режиму проходження низької напруги LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through), що визначає допустимі значення напруги при виникненні короткого замикання.

Порівняння розглянутих вимог, що висуваються до регулювання активної потужності в розподільчих мережах та в мікромережах. Для уніфікації аналізу вимог, що висуваються до регулювання активної потужності при підключенні до мереж DER та УЗЕ, в роботі виконано порівняння таких вимог (табл. 3) з урахуванням вимог [3 – 8].

Таблиця 3

Порівняння вимог, що висуваються до регулювання активної потужності в розподільчих мережах та в мікромережах

№ п/п	Вимога	Нормативний документ		
		EN 50549:2	IEC TS 62898	IEC TS 62786
1.	Діапазон частоти	<ul style="list-style-type: none"> ● 49– 51 Гц – допускається тривала робота; ● 47– 52 Гц – допустимий діапазон. 	<ul style="list-style-type: none"> ● 49,5– 50,5 Гц – тривала робота установки в межах зони нечутливості за частотою; ● 47– 53 Гц – допустимий діапазон. 	<ul style="list-style-type: none"> ● 48,5– 51 Гц – допускається тривала робота; ● 47– 52 Гц – допустимий діапазон.
2.	Генерація активної потужності за зниженої частоти	При $f < 49.5$ Гц зменшення потужності установки з градієнтом $10 \% P_{\max}/\text{Гц}$.	---	---
3.	Швидкість зміни частоти	<ul style="list-style-type: none"> ● для технологій несинхронного генерування – не менше 2 Гц/с; ● для технологій синхронного генерування – не менше 1 Гц/с. 	Значення швидкості зміни частоти не визначаються	Задаються допустимі значення швидкості зміни частоти або характеристики OFRT або UFRT
4.	Регулювання активної потужності при зміні частоти	<ul style="list-style-type: none"> ● при збільшенні частоти в діапазоні 50,2– 52 Гц генеруюча одиниця повинна зменшити потужність зі статизмом 2– 12 %; ● при зменшенні частоти нижче 49,8 Гц генеруючі одиниці повинні збільшити потужність зі статизмом 2– 12 %. 	<ul style="list-style-type: none"> ● збільшення активної потужності із заданим статизмом при зміні частоти в діапазоні 47– 49,5 Гц; ● зменшення активної потужності із заданим статизмом при зміні частоти в діапазоні 50,5– 53 Гц. 	Суміщена характеристика регулювання визначається двома зонами регулювання, що залежать від статизму та градієнту: <ul style="list-style-type: none"> ● в межах 48,5– 51 Гц активна потужність змінюється відповідно до статизму; ● в іншому разі зміна потужності установки залежить від градієнту.

Висновки. Як свідчить аналіз результатів порівняння вимог, що висуваються до генеруючих одиниць на рівні розподільчих мереж та мікромереж, найбільш «ліберальними» є вимоги до зміни частоти, що регламентуються для мікромереж (табл. 3). Так, допустимий діапазон зміни частоти становить 47– 53 Гц (порівняно з 52 Гц – для розподільчих мереж). Необхідно зазначити, що в мікромережах, особливо за умов їхньої ізольованої роботи, одним із регулювальних елементів є споживачі-регулятори, які дають змогу обмежити відхилення частоти в таких мережах через зміну потужності споживання.

Ураховуючи збільшення частки безінерційної генерації на зменшення інерції, однією з основних вимог є забезпечення допустимої швидкості зміни частоти. Тоді як вимогами ДСТУ EN 50549-2:2019 регламентуються «фіксовані» значення швидкості частоти, в IEC TS 62786,

поряд із «детермінованим» значенням, швидкість зміни частоти визначається відповідними характеристиками проходження зниженої та підвищеної частоти (рис. 4), які регламентують допустиму область зміни частоти під час її підвищення або зменшення. Необхідно зазначити, що допустимі значення швидкості зміни частоти, а також зазначені характеристики визначаються відповідними вимогами, що діють в окремих країнах і повинні задаватися системним оператором.

Сформульовані вимоги до забезпечення допустимої зміни частоти є основою для розробки моделей мікромереж з урахуванням класу напруги таких мереж, а також режиму їхньої роботи (ізолювана або паралельна) з електричними мережами енергосистем.

Публікацію підготовлено в межах виконання наукової роботи «Забезпечення ефективного функціонування та розвитку розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж (шифр: РЕЖИМ-3)» (КПКВК 6541230).

1. Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 120 p.
2. Кодекс системи передачі (в редакції станом на 06.05.2025 р. з постановою НКРЕКП № 678), 470 с.
3. ДСТУ EN 50549-2:2019. Вимоги до генерувальних установок, які підключають паралельно до розподільних мереж. Частина 2. Підключення до розподільної мережі середньої напруги. Генерувальні установки до типу В включно. 80 с.
4. IEC TS 62898-2:2018. Technical specification. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation, 42 p.
5. IEC TS 62898-3-1:2020. Technical specification. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control, 46 p.
6. IEC TS 62898-3-3:2023. Technical specification. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads, 54 p.
7. IEC TS 62786-1 ED1. Distributed energy resources connection with the grid - Part 1: General requirements, 47 p.
8. IEC TS 62786-3 ED1. Distributed energy resources connection with the grid – Part 3 Additional requirements for Stationary Battery Energy Storage System, 24 p.
9. Блінов І.В., Палачов С.О., Парус С.В., Клименко О.Г. Сценарії використання мікромереж згідно з міжнародними стандартами. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2025. Вип. 70. С. 014. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>.
10. Блінов І.В., Парус С.В., Шиманюк П.В., Ворушило А.О. 2024. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. Вип 5. С .069. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
11. Блінов І.В. Розвиток розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж (за матеріалами доповіді на засіданні Президії НАН України 5 березня 2025 р.). *Вісник НАН України*. 2025. № 5. С. 35–44. <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
12. Павловський В. В., Стелюк А.О., Ленґа О. В., Макогончук В. С. Визначення статичних характеристик навантаження споживачів власних потреб атомних електростанцій. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 21–25.
13. Павловський В.В., Стелюк А.О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою. *Технічна електродинаміка*. 2015. №. 6. С. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.03.073>
14. Кириленко О.В., Павловський В.В., Яндульський О.С., Стелюк А.О. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 4. С. 52–57.

ANALYSIS OF THE FREQUENCY REQUIREMENTS GOVERNED BY NATIONAL AND INTERNATIONAL STANDARDS FOR DISTRIBUTION NETWORKS AND MICROGRIDS

A. Steliuk, L. Lukianenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

The paper is devoted to the analysis of frequency requirements regulated by the national and international standards for distribution networks and microgrids. These requirements cover the permissible frequency range and the operation time

of the installations, the rate of change of frequency, ensuring the generation of active power by generating units at reduced frequency, as well as the active power control considering increasing or decreasing frequency in the network. Based on the results of the research, the conclusions have been formulated, which are the basis for the development of microgrid models and to verify their compliance with the frequency requirements regulated by the relevant standards. Ref. 14, fig. 4, tables 3.

Keywords: frequency, active power, distribution network, microgrid, specification, regulation, distributed energy sources.

1. Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 120 p.
2. Transmission Network Code. Version 06.05.2025 with NEURC Resolution No 678, 470 p.
3. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B, 80 p.
4. IEC TS 62898-2:2018. Technical specification. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation, 42 p.
5. IEC TS 62898-3-1:2020. Technical specification. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control, 46 p.
6. IEC TS 62898-3-3:2023. Technical specification. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads, 54 p.
7. IEC TS 62786-1 ED1. Distributed energy resources connection with the grid - Part 1: General requirements, 47 p.
8. IEC TS 62786-3 ED1. Distributed energy resources connection with the grid – Part 3 Additional requirements for Stationary Battery Energy Storage System, 24 p.
9. Blinov I., Palachov S., Parus E., Klymenko O. Use cases of microgrids according to international standards. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2025. No. 70, Pp. 14–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
10. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. 2024. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5 Pp. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
11. Blinov I.V. Development of distributed energy in Ukraine using microgrid technologies (according to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, March 5, 2025). *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr*. 2025. No 5. Pp. 35–44. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
12. Pavlovskiy V., Steliuk A., Lenga O., Makogonchuk V.. Definition of the static load model of nuclear power plant auxiliaries. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2014. No 37. Pp. 21–25.
13. Pavlovskiy V., Steliuk A.. Automatics impact of the nuclear power plant generating units on frequency stability in case of IPS of Ukraine separation in two isolated islands. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No. 6. Pp. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.03.073>
14. Kyrylenko O., Pavlovskiy V., Yandulskiy O., Steliuk A.. Control of power plant with renewable energy sources in condition of changing frequency in power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 4. Pp. 52–57.

Надійшла: 08.07.2025
Прийнята: 28.07.2025

Submitted: 08.07.2025
Accepted: 28.07.2025

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

УДК 621.315.21:621.315.3:621.315.61

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.052>**СУЧАСНІ ЕЛЕКТРОІЗОЛЯЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ ДЛЯ СИЛОВИХ КАБЕЛІВ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПРОВОДІВ****А.А. Щерба***, акад. НАН України, **І.М. Кучерява**, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, Київ, 03057, Україна

e-mail: rB.irinan@gmail.com

У роботі представлено огляд літературних джерел та змістовний аналіз сучасних ізоляційних матеріалів для силових кабелів та електричних проводів. Висвітлено стан науково-технічної проблеми відносно наявних ізоляційних матеріалів, їхнього вибору за електрофізичними, тепловими й екологічними характеристиками для забезпечення надійної, безпечної та довготривалої роботи кабельно-провідникових систем. Наведено переваги та обмеження зшито-поліетиленової ізоляції, описано її сучасну модифікацію – триінгостійкий зшитий поліетилен. Проаналізовано наукові дослідження в напрямку створення перспективних нанокмполімерних та нових екологічно чистих ізоляційних матеріалів, основним результатом вивчення яких є покращення основних властивостей полімерів завдяки додаванню нанорозмірних часток і модифікації структури. Бібл. 50, рис. 8, табл. 5.

Ключові слова: термопластична і термореактивна ізоляція, зшито-поліетиленова ізоляція, триінгостійка ізоляція, силові кабелі, електричні проводи, нанокмполімерні ізоляційні матеріали.

Вступ. Збільшення попиту на електроенергію, що на сьогодні спостерігається в усьому світі, призводить до зростання обсягу ринку електроізоляційних матеріалів. Розширенню ринку електрообладнання та ізоляційних матеріалів сприяє також швидка урбанізація та розвиток електроенергетичної галузі.

Електроізоляційні матеріали використовуються як конструкційні, для ізоляції струмопровідних частин різних електричних пристроїв, зокрема трансформаторів, автоматичних вимикачів, конденсаторів, кабелів, повітряних ліній електропередачі, електричних двигунів і генераторів, обертальних електричних машин, розподільчих пристроїв, пристроїв захисту від перенапруг і т. ін. Відносно електроізоляційних матеріалів лідирує сектор виробництва кабелів і проводів, і за прогнозами залишатиметься таким до 2030 р. [1].

У 2024 р. обсяг світового ринку ізольованих кабелів і проводів оцінювався в 221,1 млрд. дол. США. Очікується досягнення його розміру до 329,1 млрд. доларів у 2032 р. з щорічним зростанням у період 2025–2032 рр. на 5,1 % [2, 3]. Ключовими виробниками та учасниками ринку електроізоляційних матеріалів, зокрема призначених для кабелів і проводів, є General Electric, Owens Corning, ABB, Siemens, Nexans SA, Furukawa Electric Co. Ltd, The Dow Chemical Company, Nikkan Industries Co., Ltd, Electrical Components International, Encore Wire Corporation [1–4].

Розширення повітряних та кабельних ліній електропередачі, здійснення нових великих енергетичних проєктів суттєво збільшують попит на електроізоляційні матеріали. Саме від якості ізоляційних матеріалів залежать втрати енергії, надійність та безперебійність роботи ліній електропередачі. Ізоляція проводів також визначає ефективність та безпеку їхньої роботи.

Полімерна ізоляція поділяється на термопластичну та термореактивну. Наразі для електроізоляції більша перевага віддається термореактивним матеріалам. Так, у 2021 р. сегмент термореактивних матеріалів займав найбільшу частину (28 %) у галузі електричної ізоляції. Очікується, що він зростатиме до 2027 р. значними темпами [3]. В останні роки тенде-



нції в розвитку енергетичного обладнання та створенні нових ізоляційних матеріалів силових кабелів значною мірою визначає захист навколишнього середовища. У цьому напрямку проводяться дослідження з розробки нових перспективних композиційних матеріалів на основі мікро- та нанорозмірних складових, а також регулювання наноструктури ізоляції для силових кабелів з покращеними властивостями та екологічно чистих кабелів нового покоління [5–14].

Ця робота представляє огляд, загальний опис та перспективи розвитку сучасних електроізоляційних матеріалів для визначення перспектив основних типів полімерної ізоляції при промисловому виготовленні силових кабелів та електричних проводів.

Основні типи полімерної ізоляції для силових кабелів і проводів, які відіграють значну роль в електричних пристроях та системах. Полімерна ізоляція є важливим діелектричним матеріалом кабелів і проводів. Вона призначена для реалізації їхньої безпечної та надійної роботи, зокрема для запобігання контакту провідних елементів один з одним, уникнення пошкодження провідників за допустимої напруги та захисту від впливу навколишнього середовища. Ізоляція поділяється на внутрішню, що оточує і захищає струмопровідну жилу від небажаних електричних контактів з іншими струмопровідними елементами, і зовнішню, яка захищає кабель/провід від механічних, хімічних, теплових та інших впливів, а також людей від контактів із жилою.

Загалом ізоляційні матеріали, що використовуються в кабелях, повинні мати високу діелектричну міцність для унеможливлення електричного пробоя, високі механічні характеристики, зокрема міцність і негігроскопічність, щоб не вбирати вологу з повітря чи ґрунту, не піддаватися хімічним впливам кислот і лугів, до того ж, бути негорючими і мати прийнятну вартість. Жоден ізоляційний матеріал не відповідає всім наведеним властивостям, і вибір типу ізоляції зазвичай залежить від особливостей використання кабелів і якості ізоляції, яку потрібно забезпечити.

Електроізоляція існує в різних варіантах, кожен з яких підходить для окремих особливостей її застосування. Для різних типів проводів і кабелів обирається свій матеріал ізоляції залежно від їхнього призначення й умов експлуатації, зокрема від діелектричної і механічної міцності, стійкості до корозії, вогнестійкості, температурних умов тощо. Фактори, що впливають на вибір ізоляційних матеріалів, включають не лише електричні властивості й температурні показники, але й екологічні міркування, вартість і доступність.

Відповідно до різних експлуатаційних і екологічних характеристик ізоляція проводів виготовляється із пластику, гуми або фторполімеру (рис. 1) [6, 14–16].

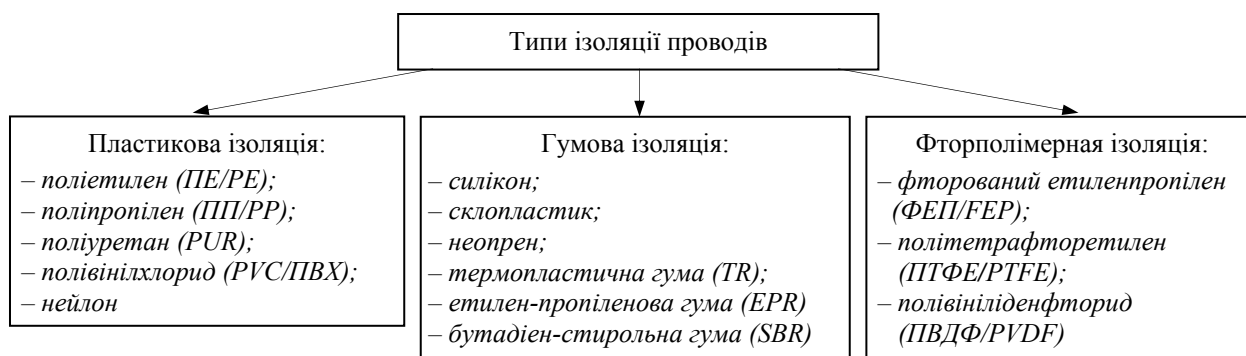


Рис. 1. Типи ізоляції проводів

Сучасним універсальним електроізоляційним матеріалом є поліетилен, який забезпечує високу електричну та хімічну стійкість.

Найбільш вживаними електроізоляційними матеріалами для кабелів є термопласти (thermoplastic), реактопласти (thermosetting plastic) та паперові (paper-based) матеріали (рис. 2) [6, 14, 15, 17–21].

Термопласти – це полімерні матеріали, які при нагріванні розм’якшуються, а при охолодженні твердіють. Їх можна багаторазово пом’якшувати та зміцнювати, нагріваючи та охолоджуючи, не впливаючи на їхні характеристики. Завдяки цій властивості виготовлені з

них компоненти можна переробляти на нові деталі та вироби. Типові термопласти, що використовуються для ізоляції кабелів, включають поліетилен, поліпропілен та полівінілхлорид (рис. 2).



Рис. 2. Типи ізоляції силових кабелів

На відміну від термопластів, реактопласти можна формувати або відливати лише один раз – після затвердіння матеріал зазнає хімічних змін, які запобігають зміні його форми, тобто обробка реактопласту супроводжується необоротною хімічною реакцією, що призводить до утворення неплавкого і нерозчинного матеріалу.

Реактопласти підходять для високовольтних кабелів і жорстких умов експлуатації. Типові термореактивні електроізоляційні матеріали для виготовлення електричних кабелів та проводів використовують структурно модифікований, так званий зшитий поліетилен (ЗПЕ), включають етилен-пропіленову гуму (EPR, ethylene propylene rubber), етилен-пропілендієновий мономер EPDM. Характерні максимальні значення напруженості електричного поля для ЗПЕ та етилен-пропіленової ізоляції наведено в табл. 1 [22, 23].

Паперова ізоляція все ще використовується при виготовленні електричних кабелів, але зазвичай для заміни окремих ушкоджених ділянок давно працюючих кабельних ліній. Цей матеріал просочується діелектричною рідиною і здебільшого покривається свинцевою оболонкою для захисту від проникнення вологи.

У табл. 2 наведено порівняння кабелів із різною ізоляцією.

Найбільш поширені типи ізоляції силових кабелів включають ЗПЕ, ПВХ та етиленпропіленову ізоляцію (EPR).

При виборі типу ізоляції та оболонки силових кабелю і проводів ураховуються номінальна напруга, робоча температура, умови навколишнього середовища, пожежна безпека, довговічність матеріалу, що мають вирішальне значення для надійної та ефективної передачі електроенергії.

Ізоляційні матеріали для оболонок кабелів і проводів. Зовнішня оболонка кабелів та проводів призначена для безпеки контактів з ними обслуговуючого персоналу та інших людей, а також для захисту провідників та ізоляторів від зовнішніх впливів, механічних пошкоджень, вологи та ін., що призводить до порушення ізоляції.

Основними сучасними матеріалами для оболонок кабелів і проводів є:

– ПВХ – найпоширеніший і найдешевший варіант для кабелю; забезпечує гнучкість, низьку вартість, достатньою розумну довговічність; характеризується стійкістю до масел і води; недоліки: деякі види ПВХ погано вивітрюються та сприйнятливі до ультрафіолетового світла, під час горіння можуть виділятися отруйні галогенні гази, токсичні пари та дим;

– LSF (low smoke & fume) – модифікована суміш ПВХ, яка може виробляти менше HCl та диму (лише до 22 % HCl), ніж кабелі зі звичайним ПВХ, що виділяє до 28 % HCl;

Таблиця 1

Максимальні значення поля для кабелів з різною ізоляцією

Напруга кабелів	надвисока	висока	середня
Тип ізоляції	Мах напруженість поля, кВ/мм		
Етилен-пропілен	8	5	3
ЗПЕ	11	6	3

Таблиця 2

Властивості кабелів із різною ізоляцією

Ізоляція кабелів	Переваги	Недоліки
ЗПЕ ізоляція – термореактивний матеріал	Високі експлуатаційні характеристики (електроізоляційні властивості, стійкість до високих температур, достатня вологостійкість, механічна міцність), надійність, безпека, прийнятність для монтажу і ремонту, невеликі експлуатаційні витрати	Чуттєвість до водних трингів (деякі сучасні ЗПЕ полімери мають трингостійкість), низька здатність до переробки як термореактивного матеріалу, більш дорогий, ніж ПВХ
ПВХ пластикат – термопластик	Гнучкість, негорючість, хімічна стійкість, довговічність, можливість прокладання кабелів на необмеженій різниці рівнів, низька ціна, широка доступність і популярність	Чуттєвість до вологи, вміст галогенів, виділення токсичних і корозійних речовин при нагріві, не підходить для силових кабелів середньої та високої напруги
Поліетилен (ПЕ) – термопластик	Низькі діелектричні втрати, висока початкова діелектрична міцність	Висока чуттєвість до водних трингів, руйнування при високих температурах
Гумова ізоляція	Гнучкість, технологічність, невисока ціна	Недостатня механічна міцність (необхідні спеціальні захисні покриття), низька вологостійкість
Паперова ізоляція	Багаторічний позитивний досвід експлуатації, стабільні електричні характеристики, висока стійкість до комутаційних перенапруг, прийнятна ціна	Складний і низькопродуктивний процес виготовлення, відсутність вологостійкості (необхідність металеві оболонки), велика вага конструкції, складність ремонту, висока ціна
Етил-пропілен (EPR) – термореактивний матеріал	Висока гнучкість, низька чуттєвість до водного тринга, високі робочі температури; більш гнучкий, ніж ПЕ та ЗПЕ, але має вищі за них діелектричні втрати; більш стійкий до впливу озону й ультрафіолету, ніж ПВХ і ЗПЕ	Потребує неорганічних наповнювачів і добавок, низька здатність до переробки

– LSHF (low smoke halogen free) – компаунди, зовні схожі на ПВХ; не виділяють значної кількості токсичних випарів та диму; виділяють не більше 0,5 % HCl при горінні; дорожчі, ніж кабелі з ПВХ або LSF; забезпечують підвищену безпеку і використовуються у громадських місцях та на відповідальних об'єктах;

– зшитий поліетилен, який може мати підвищені жорсткість і твердість, водночас ПЕ низької щільності (LDPE) є більш гнучким; якщо ПЕ має ультрафіолетову стабілізацію, то забезпечує високу стійкість до вологи та погодних умов; оболонки з поліетилену високої щільності (HDPE) стійкі до атмосферних впливів, підходять для зовнішнього і підземного застосування;

– натуральна гума, яка є водонепроникною, хімічно стійкою, надзвичайно гнучкою, зберігає гнучкість у широкому діапазоні температур і навіть за мінусової температури; синтетичні каучукові суміші пропонують схожі характеристики і мають високу вартість;

– силікон (SIR, silicone gubber), який застосовують за високих або низьких температур: від -50°C до $+180^{\circ}\text{C}$; має високу стійкість до ультрафіолетового випромінювання, під час дії вогню не виділяє диму або токсичних газів, однак матеріал м'який, схильний до пошкоджень, потребує обережного встановлення;

– неопрен – синтетична гума, яка має високу хімічну стійкість, стійкість до масел, характеризується міцністю на розрив та гнучкістю навіть за низьких температур;

– поліуретан (PUR) має хорошу механічну та хімічну стійкість; підходить для згинання та перегинання; залежно від суміші може не містити галогенів і бути вогнестійким, не ідеально підходить для екстремальних температур; зазвичай робочий діапазон від -40°C до $+125^{\circ}\text{C}$;

– тефлон (Teflon®, політетрафторетилен PTFE) негорючий, дуже гнучкий, нетоксичний та екологічно безпечний матеріал; використовується в складних умовах за температур від -75°C до $+200^{\circ}\text{C}$ або короткочасно до $+250^{\circ}\text{C}$; не піддається впливу більшості видів палива, масел і рідин.

Найбільш поширеними матеріалами для оболонки кабелів і проводів є ПВХ, поліетилен та низькодимний безгалогенний матеріал LSHF.

Ізоляція зі зшитого поліетилену. Зшитий поліетилен (ЗПЕ/XLPE) широко використовується в галузі силових кабелів низької, середньої, високої та надвисокої напруги завдяки своїм високим електроізоляційним і механічним властивостям. Перевагами поліетилену є висока електрична міцність, низькі значення густини матеріалу, відносної діелектричної проникності та тангенсу кута діелектричних втрат, гнучкість, достатня стійкість до поглинання вологи. Зшитий поліетилен є одним із найкращих ізоляційних матеріалів, оскільки має об'ємну структуру молекулярної решітки [20].

Порівняльні характеристики ЗПЕ ізоляції з різними матеріалами представлено в табл. 3 [6, 24]. Важливо, що найбільш високу температуру експлуатації мають зшитий поліетилен (90°C) з температурним обмеженням 250°C , етилен-пропілен (90°C) та кремнійорганічна гума (95°C). Взагалі ЗПЕ підходить для застосування за високих температур. Така ізоляція має дещо вищі діелектричні втрати, ніж поліетилен (PE), але й більш високу стійкість до старіння.

Таблиця 3

Порівняння різних ізоляційних матеріалів

Характеристики	ПВХ / PVC	ПЕ / PE	ЗПЕ / XLPE
Густина ($\text{г}\cdot\text{см}^{-3}$)	1,4	0,92	0,92
Максимальна тривала температура ($^{\circ}\text{C}$)	60–70	75	90
Температура розм'якшення ($^{\circ}\text{C}$)	120	105–115	127
Температура при миттєвому к.з. ($^{\circ}\text{C}$)	135–160	150	250
Опір ізоляції ($\text{МОм}\cdot\text{км}^{-1}$)	20	1000	1000
Об'ємний опір ($\text{Ом}\cdot\text{см}$)	1012–1015	1017	1017
Електрична міцність ($\text{кВ}\cdot\text{см}^{-1}$)	20–35	20–35	35–50
Діелектрична проникність (60 Гц)	6–8	2	2,3
Тангенс кута діелектричних втрат (60 Гц)	0,1	10^{-4}	10^{-4}
Стійкість до навколишнього середовища	відмінна	низька	середня
Стійкість до старіння	низька	середня	відмінна
Стійкість до впливу мастил	низька	середня	відмінна
Крихкість за низької температури	низька	середня	відмінна

У процесі експлуатації в ізоляції зі зшитого поліетилену можуть виникати провідні, зокрема водні канали – деревоподібні, насичені парами води утворення, які називаються триїнгами. За походженням розрізняються три види триїнгів:

– електричні триїнги, що виникають при дії змінного струму та високих значеннях імпульсної напруги; розвиваються внаслідок іонізаційних процесів при тривалому електричному старінні кабелю;

– водні триїнги, які з'являються при проникненні вологи в ізоляцію, зокрема при пошкодженні оболонки кабелів; розвиток такого типу триїнгів може призводити до значного зменшення опору ізоляції і в результаті до пробою;

– триїнги хімічного походження утворюються при накопиченні в ізоляції продуктів хімічних реакцій між кислотами та металевою жилою.

Удосконаленням зшитого поліетилену є триїнгостійкий матеріал TRXLPE (tree retardant cross-linked polyethylene), що представляє на сьогодні надійне рішення для систем передачі та розподілу електроенергії. Спеціальна термореактивна пластична суміш, що використовується для ізоляції проводів і кабелів, здатна уповільнювати розвиток триїнгів. На рис. 3 показано характерні триїнги в звичайному ЗПЕ (ліворуч) та триїнгостійкому ЗПЕ (праворуч) [25]. Удосконалений ЗПЕ призначений для підтримки високої електричної

міцності ізоляції, низьких електричних втрат, роботи з високими температурами та суворими умовами навколишнього середовища. Такий матеріал є сучасним, більш довговічним (зберігає експлуатаційні характеристики понад 25 років), рентабельним, має підвищену надійність, може бути використаний для різних застосувань, зокрема для ізоляції кабелів високої напруги. До прикладу, на рис. 4 показано довжину силових кабелів середньої напруги з різними типами поліетиленової ізоляції, встановлених у США в останні роки [23].

Нині ведуться теоретичні та експериментальні роботи в напрямку створення самовідновлювальних електроізоляційних композиційних матеріалів [10] для високовольтних електричних компонентів. Такі композити можуть включати, наприклад, епоксидну смолу, наповнену мікрокапсулами з мономером як "загоювальним" агентом [10] для трірінгів та інших мікро- та макродефектів в ізоляції. Так, експериментальні результати [10] показали, що мікрокапсули розриваються, коли вони досягають електричного трірінга, і запобігають подальшому його розвитку.

Методи зшивання поліетилену. У звичайному поліетилені ідеально поєднуються електрофізичні та технологічні властивості, однак ізоляція кабелів та проводів із термопластичного поліетилену має ряд суттєвих недоліків [20], наприклад, втрата форми і погіршення механічних властивостей за високих температур, наявність залишкових механічних напруг, що виникають при виготовленні ізоляції і за високих робочих температур можуть призводити до розтріскування ізоляції. Такі проблеми вирішуються застосуванням технології зшивання, при якій змінюється молекулярна структура поліетилену та утворюються нові тривимірні поперечні зв'язки між макромолекулами [20]. Після зшивання поліетилену збільшується його молекулярна вага, зменшується подовження на розрив, суттєво покращуються еластичні властивості, термостійкість, хімічна стійкість, міцність до удару, стійкість до стирання та до утворення тріщин [26].

Нині найбільш поширеними є два методи зшивання поліетилену [19, 20, 26–28].

1. Пероксидний метод передбачає введення у полімер пероксидів (наприклад, перекису декумилу) і далі його зшивання за високої температури (250–400°C), високого тиску (12–20 атм.) в інертному газовому (азотному) середовищі. Принципово важливим є температурний контроль. Результуюча тривимірна полімерна сітка однорідна, має низький натяг і високу гнучкість. Пероксидне зшивання забезпечує стабільність електричних характеристик ізоляції, особливо для кабелів на високу і надвисоку напругу (від 6 до 500 кВ). Це складна, енергоінтенсивна і найбільш дорога технологія, однак і ступінь зшивання поліетилену найбільша – 75 % (зазвичай максимальна доля зшивання визначається кількістю пероксиду).

2. Силановий метод – це хімічний метод зшивання поліетилену за допомогою органосиланідів у водному/паровому середовищі за температури до 70–90°C або в умовах навколишнього середовища (20°C) більш тривалий час. Максимальна доля зшивання залежить від

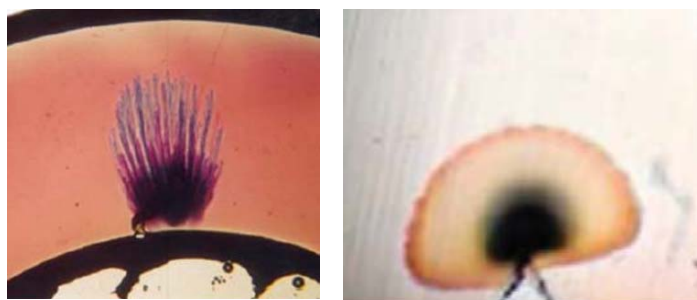


Рис. 3. Розвиток трірінгів у звичайному ЗПЕ (ліворуч) та трірінгостійкому ЗПЕ (праворуч) матеріалах

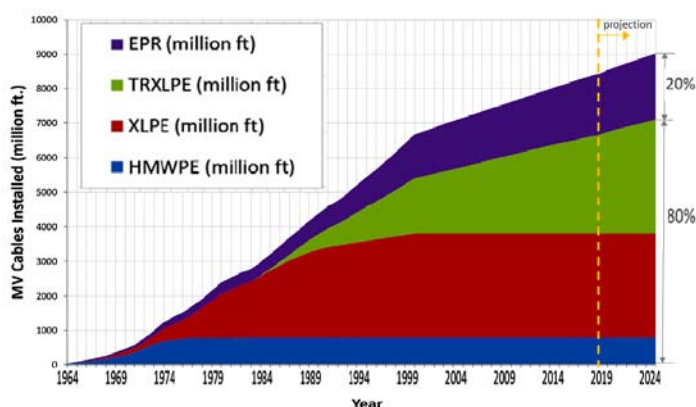


Рис. 4. Довжина в футах кабелів середньої напруги з трірінгостійкою ЗПЕ ізоляцією (TRXLPE), встановлених у США в останні роки, порівняно з кабелями зі звичайною ЗПЕ ізоляцією (XLPE), високомолекулярною поліетиленовою ізоляцією (HMWPE) та етилен-пропіленовою ізоляцією (EPR) [23]

кількості силану і часу витримки в паровій бані. Це більш простий і гнучкий технологічний метод. Для ізоляції кабелів 1–10 кВ поліетиленові суміші, що зшиваються силаном, визнані в усьому світі найбільш економічними й ефективними матеріалами. Однак застосування силанового способу зшивання при виробництві кабелів середньої напруги обмежено, оскільки кабелі 10–35 кВ мають достатньо велику за товщиною ізоляцію, а силановий метод не забезпечує рівномірності фізико-механічних властивостей в радіальному її напрямку.

Порівняння методів, зокрема в технологічному плані, наведено в табл. 4 [20, 26, 27].

Таблиця 4

Порівняння пероксидного і силанового зшивання поліетилену

Критерій	Пероксидне зшивання	Силанове зшивання
Капітальні інвестиції	високі	низькі
Вартість початкових матеріалів	низька	дещо вища
Вартість суміші для виготовлення	середня	висока
Обладнання (екструдер)	спеціальне	стандартне
Реалізація процесу зшивання	ускладнена	легка
Гнучкість технологічного процесу	низька	висока
Швидкість зшивання	низька	низька
Особливості реалізації	енерговитратний процес	можливість вторинної переробки
Застосування для ізоляції кабелів на напругу	6–550 кВ	1–10 кВ

Пероксидний метод найчастіше використовується для зшивання поліетилену. Зазначимо також, що згідно з аналізом глобального ринку кабелів зі зшитого поліетилену обсяг їхнього ринку щорічно зростатиме на рівні 5,5 % протягом 2026–2033 рр. і досягне 18,5 млрд. доларів США до 2033 р. [29, 30].

Відносно технології зшивання поліетилену прогнозується, що і в майбутньому ринковий сегмент пероксидного методу залишиться лідером, а найшвидше розширюватиме споживання кабелів зі зшитого поліетилену європейська промисловість [29, 30].

Обмеження ЗПЕ. Силкові кабелі із ЗПЕ ізоляцією широко використовуються для передачі та розподілу електроенергії завдяки відмінним діелектричним, тепловим і механічним властивостям. Однак термореактивна природа ЗПЕ ізоляції призводить до недостатньої здатності її переробки після виходу кабелів із експлуатації [14, 24]. Це пов'язано з тепловим розширенням ЗПЕ матеріалу приблизно на 15 % при нагріванні від 20 до 105°C, тоді як матеріал жили кабелю (мідь або алюміній) у цьому ж діапазоні температури розширюється менше ніж на 3 % [24]. У такому разі результуючий тиск може вплинути на діелектричні властивості, спричинити пошкодження оболонки та з'єднань [24]. ЗПЕ може відновити частину своєї жорсткості від температурних коливань вище 90°C після охолодження, що визначається вмістом гелю в матеріалі, але все ж таки слід враховувати обмеження щодо діапазону температури, в якому може надійно працювати система ЗПЕ. Зокрема короткочасне нагрівання кабелів до 120°C вважається припустимим, проте оператори електричних мереж повинні встановлювати робочі обмеження для забезпечення довгострокової цілісності своїх кабельних систем.

Крім того, побічні продукти зшивання можуть призводити до негативного впливу ЗПЕ кабелю на екосистему, зокрема до забруднення ґрунту і повітря, оскільки більшість промислових відходів ховається на звалищах або видаляється шляхом спалювання.

Переробка зшитого поліетилену як реактивного пластику з обмеженою текучістю і низькою здатністю до формування є надзвичайно важливою і проблематичною. Останні досягнення і виклики у сфері переробки ЗПЕ обговорюються, наприклад, в роботах [31, 32]. Для переробки ЗПЕ досліджуються методи введення вітримерів (vitrimers), γ -випромінювання, ультразвукового розшивання (decross-linking), використання термопластичних вулканізаторів (TPV) тощо [32].

Відмічені фактори викликають потребу в нових технологіях, зокрема для термопластичної ізоляції, що забезпечує вторинну переробку силових високовольтних кабелів змінного та постійного струму. На сучасному етапі удосконалюються різні види термопластичної ка-

бельної ізоляції, зокрема з поліпропілену, поліетилену низької (LDPE) та високої (HDPE) щільності завдяки полімеризації, добавок, введення наночасток, композитної структури та хімічної модифікації у створенні структури і властивостей ефективних матеріалів [14, 17, 24, 33–36].

Полімерні суміші. У виробництві кабелів часто використовуються не чисті полімери, а суміші, серед яких [37, 38]:

- наповнювачі (додаються для покращення електричних або фізичних властивостей);
- пластифікатори (додаються для підвищення гнучкості, особливо за низьких температур); електричні характеристики при введенні пластифікаторів дещо знижуються, пластифікатори в значних обсягах використовуються для виготовлення електроізоляційних покриттів (кабельні пластикати), вони негорючі; їхнє введення у великій кількості знижує міцнісні характеристики і теплостійкість матеріалу;
- антиоксиданти (запобігають передчасному тепловому старінню матеріалу);
- антиозонанти (захищають від впливу озону);
- УФ-стабілізатори (унеможливають деградацію під дією ультрафіолетових променів).

У випадку з термореактивними компаундами використовують також затверджувачі (для сприяння зшиванню) і прискорювачі (для прискорення процесу зшивання).

Рівень добавок, введених у склад, може значно відрізнятись залежно від полімеру та застосування. Наприклад, для вироблення оболонок кабелів вміст полімеру може становити лише 30 %, тоді як для високовольтної та надвисоковольтної ЗПЕ ізоляції кількість полімеру може досягати 97 %.

Нанокompозитні та екологічні ізоляційні матеріали (рис. 5). З початку 2000-х рр. настала ера нанодіелектричних та екологічно чистих ізоляційних матеріалів. Завдяки використанню нанодіелектриків дослідниками обґрунтовано стійкість полімерних ізоляційних матеріалів до часткового розряду (ЧР), розвитку електричних та водних триїнгів, можливість змінення електропровідності, електричної міцності, діелектричних втрат, накопичення просторового розряду, значний прогрес досягнутий в отриманні однорідної дисперсії наночасток [5, 9, 11–14, 39–48]. Якісне покращення деяких характеристик полімерних нанокompозитів відображено в табл. 5 [11, 39]. До прикладу, підвищення стійкості ЗПЕ-ізоляції до старіння без впливу на її механічні та ізоляційні властивості для продовження терміну служби кабелів шляхом введення в ізоляцію наночасток та її модифікації розглядається в роботі [46].

Основними типами нанопоповнювачів є нанорозмірні сферичні частки, волокна, трубки та пластинки (рис. 5). Вони можуть бути синтетичними органічного походження (на основі вуглецю: графітові волокна, нанотрубки, сажа, графен; синтетичні полімери: волокна поліаміду та ін.) та неорганічного походження – оксиди: TiO_2 , SiO_2 , Al_2O_3 , ZnO , MgO , Sb_2O_3 ; гідроксиди: $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$; метали: Al , Au , Ag , V , Sn , Cu , сталь; солі: CaCO_3 , BaSO_4 , CaSO_4 карбід: SiC , ін. [8]. Залежно від їхнього вмісту можливо значно змінювати електропровідність матеріалу (до 3-х разів і більше, що потрібно для екранування та напівпровідних шарів), збільшувати діелектричну проникність для певних значень частоти, зменшувати глибину ерозії полімеру, яка розвивається з часом, скорочувати швидкість розвитку електричних та водних триїнгів, підвищувати стійкість до електричного пробою за різної температури (на

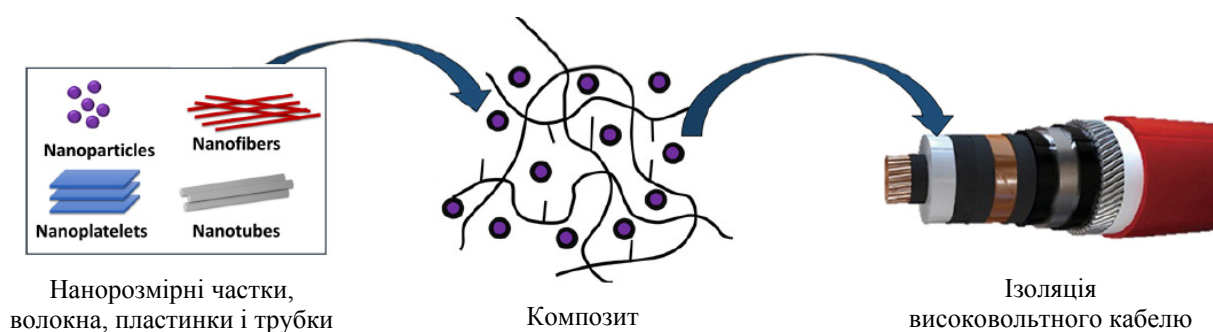


Рис. 5. Схематичне представлення створення нанокompозитної ізоляції силових кабелів

рис. 6 показано електричну міцність різних ЗПЕ нанокompозитів за температури в діапазоні 25–80°C), впливати на явища накопичення просторового заряду. Загалом завдяки використанню нанокompозитних ізоляційних полімерних матеріалів, можливо покращення їхніх електричних, теплових, механічних властивостей, а термін служби нанокompозитів може бути набагато збільшений порівняно з не-наповненими полімерами [11, 39–49].

У роботі [11] наводяться ще не вирішені проблеми і недоліки нанокompозитів, зокрема в дослідженні механізмів старіння та деградації нанодіелектриків, відсутність інформації

відносно довготривалої токсичності нанокompозитів, їхнього терміну служби та вторинної переробки комбінованих наноматеріалів для ізоляції кабельно-провідникових виробів.

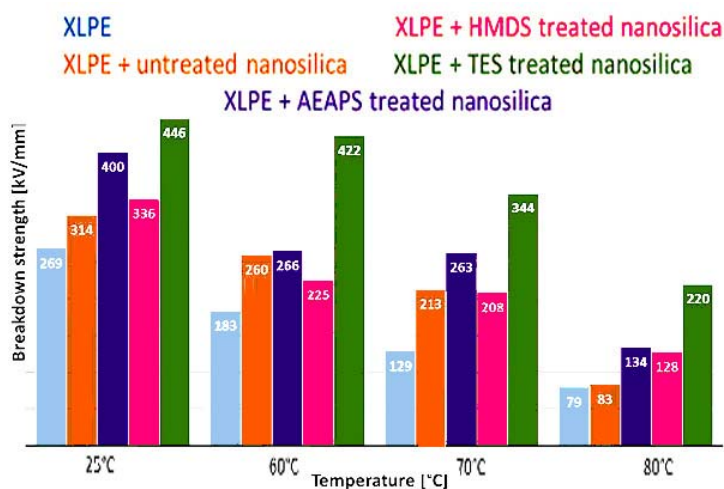


Рис. 6. Електрична міцність (кВ/мм) ЗПЕ і різних нанокompозитних ЗПЕ матеріалів при різній температурі

плена, сополімеризації, термічної обробки, використання стабілізаторів напруги та змішування еластомерів. Таким чином, поставлено нові задачі для подальших досліджень і створення екологічно чистих нанокompозитних ізоляційних матеріалів силових кабелів.

Електричне поле в нанокompозитній ізоляції. Далі проводиться комп'ютерне моделювання електричного поля в ЗПЕ ізоляції кабелю змінного струму з додаванням нанонаповнювачів на основі SiO₂ та глею (глини). Для нового класу матеріалів у роботах [48, 49] досліджено їхню структуру, електричні характеристики, діелектричну міцність, інші властивості залежно від концентрації наночасток. За результатами [49, 50] на рис. 7 зображено такі залежності для електропровідності та діелектричної проникності, що використані у подальших розрахунках.

Електричне поле \vec{E} у фрагменті ізоляційного матеріалу з мікроблюченнями (водним та повітряним) визначається з рівнянь, записаних в частотній області для комплексних величин:

$$\nabla \cdot \vec{J}_{tot} = 0 \quad \nabla \cdot (\sigma + j\omega\varepsilon_0\hat{\varepsilon}_r)\nabla\phi = 0,$$

$$\text{де} \quad \vec{J}_{tot} = (\sigma + j\omega\varepsilon_0\hat{\varepsilon}_r)\vec{E}, \quad \vec{E} = -\nabla\phi.$$

Таблиця 5

Змінення властивостей полімерної ізоляції при використанні нанокompозитів

Властивість нанокompозитів	Ефект
Стійкість до ЧР	підвищення
Стійкість до трингів	підвищення, призупинення розвитку
Стійкість до трекінгу	підвищення
Електрична міцність, стійкість до пробою	збільшення / без змін
Просторовий заряд	скорочення (підвищення порогу поля)
Електропровідність	збільшення / зменшення (іони і домішки)
Діелектрична проникність	збільшення / зменшення
Діелектричні втрати	складність у визначенні
Термін служби	значне збільшення

Іншим перспективним напрямком розвитку ізоляційних матеріалів є створення екологічно чистої ізоляції з відмінними електричними властивостями і можливістю вторинної переробки, наприклад, нанокompозитної ізоляції на основі поліпропілену (ПП/PP), який визначається багаторівневою структурою (молекулярною, кристалічною та фазовою), має високу температуру плавлення і є термопластичним матеріалом [9]. Регулювання нанорозмірної структури і властивостей поліпропіленової ізоляції вивчено в [9] за допомогою різних методів модифікації: нанодопінгу, хімічного щеплення,

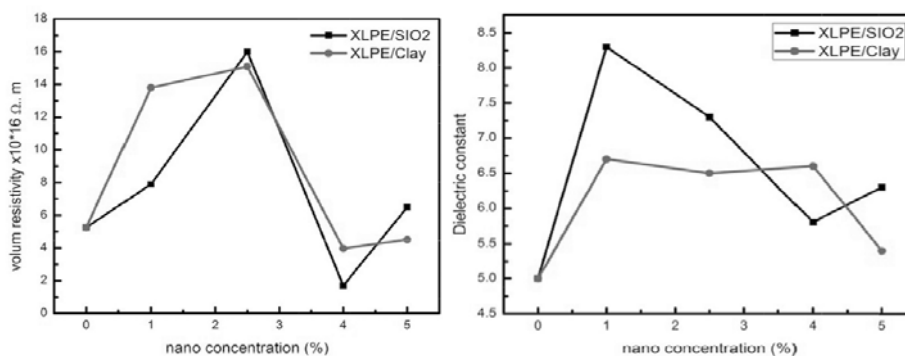


Рис. 7. Залежності електропровідності (ліворуч) та діелектричної проникності (праворуч) нанокompозитних ЗПЕ матеріалів від концентрації наночастинок

У цих виразах: \vec{J}_{tot} – густина повного електричного струму (струму провідності та струму зміщення), ϕ – електричний потенціал; ϵ_0 і ϵ_r – відповідно діелектрична стала і відносна діелектрична проникність ізоляційного матеріалу та водного/повітряного включення в ньому; σ – електропровідність відповідного середовища; $\omega = 314$ рад/с – кругова частота (встановлена частота – 50 Гц).

За допомогою граничних умов задається середнє значення напруженості електричного поля в ізоляції $E_0 = 2$ кВ/мм.

На рис. 8 зображено розподіл поля $|\vec{E}|$ поблизу сторонніх включень у звичайному ЗПЕ та нанокompозитних матеріалах: ЗПЕ/глей(1%), ЗПЕ/SiO₂(1%). Для нанодіелектриків показано зменшення поля в безпосередній близькості до повітряних і водних пустот і невелике збільшення всередині них. Зменшення поля поблизу включень сприяє меншому руйнуванню основної ізоляції і дещо більшою мірою перешкоджає розширенню включень-пустот.

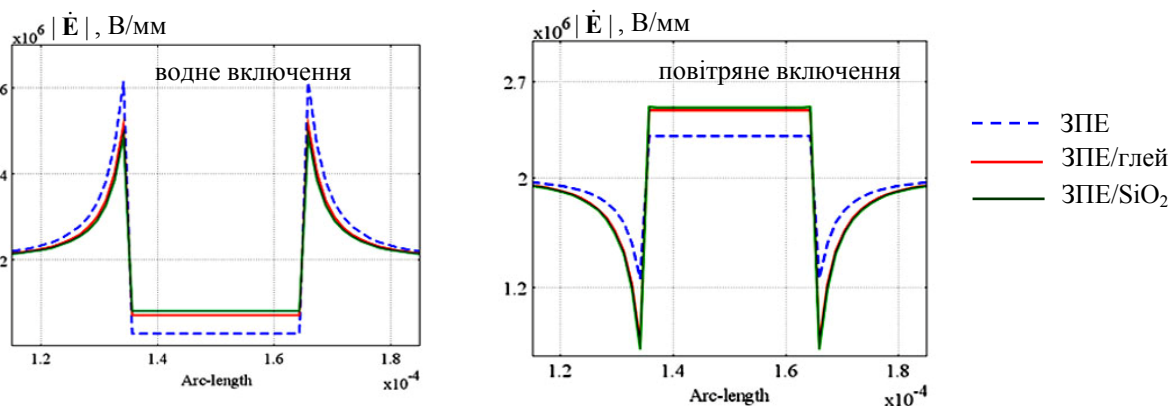


Рис. 8. Розподіл електричного поля поблизу водного (ліворуч) та повітряного (праворуч) включень у звичайному ЗПЕ та нанокompозитних матеріалах – ЗПЕ/глей(1%), ЗПЕ/SiO₂(1%)

Таким чином, залежно від типу і в загальному випадку від концентрації наночастинок, які додаються до ізоляційного матеріалу, змінюються його діелектрична проникність, електропровідність і розподіл електричного поля в ізоляції, особливо поблизу сторонніх мікророзмірних включень. Дизайн ефективних нанокompозитних ізоляційних матеріалів силових кабелів можливо здійснювати на основі контролю їхніх електричних властивостей і розподілу електричного поля поблизу дефектів.

Висновки. 1. На міжнародному ринку ізоляційних матеріалів домінують термореактивні матеріали, зокрема зшитий поліетилен. Очікується, що, незважаючи на проблеми із вторинною переробкою, попит на них буде зростати принаймні до 2033 р.

2. Сучасна удосконалена зшито-поліетиленова ізоляція має цінну властивість триїнгостійкості, а також можливість покращення електричних, теплових та інших характеристик завдяки введенню нанокompозитних структур.

3. У виробництві для зшивання поліетилену найчастіше використовується пероксидний метод, який визнано надійним для кабелів середньої, високої та надвисокої напруги (до 550 кВ) і єдиним прийнятним для високо- і надвисоковольтних кабелів. Сегмент пероксидного методу є і за прогнозами залишатиметься лідером на світовому ринку силових кабелів до 2033 р.

4. Розробники ізоляційних матеріалів працюють у напрямку покращення пожежної безпеки, високотемпературної стійкості та екологічної сумісності силових кабелів, а також утилізації та довгострокової безпечної експлуатації матеріалів.

5. Майбутні тенденції в розвитку матеріалів ізоляції силових кабелів і проводів пов'язані з можливістю переробки, екологічністю, застосуванням нанотехнологій. Сучасні наукові дослідження та перші експериментальні зразки показали, що додавання наночасток надає можливості покращити основні властивості полімерів.

6. У перспективі реалізацію високоефективних ізоляційних матеріалів передбачається проводити за стратегією створення ефективного мульти-нанокомпозиту та модифікації їхньої структури. Особливу увагу для здійснення проєктів високовольтних силових кабелів змінного та постійного струму планується приділяти також термопластичним ізоляційним матеріалам (ПВХ, поліпропілену, ін.), що забезпечують вторинну переробку.

Роботу виконано за науково-дослідною темою "Елрес", номер держ. реєстрації 0123U100693, КПКВК 6541030.

1. <https://www.alliedmarketresearch.com/insulation-materials-market>
2. <https://www.reanin.com/reports/global-insulated-wire-and-cable-market>
3. <https://www.maximizemarketresearch.com/market-report/global-insulated-wire-and-cable-market/113305/>
4. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/electrical-insulation-material-market>
5. Nelson J.K. (editor) Dielectric polymer nanocomposites. Springer: New York Dordrecht Heidelberg London, 2010, 368 p. ISBN 978-1-4419-1590-0 e-ISBN 978-1-4419-1591-7 – [DOI 10.1007/978-1-4419-1591-7](https://doi.org/10.1007/978-1-4419-1591-7)
6. Mead J.L., Tao Z., Liu H.S. Insulation materials for wire and cable applications. *Rubber Chemistry and Technology*. 2002. Vol. 75. No. 4. Pp. 701–712. – <https://doi.org/10.5254/1.3544996>
7. Hirschler M.M. (editor) Electrical insulating materials: international issues (Astm Special Technical Publication) Astm Symposium on Electrical Insulating Materials, 2000, Publisher: ASTM International, 211 p. https://books.google.com.ua/books/about/Electrical_Insulating_Materials.html?id=gDGpjwEACAAJ&redir_esc=y
8. Teysse G., Laurent C. Advances in high-field insulating polymeric materials over the past 50 years. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, September 2013. Vol. 29. No. 5. Pp. 26–36, DOI: [10.1109/MEI.2013.6585854](https://doi.org/10.1109/MEI.2013.6585854)
9. Li J., Yang K., Wu K., Ji Z. Eco-friendly polypropylene power cable insulation: present status and perspective. *IET Nanodielectrics*. 2023. Vol. 6. Is. 3. Pp. 130–146. DOI: <https://doi.org/10.1049/nde2.12048> – <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/nde2.12048>
10. Lesaint C., Risingard V., Hestad F., Hvidsten S. Self-healing composites for high voltage electrical insulation. *9th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable'15, Versailles 21–25 June, 2015*, 6 p.
11. Pleşa I., Notinger P.V., Stancu C., Wiesbrock F., Schlögl S. Polyethylene nanocomposites for power cable insulations. *Polymers* (www.mdpi.com/journal/polymers), 2019, vol. 11(1), 60 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/polym11010024>
12. Guo X., Xing Z., Zhao S., Cui Y., Li G., Wei Y., Lei Q., Hao C. Investigation of the space charge and dc breakdown behavior of XLPE/ α -Al₂O₃ nanocomposites. *Materials*, 2020, No 6, Pp. 1333. DOI: <https://doi.org/10.3390/ma13061333>
13. Yu G., Cheng Y., Zhang X. The dielectric properties improvement of cable insulation layer by different morphology nanoparticles doping into LDPE. *Coatings*. 2019. Vol. 9. No. 3. Article ID 204. DOI: <https://doi.org/10.3390/coatings9030204>
14. Andritsch T., Vaughan A., Stevens G.C. Novel insulation materials for high voltage cable systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, July 2017. Vol. 33. No. 4. Pp. 27–33. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2017.7956630>
15. Hill D. Types of wire and cable insulation, April 16, 2021. <https://precmfgco.com/blog/wire-cable-insulation-types/>
16. Introduction to wire and cable insulating material. NNC, 20 p. <https://nassaunationalcable.com/pages/introduction-to-wire-and-cable-insulating-material>
17. Huang X., Zhang J., Jiang, P. Material progress toward recyclable insulation of power cables. Part 2: Polypropylene-based thermoplastic materials. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2020. Vol. 36. Pp. 8–18. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2020.8932973>
18. Larina E.T. Power cables and high-voltage cable lines. Moskva: Energoatomizdat, 1996, 464 p. (Rus)

19. Karpushenko V.P., Shchebenyuk L.A., Antonets Yu.O., Naumenko O.A. Low- and medium-voltage power cables. Design, technology, quality. Kharkiv: Region-inform, 2000, 376 p. (Rus)
20. Shidlovskii A.K., Shcherba A.A., Zolotaryov V.M., Podoltsev A.D., Kucheriava I.M. Extra-high voltage cables with polymer insulation. Kyiv: Institute of Electrodynamics, Ukrainian Academy of Sciences. 2013. 550 p. (Rus)
21. Makarov E.F. Handbook on the 4–35 kV and 110–1150 kV power networks / Ed. by I.T. Goryunov. A.A. Lyubimov. Moskva: Papirus-Pro. 2004. Vol. 3. 688 p. (Rus)
22. Ljumba N. High voltage cable insulation systems. *Energize*, May 2008, p. 27–30 – https://mycourses.aalto.fi/pluginfile.php/1467725/mod_resource/content/1/High%20voltage%20cable%20insulation%20systems.pdf
23. Hernandez J.C., Ramirez D., Riley C. Power cable system design evolution in the United States from 1996 to 2020. *11th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable'23*, Lyon 18–22 June, 2023. Paper A8-4. 7 p. <https://bpb-us-w2.wpmucdn.com/sites.gatech.edu/dist/6/3800/files/2023/08/Jicable23-A8-4.pdf>
24. Mo S., Zhang J., Liang D., Chen H. Study on pyrolysis characteristics of cross-linked polyethylene material cable. *Procedia Engineering*, 2013. Vol. 52, Pp. 588–592. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.02.190>
25. Mendelson A., Aarts M.U. World experience in the use of insulation made of tree-resistant cross-linked polyethylene. *Kabeli i provoda*. 2005. No. 5 (294). Pp. 23–29. (Rus)
26. Morshedian J., Hosseinpour P.M. Polyethylene cross-linking by two-step silane method: a review. *Iranian Polymer Journal*. 2009. Vol. 18. No. 2. Pp. 103–128
27. Mauri M. Alternative polyethylene crosslinking concepts for power cable insulation. Thesis for the degree of Doctor of philosophy. Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2019. 94 p. ISBN 978-91-7597-841-3. https://research.chalmers.se/publication/508562/file/508562_Fulltext.pdf
28. Cross-linked polyethylene https://en.wikipedia.org/wiki/Cross-linked_polyethylene
29. XLPE Cables Market. April 2025 <https://www.verifiedmarketreports.com/product/xlpe-cables-market/>
30. Cross-linked polyethylene (XLPE) market size, share, trends, growth 2032. <https://www.zionmarketresearch.com/report/cross-linked-polyethylene-xlpe-market>
31. Selvin M., Shah S., Maria H.J., Thomas S., Tuladhar R., Mohan Jacob M. Review on recycling of cross-linked polyethylene. *Industrial Engineering and Chemistry Research*. 2024. Vol. 63. No.3. Pp. 1200–1214. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.3c02580>
32. Chandran N., Sivadas A., Anuja E.V., Baby D.K., Ramdas R. XLPE: Crosslinking techniques and recycling process. Chapter in book "Crosslinkable Polyethylene", Springer Publisher, May 2021. Pp 167–188. https://www.researchgate.net/publication/351317280_XLPE_Crosslinking_Techniques_and_Recycling_Process DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-16-0514-7_7
33. Huang X., Zhang J., Jiang P. Thermoplastic insulation materials for power cables: history and progress. *High Volt. Eng.* 2018. Vol. 44. No. 5. Pp. 1377–1398. DOI: <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20180430001>
34. Yu S., Lee S.H., Han J.A., Ahn M.S., Park, H., Han S.W., Lee D.H. Insulative ethylene-propylene copolymer-nanostructured polypropylene for high-voltage cable insulation applications. *Polymer*. 2020. Vol. 202. Pp. 122674. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2020.122674>
35. David E., Fréchette M. Polymer nanocomposites-major conclusions and achievements reached so far. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2013. Vol. 29, Pp. 29–36. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2013.6648751>
36. Huang X., Zhang J., Jing P., Tanaka T. Material progress toward recyclable insulation of power cables part 2: polypropylene-based thermoplastic materials. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2020. Vol. 36, No. 1. Pp. 8–18. <https://doi.org/10.1109/mei.2020.8932973>
37. Mikulyonok I.O. Technological foundations of processing of polymeric materials. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2020, 292 p. (Ukr)
38. Mikulyonok I.O., Sokol's'kyi O.L. Polymeric materials and products from them (production, processing, properties): terminological dictionary. Kyiv: Polytechnic, 2015, 208 p. . (Ukr)
39. Tanaka T., Imai T. Advances in nanodielectric materials over the past 50 years. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2013. Vol. 29. Pp. 10–23. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2013.6410535>
40. Jarvid M., Johansson, A.; Kroon, R., Bjuggren, J.M., Wutzel, H., Englund, V., Gubanski S., Andersson M.R., Müller C. A new application area for fullerenes: voltage stabilizers for power cable insulation. *Advanced Materials*. 2014. Vol. 27. Pp. 897–902. DOI: <https://doi.org/10.1002/adma.201404306>
41. Hui L., Schadler L.S., Nelson J.K. The influence of moisture on the electrical properties of crosslinked polyethylene/silica nanocomposites. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2013. Vol. 20. Pp. 641–653. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2013.6508768>
42. Yamano Y. Control of electrical tree at initiation stage in LDPE by mixed addition of Al₂O₃ nano-particle and azobenzoic compound. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2014. Vol. 21(1). Pp. 209–216. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2013.003980>
43. Chi X., Gao J., Zhang X. Electrical tree propagating characteristics of polyethylene/nano-montmorillonite composites. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2015. Vol. 22, Is. 3. Pp. 1530–1536. .
44. Huang X., Jiang P., Tanaka T. A review of dielectric polymer composites with high thermal conductivity. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2011. Vol. 27. Pp. 8–16 DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2011.5954064>

45. Wang Y., Wang C., Zhang, Z., Xiao, K. Anti-thermal aging properties of low-density polyethylene-based nanocomposites. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2018. Vol. 25. Pp. 1003–1013. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2018.006783>
46. Wang J.Q., Li W.K., Zhang W.Y., Wan B.Q., Zha J.W. Aging and life control of cross-linked polyethylene as cable insulation material. *Acta Physica Sinic*. 2024. No. 7. Pp. 078801. DOI: <https://doi.org/10.7498/aps.73.20240201>
47. Tanaka T. Dielectric nanocomposites with insulating properties. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2005. Vol. 12. No. 5. Pp. 914–928. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2005.1522186>
48. Li S., Yin G., Chen G., Li J., Bai S., Zhong L., Zhang Y., Lei Q. Short-term breakdown and long-term failure in nanodielectrics: a review. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2010. Vol. 17. No. 5. Pp. 1523–1535. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2010.5595554>
49. Said S.A., Othman S.A., Ezz-eldin M.R., Taha H.G., El-kattan W.A. Modification of cable insulation characteristics using nanocomposites for the nuclear power plant. *Nuclear and isolation safety*. 2019. V. 3. No 83. Pp. 75–82. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2019.3\(83\).09](https://doi.org/10.32918/nrs.2019.3(83).09)
50. Tanaka T., Bulinski A., Castellon J., Frechette M., Gubanski S., Kindersberger J., Montanari G.C., Nagao M., Morshuis P., Tanaka Y., Pelissou S., Vaughan A., Ohki Y., Reed C.W., Sutton S., Han S.J. Dielectric properties of XLPE/Sio2 nanocomposites based on CIGRE WG D1.24 cooperative test results. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2011. Vol. 18. No. 5. Pp. 1482–1517. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2011.6032819>

UP-TO-DATE ELECTRICAL INSULATING MATERIALS FOR POWER CABLES AND ELECTRICAL WIRES

A.A. Shcherba, I.M. Kucheriava

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteisky ave., 56, Kyiv, Ukraine
e-mail: rB.irinan@gmail.com

The paper presents the review and substantive analysis on modern insulating materials for power cables and electrical wires. The state of the scientific-and-technical problem regarding the existing insulating materials, their selection according to electrical, thermal and ecological characteristics to ensure the reliable, safe and long-term operation of the cable and wire systems is described. The advantages and limitations of cross-linked polyethylene insulation are presented. Its up-to-date modification, tree-resistant cross-linked polyethylene, is described. The studies on the creation of promising nanocomposite and new environmentally friendly insulating materials are analyzed. The main direction of the studies is the improvement of the basic properties of polymers by adding the nano-sized particles and modifying the structure of the materials. Ref. 50, fig. 8, tables 5.

Keywords: thermoplastic and thermosetting insulation, cross-linked polyethylene insulation, tree-resistant (tree retardant cross-linked polyethylene) insulation, power cables, electrical wires, nano-composite insulating materials.

Надійшла: 28.07.2025

Прийнята: 18.08.2025

Submitted: 28.07.2025

Accepted: 18.08.2025

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.065>**ВСТАНОВЛЕННЯ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ В МЕРЕЖІ З УМОВНО ДВНАДЦЯТИФАЗНИМ КЕРОВАНИМ КОМПЕНСАЦІЙНИМ ПЕРЕТВОРЮВАЧЕМ ПРИ ПОСЛІДОВНОМУ ПРЯМОМУ ПУСКУ ВІД НЕЇ ГРУПИ ПОТУЖНИХ АСИНХРОННИХ МАШИН****І.В. Блінов***, чл.-кор. НАН України, **О.І. Чиженко****, докт. техн. наук., **О.Б. Рибіна*****, канд. техн. наукІнститут електродинаміки НАН України,
Берестейський пр., 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: alivchizh@ukr.net, rybina@i.ua

Розглядається процес встановлення ustalених значень струмів і напруги у колі умовно дванадцятифазного керованого компенсаційному перетворювача (УДККП), який живиться від електричної мережі 6 кВ, у режимі послідовного прямого пуску від неї групи потужних (8 МВт) асинхронних машин (АМ). Будуються часові діаграми перехідних значень струмів і напруги елементів УДККП у цьому режимі. Бібл. 14, рис. 3.

Ключові слова: перехідний пусковий режим, електрична мережа, електрична асинхронна машина, часові діаграми струмів і напруги елементів кола компенсаційного перетворювача.

У промислових електричних мережах можливість різкого збільшення комплексного навантаження (КН) з потужною електромеханічною складовою є актуальною задачею, наприклад, на ТЕС і АЕС, де передбачається прямий запуск резервних насосів в їхніх системах охолодження, останні реалізуються за допомогою асинхронних машин (АМ), потужність кожної з яких може сягати 8 МВт.

Авторами у роботах [1, 2] вже досліджувалися перехідні пускові режими у мережі 6 кВ з напівпровідниковим умовно дванадцятифазним керованим компенсаційним перетворювачем (УДККП) при послідовному у часі прямому запуску від неї групи потужних АМ. Там цей перехідний пусковий режим відслідковувався на інтервалі довжиною 4 секунди від моменту підключення УДККП до електричної мережі, цього терміну вистачало до початку встановлення у мережі усталеного режиму, по завершенню розтягнутого у часі прямого пуску від неї групи потужних АМ (розглядався пуск чотирьох АМ потужністю 8 МВт кожна). Як відомо, перехідний процес встановлення усталеної напруги на вхідних клеммах АМ 8 МВт при її прямому запуску триває 3-4 секунди. Тому інтервалу $0 \leq t \leq 4$ с, де t – змінна часу, яка відраховується від моменту підключення УДККП до мережі з урахуванням того, що прямий пуск групи АМ рознесений у часі, вистачає, щоб зафіксувати лише початок встановлення усталеного режиму в такій мережі, але недостатньо, щоб зробити більш ретельний аналіз процесу встановлення усталених напруги і струмів на елементах УДККП і самої мережі. До того ж розрахунок перехідних пускових процесів у роботах [1, 2] провадився із кроком дискретизації $\Delta t = 1 \cdot 10^{-6}$, його було закладено у розробленій програмі розрахунків. При розрахунку процесів на більших інтервалах цей крок є замалим, що призводить до втрат стійкості при тривалих розрахунках.

З іншими модифікаціями компенсаційних перетворювачів і варіантами їхнього застосування можна ознайомитись у роботах [3-7]

Мета роботи: підбір довжини інтервалу часу розрахунків і значення кроку дискретизації часу у розробленій програмі розрахунків, достатніх для відображення у повному обсязі



процесу встановлення у мережі та в електричному колі УДККП усталеного режиму при прямому запуску від мережі групи АМ, потужністю 8МВт кожна.

У зв'язку з цим було проведено серію розрахунків електромагнітних процесів у моделі мережі з УДККП. У результаті таких досліджень та їхнього аналізу було запропоновано інтервал розрахунків збільшити до інтервалу $0 \leq t \leq 5$ с, а крок дискретизації при розрахунках взяти у 7 разів більший, тобто встановити $\Delta t = 7 \cdot 10^{-6}$.

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів проводився за розробленою програмою для моделі мережі з УДККП (рис. 1), наведеної у роботі [1], для режиму послідовного у часі прямого запуску від цієї мережі чотирьох АМ потужністю 8 МВт кожна. Як і у роботі [1], прямий пуск асинхронних машин АМ1, АМ2, АМ3 і АМ4 відбувається у моменти часу: $t = t_{AM1} = 0.11$ с, $t = t_{AM2} = 0.16$ с, $t = t_{AM3} = 0.21$ с і $t = t_{AM4} = 0.26$ с. При цих розрахунках параметри елементів моделі бралися такі ж самі, що і у роботі [1], за виключенням значень ємностей конденсаторів у сторонах трикутників КБ1 і КБ2, які з метою покращення фільтрації вищих гармонік струму в цьому випадку мали значення 100 мкФ для кожного з цих конденсаторів. Змінився також і алгоритм управління тиристорами В1-В6, а саме у моменти: $t = t_{\alpha 1} = 0.0$ с, $t = t_{\alpha 2} = 0.1$ с, $t = t_{\alpha 3} = 0.145$ с, $t = t_{\alpha 4} = 2.7$ с, $t = t_{\alpha 5} = 3.5$ с відбувається стрибкоподібна зміна кутів управління ними α , а саме ці кути у вказані вище моменти відповідно набувають значень: $\alpha 1 = -104$ ел.град., $\alpha 2 = -90$ ел.град., $\alpha 3 = -82$ ел.град., $\alpha 4 = -85$ ел.град., $\alpha 5 = -95$ ел.град., де значення кутів управління наведено у електричних градусах. Ці кути відраховуються від моментів нульових значень лінійних напруг живлячої трифазної системи напруги, фазні напруги якої задаються рівняннями: $u_a = U_m \sin(\vartheta - \pi/6)$; $u_b = U_m \sin(\vartheta - \pi/2)$; $u_c = U_m \sin(\vartheta - 5\pi/6)$, де $\vartheta = \omega t$, $\omega = 2\pi f$, $f = 50$ Гц, $U_m = \sqrt{2}U \approx 5000$ Вт. При розрахунках використовувалася модель АМ 8МВт, запропонована у роботі [9]. При розробленні цієї моделі, а саме при моделюванні її елементів, враховувалось викладене у роботах [10-14].

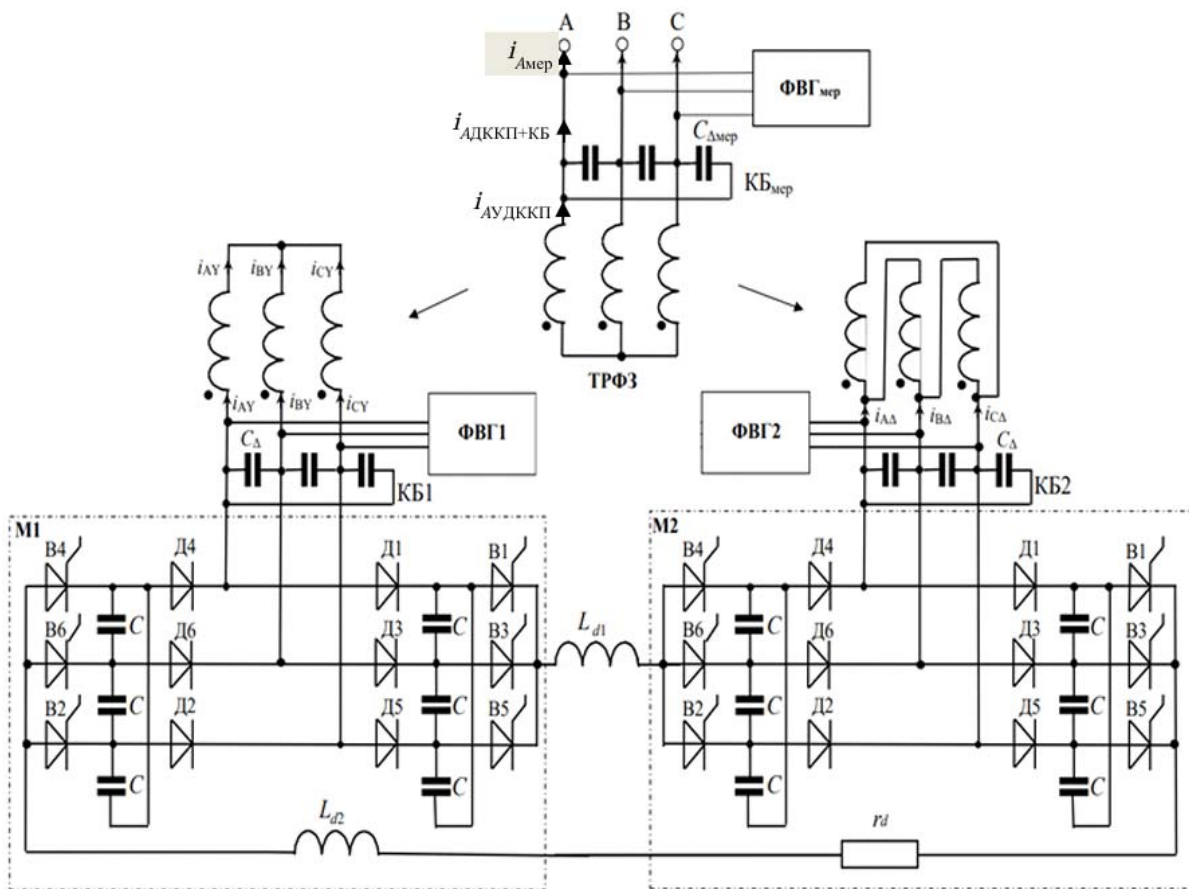


Рис. 1. Модель мережі з УДККП

На рис. 2 побудовано часові діаграми перехідних пускових фазних коливальних струму $i_{\text{фмер}}$ і напруги $u_{\text{Амер}}$ мережі – відповідно перша і четверта діаграми (напруга мережі побудована для фази А). На другій діаграмі побудовано криву перехідного фазного коливального

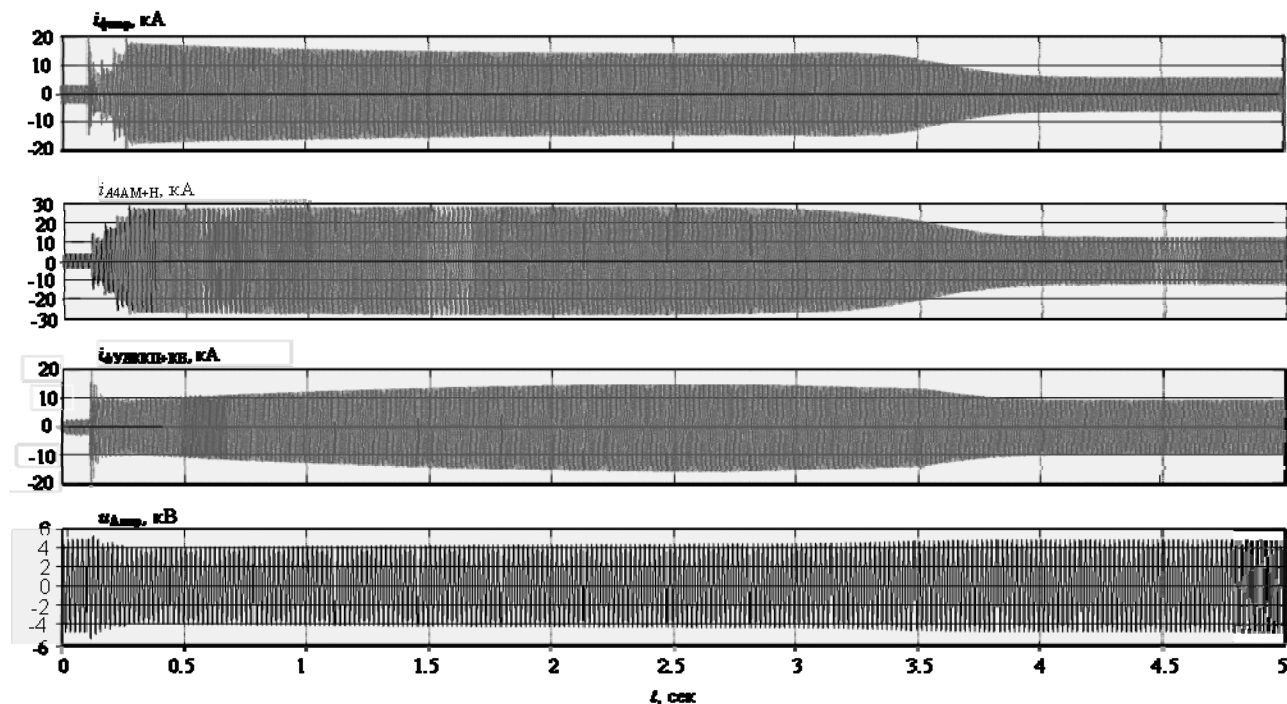


Рис. 2. Часові діаграми перехідних пускових фазних коливальних струму і напруги

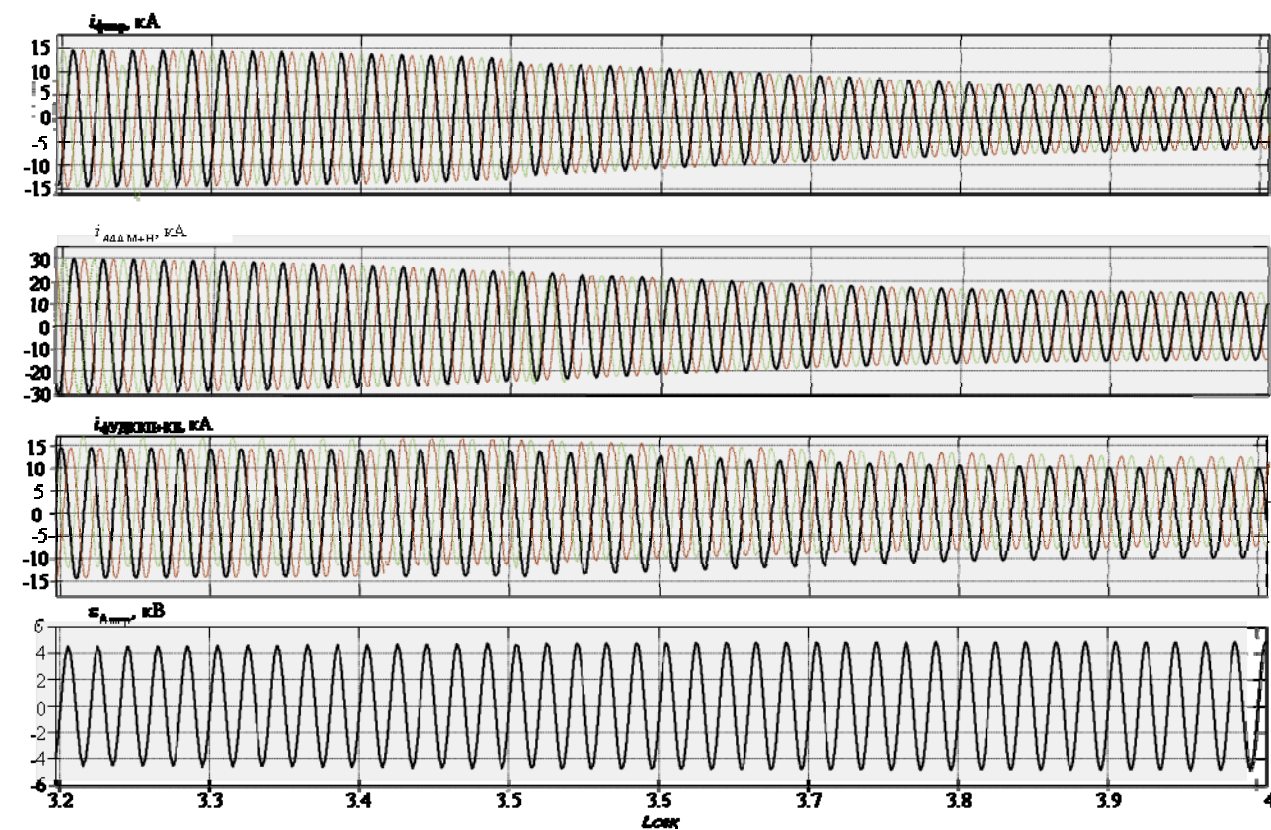


Рис. 3. Фрагмент часової діаграми з відображенням найбільш суттєвих змінень монотонно спадаючих перехідних пускових струмів і монотонно зростаючої напруги у процесі встановлення усталеного режиму

струму навантаження $i_{\text{ф4AM+H}}$, який має дві складові: перша $i_{\text{ф4AM}}$ – пусковий фазний сумарний струм від чотирьох асинхронних машин, які утворюють електромеханічну складову навантаження, та друга $i_{\text{фH}}$, – перехідний фазний струм стаціонарного R_n-L_n навантаження, тобто $i_{\text{ф4AM+H}}=i_{\text{ф4AM}}+i_{\text{фH}}$. На третій діаграмі побудовано перехідний сумарний фазний струм $i_{\text{фДККП+КБ}}$ УДККП і конденсаторної батареї КБ_{мер}, тобто маємо $i_{\text{фДККП+КБ}} = i_{\text{фУДККП}} + i_{\text{фКБ}}$. Як видно з діаграм, побудовані криві струмів і напруги складаються з їхніх перехідних значень на інтервалі $0 \leq t \leq 4\text{с}$. і, практично, з усталених їхніх значень на інтервалі $4 \text{с} \leq t \leq 5 \text{с}$.

Таким чином, діаграми рис. 2 охоплюють повністю увесь інтервал встановлення усталеного режиму.

На рис. 3 показана характерна частина діаграм рис. 2, яка відображає найбільш суттєві змінення монотонно спадаючих перехідних пускових струмів і монотонно зростаючої напруги $u_{\text{Амер}}$ у процесі встановлення усталеного режиму, ця частина відповідає інтервалу $3.2 \text{с} \leq t \leq 4 \text{с}$. На рис. 3 криві, накреслені чорним кольором, відповідають струмам фази А. Як можна побачити з діаграм рис. 3, коливальні криві другої і третьої діаграм знаходяться у протифазі, а криві першої та четвертої діаграм – у фазі. Це свідчить про те, що на цьому інтервалі відбувається повна компенсація індуктивної складової струму мережі $i_{\text{фмер}}$ ємнісним струмом $i_{\text{фДККП+КБ}}$, що генерується УДККП разом з конденсаторною батареєю КБ_{мер}.

Висновок. Обрані інтервал часу розрахунків і крок дискретизації часу при розрахунках за розробленою програмою дозволяють проілюструвати процес встановлення усталених значень струмів і напруги у колі УДККП і мережі в цілому у режимі прямого запуску від мережі 6кВ групи асинхронних машин потужністю 8 МВт кожна.

Роботу виконано за бюджетною темою: "Моделі та засоби підвищення надійності розподільних електричних мереж в умовах зростання генерації відновлюваних джерел енергії" (Монітор-5). (КПКВК 6541030).

1. Чиженко О.І., Рибіна О.Б. Застосування умовно дванадцятифазного керованого компенсаційного перетворювача для послідовного прямого запуску від електричної мережі чотирьох потужних асинхронних машин. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 6. С. 37–43. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.06.031>
2. Чиженко О.І., Рибіна О.Б. Засоби обмеження перенапруги на комутуючих конденсаторах компенсаційного перетворювача для коригування перехідних пускових режимів у мережі при послідовному прямому пуску групи потужних асинхронних машин. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 6. С. 58–67.
3. Справочник по преобразовательной технике. Під ред. акад. НАН України Чиженка І.М. Київ.: Техніка, 1978. 448 с.
4. Чиженко І.М., Руденко В.С., Сенько В.І. Преобразовательная техника. Киев: Высшая школа, 1978. 424с.
5. Бойко, В., Шкардун, О. Електромагнітні процеси у трифазному мостовому компенсаційному перетворювачі. *Технічна електродинаміка*. № 4. 2023. С. 26–36. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.04.026>
6. Бойко В., Шкардун О. Умови перезаряду конденсаторів комутуючої ланки трифазного мостового компенсаційного перетворювача. *Технічна електродинаміка*. № 3. 2023. С. 13–21. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.013>
7. Чибеліс В.І. Статичне умовно-дванадцятифазне джерело ємнісної реактивної потужності. *Технічна електродинаміка*. № 2. 1988. С. 31–35.
8. Hu, Hong & Wu, Wenmei & Xiao, Shaohua & Tan, Min & Han, Chuanjia. 2015. Summary on Reactive Power Compensation Technology and Application. Proceedings of the 2nd International Conference on *Intelligent Computing and Cognitive Informatics*. Singapore, 8-9 September 2015. Pp. 225–229. DOI: <https://doi.org/10.2991/icicci-15.2015.48>
9. Буткевич О.Ф. Чиженко О.І., Попович О.М., Трач І.В. Вплив FACTS на режим електричної мережі за прямого пуску потужної асинхронної машини у складі комплексного навантаження. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 6. С. 62–68. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764223>
10. Лісник В.А., Шуруб Ю.В. Учет дифференциальных параметров при математическом моделировании несимметричных режимов работы асинхронных генераторов. *Технічна електродинаміка*. 2003. № 1. С. 45–49
11. Попович О.М. Математична модель для дослідження режимів асинхронних машин електромеханотронних систем. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2010. Вип. 25. С. 89–97.
12. Попович О.М., Головань І.В. Дослідження пускових режимів асинхронних двигунів за еквівалентними параметрами квазітривимірної польової моделі. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 1. С. 34–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.034>
13. Красношапка Н.Д., Пушкар М.В. Пускові режими асинхронних електроприводів з урахуванням опору ліній системи електропостачання. *Вісник ВПІ*, 2022. Вип. 1. С. 39–43. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-160-1-39-43>

14. Красношапка Н.Д. Особенности определения параметров динамической модели асинхронного двигателя с ферромагнитными экранами частей короткозамкнутой роторной обмотки. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Електротехніка*. Київ, 1999. С. 98–104.

SETTING OF A STEADY MODE IN A NETWORK WITH A CONDITIONALLY TWELVE-PHASE CONTROLLED COMPENSATION CONVERTER WITH SEQUENTIAL DIRECT STARTING FROM IT OF A GROUP OF POWERFUL ASYNCHRONOUS MACHINES

I.V. Blinov, O.I. Chyzhenko, O.B. Rybina

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: alivchizh@ukr.net, rybina@i.ua

The process of setting steady-state values of currents and voltages in the circuit of a conditionally twelve-phase controlled compensating converter (CTCCC), which is powered by a 6 kV electrical network, in the mode of sequential direct start from it of a group of powerful (8 MW) asynchronous machines (AM) is considered. Time diagrams of transient values of currents and voltages of the CTCCC elements in this mode are constructed. Ref. 14, fig. 3.

Keywords: transient starting mode, electrical network, electrical asynchronous machine, time diagrams of currents and voltages of the compensation converter circuit elements

1. Chyzhenko O.I., Rybina O.B. Conditionally twelve-phase controlled compensation converter for facilitating direct start from the electrical network in series of four 8MW asynchronous machines. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 6. Pp. 37–43. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.06.031> (Ukr)
2. Chyzhenko O.I., Rybina O.B. Means for limiting overvoltage on commutating capacitors of the compensation converter for correcting of transient starting modes in the network during sequential direct starting of four powerful asynchronous machines. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No 6. Pp. 58–67. (Ukr)
3. Handbook of Converter Technology. Edited by the academy of the National Academy of Sciences of Ukraine Chyzhenko I.M. Kyiv, Technika, 1978. 448 p. (Rus)
4. Chyzhenko I.M., Rudenko V.S., Senko V.I. Conversion technology. Kyiv, Vyscha shkola, 1978. 424 p. (Rus)
5. Boiko, V. and Shkardun, O. 2023. Electromagnetic processes in a three-phase bridge compensation converter. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No 4. Pp. 26–36. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.04.026> (Ukr)
6. Boiko, V. and Shkardun, O. 2023. Conditions for recharging the capacitors of the commutating link of the three-phase bridge compensation converter. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023 No 3. Pp. 13–21. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.013> (Ukr)
7. Chibelis V.I. Static Conductions dodecaphase Sourct of the Capacity Reactive Pover. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 1988. No 2. Pp. 31–35.
8. Hu, Hong & Wu, Wenmei & Xiao, Shaohua & Tan, Min & Han, Chuanjia. 2015. Summary on Reactive Power Compensation Technology and Application. DOI: <https://doi.org/10.2991/icicci-15.2015.48>
9. Butkevych O., Chyzhenko O., Popovych O., Trach I., Golovan I. A Study of Transitional Modes of the Electric Network with the Powerful Electromechanical Load and FACTS. Proc. 6th International Conference IEEE on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, 2019. Pp. 261–266. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764223> (Ukr)
10. Lesnik V.A., Shurub Yu.V. Account of differential parameters at mathematical simulation of asymmetrical operational modes of asynchronous generators. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2003. No 1. Pp. 45–48. (Rus)
11. Popovych O. Mathematical model for studying the modes of induction machines of electromechanotronic systems. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2010. No 25. Pp. 89–97. (Ukr)
12. O.M. Popovych, I.V. Golovan. Study of starting regimes of induction motors using equivalent parameters of quasi -3D field model. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2019. No 1. Pp. 34–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.034> (Ukr)
13. Krasnoshapka N.D., Pushkar M.V. Modes of Asynchronous Electric Drives Taking into Account the Resistance of the Line of the Power Supply System. *Visnyk VPI*. 2022. No. 1. Pp. 39–43. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-160-1-39-43> (Ukr)
14. Krasnoshapka N.D. Features of Determining the Parameters of the Dynamic Model of an Induction Motor with Ferromagnetic Shields of Parts of a Squirrel Cage Rotary Winding. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy. Electrotehnika*. 1999. Pp. 98–104. (Rus)

Надійшла: 16.07.2025

Прийнята: 19.08.2025

Submitted: 16.07.2025

Accepted: 19.08.2025

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.070>

OPERATING MODES OF A BRUSHLESS MAGNETOELECTRIC MECHATRONIC MODULE WITH TWO-WIRE CONTROL

*K.P. Akinin, **V.G. Kireyev, ***I.S. Petukhov, **** A.A. Filomenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: kvg2016@ukr.net

The paper is devoted to the study of the characteristics and operation modes of the input rectifier in the structure of the mechatronic module based on a brushless AC motor with permanent magnets when two-wire control from a power source with pulse-width regulation of the sequence of rectangular voltage pulses. To reduce switching losses in the rectifier MOSFETs, it is proposed to introduce additional differentiating RC circuits into the gate circuits. The influence of the parameters of these RC circuits on the value of switching losses in transistors is studied. Preliminary values of these parameters for minimization of switching losses are obtained. Dependences of losses in transistors and rectifier efficiency on the value of load current are obtained. A comparison of rectifiers based on MOSFETs and Schottky diodes is carried out. Ref. 10, fig. 11.

Keywords: mechatronic module, MOSFET-based rectifier, brushless permanent magnet motor.

A distinctive feature of mechatronic modules is the integration into a single unit of an electric motor, power converter, control system and mechanical coordinate sensors in order to implement certain functions of electromechanical systems and devices, taking into account specified technical limitations [1-4].

There are many known variants of the construction and implementation of mechatronic modules, and the areas of their use are very extensive. Among all this diversity, there is a problem of development of a constructive and functional analogue of a DC collector motor based on a permanent magnet brushless motor (PMBM) for reversible control of the angular speed of rotation of the rotor by means of two input power conductors. Such mechatronic modules are intended to replace traditional DC collector motors, which have been the actuators of automated electromechanical systems for many decades, and they are controlled quite simply by a transistor reversible converter with pulse-width regulation of the output voltage.

The structures of mechatronic models based on the PMBM with two-wire power supply and control were proposed in [5, 6]. They are similar to AC electric drives built on the basis of two-link frequency converters with an input rectifier of the AC network voltage and an output three-phase voltage inverter [7]. However, in our case, the peculiarity is that a unipolar voltage from an external power source is supplied to the rectifier input, and after rectification, the voltage is supplied to the input of a three-phase voltage inverter, which, depending on the polarity of the voltage at the rectifier input, forms a three-phase sequence of voltage pulses, which is then supplied to the three-phase winding of the BMPM. And thus, reversible motor control is implemented.

The purpose of the paper is to study the operating modes of the input rectifier based on MOSFETs in the structure of the mechatronic module with a brushless AC motor with permanent magnets on the rotor, with two-wire control from a power source with pulse-width regulation of rectangular voltage pulses. The features of the operating modes in question are due to the processes of rectification of rectangular voltage pulse sequences, which can be of one polarity or another.



Main materials and results of the research. The general structure of the brushless magnetoelectric mechatronic module (BMMM) [4] is shown in Fig. 1, where SS is an external power source with an output pulse voltage, where the voltage pulses have a rectangular shape, and the average voltage value is regulated by changing the duty cycle of the pulse sequence; R is a bridge rectifier; S is a current sensor; VI is a three-phase bridge voltage inverter; CS is a control system; RPS is a rotor position sensor. All elements of the BMMM - rectifier, voltage inverter, control system, rotor position sensor and actuator brushless motor - are structurally combined in one body. And in this case, reversible regulation of the angular speed of the motor is carried out by two conductors connecting the power source with the module circuit. And as a result, we have a structural and functional analogue of a DC collector motor.

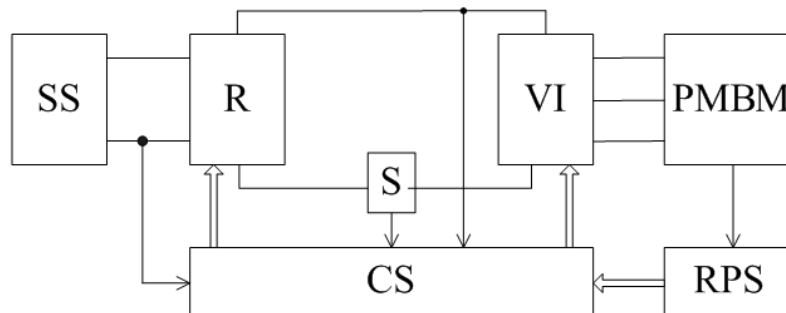


Fig. 1. The general structure of the brushless magnetoelectric mechatronic module

The voltage inverter circuit (Fig. 2) feeding a three-phase motor (Fig. 1) is known and traditional. In this case, the peculiarity of its control is that each of the six inverter transistors is in a conducting state for 120 electrical degrees of the phase voltage period and conducts a rectified sequence of rectangular voltage pulses with an adjustable duty cycle during this interval [8]. Depending on the polarity of the power source voltage pulse sequence, the alternation of the switching signals of the voltage inverter transistors changes, and thus the brushless motor is reversed.

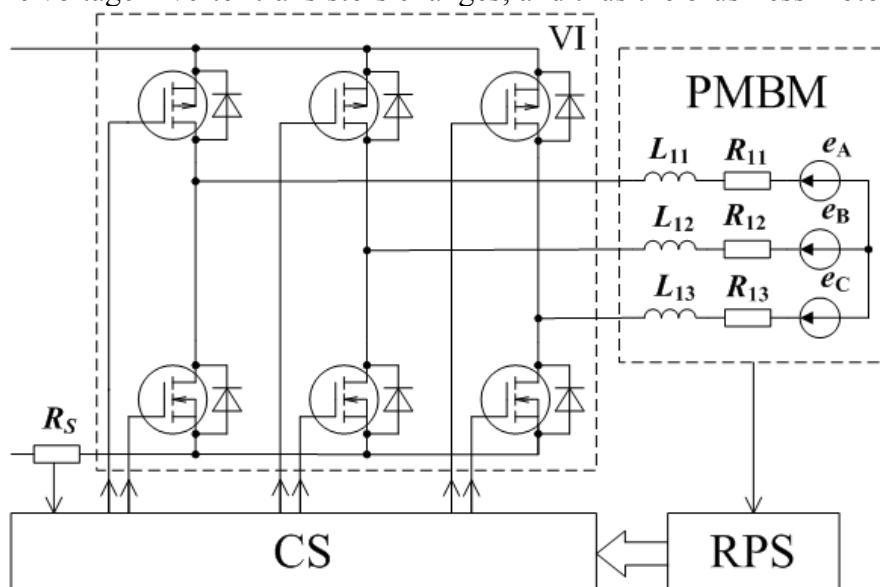


Fig. 2. The voltage inverter circuit feeding a three-phase motor

As for the bridge rectifier, in the structure (Fig. 1), it can be implemented on the basis of four MOSFETs (Fig. 3 a) or four Schottky diodes (Fig. 3 b). In the first case, depending on the polarity of the voltage supplied from the output of the external power source, a pair of transistors is switched on in the diagonal of the rectifier bridge according to the open pair of diodes. The possibility of implementing a rectifier on MOSFETs is considered in [9, 10] to reduce voltage drops on the power switches of the rectifier.

There are no circuit problems when implementing a rectifier based on Schottky diodes. But in a rectifier based on MOSFETs, when rectifying unipolar sequences of rectangular voltage pulses, a problem of transistor switching occurs due to the presence of capacitances in their gates, which prolongs the switching process and causes additional switching losses. With a voltage pulse sequence amplitude of 27 V and a repetition rate of 10 kHz, the switching losses in an unloaded rectifier based on dual N and P channel IRF7343 MOSFET modules were 10.4 W, which is unacceptable for low-power transistors in an SO8 package intended for surface mounting. To overcome this problem, it was proposed to introduce additional differentiating RC circuits ($R1 = R2 = R3 = R4 = R$ and $C1 = C2 = C3 = C4 = C$), shown in the circuit in Fig. 3, for fast charging and discharging of the gate capacitances.

In the circuit (Fig. 3 a) D1...D4 zener diodes to limit the voltage on the T1...T4 transistor gates to an acceptable level of 18 V and R5...R8 resistors to limit the currents and power losses in the zener diodes are introduced. According to the condition of the specified supply voltage of 27 V and possible surges of this voltage, it is accepted $R5 = R6 = R7 = R8 = R_D = 10 \text{ k}\Omega$.

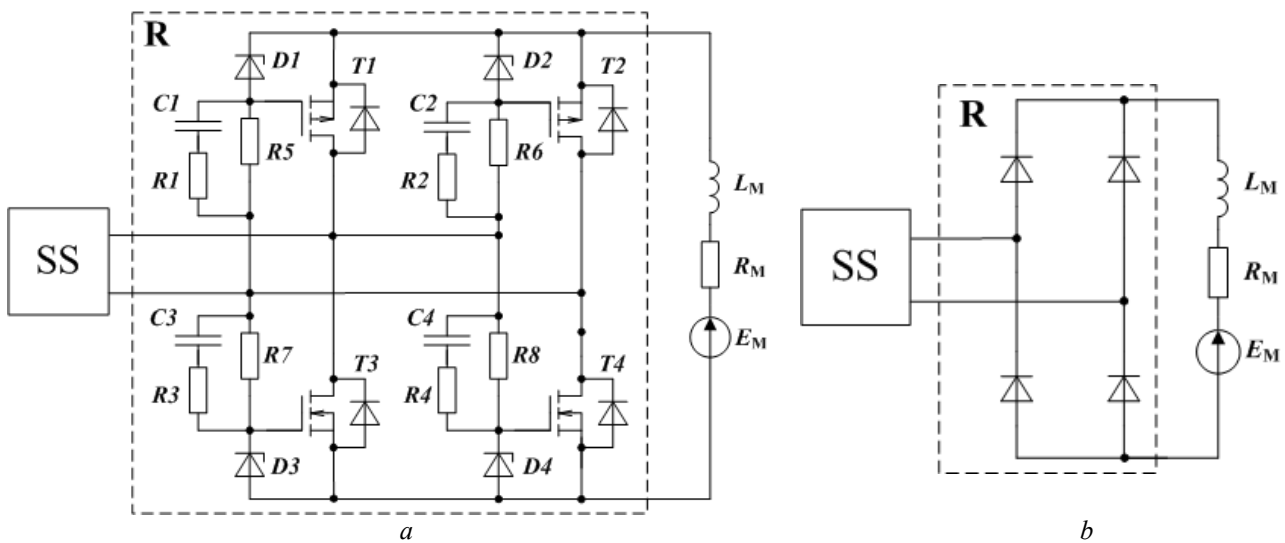


Fig. 3. Rectifier circuits based on MOSFETs (a) and Schottky diodes (b)

To study the features of the operating modes of the input rectifier, the voltage inverter with a three-phase motor is replaced by an equivalent RLE load circuit (Fig. 3).

We will study the operating modes of the mechatronic module for a low-power motor with a diameter of 25 mm under the following conditions: nominal supply voltage of the circuit is 27 V; voltage pulse repetition rate is 10 kHz; maximum motor rotation frequency is 12000 rpm; maximum current in the DC link is 3 A; $R_M = 4,62 \text{ }\Omega$; $L_M = 0,00129 \text{ H}$. The paper considers options for implementing a rectifier based on IRF7343 MOSFET modules, as well as 30BQ060 Schottky diodes.

The first task considered in the paper is to study the influence of the parameters of differentiating RC circuits on the value of switching losses in transistors in the unloaded rectifier mode. To evaluate this influence, we use the following indicators: I_{\max} – the amplitude value of the current at the rectifier input; I_{ef} – the effective value of the current at the rectifier input; P_{L1} – the value of losses in the first MOSFET module of rectifier transistors; P_{L2} – the value of losses in the second MOSFET module of rectifier transistors; P_S – the total value of losses in two MOSFET modules of transistors.

Below are shown the dependences of the amplitude I_{\max} (Fig. 4 a and b) and effective I_{ef} (Fig. 5) values of the rectifier input current, the power losses of two individual MOSFET modules P_{L1} and P_{L2} (Fig. 6), as well as their total power losses P_S (Fig. 7) on the resistance value R at four values of the capacitor capacitance – 750 pF, 1.8 nF, 3.0 nF and 3.6 nF, which are respectively

designated on the graphs by the numbers 1, 2, 3 and 4. The calculations were performed at the duty cycle of the rectangular pulses of the power source voltage $\gamma = 0,5$. Fig. 6 shows the difference in the values of the switching losses in the first and second MOSFET modules. Obviously, the MOSFET module in which the P-type transistor is open has a higher power value.

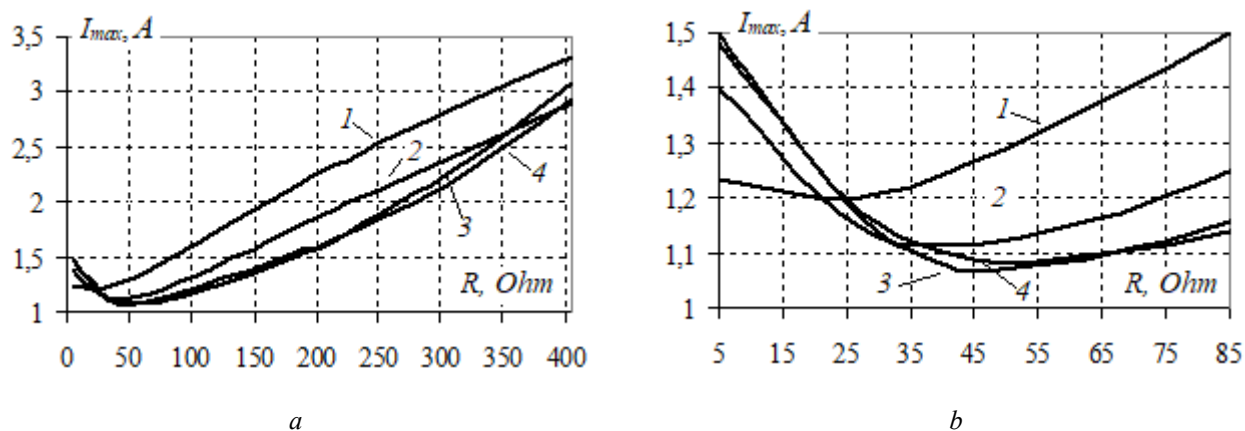


Fig. 4. The dependences of the amplitude I_{max} values of the rectifier input current on the resistance value R at four values of the capacitor capacitance – 750 pF, 1.8 nF, 3.0 nF and 3.6 nF

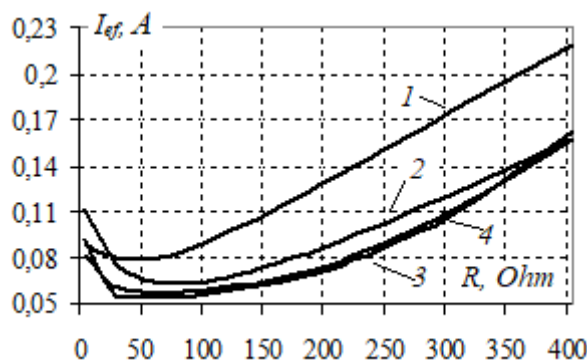


Fig. 5. The dependences of the effective I_{ef} (Fig. 5) value of the rectifier input current on the resistance value R

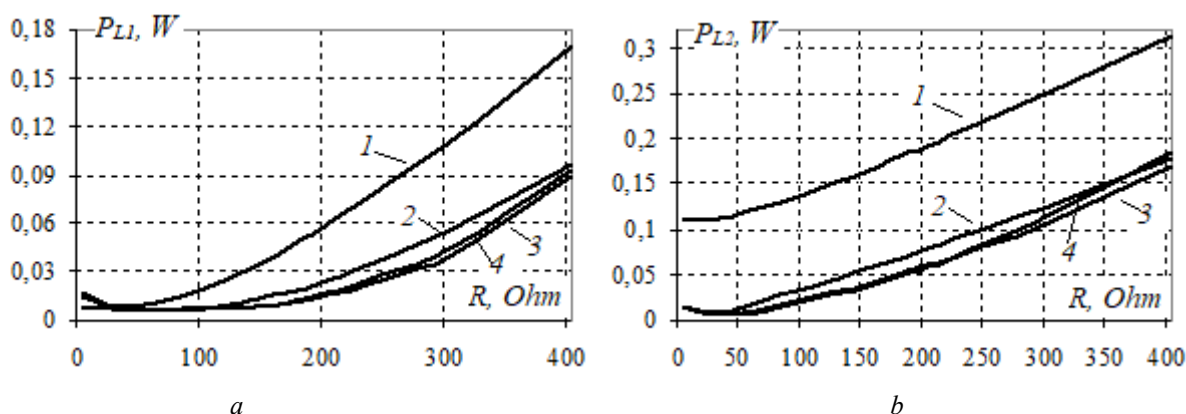


Fig. 6. The dependences of the power losses of two individual MOSFET modules P_{L1} and P_{L2} on the resistance value R

The dependencies (Fig. 4–7) were obtained for the unloaded rectifier mode. For a more visual demonstration of the area of minimum values of current and switching losses, in Fig. 4 b and Fig. 7 b the characteristics are presented in a limited range of resistance change R .

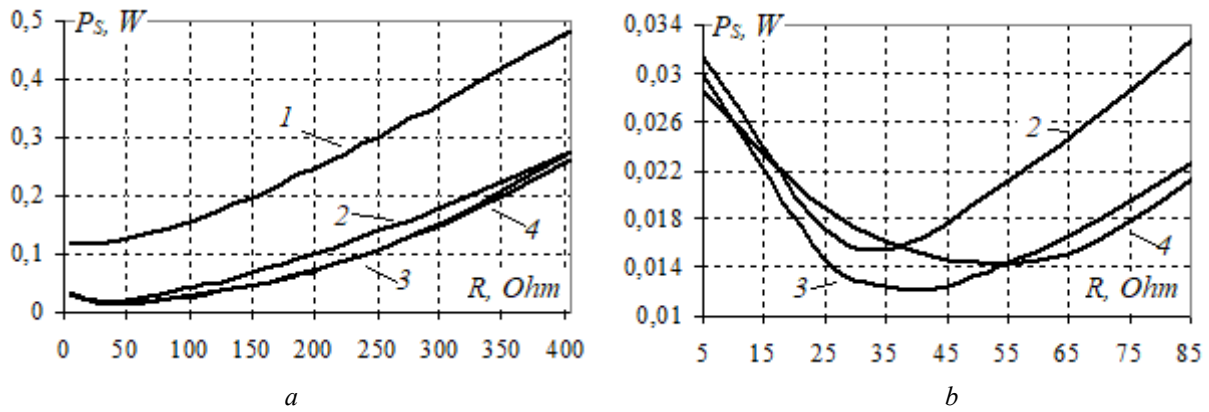


Fig. 7. The dependences of the total power losses P_S in the resistance value R

Preliminary calculations are performed for the operating mode of an unloaded rectifier, since it is in this operating mode that power losses are released in the transistors only due to the effect of switching the transistors in the rectification mode of a sequence of rectangular pulses without the influence of the load current.

Comparison of the dependencies in Fig. 4 b and Fig. 7 b shows that the minimum values of the current amplitude I_{\max} and switching losses P_S are observed at different values of active resistance R . It is obvious that the selection of the parameters of the RC circuits should be carried out according to the condition of ensuring the minimum value of the switching losses of the transistor rectifier, which determine the thermal state of the transistors.

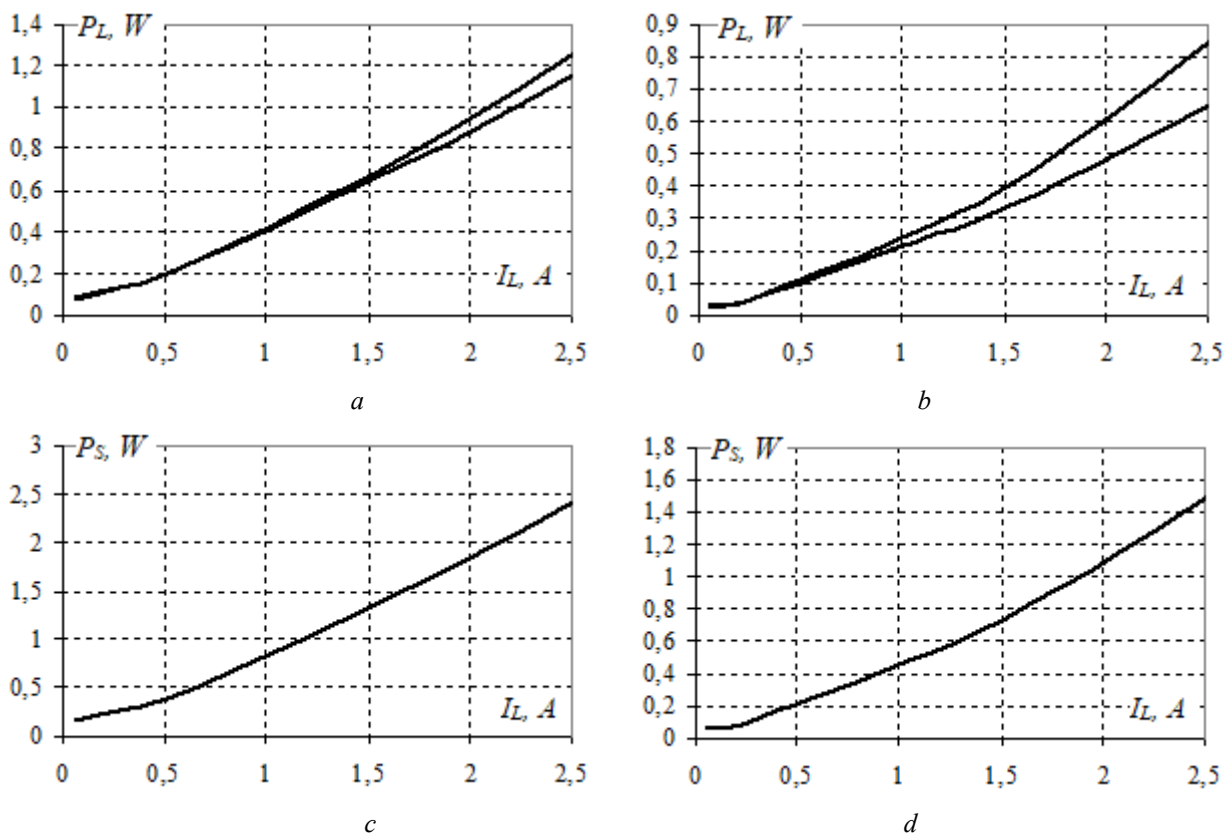


Fig. 8. The dependences of the switching power losses of two individual MOSFET modules P_{L1} and P_{L2} , as well as of their total power losses P_S on the average current I_L in the load circuit for two duty cycle values $\gamma = 0,5$ (a, c) and $\gamma = 0,8$ (b, d)

At this stage, the paper does not solve the problem of optimizing the transistor rectifier to achieve minimum losses P_{L1} , P_{L2} and P_S in transistors. This problem will be considered in the next paper. Nevertheless, the preliminary analysis of the dependencies allowed us to select such parameters of the RC circuits that provide satisfactory values of the indicators. For further studies of the rectifier operating modes under load, $R = 40 \text{ Ohm}$ and $C = 3 \text{ nF}$ were selected according to the condition of ensuring minimum switching loss power.

Further, Fig. 8 shows the dependences of the switching power losses of two individual MOSFET modules P_{L1} and P_{L2} on the average current I_L in the load circuit for two duty cycle values $\gamma = 0,5$ (a) and $\gamma = 0,8$ (b) as well as the dependences of their total power losses for the same two duty cycle values, marked with the letters c and d, respectively.

To evaluate the efficiency of the rectifier operating mode under load, we also use the efficiency factor

$$\eta = \frac{P_U}{P_S + P_U},$$

where P_U is the useful power on the load, which in one period T of the power source pulses is determined as

$$P_U = \frac{1}{T} \int_0^T u_L i_L dt,$$

where u_L , i_L are the voltage and current in the equivalent RLE circuit of the rectifier load.

In addition, studies were conducted on the operating mode of the rectifier implemented on 30BQ060 Schottky diodes. Fig. 9 shows comparative characteristics of the total power loss P_S (a, b), as well as the efficiency η (c, d) from the average current I_L at two duty cycle values of γ 0.5 (a, c) and 0.8 (b, d) of the transistor (solid line) and diode (dotted line) rectifiers.

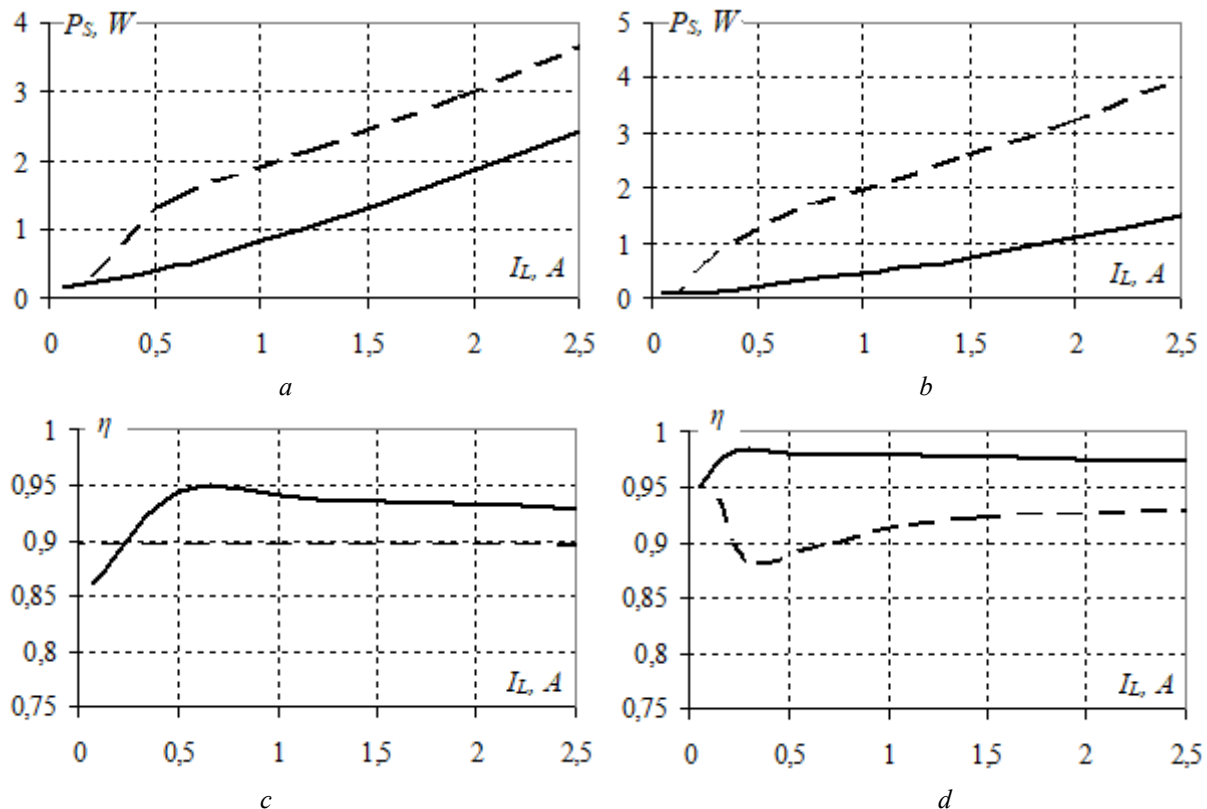


Fig. 9. Comparative characteristics of the total power loss P_S (a, b), as well as the efficiency η (c, d) from the average current I_L at two duty cycle values of γ 0.5 (a, c) and 0.8 (b, d) of the transistor (solid line) and diode (dotted line) rectifiers

The dependencies (Fig. 9) show the obvious advantage of a transistor-based rectifier over a diode rectifier. Although it can be recognized that the advantage of the latter is its simplicity and reliability, which may be preferable for low-power systems.

The paper did not perform a complete optimization of the switching mode of the transistor rectifier in all its operating modes, and the parameters of the RC circuit were preliminarily selected based on the study of the characteristics of the unloaded operating mode. Therefore, the characteristics (Fig. 10) of the total switching losses (a) and efficiency (b) were additionally calculated when changing the capacitance of the capacitor C from 1 to 4 nanofarads with an active resistance $R=40$ Ohm, an EMF value $E_L = 0$ and a duty cycle γ 0,5.

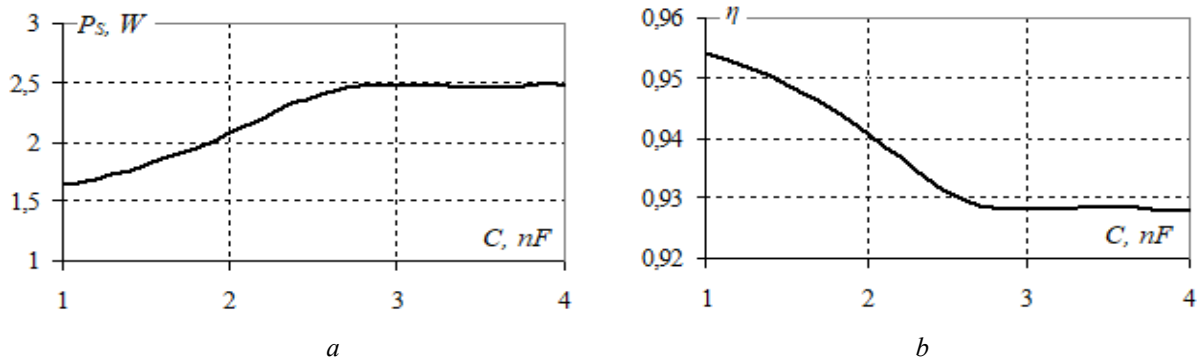


Fig. 10. The characteristics of the total switching losses (a) and efficiency (b) when changing the capacitance of the capacitor C from 1 to 4 nanofarads with an active resistance $R=40$ Ohm

An examination of the dependencies (Fig. 10) shows that the lowest loss values are observed with other parameters of the RC-circuits compared to the parameters selected for the unloaded mode of operation of the rectifier. And, therefore, additional research is needed here.

Below are shown the calculated (Fig. 11 a) and experimental (Fig. 11 b) time diagrams of the rectified voltage and the input current of the rectifier, which demonstrate the correspondence of the studied processes in the rectifier. Experimental obtaining of the studied dependencies was not performed, since measuring losses in low-power transistors is difficult in practice, since the power values of these losses can be insignificant and equal to tens of milliwatts. Measuring the values of the input current amplitude is also problematic due to the short time duration of the narrow input current pulse and the limited frequency properties of available measuring devices.

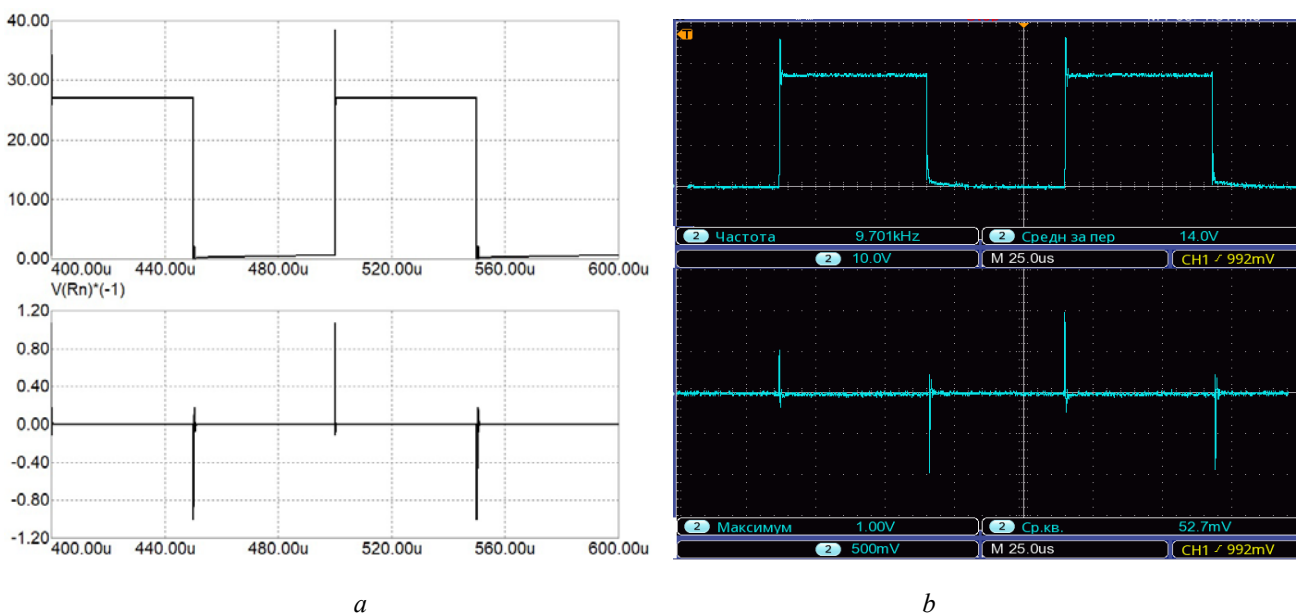


Fig. 11. The calculated (a) and experimental (b) time diagrams of the rectified voltage and the input current of the rectifier

Conclusions. Comparison of the dependencies of maximum current values and switching losses shows that they do not correlate with each other, and therefore optimization of the rectifier operating mode to achieve the minimum value of losses must be carried out precisely according to the value of the latter indicator.

The studies have shown that with the parameters of RC circuits selected for the unloaded operation mode of the rectifier, the optimal values of efficiency coefficient are not ensured in the operation mode of the rectifier under load and, therefore, additional studies and complex optimization are required according to the criterion of the minimum value of switching losses in the rectifier transistors, taking into account the influence of the values of the load current and the duty cycle of the input voltage pulse sequence. This problem will be presented in the next paper. Although it can be noted that even with the selected parameters of RC circuits, quite satisfactory energy characteristics are already ensured.

The use of simple and reliable RC circuits for switching rectifier transistors allows avoiding the use of expensive and complex drivers that are unacceptable for low-power devices.

Фінансується за держбюджетною темою «Розробити наукові засади та принципи побудови керованих н-ступневих магнітоелектричних систем з екстремальними характеристиками» (шифр «МЕХАТРОН»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 11.07.2023 р. (Протокол №8). Державний реєстраційний номер роботи 0124U000396. КПКВК 6541030.

1. Peresada S. M., Pushkar M. V. Fundamentals of mechatronics: a basic guide. Kiev: KPI named after Igor Sikorsky, 2020. 136 p.
2. Introduction to mechatronics: textbook. A.I. Grabchenko, V.B. Klepikov, V.L. Dobroskok et al. Kharkiv: NTU KhPI, 2014. 264 p.
3. Current electromechatronic complexes and systems: textbook. T.P. Pavlenko, V.M. Shavkun, O.S. Kozlova, N.P. Lukashova; Kharkiv: Kharkiv National University named after O. M. Beketov. 2019. 116 p.
4. Semenyuk V.F., Mikhailov E. P. Mechatronics: basic textbook. Odessa: OP, 2021. 130 p.
5. Akinin K.P., Barannikov O.V. Method for controlling a brushless motor: Patent Ukraine 98265. MPK N02R 6/00; 04.21.2011.
6. Akinin K.P., Barannikov O.V. Device with brushless motor: Patent Ukraine 104079. MPK N02R 6/00; 08.30.2012.
7. Bose B.K. Modern Power Electronics and AC Drives. New York: Prentice Hall, 2002, 710 p.
8. Akinin K.P., Kireev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A., Electromechanical characteristics of a brushless motor with permanent magnets when pulse-width operation. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2024. V. 69. Pp. 95–104.
9. Tomofumi Hirose Rectifier Circuit Using FET Bridge Circuit, and method of Controlling the Same: Patent JP 2012085369 A; 26.04.2012.
10. Dhayabarasivam, S. S., & Jayanthi, K. Energy Harvesting Circuit Utilizing MOSFET Based Bridge Rectifier. 2018 IEEE International Conference on System, Computation, Automation and Networking (ICSCA). DOI: <https://doi.org/10.1109/icscan.2018.8541201>

УДК 621.313.8

РЕЖИМИ РОБОТИ БЕЗКОНТАКТНОГО МАГНІТОЕЛЕКТРИЧНОГО МЕХАТРОННОГО МОДУЛЯ ПРИ ДВОПРОВІДНОМУ УПРАВЛІННІ

К.П. Акинін*, докт. техн. наук, **В.Г. Кіресв****, канд. техн. наук, *****Петухов І.С.**, докт. техн. наук, **А.А. Філоменко******, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: kvg2016@ukr.net

Статтю присвячено дослідженню характеристик та режимів роботи вхідного випрямляча у структурі мехатронного модуля на основі безконтактного двигуна змінного струму з постійними магнітами при двопровідному управлінні від джерела живлення з широтно-імпульсним регулюванням послідовності імпульсів напруги прямокутної форми. Для зменшення комутаційних втрат у MOSFETs випрямляча запропоновано ввести в кола затворів додаткові RC-ланцюжки, що диференціюють. Проведено дослідження впливу параметрів цих RC-ланцюжків на величину комутаційних втрат у транзисторах. Отримано попередні значення цих параметрів для мінімізації комутаційних втрат. Отримано залежності втрат у транзисторах і коефіцієнта корисної дії випрямляча від величини струму навантаження. Проведено порівняння випрямлячів на основі MOSFETs та діодів Шотки. Бібл. 10, рис. 11.

Ключові слова: мехатронний модуль, випрямляч на основі MOSFETs, безконтактний двигун з постійними магнітами.

1. Пересада С.М., Пушкар М.В. Основи мехатроніки: навчальний посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 136 с.
2. Введение в мехатронику: уч. пособие. А.И. Грабченко, В.Б. Клепиков, В.Л. Доброскок и др. Х.: НТУ «ХПИ», 2014. 264 с.
3. Сучасні електромехатронні комплекси і системи : навч. посібник. Т.П. Павленко, В.М. Шавкун, О.С. Козлова, Н.П. Лукашова; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 116 с.
4. Семенюк В.Ф., Михайлов Є. П. Мехатроніка: навчальний посібник. Одеса: ОП, 2021. 130 с.
5. Акинін К.П., Баранніков О.В. Спосіб керування безконтактним двигуном: пат. на винахід 98265 Україна. МПК H02P 6/00; заявл. 21.04.2011, опубл.
6. Акинін К.П., Баранніков О.В. Пристрій керування безконтактним двигуном: пат. на винахід 104079 Україна. МПК H02P 6/00; заявл. 30.08.2012, опубл. 25.12.2013, Бюл. № 24. 6 с.
7. Bose V.K. Modern Power Electronics and AC Drives. New York: Prentice Hall, 2002, 710 p.
8. Акинін К.П., Кіреєв В.Г., Петухов І.С, Філоменко А.А. Електромеханічні характеристики безконтактного двигуна з постійними магнітами при широтно-імпульсному живленні. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2024. Вип. 69. С. 95–104.
9. Tomofumi Hirose Rectifier Circuit Using FET Bridge Circuit, and method of Controlling the Same: Patent JP 2012085369 A; 26.04.2012.
10. Dhayabarasivam, S. S., & Jayanthi, K. Energy Harvesting Circuit Utilizing MOSFET Based Bridge Rectifier. 2018 IEEE International Conference on System, Computation, Automation and Networking (ICSCA). DOI: <https://doi.org/10.1109/icscan.2018.8541201>

Надійшла: 31.07.2025

Прийнята: 26.08.2025

Submitted: 31.07.2025

Accepted: 26.08.2025

УДК 621.313.322

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.079>

РОЗПОДІЛ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ У РОТОРІ В РЕЖИМІ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТУРБОМАШИНИ

К.А. Кучинський^{1*}, докт. техн. наук, П.О. Зінкевич^{2**}, докт. філ.

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: kuchynskyy1962@gmail.com

2 – Національний університет харчових технологій,
вул. Володимирська, 68, Київ, 01033, Україна
e-mail: zinkevychpo@nuft.edu.ua

Представлено результати чисельних досліджень розподілу місцевих втрат і нагрівів у конструктивних елементах поверхневого шару ротора в початковий момент пуску турбомашини. Комплексне моделювання електромагнітних і температурних полів здійснюється на єдиній методологічній основі для одного й того ж ступеня дискретизації розрахункової області (полюсної поділки електричної машини) методом скінченних елементів. Проведено зіставлення теоретичних значень із даними експериментальних випробувань. На основі зазначених порівнянь проаналізовано отримані максимальні величини нагрівів і вплив відхилень розрахункових та експериментальних даних залежно від програми випробувань і ступеня оснащення датчиками температури на оцінку дійсної термостійкості конструкції в аномальному режимі. Бібл. 16, рис. 6, таблиця.

Ключові слова: ротор турбомашини, нестационарний режим, втрати, нагриви, скінченно-елементний аналіз.

Серед електричних машин (ЕМ) змінного струму значне місце займають турбомашини з масивними зубчастими роторами – синхронні, асинхронізовані турбогенератори, високошвидкісні синхронні турбодвигуни і деякі інші типи машин. Вони виробляють значний об'єм електроенергії, підвищують стійкість енергосистем, становлять основну частину електроприводу для технологічних процесів безперервних виробництв. Їхньою загальною властивістю є виникнення вихрових струмів у роторі за нормального або аномального режимів роботи, які викликають втрати потужності, підвищений нагрів конструктивних елементів, термомеханічні напруження.

Ріст потужності й більш складний дизайн турбомашин підвищують вимоги до їхньої надійності, водночас урахування динаміки ротора для збільшення строку його експлуатації є однією з основних практичних задач підвищення якості конструкцій [1]. Дослідженням основних компонентів обертової частини роторної системи [2] присвячена значна кількість наукових публікацій. Здебільшого основна увага в них приділяється визначенню міцнісних [3], динамічних [4, 5], вібраційних [6] характеристик для встановлення границь їхніх прийнятних обмежень.

Аналізувалася також робота ЕМ за наявності різних дефектів, ушкоджень та в аномальних режимах. Зокрема, в [7] представлені результати вивчення явища втрати збудження різних типів ЕМ, «яке є найпоширенішим ушкодженням, викликаним коротким замиканням обмотки (за наведеною статистикою – 69 % від усіх збоїв) при роботі синхронної машини».

У дослідженнях [8] проводиться електромагнітний аналіз для визначення індукції магнітного поля при виникненні короткого замикання в обмотці ротора невеликої синхронної машини, яке може викликати підвищення температури й вібрації, а також зміну вихідної напруги. Для виявлення такого роду дефектів авторами пропонується методика на основі аналізу щільності магнітного потоку в повітряному проміжку або інших областях машини за її роботи в різних умовах. Значення напруги, які отримані математичним моделюванням, порівнювалися з даними лабораторних тестів.

Розгляду аналогічних процесів присвячена робота [9]. Теоретично досліджувалися незбалансовані магнітні характеристики (потенціали, індукція, сили) у різних вузлах ЕМ (осередя, повітряний проміжок) за нормальних умов і наявності дефектів в обмотці збудження за

різного ступеня її короткого замикання. У двовимірній моделі на основі синхронного двигуна проводився аналіз магнітних сил і напруг у декількох точках статора. Механічна реакція осердя статора за номінального й аварійного режимів співставлялась із результатами експериментальних досліджень.

У статті [10] досліджуються зміни втрат від вихрових струмів і температур в роторі синхронної машини за наявності комбінованих дефектів як внаслідок появи статичного ексцентриситету в повітряному проміжку, так і часткових коротких замикань обмотки. Теоретичний аналіз і експериментальні перевірки проводились на лабораторному прототипі двохполюсної машини (5 кВа, 380 В, 3000 об/хв). Показано, що виникнення вищевказаних несправностей підвищує втрати й температуру ротора. Водночас установлено, що вплив фактора розвитку короткого замикання на зростання втрат і підвищення температури ротора переважує над збільшенням ексцентриситету, водночас як наслідки комбінованого ушкодження перевищують негативні явища від обох цих несправностей поодиночі. У режимі повного навантаження з цими ж дефектами машини втрати й температури ротора будуть найбільшими.

У публікації [11] з використанням різних обчислювальних методів моделюється синхронна машина як привод компресора для оптимізації крутного моменту й втрат у залізі ротора. Під час розрахунку температури поверхні машини через складність її структури для скорочення часу обчислень використовується аналітичне теплове рівняння, що віддає, за думкою авторів, перевагу цьому підходу. Оптимальні результати підтверджуються перевітками більш точними чисельними методами. Обговорюються погрішності в розрахунках температури поверхні між аналітичними й чисельними підходами. Підкреслюється, що отримані результати повинні бути підтверджені експериментальними дослідженнями.

У числі основних експлуатаційних вимог до систем електропривода компресорів, нагнітачів, насосів та ін., зокрема, у нафтогазовій галузі промисловості, є забезпечення прямого асинхронного пуску турбомашини, що припускає підключення її безпосередньо до мережі.

При пуску з нерухомого стану від повної напруги мережі й відсутності додаткового опору в ланцюзі ротора кожна турбомашини, по суті, зазнає раптового трифазного короткого замикання. У цьому режимі вихрові струми внаслідок ефекту витиснення циркулюють у порівняно тонкому поверхневому шарі масивного ротора. Під час роботи машини з ковзанням значно зростають рівні втрат і нагріву в його елементах, водночас за нерівномірного розподілу електромагнітного поля теплові навантаження також нерівномірні. Такі експлуатаційні (за технічними умовами) короткочасні режими машини відрізняються найбільшими електромагнітними, тепловими й механічними навантаженнями поверхні масиву бочки та її елементів.

У цій роботі досліджуються розподіли місцевих електромагнітних і теплових навантажень в елементах ротора у початковий момент пускового (анормального) режиму турбомашини, проводиться співставлення із результатами натурних випробувань, визначаються «дійсні» максимальні температури з тих, які теоретично мають місце в області досліджень, й величини їхніх розбіжностей із найбільшими значеннями з експерименту.

У більшості наукових праць, які присвячені питанням електромагнітного розрахунку й досліджень різних типів ЕМ з масивними роторами, основна увага приділяється визначенню параметрів і характеристик цих машин, тобто їхніх «зовнішніх даних». Методи ж розрахунку розподілу тепловиділень використовувались як допоміжні, хоча на практиці вони найчастіше виступають на перший план. Ще І.М. Постніковим відзначалось специфічне розходження двох проблем, яке полягає в тому, що «... локальний розподіл електромагнітного поля є диференціальною характеристикою машини й становить основний інтерес, коли мова йде про місцеві концентрації втрат ..., а параметри й характеристики – це інтегральні величини, які визначають поведінку ЕМ у цілому».

На розрахункову величину тепловиділень значний вплив має точність визначення поля у магнітопроводі. Один зі способів комп'ютерного моделювання фізичних процесів із великою точністю заснований на методі скінченних елементів (МСЕ) – інструменті математичного аналізу із застосуванням диференціальних рівнянь для рішення технічних проблем у реальній геометричній системі, яка розділена на достатньо дрібні «частини» з тими ж самими властивостями [12]. У цій роботі чисельне моделювання електромагнітного поля турбома-

шини з урахуванням впливу насичення, відповідних електропровідностей пазових клинів, великих і малих зубців, несиметрії масивного ротора на характер розподілу втрат від вихрових струмів у його елементах проводиться на основі МСЕ.

У варіаційній постановці за МСЕ визначаються вузлові значення векторного магнітного потенціалу (ВМП) у всій розрахунковій області. У процесі мінімізації функціонала енергії магнітного поля задача зводиться до рішення системи алгебраїчних рівнянь [13]:

$$([K] + [\theta])\{A\} = \{C\}, \quad (1)$$

де $[K]$ – матриця коефіцієнтів – функція геометрії області й магнітної проникності середовища μ ; $[\theta]$ – матриця врахування вихрових струмів – функція кутової частоти ω збуджуючих струмів і питомого електричного опору середовища, у якому наводяться вихрові струми; $\{C\}$ – вектор зведених до вузлів (i, j, m) струмів; $\{A\}$ – вектор вузлових значень ВМП.

На кожному кроці послідовних наближень система нелінійних рівнянь (1) вирішується методом Ньютона, водночас визначаються питомий магнітний опір і значення його похідної з урахуванням кривої намагнічування. Для перевірки близькості наближеного рішення до «дійсного» використовуються нормовані збільшення ВМП порівняно з точністю рішення, яка задається в розрахунках.

Після її досягнення для всієї області визначаються модулі векторів електричної напруженості в кожному n -му елементі за отриманими значеннями ВМП у його вузлах i, j, m :

$$\left| \dot{E}_n \right| = \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot s \cdot \left| \dot{A}_i + \dot{A}_j + \dot{A}_m \right|, \quad (2)$$

де s – ковзання.

Власне, питомі потужності активних (теплових) втрат розраховуються в кожному елементі сітки на одиницю аксіальної довжини машини:

$$P_n = \frac{1}{2} \cdot \gamma_n \cdot \left| \dot{E}_n \right|^2, \quad (3)$$

де γ_n – питома електрична провідність матеріалу n -го трикутного елемента.

Відомо, що надійність максимально навантажених ЕМ недостатньо оцінювати за яким-небудь одним параметром. При зміні питомих навантажень або прийнятті нового конструктивного рішення відповідним чином змінюються магнітний і тепловий стани системи, демпфуючі властивості, вібропоказники й термомпружні напруження [14].

Магнітні, температурні, механічні поля й процеси описуються аналогічними диференціальними рівняннями математичної фізики в часткових похідних. У зв'язку з цим необхідний і можливий комплексний підхід [15] до їхнього визначення, який дає змогу оцінити конструкцію ЕМ у стаціонарному й перехідному режимах роботи та обґрунтувати її з погляду експлуатаційної надійності й доцільності.

Дослідження теплових процесів в активній зоні ротора турбомашини у нестационарному режимі з метою єдиного методологічного підходу до рішення фізичних задач також проводилося за допомогою МСЕ [16] для одного й того ж ступеня дискретизації розрахункової області.

Основне рівняння нестационарної теплопровідності для двомірної ізотропної області в декартовій системі координат

$$\lambda \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + q - c \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \quad (4)$$

вирішується по МСЕ за допомогою мінімізації функціонала теплової енергії

$$\chi = \iint \left\{ \frac{1}{2} \lambda \left[\left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)^2 \right] - \left(q - c \frac{\partial T}{\partial t} \right) T \right\} dx dy, \quad (5)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності; T – температура; q – втрати в одиниці об'єму; c – коефіцієнт теплоємності; t – час.

Рішення рівняння (4) по МСЕ еквівалентно знаходженню функції T , яка задовольняє умови на границі й мінімізує функціонал (5).

У результаті одержуємо матричне рівняння для визначення зміни температури в просторі й у часі для всіх скінченних елементів « e » розрахункової області:

$$\left\{ \frac{\partial \chi}{\partial T_n} \right\} = \sum_e \left\{ \frac{\partial \chi}{\partial T_n} \right\}^e = [H]\{T\} + [P]\left\{ \frac{\partial T}{\partial t} \right\} - \{R\} = 0, \quad (6)$$

де $[H]$ і $[P]$ – матриці теплопровідності й теплоємності області; $\{R\}$ – вектор втрат.

Застосовуючи скінченно-різницеву схему Кранка-Николсона для апроксимації процесу нагріву за часом, розраховуємо нестационарні температури в активній зоні машини:

$$\left([H] + \frac{2}{\Delta t} [P] \right) \{T\}_t = [P] \left(\left\{ \frac{\partial T}{\partial t} \right\}_{t-\Delta t} + \frac{2}{\Delta t} \{T\}_{t-\Delta t} \right) + \{R\}_t, \quad (7)$$

де Δt – крок за часом перехідного режиму.

Як об'єкт експериментальних і розрахункових досліджень розглядалася двохполюсна турбомашина з масивним зубчастим ротором потужністю 800 кВт (таблиця).

Для теоретичних досліджень МСЕ поперечний переріз машини поділяється концентричними окружностями на шари, які збігаються із границями розділу середовищ. Радіальні лінії проходять через середини пазів і зубців ротора. Здійснюється характерна розбивка зубцевої поділки на трикутні елементи, яка надалі автоматично поширюється на всю досліджувану область (рис. 1). Пази на роторі різновисокі, клини виконано з латуні.

Експериментальні випробування й розрахунок магнітного поля, втрат і відповідних нагрівів в активній зоні машини проводилися при загальмованому роторі (тобто, для початкового моменту прямого асинхронного пуску). У цьому режимі при живленні від мережі 6 кВ струм статора під час експерименту досягав практично восьмикратного значення від номінального, тривалість процесу була достатньо короткочасною (приблизно лише 3,3 с), оскільки у подібному випробуванні температури можуть досить швидко набути неприпустимих значень.

На рис. 2 показано теоретичні та експериментальні результати досліджень локальних питомих активних втрат в поверхневому шарі на полюсній поділці центральної частини ротора, які виникають у масивних елементах бочки за частоти вихрових струмів у них $f_2 = 50$ Гц (ковзання $s = 100\%$).

Номінальна напруга статора [кВ]	6
Номінальний струм статора [А]	90
Зовнішній діаметр статора [мм]	740
Внутрішній діаметр статора (розточка) [мм]	407
Полюсна поділка [мм]	639,4
Величина повітряного проміжку [мм]	11
Ширина паза статора [мм]	17,7
Висота паза статора [мм]	55
Висота клина в пазу статора [мм]	4
Кількість пазів статора	36
Діаметр ротора [мм]	385
Довжина ротора [мм]	550
Кількість обмотаних пазів на роторі / кількість зубцевих поділок	20/27
Ширина паза ротора [мм]	17,1
Висота пазів ротора [мм]	80/117
Висота клина в пазу ротора [мм]	12

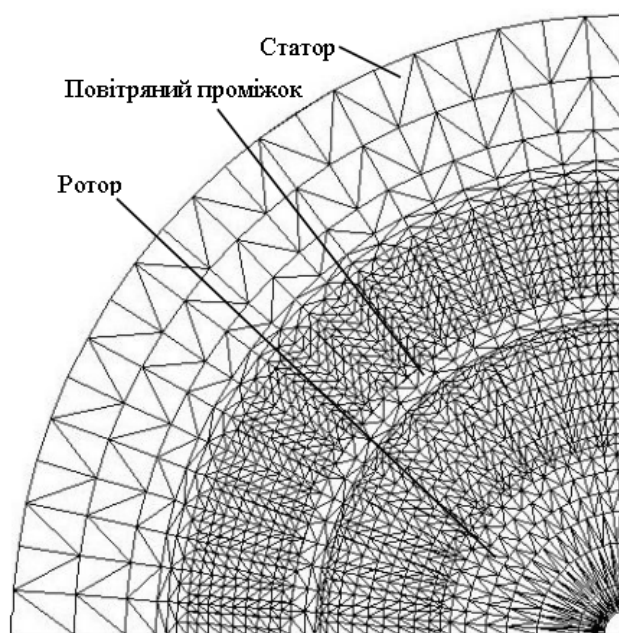


Рис. 1. Триангуляція фрагмента розрахункової області

Розрахунок тепловиділень здійснювався за МСЕ відповідно до вищеописаної математичної моделі. Експериментальні виміри місцевих втрат проводилися з використанням термометричного методу, значення усереднювалися за результатами декількох випробувань. Отриманий розподіл за окружністю ротора характеризується значною нерівномірністю, що обумовлено його несиметрією і загалом має в поверхневому шарі колоколоподібний, а не синусоїдальний характер, що цілком відповідає ефекту екранування поля високоелектропровідними клинами за великої частоти вихрових струмів. У клиновій системі ротора максимальні втрати виділяються в пазу, який прилягає до великого зубця, що пояснюється близькістю потужного потоку, який пронизує великий зуб, і високою електропровідністю матеріалу клина. Тепловиділення у малих зубцях у 2...4 рази менше, ніж у клинах і масиві великого зубця поблизу вісі d . Співставлення отриманих даних показує їхній задовільний збіг у коронках малих зубців, клинах; втрати в області великого зуба під час випробувань відповідають їхнім величинам у поверхневому шарі гладкого феромагнітного ротора й близькі до теоретичних значень в середині великого зубця масивного зубчастого ротора того ж діаметра.

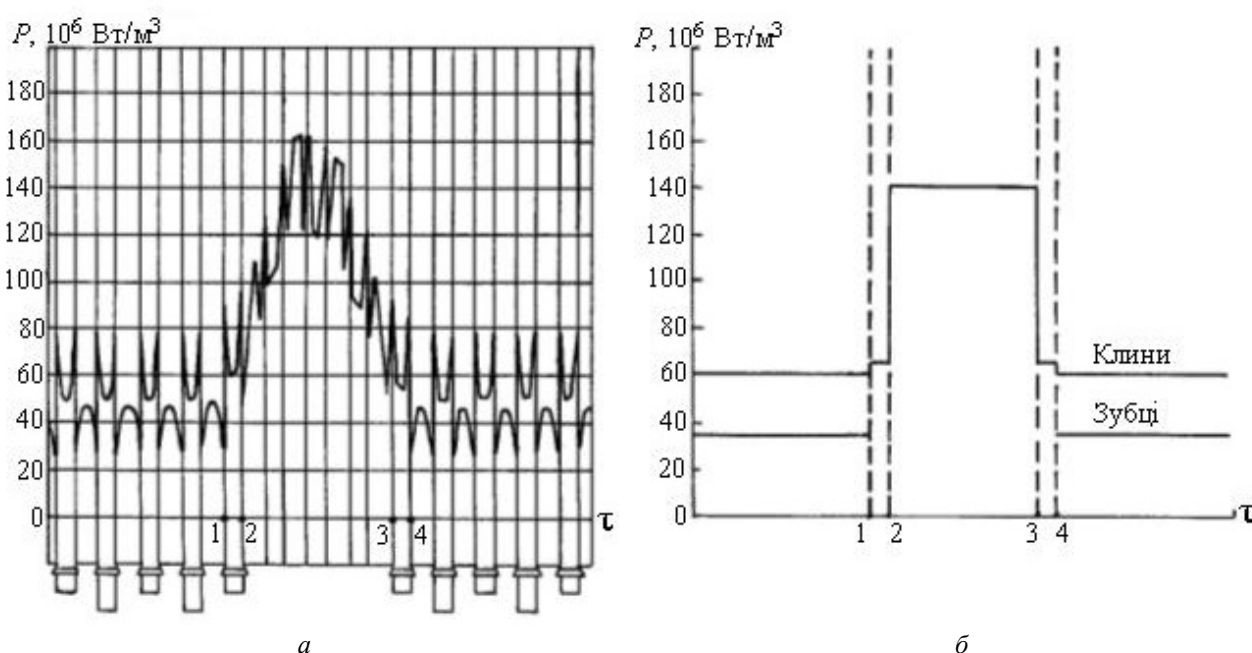


Рис. 2. Питомі втрати на полюсній поділці в поверхневому шарі загальмованого ротора:
 а – чисельні теоретичні результати;
 б – за даними експериментальних випробувань

Рівень тепловиділень визначає максимальні температури елементів ротора.

Вважається, що в цілому найбільш достовірно тепловий стан ротора оцінюється за результатами експериментальних досліджень. Оскільки застосування термочутливих фарб пов'язано з відомою невизначеністю одержуваних результатів, зазвичай, як вимірювальний елемент використовуються термопари мідь-константан. Однак у зв'язку зі складностями проведення випробувань на натурних машинах і особливостями установки термовимірювальних датчиків, дані безпосередніх вимірів не завжди дають змогу виявити максимальні нагриви елементів ротора в окремих локальних точках. Зачеканка вимірювального спаю на дні отворів $\varnothing = 0,004 \dots 0,005 \text{ м}$ запобігає механічним ушкодженням термопар і гарантує їхній надійний тепловий контакт із елементами ротора. Проте місце спаю неминуче віддаляється від зон виділення найбільших втрат і максимальних температур. Глибина встановлення термопар для виміру температури поверхні зубців і клинів становить зазвичай не менш $0,008 \dots 0,01 \text{ м}$ за умовами надійного різьбового кріплення сталеві пробки, яка втримує спай зверху.

Геометрію неявнополюсного ротора, схему установки й позначення термопар, а також окремі розрахункові точки в місцях, де датчики відсутні (індекс «0» відповідає «поверхні», цифра «8» – «глибині установки» у мм) показано на рис. 3.

Всі датчики були розміщені в активній зоні: 1_0 – приварений на поверхні великого зубця; kq_8 – у клині, q_8 – у малому зубці поблизу вісі q ; kd_8 – у клині, 2_8 – у великому зубці поблизу вісі d машини (зачеканені в спеціально висвердлених отворах).

Результати теплових досліджень відображені на рис. 4–6. Для співставлення значень на «глибині» 8 мм суцільними лініями наведені нагриви за показниками термопар під час випробувань, пунктирними – за результатами розрахунку МСЕ в тих же точках. Криві, позначені значком «0» – розрахункові величини нагріву поверхні у тому ж аксіальному перерізі над відповідним термодатчиком. Перевищення температур, які показано штрих-пунктирними лініями на рис. 6 для вузлів d_0 , d_8 – це теоретичні значення в залізі великого зубця вздовж осі d ротора.

Картини нагрівів якісно узгоджуються з розподілом локальних втрат на полюсної поділці. Розходження теоретичних і експериментальних даних за місцевими нагрівом у більшості з вузлів не перевищують 10%. З огляду на нестационарний характер теплового процесу, точність результатів чисельного розрахунку відповідно до вищеприказаних теоретичних положень можна визнати достатньою.

Найбільші перевищення температур під час випробувань зафіксовані в області великого зуба і у клині, найближчому до нього (по термопарах 1_0 на поверхні й kd_8 на глибині 8 мм – відповідно 69 і 79 °С). Однак із порівняння результатів за нагрівом найбільш характерних «гарячих» точок ротора випливає, що максимальний виміряний в експерименті (79 °С у клині) значно, на 56%, нижче розрахункової величини в найбільш нагрітій поверхневій точці у великому зубці вздовж вісі d (123 °С у вузлі d_0).

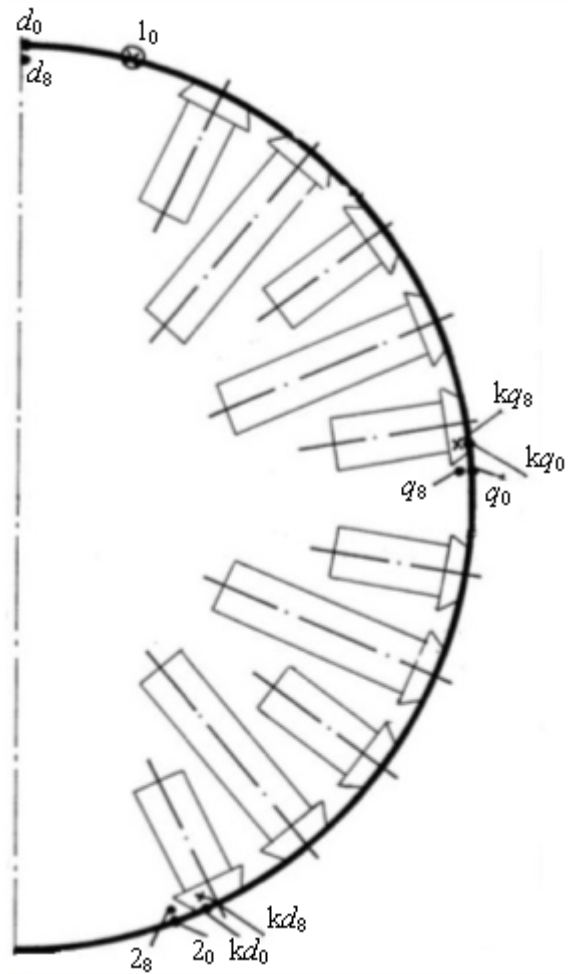


Рис. 3. Схема установки термопар, позначення розрахункових вузлів на глибині 8 мм і на поверхні елементів ротора

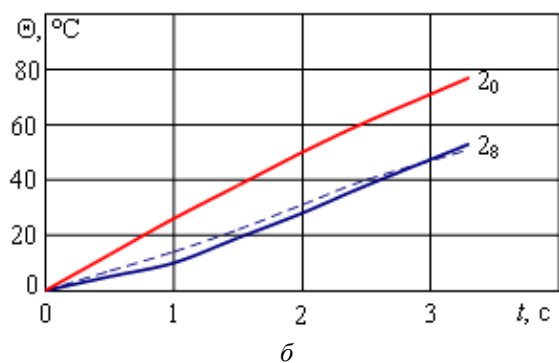
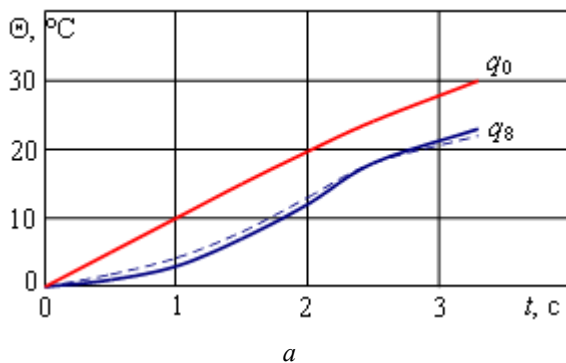


Рис. 4. Нагрів зубців при загальмованому роторі:

а – на поверхні й глибині 8 мм поблизу поперечної осі q машини;
б – на поверхні й глибині 8 мм поблизу поздовжньої осі d машини

Аналіз розрахункових результатів у цьому режимі для поверхневих точок, які розташовані в одних аксіальних перерізах з відповідними термопарами, показав, що максимальні температури конструктивних елементів ротора приблизно на 7...24 °С перевищують нагриви

поглиблених на 8 мм вузлів. При повному збігу максимальних розрахункових і експериментальних даних отримані нагрівки поверхневих точок перевищили б результати в поглиблених точках на 16 % у клині поблизу осі d (87 проти 75 °С відповідно), 19 % у клині поблизу поперечної осі q (68 і 57 °С), 51 % в області великого зубця (77 і 51 °С), 36 % у малому зубці поблизу осі q (30 і 22 °С). Вздовж осі d великого зубця теоретичне перевищення температури на поверхні у вузлі d_0 вище за розрахунковий нагрів заглибленої на 8 мм точки у вузлі d_8 на 57 % (123 °С проти 78 °С).

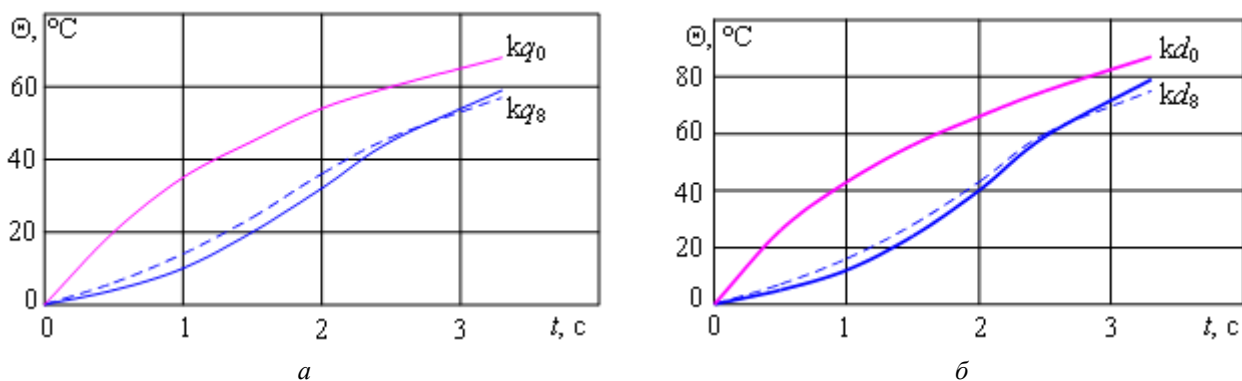


Рис. 5. Нагрівки латунних клинів при загальмованому роторі:
 а – на поверхні й глибині 8 мм поблизу поперечної осі q машини;
 б – на поверхні й глибині 8 мм поблизу поздовжньої осі d машини

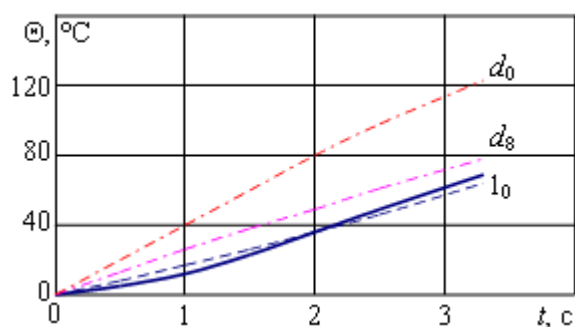


Рис. 6. Експериментальні й теоретичні нагрівки великого зубця

q_0) – в 3,3 раза (10 проти 3 °С по термопарі q_8). Таким чином, наявність тільки лише експериментальних даних недостатня для оцінки дійсної термостійкості ротора в нестационарному режимі.

Максимальні нагрівки масиву є цілком припустимими з погляду міцності сталі. Однак, у результаті нерівномірності розподілу теплового потоку можуть виникати температурні напруження в самому тілі ротора. Зубцево-пазова зона та ярмо є відносно «холодними» областями, найбільшим же тепловим навантаженням піддається поверхневий шар. Ця частина масиву розширюється, що може викликати високий рівень внутрішніх термомеханічних напружень в елементах бочки ротора [16].

Оскільки різко виражений нерівномірний характер нагрівання окремих частин ротора пов'язаний з ефектом витиснення струму й концентрацією магнітного поля в поверхневому шарі ротора, для підвищення точності вимірів найбільших температур і вірогідності оцінки термічної стійкості бажано розташовувати вимірювальний спай термодатчика якнайближче до поверхні (повітряного проміжку).

«Дійсне» значення максимальної температури, яка має місце в роторі, може бути визначено корекцією отриманих значень на величину розходження з експериментальними даними при їхньому задовільному збігу в контрольних точках. Отже, для оцінки дійсної термостійкості ротора в аномальному режимі визначальними є зазначені розрахункові величини й отримані кількісні співвідношення у перегрівках різних точок.

Найбільші розходження в нагрівках поверхневих і заглиблених точок спостерігаються в початкові моменти нестационарного процесу режиму короткого замикання. Через 1 с величина на поверхні клина, який розташований поблизу осі d (у розрахунковому вузлі kd_0), перевищує значення експериментального нагріву відповідної внутрішньої точки в 3,6 раза (43 проти 12 °С за термопарою kd_8); у великому зубці (вузол 2_0) – в 2,6 раза (26 проти 10 °С за термопарою 2_8); у малому зубці поблизу осі q (вузол

Висновки. 1. Для чисельного аналізу втрат і нагрівів ротора турбомашини як розрахункову область доцільно вибрати полюсну поділку.

2. Результати обчислювальних експериментів показали, що за існуючих умов проведення випробувань різниці в експериментальних (на глибині 8 мм) і розрахункових (на поверхні масивного ротора) значеннях найбільших перевищень температур можуть досягати 56 %, що впливає на «істинність» оцінки термостійкості конструкції. Найбільші розходження (в 2,6...3,6 раза) у нагрівах поверхневих і заглиблених точок спостерігаються в початкові моменти короткочасного нестационарного режиму, що пояснюється віддаленістю термодатчиків від місць максимальних тепловиділень.

3. Практична цінність розрахункової методики визначається складнощами проведення експериментів на натурних машинах. Підвищення її ефективності помітно суттєво за наявності експериментальної інформації в точках, які розташовані на більшому віддаленні від поверхні ротора.

1. Michael I.F., John E.T., Seamus D.G., Arthur W.L. Dynamics of Rotating Machines. Cambridge University Press, 32 Avenue of the Americas New York NY 10013. 2012. Pp. 177–183.
2. Nagaraju T., Srinivas K. Rotor Dynamic Analysis of Steam Turbine Rotor Using ANSYS. *International Journal of Mechanical Engineering and Robotics Research (IJMERR)*. 2014. Vol. 3. No. 1. Pp. 338–349.
3. Varne P., Green I. Crack Detection in a Rotor Dynamic System by Vibration Monitoring-Part II: *Extended Analysis and Experimental Results*. Redistribution subject to ASME license or copyright. November 2012. Vol. 134(11).
4. Sandeep T., Sankha B. Dynamic analysis of rotor-bearing system for flexible bearing support condition. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET)*. 2017. Vol. 8. Pp. 1785–1792.
5. Xiao-Bo R., Yan-Dong C., Ying-Xiang C., Jian-Gang Z., Ya-Ping T. Dynamics of a cracked rotor system with oil-film force in parameter space. *Nonlinear Dynamics*. Springer Science Business Media Dordrecht. 2017. Vol. 88. No. 4. Pp. 2347–2357.
6. Reddy M.R., Srinivas J. Vibration Analysis of a Support Excited Rotor System with Hydrodynamic Journal Bearings. Elsevier, Procedia Engineering. 2016. Vol. 144. Pp. 825–832.
7. Kristof V., Mester M. Loss of excitation of synchronous generator. *Journal of Electrical Engineering*. 2017. Vol. 68. No 1. Pp. 54–60. DOI: <https://doi.org/10.1515/jee-2017-0007>
8. Arrieta E., Romero N., Torregroza M., Fuly I. Analysis of short-circuit failures in synchronous machinery rotor using finite elements. *Rev. int. métodos numér. cálc. diseño ing.* 2021. Vol. 37. Pp. 1–23. DOI: <https://doi.org/10.23967/j.rimni.2020.12.002>
9. Xinghua Yuan, Jia Qiang. Analysis of Stator Core Magnetic Tension under Inter-turn Short Circuit of Excitation Winding. *International Journal of Frontiers in Engineering Technology*. 2022. Vol. 4. Issue 3. Pp. 28–41. DOI: <https://doi.org/10.25236/IJFET.2022.040305>
10. He Y.-L. et al. Rotor loss and temperature variation under single and combined faults composed of static air-gap eccentricity and rotor inter-turn short circuit in synchronous generators. *IET Electric Power Applications*. 2021. Vol. 15, Issue 11. Pp. 1529–1546. <https://doi.org/10.1049/elp2.12118>
11. Le Luong H.T., Messine F., Hénaux C., Bueno Mariani G., Voyer N., Mollov S. 3D Electromagnetic and Thermal Analysis for an Optimized Wound Rotor Synchronous Machine. *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICELMACH.2018.8507020>
12. Meunier G. The finite element method for electromagnetic modeling. Wiley, ISTE, 1st ed., London, England. 2008.
13. Кучинский К.А. Тепловое и термомеханическое состояния элементов ротора турбогенератора мощностью 200 МВт в асинхронных режимах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 28. С. 54–61.
14. Vicente Climente-Alarcon, Antero Arkkio, Jose Antonino-Daviu. Study of thermal stresses developed during a fatigue test on an electrical motor rotor cage. *International Journal of Fatigue*. March 2019. Vol. 120. Pp. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2018.11.003>
15. Mendes G., Ferreira Á., Miotto E. Coupled Electromagnetic and Thermal Analysis of Electric Machines. *MATEC Web of Conferences (MATBUD'2020)*. 2020. Pp. 1-10. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/202032201052>
16. Кучинский К.А. Тепловые и термомеханические процессы в турбогенераторах: монография. К.: ТОВ «Про Формат», 2020. 239 с.

DISTRIBUTION OF THERMAL LOADS IN THE ROTOR IN THE SHORT-CIRCUIT MODE OF AN ELECTRIC TURBOMACHINE

К.А. Kuchynskyi¹, P.O. Zinkevych²

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: kuchynskyy1962@gmail.com

2 – National University of Food Technologies,
st. Volodymyrska, 68, Kyiv, 01033, Ukraine

e-mail: zinkevychpo@nuft.edu.ua

The results of numerical studies of the distribution of local losses and heating in the structural elements of the surface layer of the rotor at the initial moment of starting the turbomachine are presented. Comprehensive modeling of electromagnetic and temperature fields is carried out on a single methodological basis for the same degree of discretization of the estimated area (pole division of an electric machine) by the finite element method. A comparison of theoretical values with the data of experimental tests was carried out. On the basis of these comparisons, the obtained maximum values of heating and the influence of the deviations of the calculated and experimental data (depending on the testing program and the degree of equipping by thermocouples) are analyzed to assess the actual thermal resistance of the structure in the anomalous mode. Ref. 16, fig. 6, table.

Keywords: turbomachine rotor, non-stationary mode, losses, heating, finite element analysis.

1. Michael I.F., John E.T., Seamus D.G., Arthur W.L. Dynamics of Rotating Machines. Cambridge University Press, 32 Avenue of the Americas New York NY 10013. 2012. Pp. 177–183.
2. Nagaraju T., Srinivas K. Rotor Dynamic Analysis of Steam Turbine Rotor Using ANSYS. *International Journal of Mechanical Engineering and Robotics Research (IJMERR)*. 2014. Vol. 3. No. 1. Pp. 338–349.
3. Varne P., Green I. Crack Detection in a Rotor Dynamic System by Vibration Monitoring-Part II: *Extended Analysis and Experimental Results. Redistribution subject to ASME license or copyright*. November 2012. Vol. 134(11).
4. Sandeep T., Sankha B. Dynamic analysis of rotor-bearing system for flexible bearing support condition. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology (IJMET)*. 2017. Vol. 8. Pp. 1785–1792.
5. Xiao-Bo R., Yan-Dong C., Ying-Xiang C., Jian-Gang Z., Ya-Ping T. Dynamics of a cracked rotor system with oil-film force in parameter space. *Nonlinear Dynamics*. Springer Science Business Media Dordrecht. 2017. Vol. 88. No. 4. Pp. 2347–2357.
6. Reddy M.R., Srinivas J. Vibration Analysis of a Support Excited Rotor System with Hydrodynamic Journal Bearings. Elsevier, Procedia Engineering. 2016. Vol. 144. Pp. 825–832.
7. Kristof V., Mester M. Loss of excitation of synchronous generator. *Journal of Electrical Engineering*. 2017. Vol. 68. No 1. Pp. 54–60. DOI: <https://doi.org/10.1515/jee-2017-0007>
8. Arrieta E., Romero N., Torregroza M., Fuly I. Analysis of short-circuit failures in synchronous machinery rotor using finite elements. *Rev. int. métodos numér. cálc. diseño ing.* 2021. Vol. 37. Pp. 1–23. DOI: <https://doi.org/10.23967/j.rimni.2020.12.002>
9. Xinghua Yuan, Jia Qiang. Analysis of Stator Core Magnetic Tension under Inter-turn Short Circuit of Excitation Winding. *International Journal of Frontiers in Engineering Technology*. 2022. Vol. 4. Issue 3. Pp. 28–41. DOI: <https://doi.org/10.25236/IJFET.2022.040305>
10. He Y.-L. et al. Rotor loss and temperature variation under single and combined faults composed of static air-gap eccentricity and rotor inter-turn short circuit in synchronous generators. *IET Electric Power Applications*. 2021. Vol. 15, Issue 11. Pp. 1529–1546. DOI: <https://doi.org/10.1049/elp2.12118>
11. Le Luong H.T., Messine F., Hénaux C., Bueno Mariani G., Voyer N., Mollov S. 3D Electromagnetic and Thermal Analysis for an Optimized Wound Rotor Synchronous Machine. *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICELMACH.2018.8507020>
12. Meunier G. The finite element method for electromagnetic modeling. Wiley, ISTE, 1st ed., London, England. 2008.
13. Kuchynskiy K.A. Thermal and thermomechanical conditions of rotor elements of a turbogenerator with a capacity of 200 MW in asynchronous modes. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2011. V. 28. Pp. 54–61. (Rus)
14. Vicente Climente-Alarcon, Antero Arkkio, Jose Antonino-Daviu. Study of thermal stresses developed during a fatigue test on an electrical motor rotor cage. *International Journal of Fatigue*. March 2019. Vol. 120. Pp. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2018.11.003>
15. Mendes G., Ferreira A., Miotto E. Coupled Electromagnetic and Thermal Analysis of Electric Machines. *MATEC Web of Conferences (MATBUD'2020)*. 2020. Pp. 1–10. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/202032201052>
16. Kuchynskiy K.A. Thermal and thermomechanical processes in turbogenerators. Kyiv: TOV Pro Format Publ., 2020. 239 p. (Rus)

Надійшла: 16.07.2025

Прийнята: 13.08.2025

Submitted: 16.07.2025

Accepted: 13.08.2025

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.088>

УДК 681.518.3: 621.391.26(075): 621.372.542

ВИМІРЮВАННЯ І ЗБІР ДАНИХ ПРО ПАРАМЕТРИ МАГНІТНИХ ПОЛІВ У ПРОГРАМНО-АПАРАТНОМУ КОМПЛЕКСІ ДЛЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ І НЕІНВАЗИВНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Р.О. Мазманян*, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: mazmanian@ied.org.ua, r.o.mazmanian@gmail.com

Діагностика електроенергетичного обладнання, прогнозування залишкового ресурсу є ефективним способом підтримки його безпечної та довгострокової експлуатації. Зниження витрат, скорочення часу діагностики забезпечують неінвазивні методи, які не потребують втручання в конструкцію машини, що діагностується. Апаратно-програмний комплекс призначено для вивчення зв'язку між змінами розподілу напруженості магнітного поля з несправностями в енергетичному обладнанні. В експериментальних дослідженнях із задалегідь визначеними технічними несправностями, штучно внесеними в об'єкт, комплекс забезпечить корисні та достовірні результати, реєструючи зміни індукції магнітного поля в просторовій, часовій та частотній областях фізики магнітного поля. Вибір та гнучке налаштування засобів збору даних забезпечить використання найбільш доцільного методу вимірювань, перетворення та відображення інформації про досліджувані несправності. У статті представлено основні режими роботи, графічні інтерфейси користувача персонального комп'ютера та мобільної системи збору даних, які спільно виконують перетворення, зберігання, аналіз та відображення вимірювальної інформації, отриманої від різних магнітних датчиків. Узагальнена функціональна специфікація програмного забезпечення комплексу, проектування графічного інтерфейсу користувача (GUI) як частини операційної системи реального часу (RTOS) також будуть використані під час розробки проблемно-орієнтованих систем комп'ютерної діагностики енергетичного обладнання. Бібл. 17, рис. 5.

Ключові слова: технічне діагностування, неінвазивний, електроенергетичне обладнання, магнітні поля.

Вступ. Комплекс **magnetic FieldPointer** [1] призначений для використання в дослідженнях магнітних полів та неінвазивного діагностування різноманітного електроенергетичного обладнання. Це призначення вимагає отримання тих відомостей, які після узагальнення та формального подання забезпечать можливо більшу незалежність свого інформаційного змісту від конкретних типів, режимів роботи, умов експлуатації технічних засобів, що спостерігаються. Очевидно, що подібне завдання має вирішуватися як за допомогою комп'ютерного моделювання магнітних полів машин для взаємного перетворення електричної та інших видів енергій, так і проведенням фізичних експериментів і спостережень.

Різноманітність областей, в яких може проявлятися вплив дефектів і несправностей на характеристики і параметри магнітних полів, вимагають забезпечення комплексом ширшого функціонального розмаїття, ніж мають звичайні вимірювачі фізичних величин. Фізичні експерименти з реальними об'єктами зазвичай супроводжуються виникненням обставин, які, можливо, не були прийняті до уваги при їхньому плануванні або виникли в результаті оцінки отриманих даних. Ця обставина потребує їхнього представлення в одному або кількох різних форматах, що може бути реалізовано за допомогою різноманітності та гнучкості технічних та програмних засобів **Комплексу**, створеного



мобільною системою збору даних **МСЗД** і його комп'ютером **КК**.

Особливе значення в інформаційному змісті **Комплексу** має вимірювач магнітної індукції **METER**, який є основним джерелом даних для всіх інших режимів роботи: **SCOPE**, **PLOT**, **SCAN**, **POINTER** [2]. Їхня програмна реалізація у вигляді окремих додатків **RTOS** (операційна система реального часу **МСЗД**) повинна забезпечити необхідну функціональність комплексу, можливість ефективного використання досить обмежених (у початковій її версії) апаратних можливостей засобів збору даних Комплексу і водночас окремо розробляти, об'єднувати з апаратними засобами програмне забезпечення основних режимів, тестувати та перевіряти їхню функціональність.

Як і раніше, розробка програми **METER** проводиться відповідно до Функціональної специфікації, складеної на підставі уявлень про вплив дефектів та несправностей на параметри магнітних полів електроенергетичного обладнання, умов проведення фізичних експериментів, інформаційного змісту отриманих даних, потреби експериментатора в отриманні достатньої інформації у вигляді, зручному для оперативного прийняття рішень про зміну перебігу експерименту.

Функціональна специфікація комплексу засобів, що реалізують режим METER.

Цей етап робіт присвячено розробці програмного забезпечення комплексу, апаратні засоби якого були раніше створені в рамках попередніх науково-дослідних робіт, виконаних у відділі електричних та магнітних вимірювань ІЕД НАН України. Це передбачає суворе підпорядкування наявним важливим технічним рішенням, залишаючи вибір найбільш ефективних шляхів програмної реалізації функціональної специфікації. В узагальненому вигляді специфікація була сформульована так:

1. Програмне забезпечення режиму **METER** та його апаратна складова реалізують систему збору магнітовимірювальних даних (**DAQ**) Комплексу **magnetic FieldPointer**.

2. Програмне забезпечення цього режиму складається з двох різних додатків, один з яких призначений для роботи у складі **RTOS** мобільної системи збору даних (**МСЗД**), а другий – під керуванням операційної системи **Windows** комп'ютера **Комплексу**.

3. Додатки, що розробляються, забезпечують можливі в реальних умовах перелік та обсяг функцій управління процедурами вимірювання та відображення даних.

4. Програмне наповнення режиму **METER** забезпечує доступ до вимірювальних даних та повноцінне керування процедурами цього режиму з боку інших програм.

5. Програми забезпечують повну та синхронну взаємодію з використанням єдиного набору команд управління.

6. Управління процедурами забезпечує вимірювання та збирання даних магнітної індукції в діапазонах значень від 12 μT до 1600 mT та частот 0 до 600 Hz .

7. Передбачено застосування первинних вимірювальних перетворювачів трьох типів: датчики Холу, магніторезистивні датчики та індукційні перетворювачі.

8. Для більш повного представлення просторового розподілу та змін у часі магнітної індукції необхідно розробити програмні засоби, які надалі можуть бути модифіковані та використані в комплексах із триосьовими датчиками (у цій версії буде використаний один двохосьовий магніторезистивний перетворювач).

9. Передбачити можливість одночасного вимірювання та перетворень аналогових значень вимірювального сигналу у цифрові послідовності всіх трьох каналів.

10. Інтерфейси користувача в режимі **METER** включають засоби перемикання та табло для індикації діапазону вимірювань індукції постійних та змінних магнітних полів, індикацію використовуваного датчика, одиниць вимірювання mT/Gs , таблиці та кнопки очищення/запису/документування результатів у таблицях на екранах **МСЗД** і **КК**.

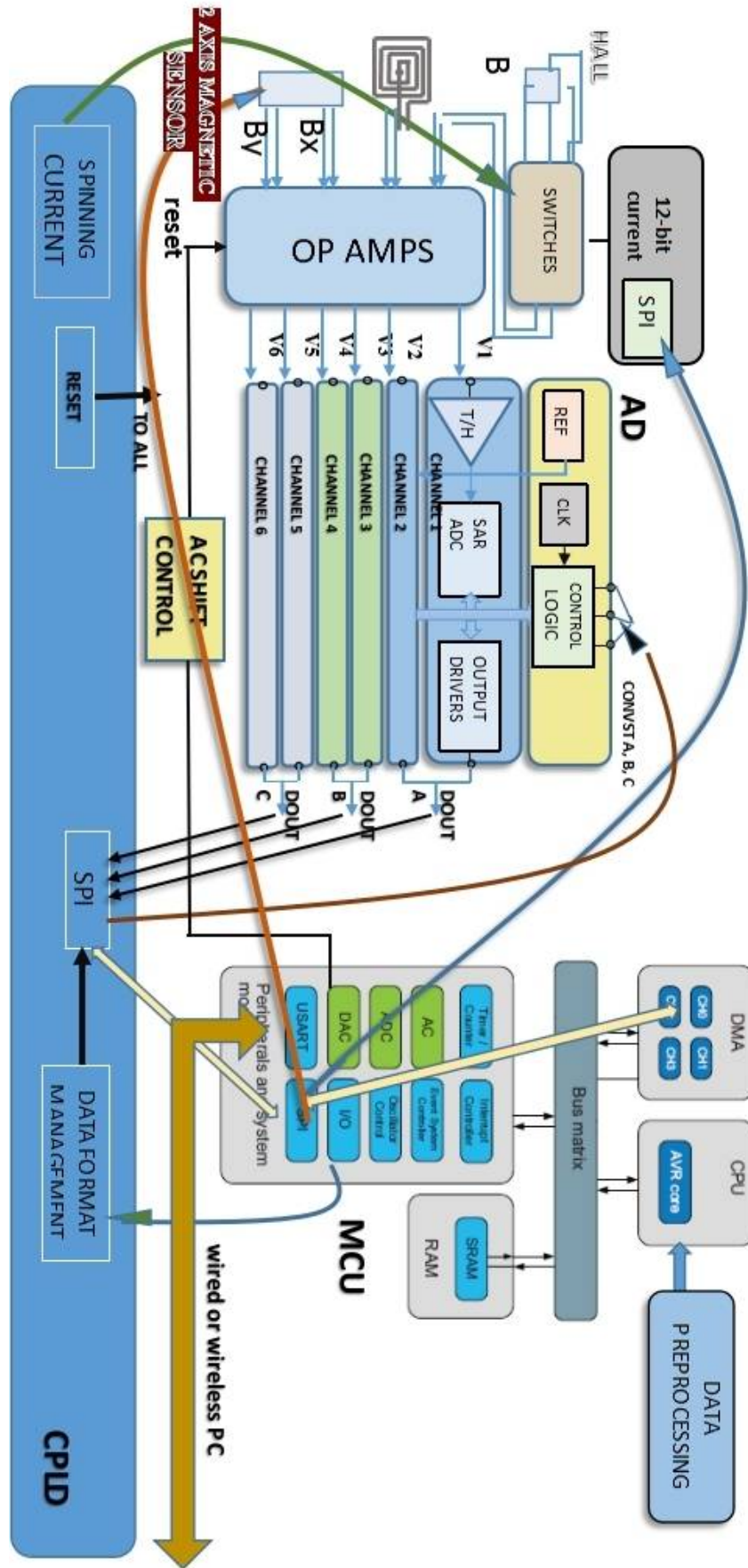


Рис. 1. Функціональна блок-схема мобільної системи збору даних (МСЗД)

Апаратні засоби МСЗД та їхня організація. Отже, передбачувану реалізованість Комплексу забезпечували апаратні засоби МСЗД [1], доповнені програмованою логікою CPLD (рис. 1), які включали такі функціонально завершені пристрої та блоки :

1) вимірювальні перетворювачі Холу разом із керованим джерелом живлення *12-bit current* [3] та ключами *switches* [4] для підключення виводів, або індукційного перетворювача, або двохосьового магніторезистивного перетворювача [5];

2) *OP AMPs* – блок підсилювачів вимірювальних сигналів [6];

3) *AD* - аналого-цифровий перетворювач [7, 8], який містить в одному корпусі шість 12-бітових, швидкодіючих, малопотужних АЦП послідовного наближення;

4) CPLD – програмовану логіку [9];

5) MCU – високопродуктивний 8/16-біт мікроконтролер AVR XMEGA AU [10].

Вимірювальні сигнали v1 ... v6 після посилення надходять на один або кілька входів AD, які через послідовний порт SPI надходять у CPLD, де вони формуються і вже через послідовний порт SPI MCU в режимі прямого доступу до пам'яті DMA зберігаються в оперативній пам'яті мікроконтролера SRAM, звідки далі по провідному або радіоканалу зв'язку направляються в комп'ютер Комплексу.

Розроблена раніше схемна реалізація вимірювача з датчиком Холу [11] для виключення впливу напруги нееквівалентного розташування електродів датчика на результат вимірювань застосовує відомий метод *spinning current* [12].

Комп'ютерне моделювання та наскрізне проектування вимірювача [13, 14, 15] було виконано на попередніх етапах досліджень. У схемотехнічному моделюванні використовувалися вбудовані та оригінальні резистивні та гіраторні феноменологічні моделі [16] перетворювачів на основі ефекту Холу. З їхньою допомогою були створені структури та принципові схеми вимірювачів, визначено форму та параметри керуючих сигналів, сформульовано вимоги до логічних послідовностей сигналів, що здійснюють поперединне підключення пар електродів до джерела живлення датчика та до вхідних клем підсилювача напруги Холу.

Управління групами ключів, що реалізують режим *spinning current*, команди управління режимами, дані про поточний стан процесів вимірювання і збору даних, виробляються програмованою логікою CPLD. Нижче приведені деякі основні функції і команди, які визначалися на початковій стадії розробки програмного забезпечення:

- Включення послідовного введення даних каналу А перетворювача AD.
 - Вхід BUSY. Переходить у високий рівень, коли починається перетворення, і залишається високим доти, доки перетворення не завершиться.
 - Запуск введення і пересилки двобайтових даних трьох каналів перетворювача AD для запису в оперативну пам'ять MCU.
- Формування сигналу скидання.
- Сигнал завершення перетворення сигналу в цифровий код і пересилання в MCU.
 - Сигнал активації / дезактивації керованого джерела току живлення давача Холу.
- Сигнали стробування старшого і молодшого байтів слова даних.
 - Сигнали формування двобайтових послань для кожного каналу перетворення
 - Сигнал для ініціювання одночасних перетворень для пар V1/V2, V3/V4, V5/V6/
 - 8 біт даних /послідовне введення даних каналу С, В, А перетворювача AD
- Дозвіл на включення режиму *spinning current* давача Холу.
 - Сигнали управління ключами сигналу і живлення датчика Холу в режимі *spinning current*.
 - Сигнали синхронізації послідовного порту вводу даних у MCU.
 - Логічний сигнал супроводження передачі даних.

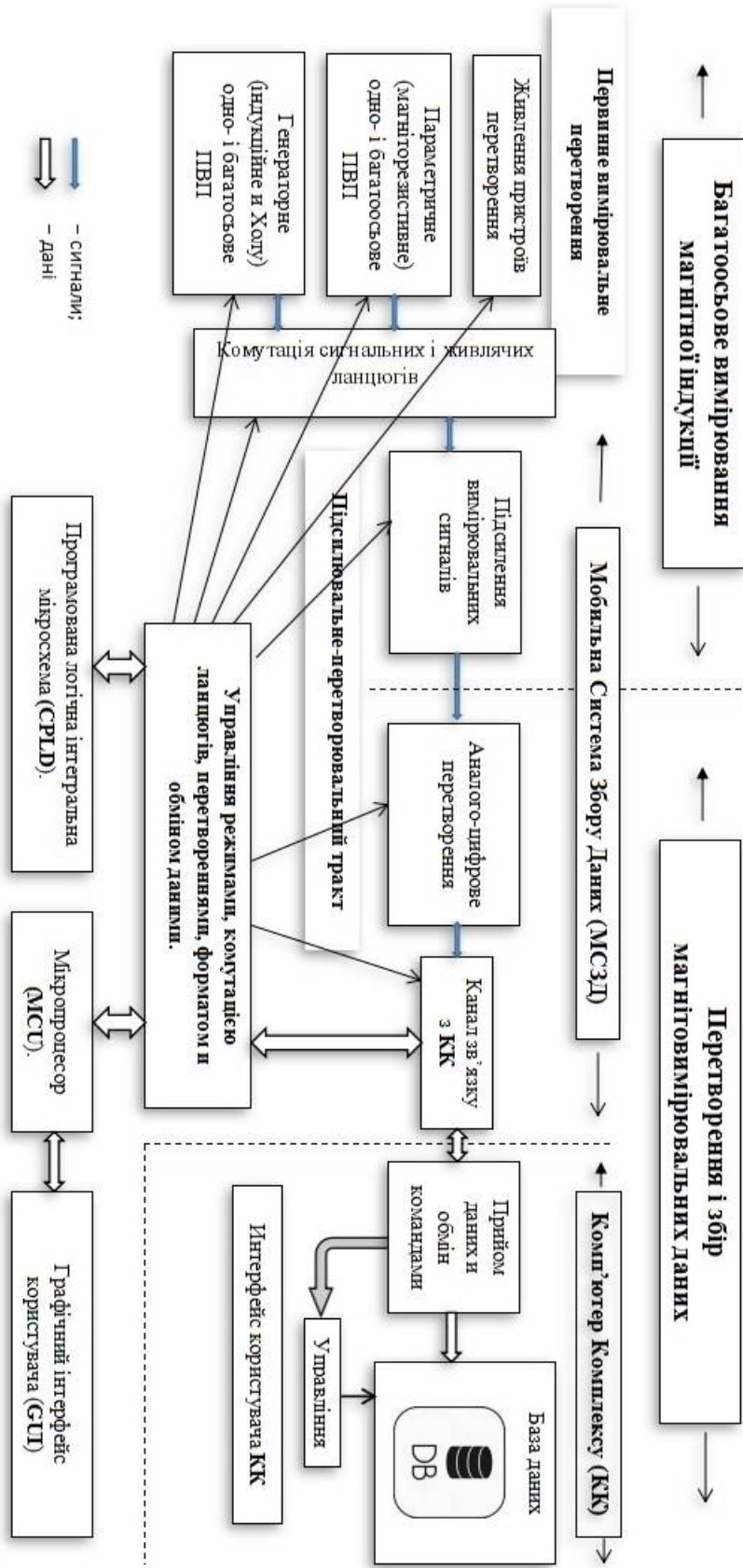


Рис. 2. Багатоосьове вимірювання і збір даних

Смужковий елемент зсуву параметричного магніторезистивного перетворювача [5] являє собою металізовану спіраль, яка з'єднується з чутливою віссю сенсорного елемента. У двовісних конструкціях перемичка є спільною для обох мостів і має бути мультиплексована, якщо для кожного моста потрібний різний струм перемички. Номінальний опір кожної смужки становить 15 Ом, і для кожного Гауса індукованого поля потрібно струм величиною 10 мА. Це забезпечує знижувальні або підсилювальні поля в діапазоні лінійних вимірів ± 6 Гаус.

Смужковий елемент установки/скидання S/R є ще однією металізованою спіраллю, яка з'єднується з віссю сенсорного елемента (перпендикулярно чутливої осі на кристалі сенсора). Як і елемент усунення, він проходить через пару мостових елементів. Кожний елемент установки/скидання має номінальний опір від 3 до 6 Ом із мінімальним необхідним піковим струмом 400 мА для імпульсів скидання чи установки. У поточній версії функцію регулювання зміщення не було реалізовано з міркувань економії ресурсів і передбачуваного незначного впливу таких збурень на параметри змінних магнітних полів.

Режим S/R був реалізований для періодичної підготовки магнітних доменів магніторезистивних елементів, що забезпечило, як показали експерименти, більш стабільну роботу. Імпульс S визначається як позитивний імпульсний струм, що надходить до з'єднання перемички S/R+. У результаті його дії магнітні домени будуть вирівняні в прямому напрямку осі, так що полярність сенсорного моста має позитивний нахил, а позитивні поля на чутливій осі призводять до появи позитивної напруги вихідних з'єднань моста. Імпульс скидання визначається як негативний імпульсний струм, що надходить до з'єднання перемички S/R+. Успішним результатом буде те, що магнітні домени вирівняно у зворотному напрямку осі, так що полярність сенсорного моста має негативний нахил, а позитивні поля на чутливій осі призводять до негативної напруги на вихідних з'єднаннях моста.

У цьому режимі спочатку відправляється імпульс скидання, а через кілька мілісекунд слідує імпульс установки. Виробник обгрунтовує та пропонує варіант заміни роздільних імпульсів скидання та встановлення однополярними імпульсами з дещо підвищеною частотою. Цей варіант і був реалізований в поточній версії проекту за допомогою вбудованих таймерів MCU і біту одного з його портів, який управляє перемиканням пари транзисторних ключів.

Коротка інформація про дисплей та сенсорну панель МСЗД.

У МСЗД Комплексу використовувався рідкокристалічний TFT дисплей з роздільною здатністю 240RGBx320 пікселів, 320-канальний драйвер затвора, 172800 байт GRAM для даних графічного екрану 240RGBx320 пікселів і схему живлення. Крім того, на друкованій платі з дисплеєм також встановлена мікросхема флеш-пам'яті з послідовним інтерфейсом і функцією внутрішнього системного перепрограмування.

Ця пам'ять використана для зберігання фрагментів графічних зображень, що використовуються GUI МСЗД, які завантажуються під керуванням позасистемної програми запису зображень, перетворених на *header*-файли.

Графічний інтерфейс програми Meter_МСЗД операційної системи реального часу RTOS.

Узагальнена блок-схема RTOS (рис. 3) включає системні сервіси ядра, блок управління дисплеєм та сенсорним екраном, прикладні програми RTOS, які обслуговують додатки, що реалізують 5 основних режимів Комплексу, та **Головне вікно МСЗД.**

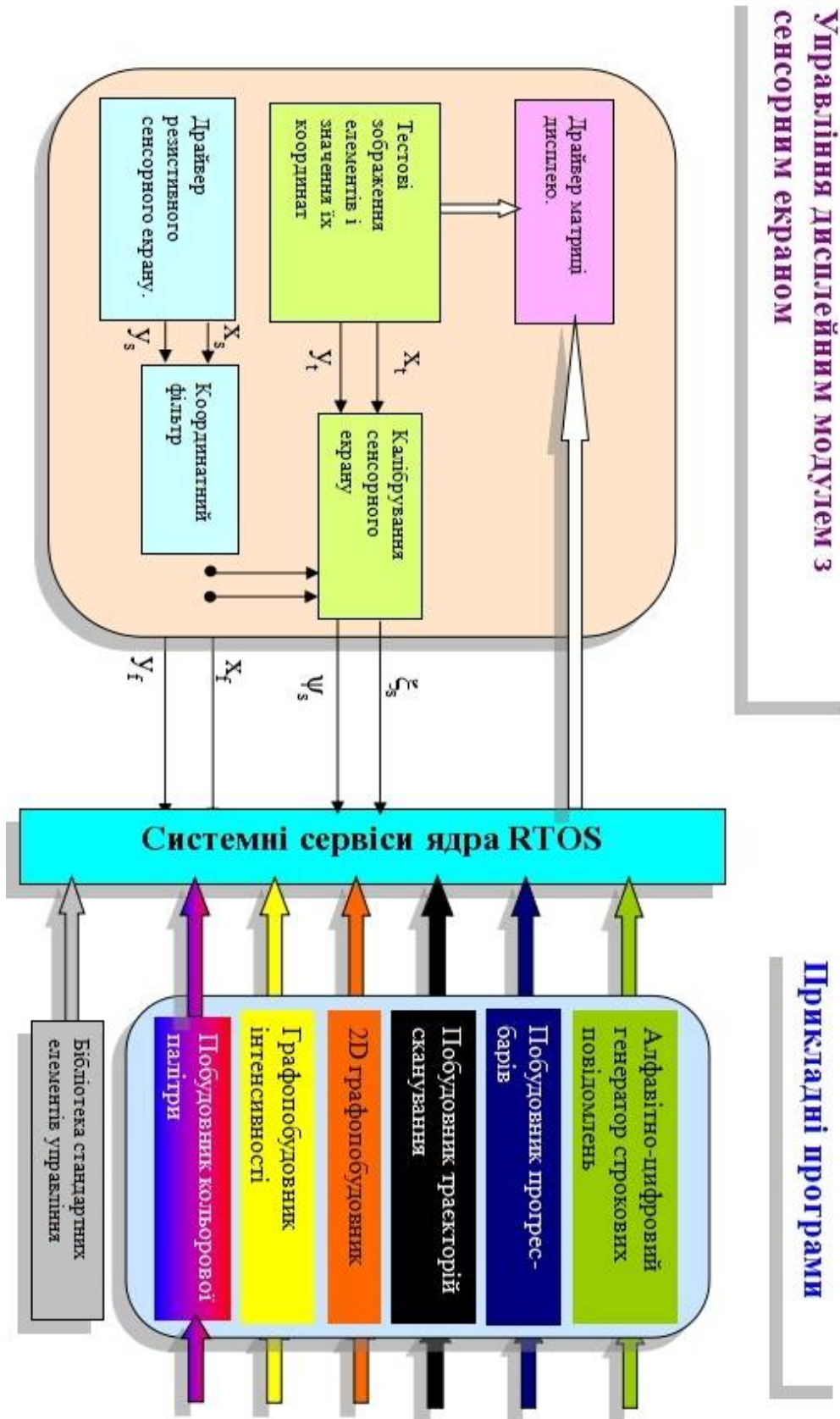


Рис. 3. Узагальнена блок-схема операційної системи реального часу RTOS

Вікно **Meter МСЗД** (рис. 4) містить органи управління режимами вимірювача магнітної індукції, засобами відображення значень поточних параметрів, таблицю і сенсорні кнопки запису **Write** і очищення **Clear** до 16 результатів вимірювань. Кнопка повернення **Back** завершує роботу режиму **Meter** та викликає повернення до **Головного вікна МСЗД Комплексу**. Усі перемикання, що змінюють параметри або зміст таблиці, викликають аналогічні зміни у вікні режиму **Meter_LV** Комп'ютера Комплексу (**КК**), і навпаки.

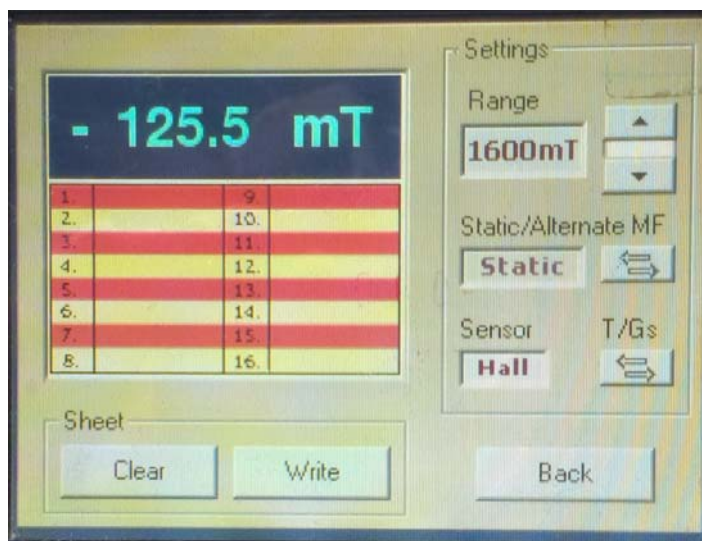


Рис. 4. Вікно передньої панелі режиму **Meter МСЗД**

Побудова й тестування додатку Meter МСЗД. Основні програмні та алгоритмічні рішення були використані для створення функціонально завершених розділів програми **Meter_МСЗД**, інтегровані з апаратними засобами **Комплексу** і пройшли тестування та перевірку на виконання передбачених Функціональною специфікацією положень. Підходи та рішення, використані в цьому, першому розроблюваному додатку операційної системи реального часу **RTOS**, враховували також і особливу вимогу щодо нього, що полягає в неявному режимі спільної роботи з іншими провідними додатками **RTOS**.

Центральне місце **Meter_МСЗД** визначається його присутністю в усіх режимах Комплексу та роллю єдиного джерела основної інформації.

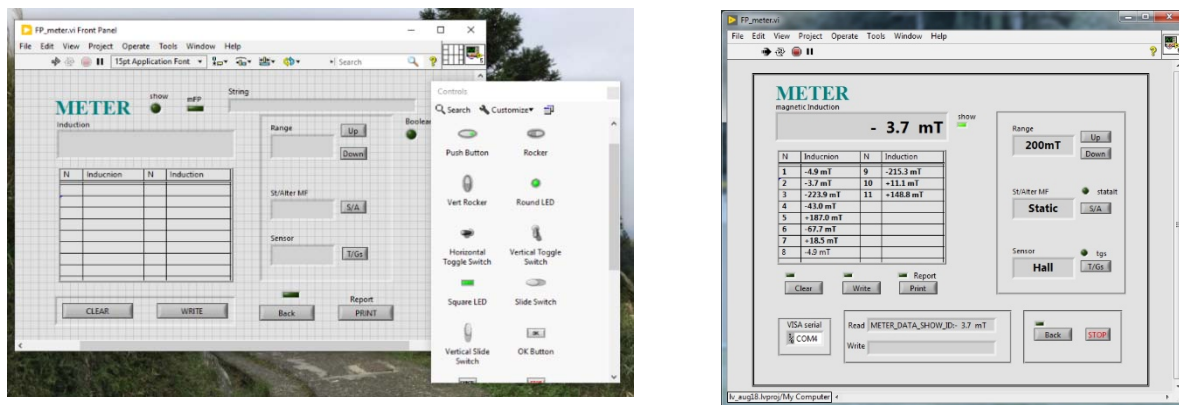
При включенні операційна система реального часу **RTOS** виконує дії, що забезпечують установку «за замовчуванням» параметрів апаратних і програмних компонентів комплексу, що настроюються, і задаються початкові значення керуючих електричних зав'язків мікроконтролера **MCU** (рис. 4)

Єдиний шлях входу в режим **Meter_МСЗД** можливий через **Головне вікно МСЗД GUI**, яке запускається після включення **Комплексу**. У цьому випадку всім подальшим діям із **Комплексом** передуює замальовка на екрані дисплея і потім взаємодія з компонентами програми. Вихід із вікна режиму **Meter_МСЗД** передбачає повернення до **Головного вікна GUI** і його замальовку.

У статті обмежено представлено всі або більшість окремих функціональних і структурних рішень, використаних у роботі. Натомість тут висвітлені лише рішення головних, першочергових завдань, які демонструють загальні принципи, покладені в основу розробки.

Побудова застосунку Meter_LV. Дві суттєві особливості і фундаментальні принципи автоматизованого проектування систем збору даних і управління приладами виділяють LabView компанії National Instruments [17] серед інших програмних середовищ: використання спеціально розробленої мови графічного програмування **G** та реалізована концепція віртуальних приладів. Це забезпечує можливість в єдиному програмному

середовищі розробляти, тестувати і з'єднувати у комплекси апаратні і програмні складові різного призначення. Побудова застосунку для операційної системи **Windows 10 Комп'ютеру Комплексу magnetic FieldPointer** дала змогу використати відомі стандартні рішення графічного інтерфейсу користувача, що зі свого боку, визначило також і дизайн вікон **МСЗД**.



а

б

Рис. 5. Панель віртуального приладу **METER**

Передня панель віртуального приладу **METER** у вікні розробки (рис. 5 а) містить органи керування приладом. На його блок-схемі [17] розміщуються функції цих органів, а також інші функції, які не мають інструментального відображення, наприклад, логічні функції.

Обмін даними і командами з усіма компонентами **Комплексу** виконується шляхом прийому і передачі текстових повідомлень. Формати посилань відповідають спрощеному стандарту даних/команд стандарту IEEE.488.2 [18]. Дешифрування текстових повідомлень виконується їхнім порівнянням із логічними елементами зі строковими константами за попередньо складеним списком команд.

Збіг константи з повідомленням підтверджується на виході проходженням коду тексту, супроводжується відповідним логічним сигналом, що викликає виконання потрібної функції і виведення константи на текст-боксі передньої панелі віртуального приладу **METER**.

Логічні сигнали від кнопок управління приладу, відповідні їм строкові константи використовуються для формування посилань керування **МСЗД**. У такий спосіб забезпечується організація умовно-ієрархічної структури з гнучким розподілом ієрархій, що залежить від характеру розв'язуваного завдання [1]. Передня панель віртуального приладу на дисплеї Комп'ютеру Комплексу в режимі вимірювання і реєстрації магнітної індукції має вигляд, поданий на рис. 5 б.

Тестування режиму **METER** Комплексу при вимірюваннях індукції постійних магнітних полів виконувалося з використанням котушки Гельмгольца. Для вимірювання змінних магнітних полів котушку було використано в схемі зі зворотнім зв'язком за струмом її живлення, що забезпечило проведення тестувань у діапазоні до 500 Гц.

Висновки.

1. Розроблено функціональну специфікацію вимірювача фізичної величини – індукції постійних, змінних, магнітних полів для досліджень внутрішніх і зовнішніх полів електроенергетичного обладнання різного призначення.

2. Запропоновано й реалізовано концептуальні і технічні рішення інтегрованих апаратних і програмних засобів для збору і відображення вимірювальних даних про магнітні поля електроенергетичного обладнання.

3. Тестування режиму **METER** Комплексу підтвердило виконання положень Функціональної специфікації, а його технічні характеристики задовольняють прийняті до створення параметри.

4. Прийняті формати даних, апаратні засоби і програмне забезпечення режиму **METER** Комплексу забезпечать отримання інформації і зберігання даних експериментів для встановлення впливу дефектів на часові, частотні і просторові параметри зовнішніх і внутрішніх магнітних полів обладнання, що досліджується, їхнє використання в усіх режимах його роботи.

Роботу виконано за держбюджетною темою «з виконання наукової роботи №: III-29-17 "Розширення функціональних можливостей та підвищення метрологічних характеристик засобів вимірювання в системах моніторингу і діагностування в електроенергетиці", шифр теми "ПАРАМЕТР-Д). Державний реєстраційний номер 0122U000136.

1. Мазманян Р.О. Программно-аппаратный комплекс для мониторинга магнитных полей электроэнергетического оборудования. *Техн. Електродинаміка*. 2019. № 5. С. 83–92.
2. Мазманян Р.О. Основные режимы работы и графичный интерфейс користувача комплексу для експериментальних досліджень магнітних полів і діагностування електроенергетичного обладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2024. Вип. 67. С. 82–89.
3. 12-Bit High Output Current ADN8810s. URL: <https://media.digikey.com/pdf/Data%20Sheets/Analog%20Devices%20PDFs/adn8810.pdf>
4. 5 Ω RON SPST Switches ADG451/ADG452/ADG453ADG451/ADG452/ADG453 https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/ADG451_452_453.pdf
5. 1, 2 and 3 Axis Magnetic Sensors HMC1051/HMC1052/HMC1053 <https://www.sparkfun.com/datasheets/IC/HMC105X.pdf>
6. Precision, Low Power Instrumentation Amplifiers. URL: <https://www.ti.com/product/INA129>
7. 250 kSPS, 6-Channel, Simultaneous Sampling, Bipolar 16-/14-/12-Bit ADC AD7656/AD7657/AD7658. URL: https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/AD7656_7657_7658.pdf
8. Configuring the AD7656/AD7657/AD7658 for Serial and Daisy-Chain Interface Modes of Operation. URL: <https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/application-notes/AN-893.pdf>
9. XC9572XL High Performance CPLD URL: <https://www.mouser.com/datasheet/2/903/ds057-1595690.pdf>
10. 8/16-bit Atmel XMEGA A1U Microcontroller URL: https://ww1.microchip.com/downloads/en/DeviceDoc/Atmel-8362-8-and-16bit-AVR-microcontroller-ATxmega256A3BU_datasheet.pdf
11. M-A. Paun, J-M. Sallese, M. Kayal Hall Effect Sensors Design, Integration and Behavior Analysis. *Journal of Sensor and Actuator Networks* 2(1). 2013. Pp. 85–97. DOI: <https://doi.org/10.3390/jsan2010085>
12. R. S. Popovic Hall-effect devices. *Sensors and Actuators*. 17. Pp. 39–53. 1989.
13. Мазманян Р.О. Структурное моделирование измерителей магнитной индукции с коммутируемыми выводами датчика Холла. *Техн. електродинаміка*. 2001. № 1. С. 73–80.
14. Мазманян Р.О. Структурное моделирование измерителей индукции постоянных и переменных магнитных полей. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2006. Вип. 2 (14). С. 126–127.
15. Мазманян Р.О. Структурне моделювання вимірювачів магнітної індукції з автоматичною корекцією і компенсацією похибок. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2009. № 637. С. 50–56.
16. Таранов С.Г., Мазманян Р.О. Гиратор в SPICE-моделях гальваноманітних преобразователей Холла. *Техн. електродинаміка*. 2008. № 1. С. 56–64.
17. Yik Yang LabView Graphical Programming Cookbook. 2014. URL: User Guide for 488.2 Compliant Units Rev. A [Microsoft Word - User Guide IEEE488.2 Rev. A.doc](#)

MEASUREMENT AND DATA ACQUISITION SYSTEMS ON MAGNETIC FIELDS PARAMETERS IN A COMPLEX FOR EXPERIMENTAL RESEARCH AND NON-INVASIVE DIAGNOSTICS OF ELECTRIC POWER EQUIPMENT

R.O. Mazmanian

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: mazmanian@ied.org.ua, r.o.mazmanian@gmail.com

Diagnostics of power equipment, forecasting of the residual resource is an effective way to ensure its safe and long-term operation. Reduction of costs, reduction of diagnostic time are provided by non-invasive methods that do not require intervention in the design of the machine being diagnosed. The hardware and software complex is designed to study the relationship between changes in the patterns of magnetic field intensity distribution with faults in power equipment. In experimental studies with predetermined technical faults artificially introduced into the object, the complex will provide useful and reliable results, registering changes in magnetic field induction in the spatial, temporal and frequency domains of magnetic field physics. Selection and flexible configuration of data acquisition means will ensure the use of the most appropriate method of measurements, conversion and display of information about the studied faults. The article presents the main operating modes, graphical user interfaces of a personal computer and a mobile data acquisition system, which jointly perform the conversion, storage, analysis and display of measurement information obtained from various magnetic sensors. The generalized functional specification of the software of the complex, the design of the graphical user interface (GUI) as part of the real-time operating system (RTOS) will also be used in the development of problem-oriented systems for computer diagnostics of power equipment. Ref. 17, fig. 5.

Keywords: technical diagnostics, non-invasive, electrical power equipment, magnetic fields.

1. Mazmanian R.O. Prohrammno-apparatnyi kompleks dlia monytorynha mahnytnykh polei elektroenerhetycheskoho oborudovanyia. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2019. No 5. Pp. 83–92.
2. Mazmanian R.O. Osnovni rezhymy roboty i hrachnyyi interfeis korystuvacha kompleksu dlia eksperymentalnykh doslidzhen mahnitnykh poliv i diahnostuvannia elektroenerhetychnoho obladdannia. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2024. V. 67. Pp. 82–89.
3. 12-Bit High Output Current ADN8810s. URL: <https://media.digikey.com/pdf/Data%20Sheets/Analog%20Devices%20PDFs/adn8810.pdf>
4. 5 Ω RON SPST Switches ADG451/ADG452/ADG453ADG451/ADG452/ADG453 URL: https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/ADG451_452_453.pdf
5. 1, 2 and 3 Axis Magnetic Sensors HMC1051/HMC1052/HMC1053 URL: <https://www.sparkfun.com/datasheets/IC/HMC105X.pdf>
6. Precision, Low Power Instrumentation Amplifiers. URL: <https://www.ti.com/product/TNA129>
7. 250 kSPS, 6-Channel, Simultaneous Sampling, Bipolar 16-/14-/12-Bit ADC AD7656/AD7657/AD7658. URL: https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/AD7656_7657_7658.pdf
8. Configuring the AD7656/AD7657/AD7658 for Serial and Daisy-Chain Interface Modes of Operation. URL: <https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/application-notes/AN-893.pdf>
9. XC9572XL High Performance CPLD URL: <https://www.mouser.com/datasheet/2/903/ds057-1595690.pdf>
10. 8/16-bit Atmel XMEGA A1U Microcontroller URL: https://ww1.microchip.com/downloads/en/DeviceDoc/Atmel-8362-8-and-16bit-AVR-microcontroller-ATxmega256A3BU_datasheet.pdf
11. M-A. Paun, J-M. Sallese, M. Kayal Hall Effect Sensors Design, Integration and Behavior Analysis. *Journal of Sensor and Actuator Networks*. 2013. No 2(1). Pp. 85-97, DOI: <https://doi.org/10.3390/jsan2010085>
12. R. S. Popovic Hall-effect devices. *Sensors and Actuators*. 17. Pp. 39–53. 1989.
13. Mazmanian R.O. Structural modeling of magnetic induction meters with switched Hall sensor terminals. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2001. No 1. Pp. 73–80.
14. Mazmanian R.O. Structural modeling of induction meters for constant and alternating magnetic fields. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2006. V. 2 (14). Pp. 126–127.
15. Mazmanian R.O. Structural modeling of dynamic magnetic induction with automatic correction and compensation of losses. *Visnyk Natsionalnoho universytetu Lvivska politekhnika. Elektroenerhetychni ta elektromekhanichni systemy*. 2009. No 637. Pp. 50–56.
16. Taranov S.H., Mazmanian R.O. Hyrator v SPICE-modeliakh halvanomahnytnykh preobrazovatelei Kholla. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2008. No 1. Pp. 56–64.
17. Yik Yang LabView Graphical Programming Cookbook. 2014. URL: User Guide for 488.2 Compliant Units Rev. A Microsoft Word - User Guide IEEE488.2 Rev. A.doc

Надійшла: 29.04.2025

Прийнята: 21.05.2025

Submitted: 29.04.2025

Accepted: 21.05.2025